

Научно-исследовательский институт по передаче электроэнергии  
постоянным током высокого напряжения

# **ИЗВЕСТИЯ НИИ ПОСТОЯННОГО ТОКА**

**НАУЧНЫЙ СБОРНИК**

**№ 64**

**Издается с февраля 1957 г.**

*Посвящается 65-летию образования  
Научно-исследовательского института  
по передаче электроэнергии постоянным током  
высокого напряжения*

Санкт-Петербург  
2010

УДК 621.311; 621.314–317

### **Редакционная коллегия**

**Главный редактор Кошечев Л. А.**

Андреюк В. А., Асанбаев Ю. А., Балыбердин Л. Л., Бондаренко А. Ф.,  
Владимирский Л. Л., Герасимов А. С., Есипович А. Х., Зеккель А. С.,  
Козлович Г. В., Курбатов А.Г., Мазуров М. И., Марченко Е. А.,  
Привалов И. Н., Соломоник Е. А., Шлайфштейн В. А., Фролов О. В.

## Содержание

Предисловие .....	6
<i>Н. Г. Шульгинов, А. В. Жуков, А. Т. Демчук, Л. А. Коцеев, П. Я. Кац, М. А. Эдлин</i> Повышение эксплуатационной надежности ЕЭС России средствами противоаварийного автоматического управления .....	13
<i>А. В. Жуков, А. Т. Демчук, П. Я. Кац, В. Л. Невельский, М. А. Эдлин, А. В. Николаев</i> Организация системы автоматической ликвидации асинхронных режимов.....	24
<i>В. А. Андреюк, Т. А. Гущина, С. Р. Кияткина, Н. К. Семенов</i> Оценка эффективности алгоритма управления переходными режимами протяженных транзитов с использованием информации об относительных углах по данным системы мониторинга переходных режимов .....	30
<i>Невельский В. Л., Тен Е. А.</i> Требования к электропередаче, обеспечивающей связь нагрузочного узла с системой (предельная мощность удаленного узла нагрузки).....	44
<i>А. С. Герасимов, А. Х. Есипович, А. Н. Смирнов</i> О критериях достоверности динамических моделей сложных электроэнергетических систем.....	59
<i>Н. Б. Кутузова, С. С. Кынев, Л. С. Смирнова, В. С. Чудный</i> Определение максимумов и минимумов потребления мощности в перспективных схемах ЕЭС России .....	76
<i>К. В. Герасименко, Н. Б. Кутузова, М. С. Романовский</i> Проектирование базы данных для хранения и актуализации информации по перспективному развитию ЕЭС России.....	90
<i>А. С. Брилинский, С. В. Смоловик</i> Алгоритмы подготовки исходных данных для расчета токов короткого замыкания сложных энергосистем .....	100
<i>В. А. Андреюк, Н. С. Сказываева, Е. В. Богданов</i> Сравнительное сопоставление математических моделей трех- и четырехконтурных синхронных машин различных программных комплексов.....	113

*Й. Штефка*

Компенсация частотной погрешности при цифровых измерениях параметров электрического тока промышленной частоты .....131

*Й. Штефка*

Определение частот полигармонических колебаний методом Прони .....138

*О. В. Гуриков, Т. А. Гуцина, С. Р. Кияткина, Н. К. Семенов*

Опыт проведения испытаний систем группового регулирования напряжения и реактивной мощности на цифро-аналого-физическом комплексе ОАО «НИИПТ» .....144

*А. А. Кузьминова, Д. А. Кабанов*

Испытания цифровых устройств автоматики ликвидации асинхронных режимов на цифро-аналого-физическом комплексе .....155

*Л. Л. Балыбердин, К. Б. Гусаковский, Е. Ю.Змазнов, Н. Г. Лозинова*

Электропередача Россия – Финляндия с ВПТ – этап в развитии техники постоянного тока .....168

*Л. Л. Балыбердин, В. А. Дьячков, Ю. В. Капитула, Н. Г. Лозинова*

Многомодульные вставки постоянного тока как одно из средств ограничения токов короткого замыкания и повышения управляемости энергосистем мегаполисов.....181

*И. М. Берх*

Расчет областей устойчивости системы регулирования вставки постоянного тока с преобразователями напряжения на полностью управляемых вентилях .....189

*Е. А. Иванова, М. И. Мазуров*

Методика выбора индуктивности линейного реактора для кабельно-воздушной линии постоянного тока.....212

*А. С. Герасимов, Е. В. Ефимова, А. В. Коробков,**В. А. Шлайфштейн*

Моделирование вставки постоянного тока на преобразователях напряжения в среде ПВК «EUROSTAG».....225

*М. К. Гуревич, М. А. Козлова, А. В. Репин, Ю. А. Шершнев*

Способы предотвращения аварий, вызванных гололедообразованием на проводах и грозозащитных тросах ВЛ .....237

<i>А. В. Лобанов, А. В. Репин, А. Ю. Шершнев</i> Опыт введения в эксплуатацию установки плавки гололеда на проводах ВЛ ВУПГ-14/1200 на ПС 220 кВ Тымовская ОАО «Сахалинэнерго».....	250
<i>Т. Г. Горелик, О. В. Кириенко</i> Анализ способов представления данных в стандарте МЭК 61850 .....	258
<i>Л. Л. Владимирский, Е. Н. Орлова, Д. С. Печалин, Е. А. Соломоник, Т. В. Яковлева, В. И. Федотов</i> Исследования и выбор внешней изоляции электроустановок, расположенных вблизи автодорог с использованием в холодное время года противогололедных средств.....	264
<i>А. Н. Новикова, С. С. Данилевский, А. Н. Лубков, О. В. Шмараго</i> Опыт разработки схем грозозащиты модернизируемых к Олимпийским играм 2014 г. ВЛ 110 и 220 кВ в Сочинском регионе с использованием ограничителей перенапряжений.....	283
<i>А. С. Герасимов</i> Экспериментально-исследовательский центр «Электродинамика» – вчера, сегодня, завтра.....	311
<i>Е. А. Соломоник</i> Становление ЛТВН НИИПТ (1948–1960).....	316
<i>Ю. А. Асанбаев, Т. Г. Горелик</i> ОАО «НИИПТ»: Отдел АСУ вчера, сегодня, завтра! .....	329
<i>Е. А. Соломоник</i> Памяти Соломона Сауловича Шура.....	334
Рефераты публикуемых статей .....	339
Abstracts.....	350

## Предисловие

---

В 1945 г. постановлением Совета Министров СССР был образован Научно-исследовательский институт по передаче электроэнергии постоянным током высокого напряжения (НИИПТ).

Историю своего существования НИИПТ начал с небольшой группы, имеющей в качестве первой цели создание и включение в опытно-промышленную эксплуатацию кабельной электропередачи постоянного тока (ППТ) Кашира – Москва ( $\pm 100$  кВ, 30 МВт, 120 км). Эта передача создавалась с использованием части оборудования недостроенной ППТ Эльба – Берлин и с консультациями немецких специалистов. Но в конечном счете передача была реализована в 1950 г. выросшими в ходе этой работы специалистами НИИПТ В. И. Емельяновым, М. Г. Шехтманом, И. Н. Шапошниковым, А. М. Рейдером, Б. С. Мелик-Саркисовым, В. П. Пименовым, Л. А. Вахрамеевым и другими под руководством и при непосредственном участии первого директора НИИПТ А. М. Некрасова, и это была первая в мире промышленная ППТ. Вторая в мире ППТ (100 кВ, 20 МВт, 100 км) на остров Готланд в Швеции была пущена в 1954 г.

Создание НИИПТ было связано с реализацией программы сооружения мощных ППТ для передачи больших объемов электроэнергии от удаленных ГЭС и угольных электростанций Сибири и Казахстана в центральные районы страны. Коллектив института включился в эту работу, и уже в 1962–1965 гг. была поэтапно введена в эксплуатацию ППТ  $\pm 400$  кВ Волгоград – Донбасс, на тот момент самая мощная в мире воздушная ППТ с ртутными преобразователями.

По завершении этой работы начались интенсивные исследования и предпроектные разработки для ППТ  $\pm 750$  кВ Экибастуз – Центр. Первоначально преобразователи ППТ Экибастуз – Центр предполагалось создать на базе ртутных вентиляей и самым крупным подразделением института была лаборатория ртутных вентиляей. Сотрудниками этой лаборатории Л. А. Сеной, Н. И. Лавровым, В. А. Долгих, В. А. Иванченко, В. Я. Меньшиковым и другими были разработаны и переданы в промышленность усовершенствованные ртутные вентили для ППТ Кашира – Москва, Волгоград – Донбасс, а также для транспортных и промышленных установок различного назначения.

Однако уже на первых этапах проектирования ППТ Экибастуз – Центр руководителем этих работ в НИИПТ заместителем директора института А. В. Поссе было выдвинуто революционное по тем временам предложение отказаться от ртутных вентиляей и взять курс на тиристорную

технику. С этого момента в институте началось интенсивное освоение преобразовательной техники с использованием наиболее прогрессивных ее достижений на каждом следующем этапе. Уже в 1965 г. на ППТ Кашира – Москва в одном из преобразователей проходил испытания высоковольтный тиристорный вентиль, созданный в НИИПТ.

Еще на стадии проектирования ППТ Волгоград – Донбасс в институте получило развитие второе важнейшее направление – техника высоких напряжений (ТВН). По инициативе профессора А. А. Горева в НИИПТ был создан высоковольтный испытательный комплекс, оснащенный самыми передовыми на тот момент в СССР испытательными установками. В лаборатории ТВН с начала ее организации работали прекрасные специалисты Н. А. Воскресенский, Е. В. Калинин, Н. М. Соломонов, А. К. Герцик, А. В. Корсунцев, А. К. Манн, С. Д. Мерхалев и другие. В 1956 г. пришел Н. Н. Тиходеев, который вскоре возглавил эту лабораторию, придав ей самостоятельную направленность. Лаборатория под руководством будущего академика Н. Н. Тиходева за несколько лет превратилась в крупнейший в СССР центр высоковольтной техники, через который прошли разработки воздушных линий электропередачи 330, 500, 750, 1150 кВ переменного тока и, разумеется,  $\pm 400$  и  $\pm 750$  кВ постоянного.

В лаборатории и затем в отделе ТВН были созданы и развиты подразделения по таким научным направлениям как внешняя и внутренняя изоляции электроустановок, защита от грозовых и коммутационных перенапряжений, защита от коррозии, экологические вопросы при создании и эксплуатации электроустановок. Были разработаны уникальные, мирового уровня методы выбора изоляции электроустановок и методики испытания изоляции высоковольтного оборудования, воздушных и кабельных линий, в том числе общепризнанная методика ресурсных испытаний. Усилиями сотрудников отдела и его руководителя был создан новый высоковольтный испытательный комплекс, обеспечивший проведение разработок технических решений ВЛ 1150 кВ переменного тока и  $\pm 750$  кВ постоянного тока, которые не утратили своего значения до настоящего времени.

Наконец, третьим основным направлением деятельности института стало участие в работах по созданию и развитию объединенных энергосистем и ЕЭС СССР в целом. Организованная в 1954 г. лаборатория электрических систем на первых порах предназначалась для решения системных задач, связанных с созданием ППТ. Однако с первых шагов эта лаборатория включилась в работы, связанные с режимами, устойчивостью, регулированием и управлением для энергосистем разных уровней. Эти задачи в 1960-е и 1970-е годы имели первостепенное значение в связи с бурным развитием в эти годы электроэнергетики страны. Ведущие сотрудники лаборатории П. З. Салита, Ю. А. Розовский, Е. А. Мар-

ченко, Ю. Д. Садовский, В. А. Андреюк и другие, научный руководитель этого направления профессор Н. Н. Щедрин в тесном взаимодействии с кафедрой электрических сетей и систем Ленинградского политехнического института взялись за решение ряда конкретных задач, связанных с режимами первых электропередач 500 кВ от Волжских ГЭС, с внедрением и развитием так называемого сильного регулирования возбуждения генераторов и противоаварийной автоматики в условиях сложной энергосистемы.

Развитию системной тематики в НИИПТ во многом способствовало создание электродинамической модели (ЭДМ), которая на том этапе была наиболее совершенным средством исследования переходных режимов в энергосистемах. ЭДМ эксплуатировалась в 2–3 смены, одновременно несколько групп исследовали режимы, средства регулирования и автоматики для энергосистем Северо-Запада, Центра, Урала, Сибири, Средней Азии.

В ходе этих исследований был разработан ряд предложений по совершенствованию систем регулирования возбуждения и противоаварийной автоматики, в настоящее время широко используемых в энергосистемах. Наиболее крупным вкладом в развитие противоаварийного управления явилась разработка и внедрение первой в мире централизованной системы противоаварийной автоматики (ЦСПА) крупного энергообъединения.

При появлении первых промышленных вычислительных машин в составе лаборатории был создан вычислительный центр, который со временем стал обслуживать весь институт. Сотрудниками лаборатории, затем отдела были разработаны первые цифровые модели ППТ в составе энергосистемы, с использованием которых сотрудниками отдела Д. П. Дижуром, В. А. Шлайфштейном и др. были выполнены исследования нормальных и аварийных режимов энергосистемы, содержащей ППТ, которые до сих пор не потеряли своей значимости.

Доля расчетов режимов энергосистемы с использованием ЭВМ росла, вытесняя исследования на ЭДМ, и в настоящее время ЭДМ постепенно превращается в цифро-аналого-физический комплекс, использующийся в основном для проведения исследований и тестирования средств регулирования, автоматики и защиты в условиях, наиболее приближенных к реальным.

В девяностые годы НИИПТ был преобразован в Открытое акционерное общество и сегодня является дочерней структурой (Научным центром) Открытого акционерного общества «Системный оператор Единой энергетической системы». Это не означает, что институт занят только решением задач этого общества. Более 60% объема работ институт ежегодно выполняет по заказам Федеральной сетевой компании, генерирующих

компаний, РусГидро, Росэнергоатом, ЛУКОЙЛ и многих других, остаётся многопрофильной электроэнергетической организацией.

Научная и практическая деятельность института развивается по нескольким направлениям, в каждом из которых за последние несколько лет получены новые научные результаты и инженерно-технические решения.

По направлению моделирования и развития энергосистем:

- разработана и реализована методика верификации динамических моделей энергообъединений по данным системы мониторинга переходных процессов;
- предложены новые методические подходы в определении оптимального расположения средств ограничения токов короткого замыкания и управления напряжением в электрической сети мегаполиса;
- созданы наиболее совершенные на сегодняшний день модели ЕЭС и входящих в нее энергосистем для исследования установившихся и переходных режимов, налажена их систематическая актуализация и др.

Наряду с этим институт принял участие в разработке ряда проектов развития отдельных энергорайонов и включения в энергосистему новых крупных энергообъектов, в том числе:

- энергоснабжение комплекса предприятий по сжижению газа Штокмановского месторождения и развитие Кольской энергосистемы;
- выдача мощности Балтийской АЭС;
- выдача мощности Богучанской ГЭС и развитие электрической сети прилегающей части ОС Сибири и др.

По направлению противоаварийной автоматики и развития автоматизированных систем управления:

- разработана концепция развития противоаварийной автоматики в ЕЭС;
- разработан алгоритм и программная реализация централизованной системы противоаварийной автоматики третьего поколения, в том числе с определением управляющих воздействий по условиям динамической фазы аварийного процесса;
- разработан алгоритм и программная реализация системы мониторинга запаса устойчивости энергорайона;
- разработаны тестовые схемы и программы испытаний для ряда устройств автоматики и регулирования;
- разработана новая информационная технология управления цифровыми подстанциями на базе современных стандартов МЭК;

- предложена структура АСУ ТП для передач и вставок постоянного тока без постоянного обслуживающего персонала с возможностью удаленного управления из различных диспетчерских пунктов.

Разработаны проекты модернизации противоаварийной автоматики энергорайонов Коми, Смоленска, Вологды, Тюмени, Ленинградской области и др. Разработаны и реализованы проекты АСУ с использованием «СКАДА НИИПТ» и ее модификаций на подстанциях различного класса напряжения и хозяйственной принадлежности в различных регионах России. Проведены испытания и определены настройки различных устройств регулирования и автоматики отечественных и зарубежных производителей.

По направлению передачи электроэнергии постоянным током и преобразовательной техники:

- предложена схема многополюсной вставки постоянного тока и основные принципы управления ею в условиях мегаполиса;
- разработаны до уровня макетов фильтры гармоник тока и напряжения в системах постоянного и переменного тока;
- разработана и реализована система реверса мощности на одном из преобразовательных блоков Выборгского преобразовательного комплекса;
- предложено решение по модернизации Выборгского преобразовательного комплекса и созданию кольцевой структуры энергоснабжения Санкт-Петербурга с использованием ППТ.

В последние 3–4 года институт принял участие в разработке предпроектных и проектных решений по ППТ от Эвенкийской ГЭС на Урал, от сибирских угольных электростанций в Китай, ППТ ЛАЭС – Выборг, ВПТ на подстанции Могоча. На ряде подстанций установлены управляемые устройства плавки гололеда на проводах линий, разработанные в институте и имеющие как технические, так и экономические преимущества по сравнению с другими устройствами того же назначения.

По направлению высоковольтной техники сотрудниками отдела ТВН:

- разработаны новые и пересмотрены нормативно-технические государственные и отраслевые документы по вопросам внешней изоляции электроустановок, перенапряжений и экологических требований к воздушным линиям электропередачи;
- обосновано применение высоконадежных длинностержневых фарфоровых изоляторов на ВЛ постоянного и переменного тока;
- разработана и внедрена в системе Ленэнерго методика неразрушающих испытаний высоковольтных кабелей с оценкой их эксплуатационного ресурса;

- впервые в России разработаны и реализованы проектные решения по применению линейных ограничителей перенапряжений для снижения грозопоражаемости линий электропередачи.

Регулярно проводятся обследования ВЛ для повышения грозоупорности и даются рекомендации для конкретных линий электропередачи в различных районах. Проводятся длительные ресурсные испытания силовых кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена. Изучаются уровни атмосферных загрязнений и разрабатываются рекомендации по выбору внешней изоляции электроустановок (так, в настоящее время разрабатывается альбом карт степеней загрязнения для всей территории РФ). Проводятся полевые испытания для определения эксплуатационного ресурса кабельных выводов мощных ГЭС. При необходимости сотрудники отдела активно включаются в изучение аварийных ситуаций и предлагают срочные и стратегические решения для их локализации и предотвращения в последующем (как пример, ликвидация аварии, произошедшей в январе 2009 г. на ПС 330 кВ Южная вследствие загрязнения внешней изоляции электрооборудования ОРУ уносами химических противогололедных средств с близко расположенной кольцевой автодороги).

В 2010 г. в состав ОАО «НИИПТ» включен Екатеринбургский филиал, представлявший до того самостоятельную организацию. Сотрудники филиала продолжают ранее проводившиеся работы, в частности, разработку и внедрение вычислительных программ (ими разработан известный программный комплекс «Rastr») и ряд работ по технологическому и экономическому управлению режимами ЕЭС, а также они включились в решение задач НИИПТ в части внедрения системы централизованной противоаварийной автоматики.

За 65 лет своего существования НИИПТ прошел путь от небольшой группы до многопрофильного научно-исследовательского и инженерингового центра. На каждом этапе своего развития институт решал актуальные задачи, соответствующие требованиям развития электроэнергетики страны.

В течение последних пяти лет НИИПТ, сохраняя традиционные направления своей деятельности, существенно увеличил ежегодный объем и номенклатуру выполняемых исследовательских и инженерно-проектных работ. Предложены новые технические решения. Завязаны новые деловые связи.

В данном, юбилейном, сборнике трудов института отражены результаты исследований и разработок по основным направлениям научно-технической деятельности института.

*Главный редактор  
«Известий НИИ постоянного тока»  
Л. А. Коцеев*

УДК 621.311

*Н. Г. Шульгинов, к.т.н.; А. В. Жуков, к.т.н.;*

*А. Т. Демчук – ОАО «СО ЕЭС», Москва;*

*Л. А. Кощеев, д.т.н.; П. Я. Кац, к.т.н.;*

*М. А. Эдлин, к.т.н. – ОАО «НИИПТ», Санкт-Петербург*

## **Повышение эксплуатационной надежности ЕЭС России средствами противоаварийного автоматического управления**

---

### **Введение**

Приоритетным направлением развития мировой электроэнергетики является создание национальных энергосистем и формирование мощных межнациональных энергообъединений в целях сокращения затрат на сооружение новых электростанций, более рационального использования имеющихся энергоресурсов, повышения экономичности энергоснабжения потребителей.

В силу ряда объективных обстоятельств (протяженность территории, резко неравномерное распределение населения, промышленности, энергоресурсов и др.) ЕЭС России, формирование которой завершилось около 30 лет тому назад, функционирует при несоизмеримо более напряженных по условиям устойчивости режимах, чем энергообъединения других развитых стран мира.

Главной особенностью ЕЭС России как объекта управления является наличие слабых межсистемных связей. Это может приводить к нарушению устойчивости по слабым связям при внезапных изменениях частоты, вызванных даже сравнительно небольшими изменениями баланса мощности в какой-либо из частей ЕЭС.

Для предотвращения нарушения устойчивости в энергообъединении со слабыми связями требуются, как правило, управляющие воздействия балансирующего типа: снижение генерации в избыточной и снижение потребления в дефицитной частях.

Задача выбора минимально необходимых управляющих воздействий в энергообъединении со слабыми связями сложной структуры может быть решена только на основе контроля всей основной сети и ее режима.

Исследования и опыт эксплуатации заставили уже на первых этапах формирования ЕЭС в то время СССР вводить в работу централизованные комплексы противоаварийной автоматики. Это дало возможность повы-

сить эффективность использования основной электрической сети высших классов напряжения, оптимизировать ее развитие, обеспечить высокий уровень надежности и живучести: за все время существования ЕЭС не было катастрофических аварий, сопровождающихся длительным нарушением электроснабжения наиболее крупных российских городов.

По оценкам специалистов для обеспечения достигнутого в ЕЭС России уровня надежности и живучести путем усиления системообразующей сети и резервирования генерации потребовалось бы несоизмеримо больше капитальных затрат, чем затраты в противоаварийную автоматику.

Приведенное выше заставляет сформулировать один из основных тезисов о перспективе развития противоаварийного управления в ЕЭС России: надежность и живучесть ЕЭС России обеспечивались и будут обеспечиваться в обозримом будущем широким использованием средств противоаварийного автоматического управления [1].

### **Цели и функции централизованного автоматического противоаварийного управления по предотвращению нарушения устойчивости**

При большом многообразии схемных и конструктивных исполнений противоаварийная автоматика в ЕЭС России может быть разделена на несколько основных подсистем, реализующих следующие функции:

- автоматическое предотвращение нарушения устойчивости;
- автоматическая ликвидация асинхронного режима;
- автоматическое ограничение снижения частоты;
- автоматическое ограничение снижения напряжения;
- автоматическое ограничение повышения частоты;
- автоматическое ограничение повышения напряжения;
- автоматическое ограничение перегрузки оборудования.

Важная роль отводится противоаварийной автоматике предотвращения нарушения устойчивости, так как именно она позволяет повысить степень использования пропускной способности линий электропередачи и энергетического оборудования объектов при обеспечении требований надежности функционирования энергосистемы. В настоящее время на указанную автоматику возлагаются и функции обеспечения нормативных запасов по напряжению и недопущения перегрузки по току энергетического оборудования.

Противоаварийная автоматика предотвращения нарушения устойчивости реализует свои функции с помощью локальных устройств и централизованных комплексов.

Основные цели перехода от локальной к централизованной противоаварийной автоматике предотвращения нарушения устойчивости:

1. Повышение точности и адаптивности управления, следствием которого является сокращение избыточности управляющих воздействий и расширение области допустимых режимов работы энергосистемы при ограниченном объеме управляющих воздействии. Точность и адаптивность управления обеспечиваются не только актуализацией текущей (доаварийной) схемы и режима, но и актуализацией аварийного возмущения, например, произошло ли успешное повторное включение линии после ликвидации короткого замыкания на ней или нет.

2. Выполнение балансирующих управляющих воздействий по заданию Координирующей системы противоаварийной автоматики (должна быть разработана на базе алгоритмов централизованной автоматики) для обеспечения устойчивости ЕЭС в целом.

3. Предотвращение нарушений устойчивости и опасных перегрузок не только при единичных расчетных аварийных возмущениях, но и для предотвращения (прекращения) развития аварийного процесса при последовательных отказах. Тем самым централизованная система противоаварийной автоматики предотвращения нарушения устойчивости окажется действенным средством сохранения живучести энергосистемы. Решающую роль при этом будет играть обеспеченность необходимым объемом управляющих воздействий.

4. Осуществление взаимодействия с другими подсистемами автоматического режимного и противоаварийного управления. Например, централизованная противоаварийная автоматика осуществляет расчет в режиме реального времени допустимых предельных нагрузок связей (сечений), контролируемых системой автоматического регулирования частоты и мощности, и осуществляет передачу в последнюю уставок для автоматического ограничения перетоков мощности. При наличии нескольких систем автоматического регулирования частоты и мощности перед централизованной противоаварийной автоматикой может быть поставлена задача выбора стратегии ведения режима при минимизации управляющих воздействий.

5. Выполнение функции информационной поддержки диспетчера по ведению режима, снабжая его текущими значениями максимально допустимых перетоков. Вычислительное ядро централизованной противоаварийной автоматики и вычислительное ядро Советчика диспетчера в части расчета опасных сечений, допустимых перетоков и управляющих воздействий в случае возникновения аварийных возмущений совпадают.

## **Общая функциональная схема технологического алгоритма**

Основным элементом централизованной противоаварийной автоматики является вычислительный комплекс (располагаемый, как правило, в диспетчерском центре). Вычислительный комплекс централизованной противоаварийной автоматики с периодичностью 20–40 с определяет места и вычисляет объемы управляющих воздействий для текущего режима энергосистемы при всех расчетных аварийных возмущениях, фиксируемых локальными комплексами, и передает эти данные в локальные комплексы для исполнения в случае возникновения аварийных возмущений. Выполняется визуализация результатов расчета для оперативного персонала в виде таблиц решений ЦСПА.

В настоящее время выполнена разработка уже 3-го поколения ЦСПА. В алгоритмах предшествующего 2-го поколения ЦСПА использовались упрощенные, приближенные, подходы к оценке устойчивости, выбору УВ, учету динамической составляющей аварийных процессов, предусматривалась индивидуальная адаптация для каждой конкретной энергосистемы.

В новой ЦСПА реализованы:

- подробные (общепринятые) модели основных элементов и средств регулирования и автоматики энергосистем;
- расширенный набор УВ (отключение генераторов, отключение нагрузки, импульсная разгрузка турбин, длительная разгрузка турбин, электрическое торможение генераторов);
- расширенный набор аварийных возмущений (отключение линии, короткое замыкание, повторное включение линии, отключение фазы линии с последующим повторным включением, отключение генераторов, отключение/подключение нагрузок) с произвольной временной последовательностью совершения событий;
- универсальные алгоритмы выбора УВ по условиям статической устойчивости послеаварийного режима с учетом нормативных запасов устойчивости по активной мощности и напряжению и ограничений по токовой загрузке элементов сети;
- универсальные алгоритмы выбора УВ по условиям динамической устойчивости с учетом динамической составляющей аварийных процессов, обусловленной как короткими замыканиями, так и действиями линейной автоматики для локализации аварийного возмущения (АПВ);
- типовые (прозрачные для пользователей) принципы оценки устойчивости и выбора УВ.

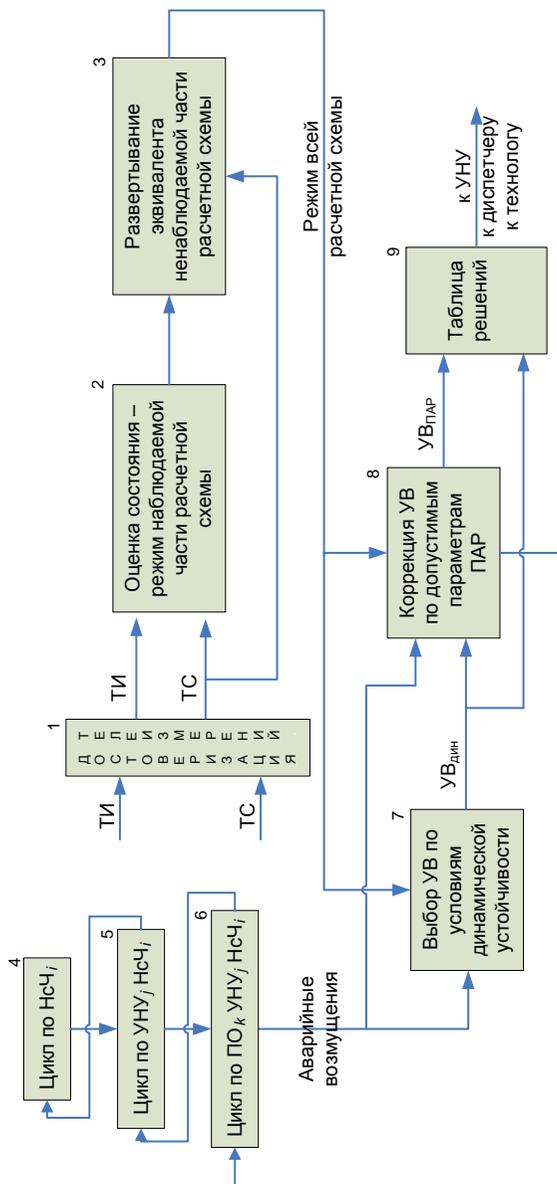
Возможность использования таких решений без увеличения времени цикла работы ЦСПА достигается как за счет совершенствования алгоритмов, так и за счет использования более совершенных программно-технических средств, прежде всего многопроцессорных вычислительных комплексов.

Общая функциональная схема технологического алгоритма ЦСПА 3-го поколения представлена на рис. 1. Она отличается от аналогичной функциональной схемы 2-го поколения ЦСПА появлением блока выбора УВ по условиям динамической устойчивости и изменением и расширением функций блока, реализующего выбор УВ по условиям обеспечения нормативных запасов устойчивости послеаварийного режима.

На рис. 1 показано выполнение одного временного цикла работы ЦСПА. После получения очередного пакета телеизмерений (ТИ), несущих информацию о режиме работы защищаемой энергосистемы, и теле сигналов (ТС), несущих информацию о состоянии элементов энергосистемы (включен/отключен), в блоке 1 производится достоверизация полученной информации. В блоке 2 производится балансировка режима наблюдаемой посредством телеизмерений части расчетной схемы (как правило, сети высших классов напряжений). В блоке 3 на основании данных о режиме наблюдаемых частей схемы производится развертывание ненаблюдаемых частей расчетной модели. По результатам работы рассмотренных блоков формируется сбалансированный текущий режим расчетной схемы защищаемой энергосистемы. В том случае, когда расчетная схема может быть разделена на независимо работающие отдельные несинхронные части, формируются сбалансированные текущие режимы для всех несинхронных частей (НсЧ).

Далее, в трех вложенных циклах выполняется основное вычислительное ядро технологического алгоритма ЦСПА. Цикл верхнего уровня организуется путем перебора несинхронных частей (НсЧ<sub>*i*</sub>) расчетной схемы (блок 4). Промежуточный цикл организуется путем перебора устройств нижнего уровня (УНУ<sub>*i*</sub>) расположенных в соответствующей несинхронной части, получающих из сети этой несинхронной части сигналы об аварийных возмущениях (пусковые органы) и имеющих возможность ввода в этой несинхронной части УВ (блок 5). Цикл нижнего уровня организуется путем перебора всех пусковых органов (ПО<sub>*k*</sub>) об аварийных возмущениях в обрабатываемой несинхронной части и устройства нижнего уровня (блок 6).

В вычислительном ядре для каждого аварийного возмущения (ПО<sub>*k*</sub>) в блоке 7 выбираются УВ, обеспечивающие динамическую устойчивость начальной фазы аварийного процесса (УВ<sub>дин</sub>). В блоке 8 формируются дополнительные УВ, обеспечивающие нормативные запасы устойчивости



**Рис. 1.** Общая функциональная схема технологического алгоритма ЦСПА 3-го поколения

и отсутствие токовой перегрузки элементов сети в послеаварийном режиме ( $УВ_{ПАР}$ ). И те и другие  $УВ$  независимо поступают в таблицу решений (блок 9), которая после окончания цикла по пусковым органам передается в соответствующее устройство нижнего уровня. После окончания полного цикла работы ЦСПА таблицы решений для всех УНУ попадают к диспетчеру и технологу.

Если в ЦСПА 2-го поколения в качестве пускового органа рассматривалось только отключение элемента сети, то в данном случае, как правило, рассматривается сложный пусковой орган, состоящий из временной последовательности коммутаций в сети, например: короткое замыкание на ВЛ в момент времени  $t_1$ , отключение поврежденной ВЛ в момент времени  $t_2$  и повторное включение ВЛ или получение информации о неуспешности АПВ в момент времени  $t_3$ . Соответственно этому  $УВ_{дин}$  и  $УВ_{ПАР}$  вводятся в работу устройством нижнего уровня в разное время. Так, для рассмотренного ПО  $УВ_{дин}$  вводится по факту получения сигнала об отключении ВЛ в цикле АПВ, а  $УВ_{ПАР}$  вводится по факту получения сигнала об успешности или неуспешности АПВ. При этом места приложения и величины  $УВ_{ПАР}$  для успешного и неуспешного АПВ – различны.

Основная новизна технологических алгоритмов ЦСПА 3-го поколения сосредоточена в алгоритмах работы блока 7, осуществляющего выбор  $УВ$  по условиям динамической устойчивости, и блока 8, осуществляющего корректировку  $УВ$  для обеспечения нормативных запасов устойчивости по активной мощности и напряжению и отсутствию токовой перегрузки элементов сети в послеаварийном режиме.

### **Алгоритм выбора управляющих воздействий по условиям динамической устойчивости**

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

- синхронные машины (в том числе и синхронные двигатели нагрузки) моделируются либо полными уравнениями, либо постоянством ЭДС за реактивным сопротивлением;
- системы возбуждения и АРВ моделируются упрощенно: дифференциальными уравнениями не более 5-го порядка;
- привод синхронных генераторов с АРС моделируется упрощенно дифференциальным уравнением 1-го порядка (в редких случаях, когда это необходимо);
- нагрузки моделируются статическими характеристиками, часть нагрузок может моделироваться асинхронными двигателями (и, как уже упоминалось, синхронными двигателями);

- аварийные возмущения моделируются: включением/отключением шунтов короткого замыкания (КЗ), отключением или изменением параметров элементов схемы (генераторов, нагрузок, линий, трансформаторов) с заранее заданным временем этих событий;
- автономно работающие локальные устройства противоаварийной автоматики, воздействующие на отключение элементов сети, моделируются упрощенными алгоритмами или временной программой их работы (как аварийные возмущения).

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

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

- A.* Для заданного режима при заданном аварийном возмущении рассчитывается переходный процесс.
- B.* Если по результатам расчета фиксируется нарушение устойчивости, то рассчитанный процесс представляется в виде движения двух эквивалентных синхронных машин. Если процесс устойчиво, то выбор УВ не требуется.
- C.* Для двухмашинного эквивалента процесса с использованием «правила площадей» [2] выбираются управляющие воздействия и распределяются по конкретным объектам управления в частях разделяющейся энергосистемы.
- D.* Повторяется расчет переходного процесса с введенными УВ.
- E.* Если процесс устойчив, то производится оценка избыточности УВ и, в случае необходимости, величина УВ снижается, после чего расчет повторяется вновь – производится переход к п. *A.* Если УВ не избыточны, то работа алгоритма заканчивается.
- F.* Если расчет по п. *D* неустойчив, то производится переход на п. *B.*

Интегрирование переходного процесса и расчет на каждом его шаге режима расчетной модели с учетом характеристик нагрузок наиболее затратны по объему и времени вычислений. В связи с этим для ЦСПА 3-го поколения была разработана специальные модификации интерполяционного метода интегрирования с автоматическим выбором шага [3] и интерполяционного метода расчета режима расчетной модели, минимизирующие объемы и время вычислений. Эффективность этих разработок при реализации рассмотренного алгоритма в операционной системе

Windows XP на языке Си<sup>++</sup> может быть проиллюстрирована следующими данными: выбор УВ для расчетной модели, содержащей 187 узлов, 274 ветви и 32 синхронные машины, происходящий за 4 итерации на компьютере с одноядерным процессором с тактовой частотой 2,0 ГГц происходит менее чем за 1 с.

### **Алгоритм выбора управляющих воздействий по допустимым параметрам послеаварийного режима**

В качестве расчетной модели для определения допустимых параметров послеаварийного режима (ПАР) принята однолинейная математическая модель энергосистемы, аналогичная той, которая используется для расчетов установившихся режимов в программных комплексах РАСТР, МУСТАНГ и др. В отличие от них синхронные машины представляются постоянной ЭДС за реактивностью. Это расширяет возможности моделирования ПАР, позволяя имитировать статизм регуляторов возбуждения путем задания внутренних сопротивлений синхронных машин величиной  $X_q$ , деленной на единицу плюс коэффициент усиления регуляторов возбуждения по каналу отклонения напряжения в точке регулирования от заданной уставки. При этом остается возможность имитации поддержания напряжения в точке регулирования неизменным по величине (путем задания малого сопротивления синхронной машины) до тех пор, пока не наступает ограничение по выработке максимальной или минимальной величины реактивной мощности.

Особенностью математического описания установившихся режимов является использование двух систем уравнений: нелинейных уравнений установившихся режимов в форме баланса токов в узлах (УБТ) и линейных уравнений прогноза потокораспределения активной мощности в форме баланса мощности в узлах (УБМ, эта форма уравнений используется в действующих ЦСПА для прогноза потокораспределения активной мощности в ПАР). Система уравнений УБТ позволяет рассчитывать режим при заданных величинах и фазах ЭДС синхронных машин и используется как при интегрировании дифференциальных уравнений в расчете динамической фазы переходного процесса, так и при утяжелениях по углу при определении опасных сечений (ОС) в расчете установления ПАР. Система уравнений УБМ в дополнение к УБТ используется для расчета установившегося режима для общепринятой формы задания исходной информации в терминах активной и реактивной мощности и используется в алгоритме для определения предельных и допустимых режимов в послеаварийной схеме.

Обе системы уравнений позволяют выполнять расчеты установившихся режимов с учетом статических характеристик нагрузки по напряжению, совокупность уравнений УБТ и УБМ позволяет выполнять расчеты установившихся режимов с учетом статических характеристик генерации и потребления по частоте, имитируя тем самым действие регуляторов скорости при установлении ПАР.

Корректировка УВ по условиям обеспечения нормативных запасов устойчивости по активной мощности и напряжению и отсутствия токовой перегрузки элементов сети в послеаварийном режиме выполняется итерационно. Основные этапы работы алгоритма состоят в следующем:

- А.* Для заданного режима при заданном аварийном возмущении выполняется коррекция матриц систем уравнений УБТ.
- В.* Для УВ, выбранных в расчете динамической фазы переходного процесса, выполняется коррекция матриц систем уравнений УБТ и УБМ.
- С.* Выполняется расчет режима для фаз ЭДС, определяемых из исходного режима, в предположении, что возникновение аварийного возмущения и реализация выбранных в расчете динамической фазы переходного процесса УВ, совмещены по времени в момент  $t = t + 0$ . Тем самым определяется вектор изменения режима по мощности (ВИРМ) от режима  $t + 0$  до ПАР, первоначально определяемого скорректированными по возмущению и УВ генерацией и потреблением в узлах в исходном режиме.
- Д.* Выполняется расчет предельного режима путем утяжеления режима  $t + 0$  по ВИРМ. На каждом шаге утяжеления ВИРМ корректируется с учетом изменения потерь активной мощности в сети и соответствующего изменения частоты.
- Е.* По разности фаз ЭДС в предельном режиме и режиме  $t + 0$  определяется вектор изменения углов ЭДС (ВИРУ) для определения ОС.
- Ф.* От предельного режима, как исходного, по ВИРУ выполняются пошагово расчеты режимов до тех пор, пока по критерию достижения углов по ветвям расчетной схемы  $90^\circ$  не определится ОС (аналогично тому, как это делается в расчете динамической фазы переходного процесса) и соответствующие ему несинхронные части энергосистемы. Тем самым определяются предельный и расчетный в ПАР перетоки мощности в ОС.
- В.* В соответствии с действующими Методическими указаниями по устойчивости энергосистем [4] выполняется расчет УВ в несинхронных частях энергосистемы для обеспечения нормативного запаса устойчивости по перетоку активной мощности в ОС в ПАР.

- Н.* Выполняется расчет дополнительных УВ для обеспечения нормативного запаса по напряжению и недопущения перегрузки по току элементов сети.
- И.* Расчеты по пп. *Н – N* с учетом УВ, определенных в *М* и *N*, выполняются до тех пор, пока не исчезают условия для выбора новых УВ. Расчеты прекращаются и в случае, если выясняется, что все доступные УВ исчерпаны, а выполнение условий допустимости ПАР не выполняются. При этом выдаются соответствующие сообщения.

## **Заключение**

По изложенному алгоритму разработан макет ЦСПА нового поколения. Планируется ввод в опытно-промышленную эксплуатацию ЦСПА нового поколения в ОЭС Востока в конце 2010 г.

## **Список литературы**

1. Концепция противоаварийного управления ЕЭС России. – М.: ОАО «СО ЕЭС», 2009.
2. *Горев А. А.* Избранные труды по вопросам устойчивости электрических систем. М.–Л.: ГОСЭНЕРГОИЗДАТ, 1960.
3. *Ваннер Г.* Решение обыкновенных дифференциальных уравнений. Нежесткие задачи. М., 1991.
4. Методические рекомендации по устойчивости энергосистем. Утверждены Приказом Минэнерго России № 277 от 30.06.2003 г.

УДК 621.311

*А. В. Жуков, к.т.н.; А. Т. Демчук – ОАО «СО ЕЭС», Москва;  
П. Я. Кац, к.т.н.; В. Л. Невельский, к.т.н.; М. А. Эдлин, к.т.н.;  
А. В. Николаев, к.т.н. – ОАО «НИИПТ», Санкт-Петербург*

## **Организация системы автоматической ликвидации асинхронных режимов**

---

### **Введение**

Развитие энергосистем приводит к тому, что ущербы от нелокализованных аварийных возмущений и режимов многократно возрастают. В связи с этим существенно возрастает роль средств противоаварийной автоматики, обеспечивающих живучесть электроэнергетических систем. Одним из таких средств является автоматика ликвидации асинхронных режимов (АЛАР).

Недостаточная эффективность эксплуатируемых устройств АЛАР, использующих электромеханическую элементную базу, послужила причиной разработки и внедрения в энергосистемы новых, микропроцессорных устройств АЛАР с различными алгоритмами действия.

Отсутствие единых технических условий функционирования автоматики ликвидации асинхронного режима и технических требований к устройствам АЛАР не позволяет организовать с использованием локальных устройств АЛАР, как новых, так и эксплуатируемых, эффективную систему ликвидации асинхронных режимов в энергосистеме.

В действующей нормативно-технической документации [1, 2] нормы по АЛАР не охватывают в полном объеме проблем, связанных с разработкой устройств и организацией АЛАР в энергосистемах. Существующие «расплывчатые» нормативы не являются преградой разработки и эксплуатации устройств АЛАР с низкой эффективностью.

В настоящей статье сформулированы условия функционирования системы АЛАР и технические требования к устройствам АЛАР для обеспечения эффективной защиты энергосистем ЕЭС от асинхронных режимов.

### **1. Требования к АЛАР энергорайона**

1.1. Автоматика ликвидации асинхронного режима является одной из наиболее важных составляющих противоаварийной автоматики, обеспечивающих живучесть энергосистем.

Асинхронный режим в энергосистеме может приводить к:

- переходу двухчастотного асинхронного режима в многочастотный, при котором может быть потеряна контроль над режимом энергосистемы;
- каскадному развитию аварий с нарушением устойчивости в частях энергосистемы, не затронутых исходным аварийным нарушением режима;
- повреждению или самоотключению групп энергопринимающих установок потребителей, оказавшихся вблизи электрического центра качаний (ЭЦК), в том числе отключению ответственных механизмов собственных нужд электростанций;
- повреждению оборудования электростанций и подстанций.

1.2. Автоматика ликвидации асинхронных режимов должна работать при любых аварийных процессах при любом составе защищаемой сети. Система АЛАР должна ликвидировать асинхронный режим по любому сечению энергосистемы и защитить от асинхронного режима все синхронные машины и всю сеть энергосистемы.

1.3. Ликвидация (предотвращение) асинхронного режима должна осуществляться, как правило, путем деления ЭС на несинхронно работающие части.

В отдельных случаях ликвидация асинхронного режима (АР) может осуществляться восстановлением синхронной работы энергосистемы ресинхронизацией (или комбинированным способом – разрывом части связей и последующей ресинхронизацией).

1.4. Деление энергосистем, как правило, должно производиться по связям, соединяющим несинхронно работающие части. При этом сечение деления может не проходить по элементам сети, на которых располагается ЭЦК.

В отдельных случаях деление может производиться по связям синхронной части энергосистемы. При этом деление должно производиться на первом цикле АР, предпочтительно до 1-го асинхронного проворота. Допустимость такого деления для ликвидации АР требует специального обоснования.

1.5. Автоматика ликвидации асинхронных режимов реализуется совокупностью автономных устройств АЛАР, устанавливаемых на электростанциях и подстанциях энергосистемы. Устройства должны обеспечивать защиту сетей (линий электропередачи, трансформаторов) и синхронных машин (генераторов и мощных двигателей) в симметричных и в неполнофазных режимах.

1.6. Вся защищаемая сеть делится на участки сети, представляющие собой последовательные соединения элементов сети или отдельные эле-

менты сети и определяющие частные сечения деления энергосистемы при действии АЛАР. Каждый участок сети должен защищаться двумя устройствами АЛАР (основным и резервным), установленными в разных местах и действующими на разные выключатели. В тех случаях, когда невозможна установка устройств в разных местах, резервное устройство устанавливается на той же подстанции, где и основное, при этом его питание должно осуществляться от другого источника оперативного тока, для входных сигналов должны использоваться другие измерительные цепи (по возможности), а действие на отключение должно производиться через схему УРОВ.

1.7. Действие на деление, как правило, производится в месте установки устройства. В ряде случаев допустима телепередача команды на деление в удаленную точку, но при условии резервирования деления в месте установки устройства.

1.8. Условия срабатывания устройств АЛАР, защищающих участок сети, должны быть согласованы, как друг с другом для обеспечения взаимного резервирования, так и с устройствами, защищающими смежные участки сети для исключения избыточных отключений при попадании ЭЦК в АР в области сети, общие для устройств, защищающих смежные участки.

1.9. Синхронные машины (генераторы и мощные синхронные двигатели) должны защищаться одним (основным) устройством АЛАР, защищающим непосредственно синхронную машину, и вторым (резервным), защищающим группу синхронных машин, работающую на общие шины электростанции (подстанции).

1.10. Наиболее вероятные деления следует выбирать исходя из условий минимизации:

- небалансов активной мощности в разделяющихся частях энергосистемы;
- количества выключателей, которые необходимо отключить для реализации деления;
- времени и мероприятий по восстановлению схемы энергосистемы.

1.11. Наиболее предпочтительным является предотвращение возникновения АР путем деления ЭС до первого асинхронного проворота. (Очередной асинхронный проворот фиксируется по факту снижения напряжения в электрическом центре качаний до нуля). Это необходимо для предотвращения развития АР в энергосистемах с жесткими связями, ответственными потребителями и большим количеством электростанций. Именно в этих условиях наиболее вероятно возникновение многократного АР после первого асинхронного проворота. Кроме того, колебания

мощности значительной амплитуды, возникающие при АР, могут привести к нарушению устойчивости относительно слабых связей, удаленных от мест аварийных возмущений.

1.12. Допускается кратковременный (один или несколько асинхронных проворотов) асинхронный режим, не вызывающий развитие аварийной ситуации в энергосистеме с возникновением многочастотного АР и нарушением устойчивости удаленных связей.

1.13. В сложных, разветвленных распределительных сетях концентрированных районов производства и потребления электроэнергии (мегаполисах) защита от АР всей сети и гарантированное ее деление при возникновении АР не представляется возможной. В подобных сетях возникновение АР возможно только при затянувшемся коротком замыкании вблизи шин электростанции с последующими асинхронными проворотами этой электростанции относительно остальной энергосистемы с ЭЦК внутри генераторных блоков. Ликвидация АР в этих условиях должна осуществляться путем выделения асинхронно работающей электростанции на сбалансированный район потребления (основной вариант) или отключением этой электростанции от сети с переводом генераторов на питание собственных нужд (резервный вариант).

Для реализации основного и резервного вариантов ликвидации АР основное и резервное устройства АЛАР подключаются на напряжение шин ВН и суммарный ток блочных трансформаторов генераторов электростанции. Срабатывание основного устройства инициирует передачу команды на отключение электростанции и выделенного района от внешней сети (телепередача сигналов на отключение связей граничных ПС выделенного района от внешней сети). Срабатывание резервного устройства воздействует на отключение электростанции от сети.

Для обеспечения надежного выделения района на связях граничных ПС выделенного района с внешней сетью устанавливаются комплекты из двух устройств АЛАР. Эти устройства резервируют получение команды на отключение связей с внешней сетью. Их зоны защиты должны охватывать отключаемую связь и связь граничной ПС с шинами электростанции.

## **2. Требования к устройствам АЛАР**

2.1. Устройства АЛАР представляют собой специальные устройства противоаварийной автоматики, функцией которых является выявление (или прогноз возникновения) асинхронного режима, при котором ЭЦК располагается (или прогнозируется) на защищаемом участке сети, и выдача команды на его ликвидацию (предотвращение).

2.2. Для своей работы в качестве входной информации устройства АЛАР должны использовать главным образом местную информацию о режиме защищаемой сети, то есть напряжения шин подстанции, на которой устанавливается устройство, и токи примыкающих к ней элементов сети. Использование данных телеизмерений допустимо, но только в качестве дополнительной, не обязательной для работы устройства информации.

2.3. В состав функций устройства АЛАР должна обязательно входить функция подсчета циклов асинхронных проворотов.

2.4. Устройства АЛАР должны функционировать в условиях существующей погрешности задания параметров защищаемого участка сети и погрешности измерения токов и напряжений.

2.5. Выходные технологические сигналы устройств АЛАР – дискретные сигналы (контакты реле), выдающие команды на деление. Желательно, чтобы устройства АЛАР имели два выходных технологических сигнала, один из которых формируется в том случае, когда подстанция находится в тормозящейся несинхронной части, а второй – когда подстанция находится в ускоряющейся несинхронной части. Наличие двух технологических выходных сигналов обеспечивает более широкие возможности выбора сечения деления в зависимости от характеристик АР, в частности – для выбора сечения деления с целью минимизации небаланса активной мощности.

2.6. Наборы уставок устройств АЛАР должны обеспечивать:

- возможность задания границ защищаемого участка сети;
- возможность взаимного согласования условий срабатывания основного и резервного устройств;
- согласование условий срабатывания с устройствами, защищающими смежные участки сети.

Согласованная настройка основного и резервного устройств не должна допускать их одновременного срабатывания в тех случаях, когда на защищаемом участке сети есть промежуточные отборы мощности.

Согласованная настройка с устройствами, защищающими смежные участки сети, не должна допускать возможность обесточивания подстанции, к которой примыкают смежные участки сети.

2.7. Документация на устройство АЛАР в дополнение к информации, определяемой нормативами, должна содержать:

- информацию об области использования устройства (защита сетей, работа в неполнофазных режимах, защита синхронных машин);
- информацию об ограничениях по условиям надежной работы устройства в возможных областях его применения (например, огра-

ничения на величину промежуточной нагрузки при защите сетевых участков);

- описание алгоритма работы устройства, обеспечивающее возможность моделирования его работы при проведении расчетов аварийных процессов в энергосистеме (желательно, чтобы в дополнение к документации представлялась расчетная модель устройства, стыкующаяся с наиболее употребительными программными комплексами для расчета переходных в электроэнергетических системах);
- методику выбора уставок для возможных случаев применения устройства, предусматривающую согласование его работы с резервным устройством и с устройствами, защищающими смежные участки сети.

### **Список литературы**

1. Общие требования к системам противоаварийной и режимной автоматики, релейной защиты и автоматики, телеметрической информации, технологической связи в ЕЭС России (утверждены Приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 11.02.2008 г., № 57).
2. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования. Стандарт организации ОАО РАО «ЕЭС России». – Москва, 2008.

УДК 621.314

*В. А. Андреюк, д.т.н.; Т. А. Гущина; С. Р. Кияткина;  
Н. К. Семенов – ОАО «НИИПТ», Санкт-Петербург*

## **Оценка эффективности алгоритма управления переходными режимами протяженных транзитов с использованием информации об относительных углах по данным системы мониторинга переходных режимов**

---

В настоящее время на различных объектах синхронной зоны ЕЭС/ОЭС ведется установка современных цифровых регистраторов переходных режимов, измерения которых синхронизированы по времени с помощью спутниковой системы. Эти измерения будут объединены в систему мониторинга переходных режимов (СМПР), аналогичную существующим в зарубежных энергосистемах WAMS (Wide Area Measurement System). Во многих зарубежных энергообъединениях, где существуют такие системы, ведутся научно-исследовательские работы по методам и принципам использования информационной базы WAMS для целей управления нормальными и переходными режимами сложных энергообъединений.

Использование информации о положении векторов напряжения в определяющих точках системообразующей сети ЕЭС/ОЭС, получаемой от СМПР, может позволить непосредственно контролировать близость текущего электрического режима к предельно допустимому и при выходе режима за допустимую область выдавать соответствующие управляющие воздействия на энергооборудование, подключенное к устройствам регулирования, и предупреждения оперативно-диспетчерскому персоналу. Однако в связи с определенными трудностями организации такого управления в режиме реального времени, которые обусловлены как структурой энергообъединения ЕЭС/ОЭС, так и особенностями работы СМПР, весьма важным является вопрос исследования принципиальной возможности реализации такого управления.

Анализ режимных характеристик различных межсистемных связей ЕЭС показал, что в схемах кольцевой структуры, каковыми является большинство ОЭС, на транзитных электропередачах со значительными отборами активной мощности в промежуточных узлах оказывается до-

статочной сложной задачей определение мест установки СМНР, которые обеспечивали бы измерение углов между векторами напряжений так, чтобы измеряемые углы однозначно определяли удаленность режима от предельного значения.

Проиллюстрируем это положение на примере простейшей трехузловой схемы, показанной на рис. 1.

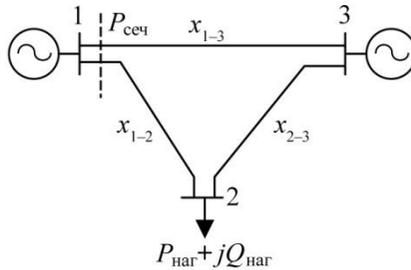


Рис. 1. Расчетная схема

Переток мощности контролируется по сечению, отделяющему узел 1 от системы ( $P_{сеч}$ ). Рассмотрим случай, когда мощность нагрузки равна нулю, а линии 1 – 2 и 2 – 3 разомкнуты. В этом случае схема сводится к двухмашинной, объединенной линией 1 – 3. Для этой схемы переток по контролируемому сечению определяется общеизвестной формулой, описывающей передаваемую по линии мощность в простейшей системе:

$$P_{сеч} = \frac{U_1 U_3}{x_{13}} \sin \delta ,$$

где  $\delta$  – относительный угол напряжения между узлами 1 и 3.

Очевидно, что в рассматриваемой схеме предельный по условиям аperiodической статической устойчивости переток будет достигаться при величине угла, равной  $90^\circ$ , вне зависимости от величины сопротивления  $X_{13}$  и напряжений  $U_1$  и  $U_3$ , что и показано в табл. 1, в которой приведены значения предельных перетоков по контролируемому сечению, полученные при различных значениях сопротивления линии  $X_{13}$ . при условии поддержания постоянства напряжения в узлах 1 и 3 ( $U_1 = U_3 = 1$  о.е.). Из таблицы видно, что при изменении сопротивления линии в 10 раз предельный переток по сечению тоже меняется в 10 раз, а предельный угол остается постоянным и равным  $90^\circ$ .

Таким образом, в двухмашинной схеме простейшего вида относительный угол между шинами неизменного напряжения однозначно определяет близость к режиму, предельному по условиям статической апе-

риодической устойчивости, и является информативным параметром, позволяющим оценить тяжесть текущего электрического режима. Для рассмотренной схемы контроль взаимного угла может оказаться более предпочтительным, чем контроль перетока, так как, если рассматривать линию 1 – 3 как межсистемную связь, в составе которой имеется несколько параллельных линий, то в отличие от одного значения угла диспетчеру следует осуществлять контроль различных значений активной мощности, определяющихся составом межсистемной связи.

Таблица 1

Параметры простейшей схемы

$X_{\text{линь}}$ , о.е.	Угол, град	$P_{\text{сеч. пред.}}$ , о.е.
0.1	90	10
0.5	90	2
1	90	1

Однако при усложнении рассмотренной простейшей схемы путем включения линий 1 – 2, 2 – 3 и подключения нагрузки в узле 2, информативность взаимного угла существенно снижается. Действительно, в этой схеме величина относительного угла между векторами напряжения в узлах 1 и 3 в предельном режиме будет являться функцией мощности нагрузки и параметров электрической сети. В табл. 2 приведены параметры трех вариантов схем, для которых определены предельные перетоки по контролируемому сечению и соответствующие им значения относительного угла между векторами напряжения в узлах 1 и 3 (табл. 3).

Таблица 2

Варианты параметров тестовой схемы

Номер варианта схемы	$X_{12}$ , о.е.	$X_{13}$ , о.е.	$X_{23}$ , о.е.
1	0,5	1	0,5
2	0,1	1	0,9
3	0,9	1	0,1

Из представленных в табл. 3 данных видно, что даже незначительное усложнение схемы энергосистемы по отношению к простейшему случаю работы станции через линию электропередачи на шины неизменного напряжения приводит к тому, что относительный угол напряжения, как

показатель близости режима к предельному по условиям статической аperiodической устойчивости, теряет свою инвариантность и начинает зависеть как от параметров сети, так и от величин промежуточных отборов мощности. Из рассмотренных примеров следует, что возможность использования относительного угла для оценки тяжести электрического режима в значительной степени ограничена параметрами и характеристиками схемы наблюдаемой энергосистемы: при сравнении информативности относительного угла и перетока активной мощности по сечению преимущества первого ограничиваются схемами простейшей структуры. В ряде случаев информативность этих параметров близка, а иногда контроль перетока имеет очевидные преимущества.

Таблица 3

**Относительный угол напряжения между узлами 1 и 3  
и переток по контролируемому сечению в предельном режиме  
для различных вариантов схемы**

Номер варианта схемы	$P_{\text{наг,}}$ о.е.	$Q_{\text{наг,}}$ о.е.	Угол, град.	$P_{\text{сеч. пред.}}$ о.е.
1	0	0	90	2
	0,3	0,15	84,2	2,04
	0,6	0,3	74,3	2,01
2	0	0	90	2
	0,3	0,15	85	2,27
	0,6	0,3	86	2,55
3	0	0	90	2
	0,3	0,15	85	1,98
	0,6	0,3	82	1,8

Приведенные результаты показывают, что возможность применения относительного угла для оценки тяжести электрического режима во многом зависит от конкретных схемно-режимных условий, характерных для тех или иных частей ЕЭС России, а точнее, от того, насколько та или иная часть ЕЭС (межсистемная связь между двумя концентрированными частями энергообъединения, протяженный транзит с промежуточными отборами мощности и т. п.) может быть сведена к схеме простой структуры.

На основе сравнительного анализа поведения относительных углов и перетоков активной мощности в типичных схемно-режимных ситуациях, характерных для ЕЭС России, близкой к двухмашинному эквиваленту является схема транзита 500 кВ Сургутские ГРЭС – Тюмень – Рефтин-

ская ГРЭС. Для этой схемы рассматривался угол между векторами напряжения на шинах 500 кВ Сургутской ГРЭС-2 и Рефтинской ГРЭС. Схема сети 500 кВ этого района ЕЭС России приведена на рис. 2 (пунктиром показано сечение, по которому осуществлялся контроль перетока активной мощности).

Расчеты предельных режимов схемы показали, что с определенной погрешностью исследуемую электропередачу можно рассматривать как двухмашинную, в которой предельный угол изменяется в небольшом диапазоне (80–90°) при изменении способа утяжеления, состава сети и величин нагрузки в промежуточных узлах.

Для проверки эффективности использования информации об углах между векторами напряжения, получаемых от СМПР, для управления мощностью энергоблоков в переходных режимах в НИИПТ был разработан алгоритм управления мощностью турбоагрегатов [1].

Закон управления мощностью турбоагрегата записывается в виде:

$$U_{\text{упр}} = K_P \cdot (P_0 - P_{\text{тек}}) + K_{\delta 0} \int (\delta_{\text{л}} - \delta_{\text{л.уст}}) dt + K_{\delta} (\delta_{\text{л}} - \delta_{\text{л.уст}}) + K_f \cdot \Delta f + K_f' (\Delta f)',$$

где  $U_{\text{упр}}$  – управляющий сигнал от регулятора мощности турбины, подаваемый на ЭПП;

$P_0$ ,  $P_{\text{тек}}$  – электрическая мощность управляемого генератора в доаварийном режиме и в аварийной фазе переходного процесса;

$\delta_{\text{л}}$  – текущее значение взаимного угла;

$\delta_{\text{л.уст}}$  – величина угла, принимаемая в качестве уставки;

$\Delta f$  – отклонение частоты напряжения на шинах станции;

$K_P$ ,  $K_{\delta 0}$ ,  $K_{\delta}$ ,  $K_f$ ,  $K_f'$  – коэффициенты регулирования.

По каналу отклонения мощности станции (или каждого генератора) вводится зона нечувствительности, которая предотвращает избыточные воздействия на турбоагрегат при удаленных аварийных возмущениях, не требующих интенсивного управления мощностью на начальной фазе переходного процесса. Для получения относительного угла используются данные, получаемые от СМПР.

Для проведения всех исследований, связанных с управлением турбоагрегатами Сургутской ГРЭС-2, была разработана и реализована на физической модели применительно к генераторам, моделирующим турбоагрегаты Сургутской ГРЭС-2, подробная цифровая модель турбины К-800-240 и ее системы регулирования [2].

Оценка эффективности предлагаемого алгоритма управления мощностью турбоагрегатов Сургутской ГРЭС-2 для обеспечения устойчивости транзита Сургутские ГРЭС – ПС Тюмень – Рефтинская ГРЭС по данным СМПР производилось по сравнению с реализованной в рамках ЦСПУ импульсной разгрузкой генераторов. Для этой цели на физической модели

была реализована автоматика разгрузки станции (АРС), которая сочетает импульсную и длительную разгрузку турбоагрегатов. Включается эта разгрузка по факторам отключения линии с контролем предшествующего режима.

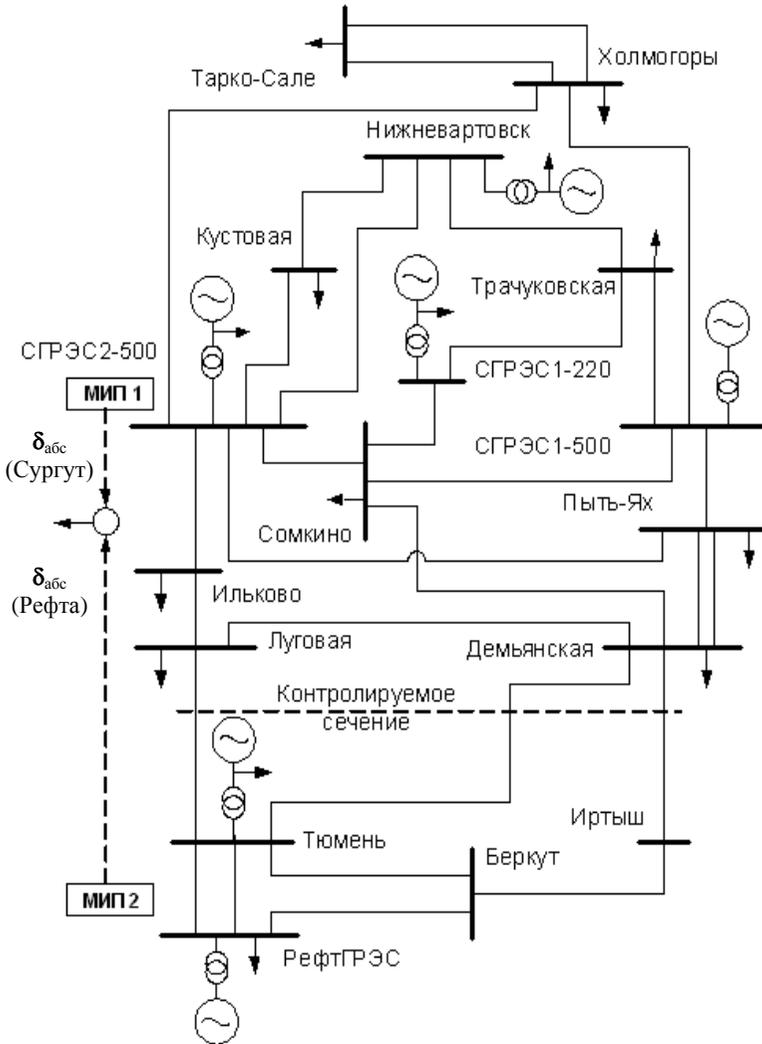
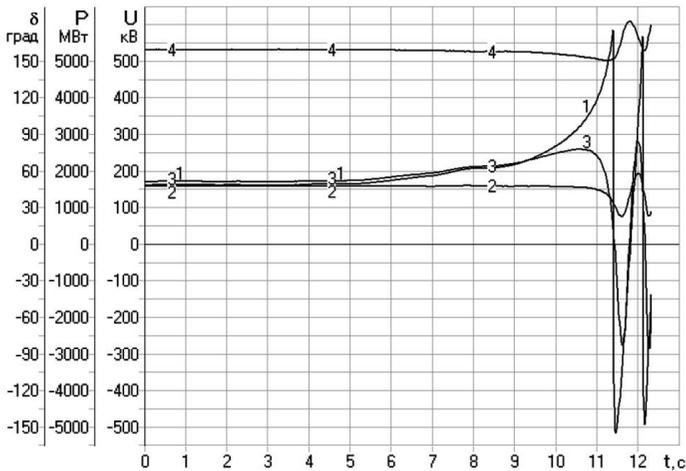
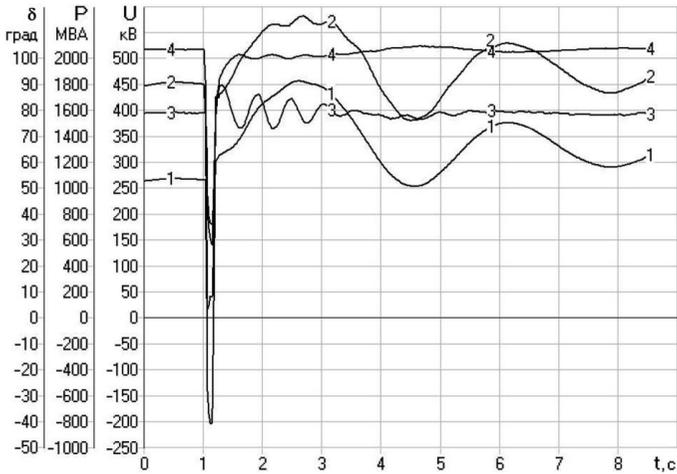


Рис. 2. Эквивалентная схема энергосистемы

Для оценки эффективности управления процессами в ходе исследований были предварительно определены предельные по условиям статической устойчивости режимы в рассматриваемой схеме и показано, что на физической модели нарушения устойчивости носят аperiodический характер и происходят при углах по передаче, практически совпадающих с рассчитанными предельными углами в исходной схеме. На рис. 3 показано нарушение устойчивости при медленном изменении перетока мощности в контролируемом сечении. В рассматриваемом процессе нарушение устойчивости происходит при угле, близком к  $90^\circ$ . Величина предельного перетока соответствует величине предельного перетока, определенного расчетным путем в полной схеме энергосистемы и при угле также близком к расчетному углу. В процессе исследований проводилась оценка эффективности предложенного алгоритма управления мощностью при различных аварийных возмущениях в полной и ремонтных схемах. Для примера на рис. 4, 5 показаны переходные процессы при двухфазном к.з. на землю на шинах Сургутской ГРЭС-2 с отключением ВЛ Сургут-2 – Пыть-Ях. На этих осциллограммах видно, что нарушение устойчивости происходит через 2–2,5 с после возникновения аварии, причем, собственные (герцовые) колебания генераторов к этому времени практически затухают. В устойчивом переходном процессе максимум перетока по контролируемому сечению составил  $\sim 2550$  МВт.

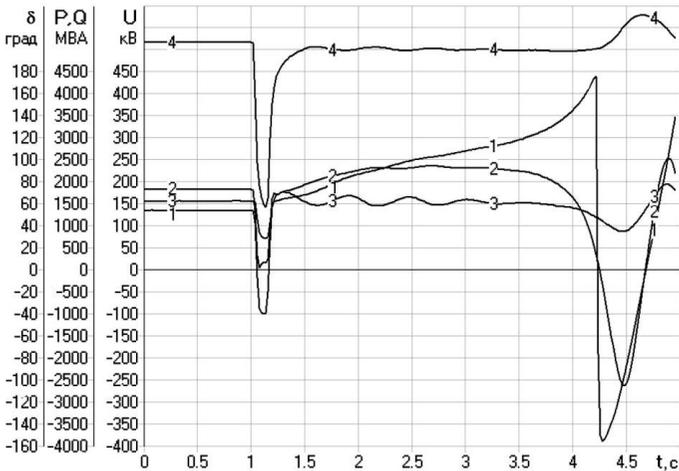


**Рис. 3.** Нарушение статической аperiodической устойчивости транзита:  
 1 – угол по передаче, 2 – переток активной мощности по контролируемому сечению,  
 3 – мощность двоянного блока Сургутской ГРЭС-2,  
 4 – напряжение на шинах 500 кВ Сургутской ГРЭС-2



**Рис. 4.** Устойчивый переходный процесс при двухфазном к.з. на землю с отключением ВЛ 500 кВ Сургут-2 – ПС Пыть-Ях:

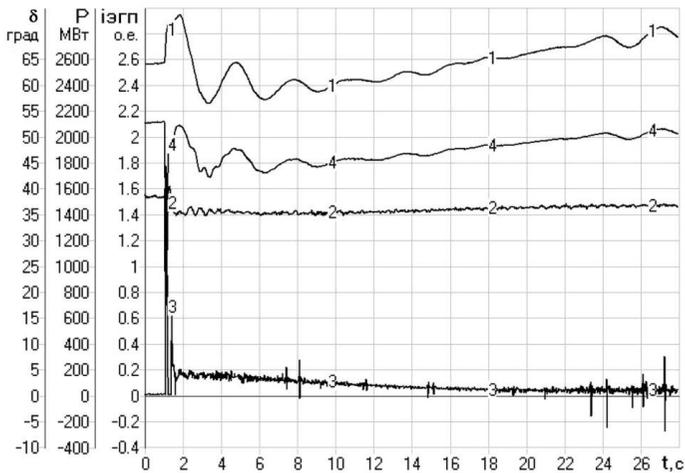
- 1 – угол по передаче, 2 – переток активной мощности по контролируемому сечению,
- 3 – мощность сдвоенного блока Сургутской ГРЭС-2,
- 4 – напряжение на шинах 500 кВ Сургутской ГРЭС-2



**Рис. 5.** Нарушение устойчивости при двухфазном к.з. на землю с отключением ВЛ 500 кВ Сургут-2 – ПС Пыть-Ях:

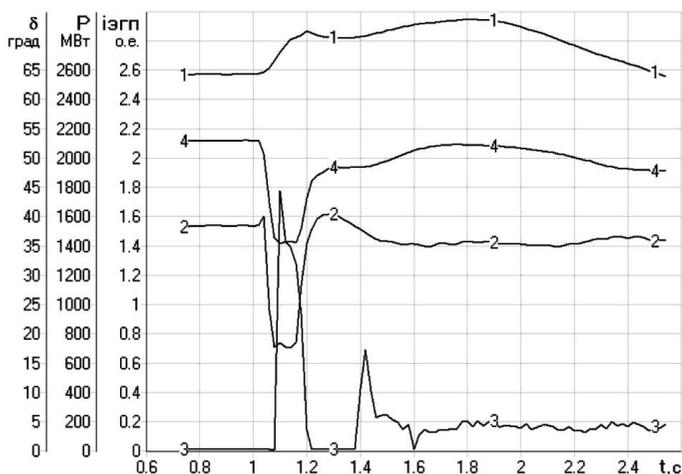
- 1 – угол по передаче, 2 – переток активной мощности по контролируемому сечению,
- 3 – мощность сдвоенного блока Сургутской ГРЭС-2,
- 4 – напряжение на шинах 500 кВ Сургутской ГРЭС-2

На рис. 6 показан процесс, аналогичный приведенному ранее, но с управлением по принятому алгоритму, а на рис. 7 – начальная фаза этого процесса. Из этого рисунка видно, что в соответствие с предлагаемым законом сформировался первый управляющий импульс амплитудой около 2 о.е. практически без запаздывания, что обеспечило разгрузку генераторов во время КЗ, а также разгрузку транзита в послеаварийном режиме до угла по передаче, соответствующего углу в доаварийном режиме. Алгоритм управления мощностью турбоагрегатов предполагает, что в течение первых 15–20 с после начала процесса управления мощностью в качестве уставки по углу принимается угол по передаче в режиме, предшествовавшем аварийному возмущению. Очевидно, что при этом транзит разгружается до мощности, при которой запас по статической устойчивости будет больше нормативного (8%) запаса статической устойчивости в послеаварийном режиме. Для более полного использования пропускной способности передачи в послеаварийном режиме необходимо увеличить уставку по углу до величины, соответствующей этому запасу. Переход на новую уставку обеспечивается автоматически. Однако выбор величины этой уставки составляет самостоятельную задачу, не решаемую в рамках исследования возможности управления мощностью турбоагрегатов по данным СМПР.



**Рис. 6.** Переходный процесс при двухфазном к.з. на землю с отключением ВЛ 500 кВ Сургут-2 – ПС Пыть-Ях с управлением мощностью турбоагрегатов Сургутской ГРЭС-2 по предлагаемому алгоритму:

- 1 – угол по передаче, 2 – мощность двойного блока Сургутской ГРЭС-2, 3 – управляющее воздействие на ЭГП, 4 – переток активной мощности по контролируемому сечению



**Рис. 7.** Начальная фаза переходного процесса при двухфазном к.з. на землю с отключением ВЛ 500 кВ Сургут-2 – ПС Пыть-Ях с управлением мощностью турбоагрегатов Сургутской ГРЭС-2 по предлагаемому алгоритму:

1 – угол по передаче, 2 – мощность двояного блока Сургутской ГРЭС-2,

3 – управляющее воздействие на ЭГП,

4 – переток активной мощности по контролируемому сечению

Величина мощности, указанная в предпоследней колонке демонстрирует избыточность управления по сравнению с вариантом доведения режима до допустимого с нормируемым запасом в послеаварийном режиме. Но с учетом необходимости дополнительной разгрузки контролируемого сечения в послеаварийных режимах по технологическим ограничениям в рассматриваемой схеме можно в качестве уставки по углу принимать угол в доаварийном режиме.

В табл. 4 приведены результаты оценки устанавливающихся послеаварийных режимов в двух вариантах управления – а именно, в случае разгрузки контролируемого сечения в послеаварийном режиме до угла в предшествующем режиме и до предельно допустимого с 8%.

На рис. 8 показан процесс, аналогичный приведенному ранее на рис. 6, при управлении мощностью турбоагрегатов Сургутской ГРЭС-2 за счет автоматической разгрузки станции, вводимой от ЦСПУ с минимальной разгрузкой в послеаварийном режиме. В этом случае также обеспечивается динамическая устойчивость транзита. Однако следует отметить, что в начальной фазе переходного процесса реализуется значительно более глубокая разгрузка турбины, поскольку на начальном этапе управления в этом случае независимо от сброса мощности и от потребности

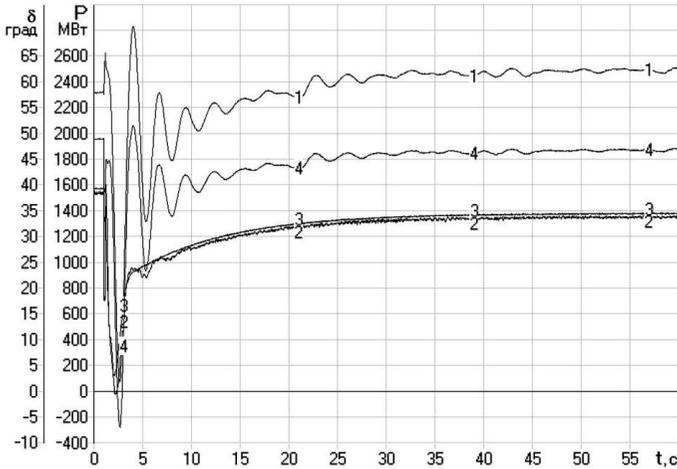
управления для обеспечения устойчивости на начальной (динамической) фазе переходного процесса реализуется максимальный разгрузочный импульс. На рис. 9 показано сравнение изменения мощности генераторов при двух вариантах управления. Сопоставление этих процессов свидетельствует о том, что принятый закон управления, формирующий разгрузочный импульс пропорционально сбросу активной мощности в аварийной фазе, обеспечивает более благоприятные условия для турбоагрегатов, поскольку минимизирует интенсивность управляющих воздействий, обеспечивающих динамическую устойчивость на первой фазе процесса, а также минимизирует разгрузку генераторов в послеаварийном режиме.

Кроме функции обеспечения динамической устойчивости при аварийных возмущениях, предлагаемый закон управления может быть использован в целях ограничения перетока по контролируемому сечению. На рис. 10 показан режим при медленном увеличении перетока по контролируемому сечению, на котором видно, что после вступления в работу ограничителя, увеличению перетока противодействует предложенный алгоритм управления, сопровождающийся разгрузкой генераторов Сургутской ГРЭС-2.

Таблица 4

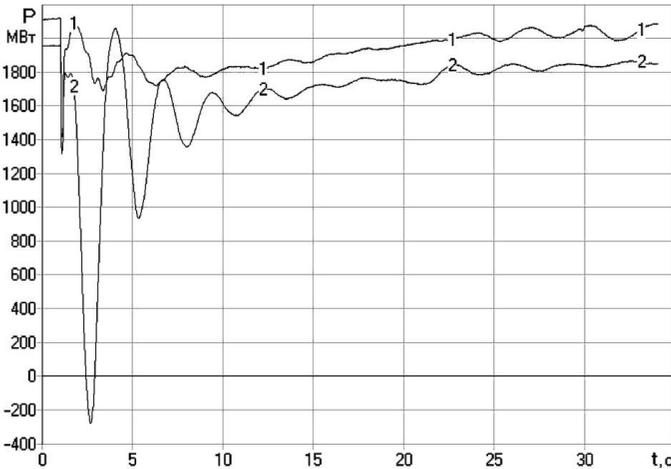
**Оценка избыточности управления при использовании в качестве уставки угла по передаче в доаварийном режиме**

<b>Параметры схема</b>	<b><math>P_{20\%}</math>, МВт</b>	<b><math>\delta_{20\%}</math>, град</b>	<b><math>P_{8\%}</math>, МВт</b>	<b><math>\delta_{8\%}</math>, град</b>	<b><math>P_{\delta=60,1^\circ}</math>, МВт</b>	<b><math>\Delta P</math>, МВт</b>	<b><math>\delta_{P=2040 \text{ МВт}}</math>, град</b>
Исходная схема энергосистемы	2040	60,1	–	–	–	–	–
Отключена ВЛ 500 кВ СГРЭС-2 – Пыть-Ях	–	–	2150	75,5	1795	245	70,2
Отключена ВЛ 500 кВ СГРЭС-1 – Пыть-Ях	–	–	2190	71,8	1926	114	64,9
Отключена ВЛ 500 кВ СГРЭС-2 – Ильково	–	–	1670	63,8	1605	65	-
Отключена ВЛ 500 кВ СГРЭС-2 – Сомкино	–	–	2290	75,6	1900	140	65,4
Отключена ВЛ 500 кВ СГРЭС-1 – Сомкино	–	–	2275	70,0	2035	5	60,6

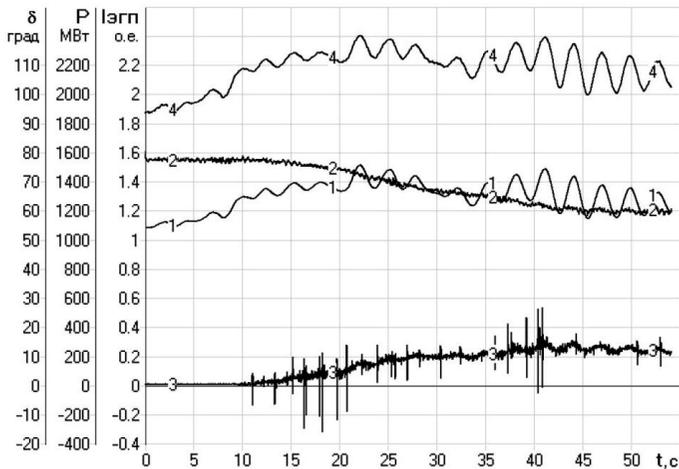


**Рис. 8.** Переходный процесс при двухфазном к.з. на землю с отключением ВЛ 500 кВ Сургут-2 – ПС Пыть-Ях с управлением мощностью турбоагрегатов Сургутской ГРЭС-2 от АРС:

1 – угол по передаче, 2 – мощность двоянного блока Сургутской ГРЭС-2, 3 – управляющее воздействие на ЭГП, 4 – переток активной мощности по контролируемому сечению



**Рис. 9.** Сопоставление разгрузки контролируемого сечения при управлении по углу по передаче (1) и от ЦСПУ (2)



**Рис. 10.** Режим ограничения перетока по контролируемому сечению:  
 1 – угол по передаче, 2 – мощность двойного блока, 3 – управляющий сигнал,  
 4 – переток мощности в контролируемом сечении

Таким образом, по результатам проведенных исследований можно сделать следующие основные выводы:

1. Предложенный закон управления мощностью турбоагрегатов по данным СМНР может применяться в схемах транзитных протяженных электропередач, близких по структуре сети к двухмашинным. В этих случаях угол между крайними узлами рассматриваемых электропередач является более информативным параметром, чем переток активной мощности. В рассматриваемой схеме транзита в качестве такого параметра использован угол между векторами напряжений на шинах 500 кВ Сургутской ГРЭС-2 и Рефтинской ГРЭС в режимах передачи мощности от Сургутских ГРЭС в ОЭС Урала.

2. Реализованный закон управления в первой фазе аварийного электромеханического переходного процесса обеспечивает дозированную (в зависимости от интенсивности возмущения) импульсную разгрузку энергоблоков исключительно по местному параметру (величина сброса активной мощности) и не требует получения какой-либо дополнительной информации от комплексов релейной защиты или противоаварийной автоматики. За счет этого достигается меньшее воздействие на турбину, чем при автоматической разгрузке по сигналам противоаварийной автоматики.

3. Реализованный закон управления может обеспечивать автоматическое регулирование перетоков мощности и использоваться в качестве ограничителя перетоков на транзитных электропередачах.

4. Закон управления обеспечивает возможность сохранения уставки по углу на доаварийном уровне, а также реализует изменение уставки до заранее рассчитанного уровня, соответствующего максимально допустимой нагрузке электропередачи в послеаварийном режиме.

5. На современном этапе предлагаемая система не отменяет ЦСПУ, но может ее дополнять, обеспечивая устойчивость на первом этапе переходного процесса меньшим, чем от ЦСПУ, управляющим импульсом, и вывод на предельно допустимый угол в послеаварийном процессе с меньшими запасами устойчивости в тех случаях, когда в послеаварийных режимах не возникает дополнительных требований к разгрузке контролируемого сечения по технологическим условиям. Кроме того, поскольку это воздействие формируется по местным параметрам, оно вводится без дополнительного запаздывания на передачу информации от ФОЛ. В том случае, когда в послеаварийном режиме сохраняется угол, соответствующий углу в исходном режиме, разгрузка в послеаварийном режиме будет несколько избыточной.

## Список литературы

1. Алгоритмы прямого цифрового управления установившимися и переходными режимами энергосистемы по данным системы мониторинга переходных режимов. Отчет ОАО «НИИПТ», Арх. № 171-КТ СПб, ОАО «НИИПТ», 2007.
2. Фрагин М. С., Любан Е. А. Динамические свойства системы регулирования турбины К-500-240 ЛМЗ//Сб. «Повышение надежности энергосистем Казахстана», Алма-Ата, 1983. С. 85–89.

УДК 621.311

Невельский В. Л., к.т.н.; Тен Е. А. – ОАО «НИИПТ»,  
Санкт-Петербург

## **Требования к электропередаче, обеспечивающей связь нагрузочного узла с системой (предельная мощность удаленного узла нагрузки)**

---

В [1] для каждого класса напряжений и марки провода воздушной линии электропередачи указывается предельная величина нагрузки. При этом отсутствует учет коэффициента мощности ( $\cos \varphi$ ) и длины линии электропередачи, по которой обеспечивается электроснабжение.

Известно, что предельные режимы в энергосистеме могут быть ограничены по условию устойчивости нагрузки, когда пропускная способность сети недостаточна, чтобы «пропитать» заданную нагрузку, или при заданной нагрузке напряжение на ней не соответствует нормативному уровню.

В статье в соответствии с условиями устойчивости [2] определены требования к параметрам сети, обеспечивающей связь с системой нагрузочного узла.

### **1. Предельная загрузка нагрузочного узла по условию статической устойчивости**

#### **1.1. Предел передаваемой мощности по связи, соединяющей нагрузочный узел с системой**

Для схемы рис. 1 при  $U = \text{const}$  и энергоснабжении нагрузочного узла с  $P_n$ ,  $Q_n$  через электропередачу с реактансом  $X_L$  уравнения для активной и реактивной мощности нагрузки имеют вид:

$$P_n = \frac{U \cdot U_n}{X_L} \sin \delta,$$
$$Q_n = \frac{-U^2 + U_n \cdot U \cdot \cos \delta}{X_L} + \frac{U_n^2}{X_C}.$$

где  $U_n$  – напряжение на нагрузке;

$\delta$  – угол между векторами  $U$  и  $U_n$ ;

$X_C$  – реактивное емкостное сопротивление на шинах нагрузки, соответствующее емкости ЛЭП и/или емкости конденсаторов, используемых для поддержания напряжения и компенсации  $\cos \varphi$  нагрузки.

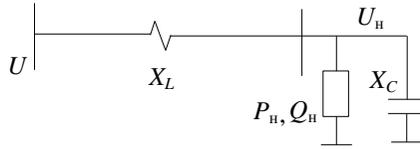


Рис. 1

Если  $Q_n = \operatorname{tg} \varphi \cdot P_n$ , то получаем

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{-U_n + U \cos \delta + U_n \cdot \frac{X_L}{X_C}}{U \cdot \sin \delta},$$

откуда

$$U_n = \frac{U \cdot (\cos \delta - \operatorname{tg} \varphi \cdot \sin \delta)}{1 - k_C}, \quad (1)$$

где  $k_C = \frac{X_L}{X_C}$ .

Подставляя в выражение для активной мощности получаем

$$P = \frac{U^2 \cdot (\cos \delta - \operatorname{tg} \varphi \cdot \sin \delta)}{X_L \cdot (1 - k_C)} \sin \delta \quad (2)$$

Из условия  $dP/d\delta = 0$ , соответствующего пределу аperiodической устойчивости, имеем

$$\cos \delta \cdot (\cos \delta - \operatorname{tg} \varphi \cdot \sin \delta) + \sin \delta \cdot (-\sin \delta - \operatorname{tg} \varphi \cdot \cos \delta) = 0.$$

Из последнего уравнения следует, что предельный режим нагрузочного узла по активной мощности ( $P_{\max}$ ) имеет место при  $\operatorname{tg} 2\delta = 1/\operatorname{tg} \varphi$  или

$$\delta = \frac{1}{2} \operatorname{arctg}(\operatorname{ctg} \varphi). \quad (3)$$

Предельная величина нагрузки, которая может быть обеспечена от питающего источника с напряжением  $U$  через реактанс  $X_L$ , определяется при подстановке выражения (3) в (1).

Учитывая, что  $\delta = \frac{\pi}{4} - \frac{\varphi}{2}$ , получаем

$$P_{\text{макс}} = \frac{U_1^2 \cdot \left( \cos\left(\frac{\pi}{4} - \frac{\varphi}{2}\right) - \operatorname{tg} \varphi \cdot \sin\left(\frac{\pi}{4} - \frac{\varphi}{2}\right) \right)}{X_L \cdot (1 - k_c)} \cdot \sin\left(\frac{\pi}{4} - \frac{\varphi}{2}\right) =$$

$$= \frac{U_1^2 \cdot \left( \frac{\cos \varphi}{2} - \frac{\sin \varphi}{\cos \varphi} \cdot \frac{1}{2} \cdot (1 - \cos\left(\frac{\pi}{2} - \varphi\right)) \right)}{X_L \cdot (1 - k_c)} = \frac{U_1^2 \cdot \left( \cos \varphi - \frac{\sin \varphi}{\cos \varphi} + \frac{\sin^2 \varphi}{\cos \varphi} \right)}{2 \cdot X_L \cdot (1 - k_c)}$$

или

$$P_{\text{макс}} = \frac{U_1^2 \cdot (1 - \sin \varphi)}{2 \cdot \cos \varphi \cdot X_L \cdot (1 - k_c)}. \quad (4)$$

Для П-образной схемы замещения линии электропередачи и без конденсаторных батарей в нагрузочном узле имеем

$$X_L = x_0 \cdot l, \quad X_C = 2 \cdot \frac{1}{b_0 \cdot l},$$

где  $x_0, b_0$  – погонные параметры линии на 100 км.

Следовательно,

$$k_c = \frac{1}{2} \cdot x_0 \cdot b_0 \cdot l^2.$$

Для ЛЭП длиной  $l = 200$  км при  $x_0 = 0,3$  Ом/км и  $b_0 = 3,6 \cdot 10^{-6}$  См/км значение  $k_c = \sim 0,02$ .

Если под пропускной способностью электропередачи считать величину  $P_{\text{проп}} = \frac{U^2}{X_L}$ , то величина предельной загрузки нагрузочного узла по условиям статической устойчивости имеет вид

$$P_{\text{пред.стат}} = K_{\text{стат.н}} \cdot P_{\text{проп}}, \quad (5)$$

$$\text{где } K_{\text{стат.н}} = \frac{\sqrt{1 + \operatorname{tg}^2 \varphi} - \operatorname{tg} \varphi}{2 \cdot (1 - k_c)}.$$

Коэффициент  $K_{\text{стат.н}}$  определяет, какую часть от пропускной способности связи составляет максимально возможная нагрузка узла по условиям статической устойчивости.

## 1.2. Условия обеспечения запаса устойчивости по мощности

При заданной мощности потребления ( $P_{\text{нагр}}$ ) из соотношения (5) следует требование к величине пропускной способности связи по условию обеспечения нормативного запаса устойчивости по активной мощности ( $K_P$ )

$$P_{\text{проп}} = \frac{P_{\text{нагр}}}{K_{\text{стат.н}} \cdot (1 - K_P)}. \quad (6)$$

При заданном уровне напряжения в высоковольтной сети ( $U$ ) из приведенных выше соотношений следует требование к величине продольного реактansa линий электропередачи ( $X_L$ ) для обеспечения нормативного запаса устойчиво по активной мощности  $K_P$

$$X_L \leq \frac{U^2 \cdot K_{\text{стат.н}} \cdot (1 - K_P)}{P_{\text{нагр}}}. \quad (7)$$

В нормальном режиме мощность нагрузки, в соответствии с «Методическими указаниями по устойчивости энергосистем», должна быть не более

$$P_{\text{нагр}} \sim \leq 0,8 \cdot K_{\text{стат.н}} \cdot P_{\text{проп.н.р}} \quad (8)$$

В послеаварийном режиме мощность нагрузки должна быть не более

$$P_{\text{нагр}} \sim \leq 0,92 \cdot K_{\text{стат.н}} \cdot P_{\text{проп.ПАР}} \quad (9)$$

где  $P_{\text{проп.н.р}}$  – есть пропускная способность связи узла с системой в нормальном режиме;

$P_{\text{проп.ПАР}}$  – пропускная способность связи в послеаварийном режиме.

Из соотношений (8, 9) следует, что в нормальном режиме при загрузке нагрузочного узла на предельно допустимом уровне (20% запас по мощности) допустимое ослабление связи узла с системой в послеаварийном режиме не должно превышать значение  $K_{\text{осл}} = 1,15$ .

В противном случае обеспечение нормативных требований по устойчивости в послеаварийном режиме достигается только при отключении части нагрузки.

## 1.3. Условия обеспечения запаса устойчивости по напряжению

Для схемы, показанной на рис. 1, напряжение на питающем конце линии может быть выражено как:

$$U^2 = \left[ U_{\text{н}} + \frac{X_L}{U_{\text{н}}} \cdot \left( \operatorname{tg} \varphi \cdot P_{\text{нагр}} - \frac{U_{\text{н}}^2}{X_C} \right) \right]^2 + \left[ P_{\text{нагр}} \cdot \frac{X_L}{U_{\text{н}}} \right]^2, \quad (10)$$

где  $\operatorname{tg} \varphi = P_{\text{н}} / Q_{\text{н}}$ .

В соответствии с «Методическими указаниями по устойчивости энергосистем» для обеспечения заданного запаса устойчивости по напряжению величина напряжения в узле не должно быть ниже значения

$$U_{\text{н}} = K_U \cdot U_{\text{ном}},$$

где  $K_U = 0,824$  соответствует 15% запасу по напряжению в нормальных режимах,

$K_U = 0,778$  соответствует 10% запасу по напряжению в послеаварийных режимах.

Будем считать, что напряжение в системе номинальное  $U = U_{\text{ном}}$ .

Из (1–10) получаем квадратное уравнение относительно  $P_{\text{нагр}}$ , решение которого имеет вид

$$P_{\text{нагр}} = \frac{K_U^2}{1 + \operatorname{tg}^2 \varphi} \cdot \left[ -\operatorname{tg} \varphi \cdot \left( P_{\text{проп}} - \frac{U^2}{X_C} \right) + \sqrt{\frac{1 + \operatorname{tg}^2 \varphi}{K_U^2} \cdot P_{\text{проп}}^2 - \left( P_{\text{проп}} - \frac{U^2}{X_C} \right)^2} \right], \quad (11)$$

где  $P_{\text{проп}} = \frac{U^2}{X_L}$

На рис. 2 приведены рассчитанные с использованием (8, 9, 11) значения предельной мощности нагрузочного узла, учитывающие нормативные требования устойчивости по напряжению ( $P_U$ ) и по активной мощности для нормального ( $P_{\text{н.п}}$ ) и послеаварийного ( $P_{\text{ПЛАР}}$ ) режимов сети в зависимости от  $\cos \varphi$  нагрузки. Расчеты выполнены при отсутствии конденсаторных батарей в узле.

Значения мощности нагрузки указаны в долях от пропускной способности связи рассматриваемого режима ( $P_{\text{проп}} = \frac{U^2}{X_L}$ ).

Из приведенных данных следует, что в диапазоне реальных соотношений реактивной и активной составляющих нагрузочного узла и при отсутствии конденсаторных батарей, ограничение мощности потребителей как в нормальном, так и в послеаварийном режимах определяются условием обеспечения нормативного запаса устойчивости по напряжению. Требование выполнения нормативных запасов по активной мощно-

сти не является определяющим для назначения предельно-допустимых режимов загрузки связи нагрузочного узла с системой.

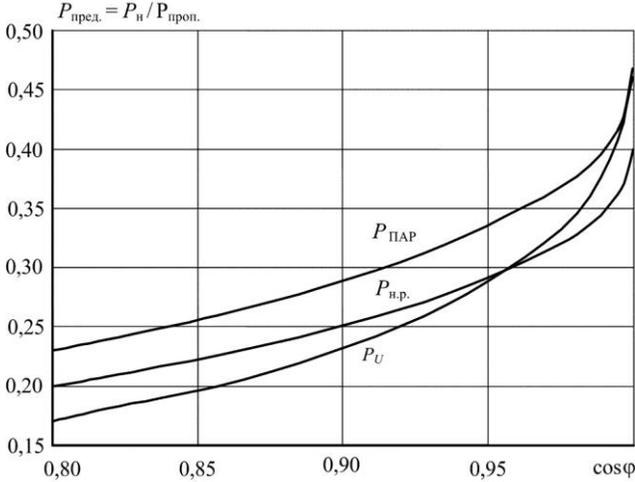


Рис. 2. Зависимость предельно допустимой загрузки нагрузочного узла от  $\cos \varphi$

#### 1.4. Требование к мощности конденсаторных батарей

Определим требования к мощности конденсаторной батареи, установка которой в нагрузочном узле снимает ограничение режима по напряжению.

Для режима с нормированными запасами по активной мощности из (8) имеем

$$X_L \sim \leq K_{\text{реж}} \cdot K_{\text{стаг.н}} \frac{U^2}{P_{\text{нагр}}},$$

где  $K_{\text{реж}}$  – коэффициент, учитывающий режим работы связи нагрузочного узла с системой

$K_{\text{реж}} = 0,8$  – нормальный режим,

$K_{\text{реж}} = 0,92$  – послеаварийный режим.

Для схемы рис. 1 справедливо соотношение

$$U^2 \cdot U_{\text{н}}^2 = \left( U_{\text{н}}^2 + \left( \text{tg } \varphi \cdot P_{\text{нагр}} - \frac{U_{\text{н}}^2}{X_C} \right) \cdot X_L \right)^2 + (P_{\text{нагр}} \cdot X_L)^2 \quad (12)$$

Принимая  $P_{\text{нагр}} = K_{\text{реж}} \cdot \frac{K_K}{1 - k_c} \cdot \frac{U^2}{X_L}$ , где  $K_K = \frac{\sqrt{1 + \text{tg } \varphi^2} - \text{tg } \varphi}{2}$ , получим

$$U^2 \cdot U_{\text{н}}^2 \cdot (1-k_C)^2 = \left[ U_{\text{н}}^2 \cdot (1-k_C)^2 + (\operatorname{tg} \varphi \cdot K_{\text{реж}} \cdot K_K \cdot U^2) \right]^2 + (K_{\text{реж}} \cdot K_K \cdot U^2)^2 \quad (13)$$

и после преобразований:

$$(1-k_C)^2 = \left[ (1-k_C)^2 \cdot \frac{U_{\text{н}}}{U} + \operatorname{tg} \varphi \cdot K_{\text{реж}} \cdot K_K \cdot \frac{U}{U_{\text{н}}} \right]^2 + \left( K_{\text{реж}} \cdot K_K \cdot \frac{U}{U_{\text{н}}} \right)^2. \quad (14)$$

Из (14) получаем биквадратное уравнение относительно  $(1-k_C)$ , решение которого есть

$$(1-k_C)^2 = \left( \frac{U}{U_{\text{н}}} \right)^2 \cdot \frac{-(2 \cdot \operatorname{tg} \varphi \cdot K_{\text{реж}} \cdot K_K - 1) + \sqrt{1 - 4 \cdot K_{\text{реж}} \cdot K_K \cdot (\operatorname{tg} \varphi + K_{\text{реж}} \cdot K_K)}}{2}. \quad (15)$$

Учитывая, нормативный запас по напряжению  $U_{\text{н}} \geq K_U \cdot U_{\text{ном}}$ , из (15) получаем значение коэффициента  $k_C$ , который определяет величину емкостного реактansa  $X_C$  конденсаторной батареи. Подключение в нагрузочном узле конденсаторной батареи снимает ограничение режима по напряжению, предельная загрузка связи в этом случае определяется требованиями устойчивости по активной мощности.

$$k_C \geq 1 - \sqrt{\frac{-(2 \cdot \operatorname{tg} \varphi \cdot K_{\text{реж}} \cdot K_K - 1) + \sqrt{1 - 4 \cdot K_{\text{реж}} \cdot K_K \cdot (\operatorname{tg} \varphi + K_{\text{реж}} \cdot K_K)}}{2 \cdot K_U^2}} \quad (16)$$

На рис. 3 приведены рассчитанные по (16) значения  $k_C$  в зависимости от величины  $\cos \varphi$  нагрузки для нормального и послеаварийного режимов связи нагрузочного узла с системой.

Из рис. 3 следует, что при любых параметрах нагрузочного узла предельная загрузка связи в послеаварийном режиме ограничивается уровнем напряжения и для полного использования пропускной способности связи требуется размещение в нагрузочном узле конденсаторных батарей. В нормальном режиме необходимость установки конденсаторных батарей возникает уже при  $\cos \varphi < 0,95$ .

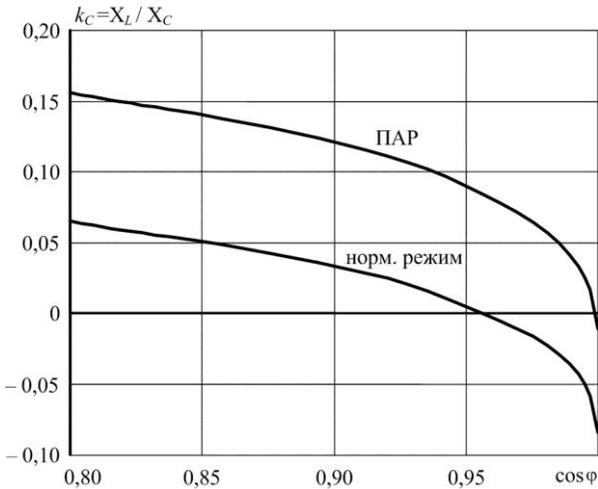
Приведенные зависимости и форма (16) могут быть использованы для определения необходимой величины емкости конденсаторной батареи для снятия ограничения режима по напряжению и для максимального использования пропускной способности связи нагрузочного узла с системой.

Например, для нагрузочного узла с  $\operatorname{tg} \varphi = 0,7$  ( $\cos \varphi = 0,82$ ), соединенного с питающим узлом через реактанс  $X_L = 130$  Ом на напряжении 500 кВ, для нормального режима связи предельная загрузка, с учетом нормированного запаса по мощности, составляет 400 МВт.

$$(P_{\text{нагр}} = K_{\text{реж}} \cdot \frac{K_K \cdot U^2}{1 - k_C \cdot X_L}, K_{\text{реж}} = 0,8, k = 0,7, K_K = 0,26, k_C = 0).$$

При этом напряжение на нагрузке равно 388 кВ, что не соответствует допустимому уровню напряжения. Обеспечения запаса по напряжению достигается снижением величины нагрузки до ~350 МВт.

Из расчетных данных (16) следует, что для снятия ограничения по напряжению необходимо разместить в нагрузочном узле конденсаторную батарею с мощностью  $S_k = 114$  МВА ( $k_C = 0,059$ ), при этом предельная нагрузка составит 425 МВт при напряжении 412 кВ.



**Рис. 3.** Необходимая относительная величина реактанта конденсаторной батареи  $k_C$  для обеспечения предельного режима связи без ограничения по уровню напряжения

## Выводы

В результате проведенного анализа установлено, что существуют достаточно жесткие требования к величине пропускной способности связи, соединяющей нагрузочный район с системой.

1. По условию обеспечения статической устойчивости по активной мощности пропускная способность связи должна превышать мощность нагрузки не менее, чем

- в 2,5–5,3 раза для нормального режима связи;
- в 2,2–4,5 раза для послеаварийного режима связи.

По условию обеспечения статической устойчивости по напряжению пропускная способность связи должна превышать мощность нагрузочного узла в 2,1–5,9 раза.

Диапазон относительного значения  $P_{\text{прон}}$  связи указан для диапазона  $\cos \varphi$  нагрузочного узла  $\cos \varphi = 1 - 0,8$ .

2. Предельная нагрузка связи в послеаварийном режиме при любых характеристиках нагрузки и в нормальном режиме при  $\cos \varphi \leq 0,95$  определяется условием обеспечения нормативного уровня напряжения.

3. Устранение ограничений по напряжению и увеличение загрузки связи до предельного значения, учитывающего нормированный запас по активной мощности, достигается установкой источников реактивной мощности в узел нагрузки. Составлена формула для определения в зависимости от режима и величины пропускной способности связи и  $\cos \varphi$  нагрузки мощность конденсаторной батареи для снятия ограничений по напряжению в предельных режимах загрузки связи.

4. При назначении и ведении режима в энергосистеме с удаленными районами потребления особое внимание должно быть уделено соответствию мощности нагрузочного узла величине пропускной способности связи, соединяющей узел нагрузки с источником питания. Отсутствие контроля за величиной запаса устойчивости и работа с запасом по мощности, менее 5% является причиной развития аварийной ситуации с погашением значительного объема нагрузки.

## 2. Предельные режимы связи при размещении в нагрузочном узле синхронных двигателей

### 2.1. Синхронные двигатели без регулирования возбуждения

Учитывая режим работы синхронных двигателей, характеризующейся  $Q_d \approx 0$ , и, принимая во внимание, что

$$P_d = K_3 \cdot S_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi, \quad X_q = X_q (\%) \frac{U^2}{S_{\text{ном}}},$$

где  $P_d$ ,  $Q_d$  – соответственно, активная и реактивная мощности синхронного двигателя,

$K_3$  – коэффициент загрузки синхронного двигателя.

Значение ЭДС двигателя имеет вид:

$$E_q = \sqrt{U^2 + \left(\frac{P_d}{U} \cdot X_q\right)^2} = \sqrt{U^2 + \left(\frac{S_{\text{ном}} \cdot K_3 \cdot \cos \varphi \cdot X_q (\%) \cdot U^2}{U \cdot S_{\text{ном}}}\right)^2},$$

$$\text{или } E_q = U \cdot \sqrt{1 + (K_3 \cdot X_q(\%) \cdot \cos \varphi)^2}.$$

Принимая, что  $X_q(\%) = 2$ ,  $\cos \varphi = 0,85$ , получаем

$$E_q = U \cdot \sqrt{1 + (1,7 \cdot K_3)^2} \quad (17)$$

В случае отсутствия регулирования возбуждения синхронного двигателя или при регулировании возбуждения с зоной нечувствительности, предельная нагрузка связи узла с системой по условию аperiodической устойчивости определяется условием

$$P_{\text{пред}} = \frac{U^2 \cdot \sqrt{1 + (1,7 \cdot K_3)^2}}{X_L + X_q}. \quad (18)$$

Принимая, что нагрузка двигателя ( $P_d$ ) соответствует нормативному запасу устойчивости по активной мощности, т. е.  $P_d \leq K_p \cdot P_{\text{пред}}$ , получаем

$$K_3 \cdot P_{\text{ном}} \leq K_p, \quad P_{\text{пред}} = \frac{U^2 \cdot \sqrt{1 + (1,7 \cdot K_3)^2}}{X_L + X_q}$$

Учитывая, что  $X_L = \frac{U^2}{P_{\text{проп}}}$ ,  $X_q = X_q(\%) \cdot \frac{U^2 \cdot \cos \varphi}{P_{\text{ном}}}$ , и вводя обозначение

$a = P_{\text{проп}}/P_{\text{ном}}$ , где коэффициент  $a$  показывает, во сколько раз пропускная способность связи превышает номинальную активную мощность синхронной нагрузки, получаем условие, которое определяет максимально допустимое значение коэффициента нагрузки синхронного двигателя ( $K_3$ ) при заданных величине запаса по активной мощности ( $K_p$ ) и соотношении между пропускной способностью связи и номинальной мощностью синхронной нагрузки ( $a = P_{\text{проп}}/P_{\text{ном}}$ )

$$K_3 \cdot P_{\text{ном}} = \frac{K_p \cdot U^2 \cdot \sqrt{1 + (1,7 \cdot K_3)^2}}{\frac{U^2}{a \cdot P_{\text{ном}}} + \frac{X_q(\%) \cdot U^2 \cdot \cos \varphi}{P_{\text{ном}}}}.$$

Откуда имеем

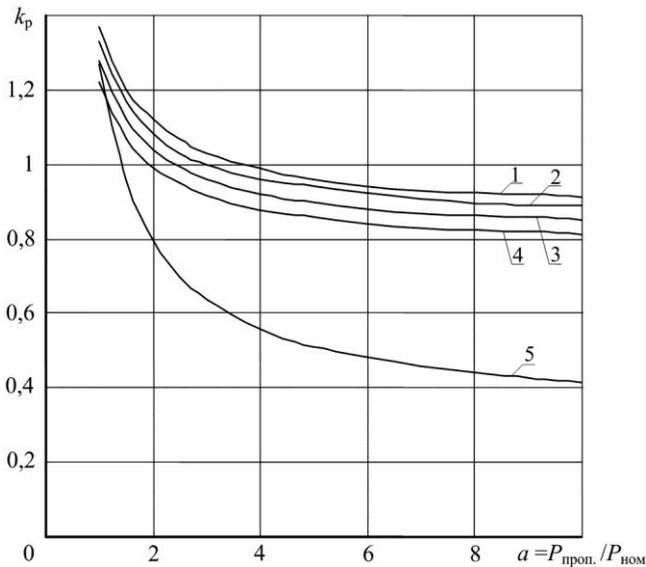
$$K_3 = \frac{K_p}{\sqrt{\left(\frac{1}{a} + 1,7\right)^2 - (K_p \cdot 1,7)^2}} \quad (19)$$

Из (19) можно определить величину запаса устойчивости по активной мощности синхронного двигателя без АРВ или при регулировании возбуждения двигателя с зоной нечувствительности.

Запас устойчивости по мощности ( $K_p$ ) из (19) определяется относительной мощностью двигателя ( $1/a$ ) и его загрузкой ( $K_3$ )

$$K_p = \frac{K_3 \cdot \left( \frac{1}{a} + 1,7 \right)}{\sqrt{1 + (K_3 \cdot 1,7)^2}}. \quad (20)$$

На рис. 4 представлены зависимости величины коэффициента запаса по активной мощности связи ( $K_p$ ) от относительной мощности синхронной нагрузки (соотношение  $a = P_{\text{проп.}}/P_{\text{ном.}}$ ) при различных коэффициентах загрузки синхронного двигателя ( $K_3 = P_{\text{д.}}/P_{\text{ном.}}$ ).



**Рис. 4.** Коэффициент запаса по активной мощности связи при различных нагрузках СД и соотношениях пропускной способности связи и номинальной мощности СД ( $a = P_{\text{проп.}}/P_{\text{ном.}}$ ):  
 1 –  $K_3 = 1$  без АРВ; 2 –  $K_3 = 0,9$  без АРВ; 3 –  $K_3 = 0,8$  без АРВ;  
 4 –  $K_3 = 0,7$  без АРВ; 5 –  $K_3 = 1$  с АРВ

Из рис. 4 следует, что при работе синхронного двигателя без АРВ или при регулировании возбуждения с зоной нечувствительности, коэффици-

ент запаса по активной мощности существенно меньше нормативного при реальных коэффициентах загрузки ( $K_3 \geq 0,8$ ) и при реальных соотношениях пропускной способности связей и суммарной мощности синхронной нагрузки.

20%-ный запас в нормальном режиме ( $K_p = 0,8$ ) обеспечивается только при существенно сниженном коэффициенте загрузки синхронного двигателя.

## 2.2. Синхронные двигатели с регулированием возбуждения

При регулировании возбуждения синхронного двигателя в стационарном режиме справедливы следующие уравнения:

$$\begin{aligned} U_d &= E_q - I \cdot X_q, \\ E_q &= E_0 + k_\Delta (Y - U_d), \end{aligned}$$

где  $Y$  – уставка АРВ,

$k_\Delta$  – коэффициент усиления АРВ по каналу отклонения напряжения.

Из системы уравнений получаем выражения для  $U_d$

$$U_d \cdot (1 + k_\Delta) = E_0 + k_\Delta \cdot Y - I \cdot X_q. \quad (21)$$

В отклонениях режимных параметров уравнение (21) может быть записано в виде:

$$\Delta U_d = -\Delta I \cdot \frac{X_q}{1 + k_\Delta} \quad (22)$$

При  $k_\Delta = 0$  имеем

$$\Delta U_d = -\Delta I \cdot X_q \quad (23)$$

Из сопоставления (22, 23) можно заключить, что регулирование возбуждения двигателя в стационарном режиме проявляется в уменьшении реактанса синхронной машины. Регулирование возбуждения по напряжению с коэффициентом усиления  $k_\Delta$  приводит к снижению реактанса  $X_q$  в  $(1 + k_\Delta)$  раз.

Следовательно, уровень статической устойчивости синхронного двигателя при регулировании возбуждения можно оценить с использованием полученных выше соотношений для нерегулируемой машины при замене

$$X_q \text{ на } X_q = \frac{X_q}{1 + k_\Delta}.$$

Из (21) получаем выражение для коэффициента запаса по мощности связи, соединяющей с системой нагрузочный узел с синхронным двигателем, регулирование возбуждения которого осуществляется по напряжению с коэффициентом  $k_{\Delta}$

$$K_p = \frac{K_3 \cdot \left( \frac{1}{a} + \frac{1,7}{1+k_{\Delta}} \right)}{\sqrt{1 + \left( K_3 \cdot \frac{1,7}{1+k_{\Delta}} \right)^2}}. \quad (24)$$

На рис. 4 кривая 5 соответствует коэффициенту запаса по мощности для синхронного двигателя с коэффициентом загрузки  $K_3 = 1$  и регулировании возбуждения по напряжению с коэффициентом усиления  $k_{\Delta} = 4$ .

Сопоставление кривых рис. 4 позволяет заключить, что регулирование возбуждения синхронных двигателей обеспечивает существенное повышение уровня устойчивости. При наличии АРВ, даже при небольших коэффициентах усиления, режим работы синхронных двигателей удовлетворяет нормативным запасам устойчивости.

Однако, следует заметить, что необходимый уровень устойчивости может быть обеспечен, если пропускная способность связи, соединяющей нагрузочный узел с системой, не менее, чем в два раза превышает номинальную мощность синхронной нагрузки.

### 2.3. Сравнительный анализ условий статической устойчивости асинхронного и синхронного узла нагрузки

С использованием (8, 9 и 16) определяем режимные параметры в предельном режиме работы связи с пропускной способностью  $P_{\text{проп}}$  для энергоснабжения узла нагрузки с асинхронным двигателем с характеристиками:  $K_3 = 0,7$ ,  $\cos \varphi = 0,8$ .

В табл. 1 представлены значения предельной загрузки связи в нормальном и послеаварийном режиме ( $P_{\text{н}}/P_{\text{проп}}$ ), учитывающие нормированный запас устойчивости по активной мощности, и значения необходимой величины конденсаторной батареи для обеспечения предельного режима без ограничения по условию напряжения ( $S_{\text{к}}/P_{\text{проп}}$ ). Там же указана номинальная мощность асинхронного двигателя, соответствующего предельным режимам ( $P_{\text{ном}}/P_{\text{проп}}$ ).

Для синхронного двигателя с номинальной мощностью, равной мощности асинхронного двигателя, по (19, 23) рассчитаем коэффициент за-

грузки двигателя, при которой обеспечивается заданный запас устойчивости по активной мощности ( $K_3$ ), и величину перетока мощности по связи, соответствующего вычисленному значению  $K_3$ .

Предельные режимы определены при регулировании возбуждения синхронного двигателя по напряжению с  $k_\lambda = 4$  и при отсутствии АРВ на двигателе.

Результаты приведены в табл. 1.

Таблица 1

Режим связи	Асинхронный двигатель			Синхронный двигатель			
	$\frac{S_k}{P_{\text{проп}}}$	$\frac{P_n}{P_{\text{проп}}}$	$\frac{P_{\text{ном}}}{P_{\text{проп}}}$	без АРВ		с АРВ	
				$K_3$	$\frac{P_n}{P_{\text{проп}}}$	$K_3$	$\frac{P_n}{P_{\text{проп}}}$
Нормальный	0,065	0,214	0,306	0,543	0,166	> 1	0,306
Послеаварийный	0,156	0,273	0,39	0,664	0,26	> 1	0,39

Из данных табл. 1 следует, что при отсутствии регулирования возбуждения синхронного двигателя при одной и той же номинальной мощности двигателей статическая устойчивость при заданных нормативных запасах по активной мощности обеспечивается при меньшей нагрузке синхронного двигателя по сравнению с нагрузкой асинхронного двигателя.

В случае регулирования возбуждения преимущества синхронного двигателя несомненны – по сравнению с асинхронным двигателем одинаковой мощности имеет место повышение по условию статической устойчивости допустимой нагрузки связи не менее чем в 1,4, кроме этого при размещении синхронных двигателей отсутствует необходимость в конденсаторных батареях.

## Выводы

1. Выполненный анализ подтвердил положение о низком уровне статической устойчивости синхронной нагрузки при отсутствии регулирования возбуждения или при использовании АРВ с зоной нечувствительности.

2. Нормированный уровень статической устойчивости связи, соединяющей с источником питания узел с синхронной нагрузкой, при отсутствии регулирования возбуждения в нормальном режиме не обеспечивается при коэффициенте нагрузки двигателя  $K_3 \geq 0,8$ .

Выполнение требований по обеспечения запаса устойчивости в послеаварийном режиме в случае отсутствия АРВ достигается при пропускной способности связи более чем в 4 раза, превышающей номинальную мощность синхронной нагрузки.

3. При регулировании возбуждения синхронных двигателей нормативный уровень устойчивости обеспечивается, если пропускная способность связи более чем в 2,8 раза превышает номинальную мощность синхронной нагрузки в нормальном режиме и в 1,2 раза – в послеаварийном режиме.

### **Литература**

1. Справочник по проектированию электроэнергетических систем. – М.: Энергоатомиздат, 1985.
2. Методические указания по устойчивости энергосистем. Утверждены приказом Минэнерго России от 30.06.2003 г. № 277.

УДК 621.314

А. С. Герасимов, к.т.н.; А. Х. Есипович, к.т.н.; А. Н. Смирнов –  
ОАО «НИИПТ», Санкт-Петербург

## **О критериях достоверности динамических моделей сложных электроэнергетических систем**

---

Адекватность моделирования как установившихся, так и переходных режимов во многом определяет качество управления ими. Повышение достоверности цифровых моделей позволяет уточнить запасы колебательной и динамической устойчивости эксплуатационных режимов, пределы передаваемых мощностей по линиям электропередач и сечениям, провести корректировку областей существования режимов. Повышение достоверности цифровых моделей достигается в процессе их верификации.

Под верификацией цифровой динамической модели понимается процедура формирования, проверки и необходимой настройки подробной динамической модели энергосистемы для достижения качественного и, с приемлемой точностью, количественного совпадения реальных зарегистрированных процессов, возникающих в энергосистеме при различных возмущениях, с аналогичными моделируемыми процессами при этих же возмущениях.

Наибольшее затруднение в процессе верификации вызывает отсутствие достоверной информации о параметрах реального переходного режима. Цифровые регистраторы аварийных процессов (ЦРАП) не позволяют получить информацию о длительном электромеханическом переходном процессе, так как ориентированы на задачи анализа действия защиты и противоаварийной автоматики. Система телеизмерений, являющаяся базой информационного обеспечения оперативно-диспетчерского управления, дает информацию о параметрах режима с дискретностью 1–10 с, что не позволяет анализировать быстропротекающие переходные режимы.

В настоящее время единственным инструментом, позволяющим получить необходимую информацию об электромеханическом переходном режиме для верификации динамической цифровой модели, является система мониторинга переходных режимов (СМПР), которая представляет собой аналог зарубежных систем WAMS (Wide Area Measurement System).

Современная система измерений параметров режима в энергосистемах - или WAMS технология – нашла широкое применение в Соединенных

Штатах Америки, Франции, странах центральной Европы, Скандинавии, Южной Америки, Корею, Китае. Эта технология основана на применении регистрирующих приборов, измерения которых синхронизированы по времени с помощью спутниковой Системы Глобального Позиционирования (GPS). На спутниках этой системы установлены атомные часы, имеющие точность около одной наносекунды и генератор сигналов точного времени, с помощью которых и производится синхронизация часов измерительных приборов системы WAMS. Большинство регистраторов WAMS позволяет измерять частоту, напряжение, активную и реактивную мощность с дискретностью до 20 мс. При этом запись процесса производится обычно в двух режимах: самописца и аварийного регистратора. Это позволяет при возникновении аварийного возмущения обеспечить регистрацию как предаварийного режима (обычно 100–200 с), так и процесса, возникающего после возмущения (обычно несколько тысяч секунд). Такие характеристики регистраторов позволяют анализировать с их помощью как короткие аварийные процессы, например, возникающие в результате проходящего короткого замыкания, так и длительные процессы в энергосистемах, возникающие, например, в результате различного рода дефицитов (отключение генераторов) или каскадного развития аварии (каскадное отключение линий электропередачи и т. п.).

Технология измерения параметров электрического режима, основанная на применении цифровых регистраторов, синхронизированных по времени с помощью GPS, появилась в США в конце 80-х годов прошлого столетия. Несколько позднее, в середине 90-х годов, WAMS стала развиваться в Европе, Мексике, Китае и других странах. Внедрение технологии WAMS позволило, в частности, значительно повысить точность и достоверность динамических моделей сложных электроэнергетических систем путем верификации этих моделей по данным цифровых регистраторов WAMS.

Первые опыты по верификации цифровых моделей крупных энергосистем были проведены при создании динамических моделей Западной энергосистемы США и модели энергообъединения UCTE и CENTREL [1] в середине 90-х годов прошлого века. Также данные, полученные от WAMS, использовались при верификации энергосистем Хорватии [2] и Швейцарии [3]. В апреле 2005 г. между ЕЭС/ОЭС и UCTE было подписано Соглашение о разработке технико-экономического обоснования (ТЭО) синхронного объединения. На основании данного соглашения был разработан соответствующий проект, одним из важных условий которого являлась верификация цифровых моделей ЕЭС/ОЭС и UCTE. В объединенной модели энергосистемы восточной Европы (UCTE) воспроизводились пять аварийных возмущений, и проводилось сравнение результатов

моделирования с данными, полученными от регистраторов WAMS. Модель, разработанная экспертами USTE в 2008 г., должна была точно воспроизводить аварии, произошедшие в период с 2004 по 2006 г.. Исследования показали, что предложенная в ходе верификации объединенная модель USTE достоверно отражает глобальные динамические свойства реального энергообъединения.

Из обзора зарубежного опыта верификации цифровых моделей энергосистем можно сделать вывод о том, что в настоящее время каких-либо устоявшихся критериев, по которым оценивается точность цифровой модели энергосистемы, не существует. Критерии выбираются экспертно в зависимости от конкретной задачи, для которой предназначена верифицируемая модель. В качестве режимных параметров, по которым выполняется сравнение расчетных и измеренных с помощью цифровых регистраторов величин, используются частота и напряжение в узлах сети, а также мощность по отходящим линиям. Общими для большинства задач, связанных с исследованиями динамических свойств больших энергосистем, являются следующие критерии верификации динамических моделей:

- совпадение частот межсистемных колебаний, их демпфирование и изменение в ходе аварии;
- поведение регуляторов электропередач постоянного тока (при наличии таковых);
- совпадение величин напряжений и частоты в узлах, перетоков по линиям;
- характер распространения колебаний в энергосистеме и фазовые сдвиги колебаний в разных ее частях;
- воспроизведение противофазы межзональных колебаний в различных местах сети;
- временной сдвиг отклонения частоты, наблюдаемый на различных участках;
- частотные характеристики, такие как скорость изменения частоты, установившееся отклонение частоты и т. д.

Следует подчеркнуть, что перечисленные критерии используются только для качественной оценки адекватности цифровых динамических моделей. Каких-либо количественных показателей, позволяющих объективно оценить достоверность разработанных моделей, в зарубежной литературе не приводится.

Первый отечественный опыт верификации цифровых моделей по данным СМПП был получен в рамках упомянутого выше проекта «ТЭО синхронного объединения энергосистем USTE и ЕЭС/ОЭС». В качестве

параметров верификации использовались частота напряжения в различных точках ЕЭС/ОЭС и перетоки активной мощности по некоторым линиям электропередачи [4]. В дальнейшем, этот опыт был использован и значительно расширен в ходе ряда работ по созданию и верификации базовой динамической модели (БДМ) ЕЭС/ОЭС, выполненных ОАО «НИИПТ» в 2007–2009 гг. [5]. За это время верификация БДМ ЕЭС/ОЭС была выполнена по семи технологическим нарушениям. Эти технологические нарушения происходили в различное время года, различное время суток и в различных схемно-режимных условиях, что свидетельствует о репрезентативности технологических нарушений, использовавшихся для верификации БДМ [6].

Цикл работ по верификации БДМ ЕЭС/ОЭС позволил в полной мере отработать технологию верификации динамических моделей больших и протяженных энергообъединений. На основании полученного опыта в ОАО «НИИПТ» в 2009 г. по заказу ОАО «СО ЕЭС» был разработан проект «Методических указаний по принципам и критериям верификации динамических моделей». «Методические указания...» содержат основные принципы и критерии верификации цифровых динамических моделей больших протяженных энергосистем, а также устанавливают основные требования, предъявляемые к моделям при их создании. Разработанные и верифицированные в соответствии с «Методическими указаниями...» динамические модели могут применяться для исследования динамических свойств реальных энергообъединений (определение частот и амплитуд межзональных колебаний, уточнение статических и динамических характеристик нагрузочных совокупностей и т. п.), а также для анализа причин возникновения крупных системных аварий и технологических нарушений. Кроме того, эти динамические модели могут использоваться в качестве базовых (эталонных) моделей при разработке более детальных цифровых динамических моделей отдельных фрагментов синхронных энергообъединений.

При сравнении электромеханических переходных процессов, зарегистрированных при возмущениях в реальной энергосистеме, с аналогичными процессами, воспроизведенными на цифровой модели, в «Методических указаниях...» рекомендуется использовать следующие параметры энергосистемы:

- значения частоты напряжения в узлах установки цифровых регистраторов;
- значения перетока активной мощности по линиям, на которых производится регистрация аварийного процесса;

- значения относительных углов напряжения между различными точками энергообъединения.

Использование для верификации такого параметра как относительный угол напряжения между различными точками энергообъединения, стало доступно благодаря наличию у всех цифровых регистраторов СМРР, в отличие от ряда зарубежных аналогов, возможности измерять абсолютный угол напряжения в точке подключения. Следует отметить, что применение для верификации динамических моделей относительных углов между различными электрически и географически удаленными точками энергообъединения не описано в зарубежной литературе и предложено впервые.

Частота и относительный угол являются системными параметрами, характер их изменения наиболее полно отражает динамические свойства энергообъединения в целом. В свою очередь характер изменения активных мощностей по линиям отражает динамические свойства отдельных районов. Опыт использования базовой динамической модели ЕЭС/ОЭС показал, что для верификации динамической модели большой протяженной энергосистемы достаточно использовать три перечисленных параметра.

Для сравнения поведения динамической модели при технологическом нарушении с записями цифровых регистраторов в «Методических указаниях...» сформулированы следующие критерии качества цифровой модели энергосистемы:

- совпадение собственных частот межзональных колебаний (в диапазоне 0,05–0,5 Гц);
- воспроизведение противофазы межзональных колебаний в различных местах сети;
- сходство демпфирования колебаний (воспроизведение амплитуд колебаний рассматриваемых параметров и времени их демпфирования);
- временной сдвиг отклонения частоты, наблюдаемый на различных участках;
- совпадение частотных характеристик, таких как скорость изменения частоты, максимальное и установившееся отклонение частоты, в узлах установки цифровых регистраторов.

Визуальное сравнение зарегистрированных с помощью СМРР и полученных при моделировании процессов по предложенным критериям позволяет сделать вывод о достоверности разработанной цифровой модели. Однако применение при верификации только качественных критериев является недостаточным условием для оценки степени адекватности

модели, так как эта оценка основана на субъективном мнении эксперта, выполняющего верификацию. Для объективного подтверждения степени достоверности разработанной модели необходимо выполнить количественную оценку степени соответствия модели тому реальному явлению или объекту, для описания которого она строится.

В качестве количественной характеристики адекватности модели предлагается принять меру близости модели оригиналу, определяя ее как расстояние между моделью и оригиналом в некотором метрическом пространстве. Этот подход был принят при разработке «Методических указаний...». Для количественного оценивания качества верификации динамической модели энергосистемы были предложены следующие показатели:

1. максимальные отклонения частоты напряжения в точках установки цифровых регистраторов СМПР;
2. установившееся значение частоты напряжения;
3. максимальные амплитуды колебаний относительных углов напряжения;
4. коэффициенты корреляции между измеренными и расчетными изменениями рассматриваемых параметров в точках установки цифровых регистраторов СМПР;
5. величины наблюдаемых регулярных частот колебаний.

На основании опыта верификации БДМ ЭЭС России были установлены численные значения каждого показателя, позволяющие определить степень достоверности разработанной цифровой динамической модели.

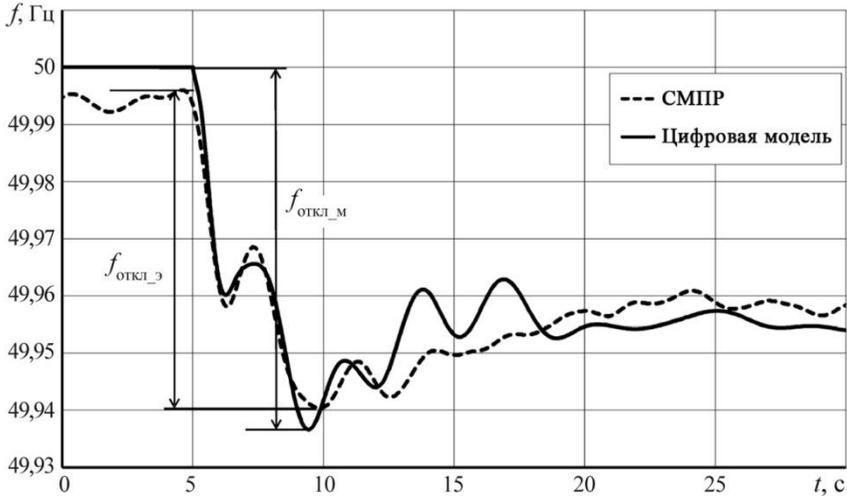
Адекватность моделирования характеристик первичного регулирования, включая характеристики нагрузки в различных частях энергосистемы, следует оценивать по точности совпадения расчетных и измеренных **максимальных отклонений частоты напряжения** в местах установки цифровых регистраторов.

Значения максимальных отклонений частоты напряжения определяют по графикам переходного процесса. Метод определения максимальных отклонений частоты напряжения от исходного значения в месте установки цифровых регистраторов приведен на рис. 1. Погрешность воспроизведения максимальных отклонений частоты напряжения ( $F_{\text{макс}}$ ) в динамической модели вычисляется по формуле:

$$F_{\text{макс}} = \left| 1 - \frac{f_{\text{откл}_э}}{f_{\text{откл}_м}} \right| \cdot 100\% , \quad (1)$$

где  $f_{\text{откл}_э}$  – максимальное отклонение частоты напряжения, определенное по экспериментальным данным;

$f_{откл\_м}$  – максимальное отклонение частоты напряжения, определенное в результате цифрового моделирования.



**Рис. 1.** Определение величин измеренного и расчетного максимальных отклонений частоты напряжения

Оценку достоверности модели по этому показателю следует выполнять в соответствии с табл. 1:

Таблица 1

**Оценочные значения  $F_{\max}$**

Значение $F_{\max}$	Степень совпадения
$\leq 10\%$	отличная
$\leq 15\%$	хорошая
$\leq 20\%$	удовлетворительная

Точность совпадения расчетного и измеренного установившегося значения частоты в энергосистеме после возникновения небаланса мощности позволяет сделать вывод о достоверности учета в цифровой модели энергосистемы вращающихся резервов мощности и статизмов регуляторов скорости энергоблоков.

На рис. 2 показан метод определения отклонений частоты напряжения от исходного значения до установившегося. Погрешность воспроизведения установившегося значения частоты ( $F_{уст}$ ) в динамической модели вычисляется по формуле:

$$F_{уст} = \left| 1 - \frac{f_{откл\_э}}{f_{откл\_м}} \right| \cdot 100\% , \quad (2)$$

где  $f_{откл\_э}$  – отклонение частоты напряжения от исходного значения до установившегося, определенное по экспериментальным данным;

$f_{откл\_м}$  – отклонение частоты напряжения от исходного значения до установившегося, определенное в результате цифрового моделирования.

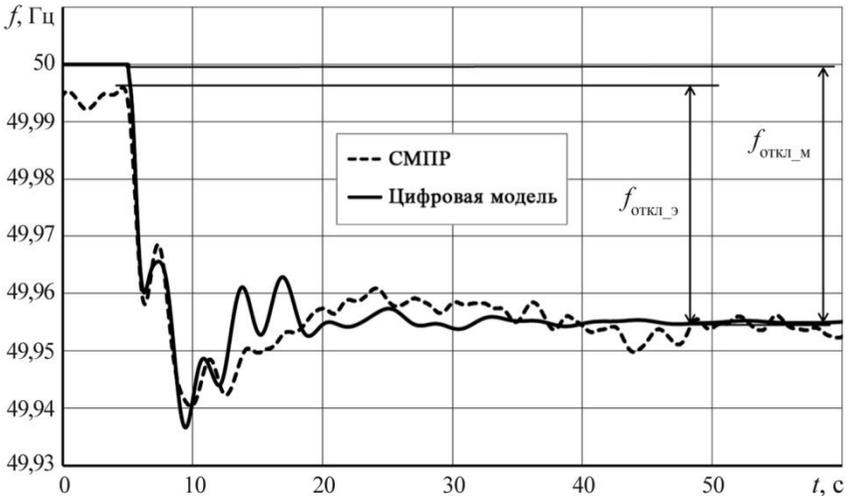


Рис. 2. Определение величин измеренного и расчетного установившегося значения частоты напряжения

Оценку достоверности модели по показателю  $F_{уст}$  следует выполнять в соответствии с табл. 2:

Таблица 2

Оценочные значения  $F_{уст}$

Значение $F_{уст}$	Степень совпадения
--------------------	--------------------

$\leq 5\%$	отличная
$\leq 10\%$	хорошая
$\leq 15\%$	удовлетворительная

Достоверность учета инерционных постоянных генераторов, присутствующих в модели, следует оценивать по точности совпадения расчетных и измеренных **максимальных отклонений относительных углов напряжения** между различными точками энергосистемы при технологическом нарушении.

В отличие от частоты, предаварийные величины относительных углов между различными точками энергосистемы могут значительно отличаться. Также для отдельных углов могут значительно отличаться разности между начальным и максимальным значениями. В связи с этим использование для относительных углов показателя качества верификации на основе сравнения абсолютных величин будет неэффективным.

Для получения количественной оценки адекватности модели рекомендуется сравнивать относительные величины максимальных отклонений относительных углов.

Метод определения начальных и максимальных значений относительных углов приведен на рис. 3. Относительные максимальные амплитуды колебаний вычисляются по формулам:

$$A_{\text{э}} = \frac{\delta_{\text{макс}_\text{э}}}{\delta_{\text{нач}_\text{э}}}, \quad A_{\text{м}} = \frac{\delta_{\text{макс}_\text{м}}}{\delta_{\text{нач}_\text{м}}}, \quad (3)$$

где  $\delta_{\text{макс}_\text{э}}$  – максимальное отклонение относительного угла, определенное по экспериментальным данным;

$\delta_{\text{макс}_\text{м}}$  – максимальное отклонение относительного угла, полученное в результате цифрового моделирования;

$\delta_{\text{нач}_\text{э}}$  – начальное значение относительного угла, определенное по экспериментальным данным;

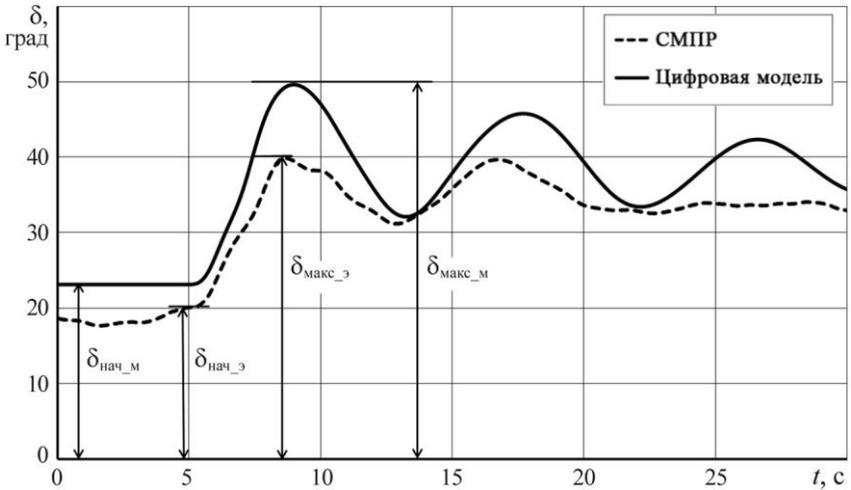
$\delta_{\text{нач}_\text{м}}$  – начальное значение относительного угла, полученное в результате цифрового моделирования.

Погрешность воспроизведения максимальных амплитуд колебаний относительных углов напряжения ( $A_{\text{макс}}$ ) в динамической модели вычисляется по формуле:

$$A_{\text{макс}} = \left| 1 - \frac{A_{\text{э}}}{A_{\text{м}}} \right| \cdot 100\% \quad (4)$$

В случае если относительный угол между двумя точками энергосистемы в ходе переходного процесса меняет знак, относительные максимальные амплитуды колебаний рассчитываются следующим образом:

$$A_{\text{Э}} = \frac{|\delta_{\text{макс}_\text{Э}}| + |\delta_{\text{нач}_\text{Э}}|}{|\delta_{\text{нач}_\text{Э}}|}, \quad A_{\text{М}} = \frac{|\delta_{\text{макс}_\text{М}}| + |\delta_{\text{нач}_\text{М}}|}{|\delta_{\text{нач}_\text{М}}|}. \quad (5)$$



**Рис. 3.** Определение величин измеренного и расчетного относительных максимальных отклонений относительных углов

Оценку достоверности модели по этому показателю следует выполнять в соответствии с табл. 3:

Таблица 3

Оценочные значения  $A_{\text{макс}}$

Значение $A_{\text{макс}}$	Степень совпадения
$\leq 5\%$	отличная
$\leq 10\%$	хорошая
$\leq 15\%$	удовлетворительная

Для оценки точности воспроизведения на цифровой модели характера и скорости изменения параметров энергосистемы следует воспользоваться корреляционным анализом, позволяющим определить корреляцион-

ную связь между расчетным и измеренным изменением параметров энергосистемы. Для этого рассчитывается коэффициент корреляции Пирсона:

$$r = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x}) \cdot (y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2 \cdot \sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}}, \quad (6)$$

где  $x = (x_1, \dots, x_n)$  – выборка измеренных значений рассматриваемого параметра;

$y = (y_1, \dots, y_n)$  – выборка расчетных значений рассматриваемого параметра;

$\bar{x}, \bar{y}$  – средние значения выборок  $x$  и  $y$ .

Вычисление коэффициента корреляции Пирсона выполняется для двух явлений с равным шагом выборки по времени и проводится для всех сравниваемых параметров (частота, мощность и относительный угол) во всех точках установки цифровых регистраторов СМРР.

Оценка достоверности динамической модели по коэффициентам корреляции осуществляется в соответствии со шкалой Чеддока (табл. 4).

Таблица 4

Шкала Чеддока

Значение коэффициента корреляции	Качественная характеристика силы связи
0,1–0,3	слабая
0,3–0,5	умеренная
0,5–0,7	заметная
0,7–0,9	высокая
0,9–1,0	весьма высокая

Адекватность моделирования частотных свойств энергосистемы следует оценивать по точности воспроизведения **наблюдаемых регулярных частот колебаний**, и в особенности собственных частот межзональных колебаний.

Для определения показателей качества воспроизведения регулярных частот колебаний в цифровой динамической модели энергосистемы

необходимо выполнять спектральный анализ процессов изменения рассматриваемых параметров, рассчитанных на цифровой модели и полученных в результате измерений с помощью регистраторов СМНР.

Полученные на основе измеренных и расчетных данных значения регулярных частот колебаний сравниваются между собой, и делается вывод о степени их совпадения. Основное внимание следует обращать на совпадение низких частот в диапазоне 0,05–0,5 Гц.

Оценку достоверности воспроизведения в динамической модели регулярных частот колебаний следует выполнять в соответствии с табл. 5:

Таблица 5

#### Оценочные значения

Расхождение частот в пределах	Степень совпадения
$\pm 0,05$ Гц	отличная
$\pm 0,1$ Гц	хорошая
$\pm 0,2$ Гц	удовлетворительная

Сравнив измеренные и расчетные параметры энергосистемы, и вычислив указанные показатели, можно получить количественную оценку адекватности верифицированной модели.

Каждый из рассмотренных показателей характеризует те или иные динамические свойства реального энергообъединения. Величина показателя помогает понять, насколько точно и достоверно разработанная динамическая модель энергосистемы позволяет воспроизводить эти свойства. Неудовлетворительные значения каких-либо показателей свидетельствует о некорректности учета в динамической модели соответствующих характеристик и параметров элементов энергосистемы. Изменяя, в процессе настройки динамической модели, необходимые характеристики и параметры элементов (статические и динамические характеристики нагрузки, инерционные постоянные эквивалентных генераторов, параметры регуляторов скорости энергоблоков и т. д.) можно добиться требуемого значения соответствующего показателя.

Численные значения показателей качества изначально существенно зависят от полноты и достоверности исходных данных о технологическом нарушении, необходимых для верификации динамической модели энергосистемы. Особенно важное значение имеют точность воспроизведения предаварийного электрического режима, полнота и достоверность информации о характеристиках и параметрах, составе и загрузке энерго-

блоков, участвовавших в покрытии графика нагрузки, а также точность учета потребления энергообъединения в этом режиме. «Методические указания...» определяют требования к объему и качеству исходных данных, выполнение которых обеспечивает корректность выполнения процедуры верификации динамических моделей.

Переход от принятых в настоящее время за рубежом качественных критериев к объективным количественным показателям оценки достоверности динамических моделей стал возможен благодаря тому, что для верификации модели ЕЭС/ОЭС был использован большой объем достоверной доаварийной информации о состоянии энергосистем Восточной синхронной зоны. Это стало возможным потому, что Системный оператор ЕЭС России в отличие от зарубежных Системных операторов принципиально располагает гораздо большей информацией о состоянии энергосистемы. Особенно это проявляется в части наличия у Системного оператора данных о составе и загрузке генераторного оборудования в предаварийном режиме.

Впервые оценка качества динамической модели по количественным показателям была выполнена в ходе верификации БДМ ЕЭС России по технологическим нарушениям, имевшим место 24.09.2008 г. (отключение гидрогенераторов Жигулевской ГЭС в ходе системного эксперимента) и 17.08.2009 г. (полное погашение Саяно-Шушенской ГЭС в результате аварии). В качестве примера, в табл. 6–9 приведены значения количественных показателей качества, определенных при верификации базовой динамической модели ЕЭС России по технологическому нарушению, имевшему место 24.09.2008 г. Из анализа количественных показателей следует, что все их величины не превышают заданных в «Методических указаниях...» значений. Это подтверждает высокую степень достоверности разработанной цифровой динамической модели ЕЭС/ОЭС.

## **Заключение**

Опыт, приобретенный ОАО «НИИПТ» в процессе выполнения верификации БДМ ЕЭС/ОЭС России, позволил разработать «Методические указания по принципам и критериям верификации динамических моделей», которые впервые в мировой практике включают количественные критерии качества верификации динамических моделей. Неудовлетворительная оценка качества верификации по любому из предложенных критериев свидетельствует о неправильном учете в цифровой динамической модели тех или иных характеристик реальной энергосистемы. «Методические указания...» содержат рекомендации по способам коррекции характеристик динамической модели в зависимости от вида критерия,

по которому получена неудовлетворительная оценка качества верификации.

Практическое применение разработанных количественных критериев верификации модели при нескольких технологических нарушениях подтвердило эффективность разработанной методики, которая позволяет получить объективную оценку качества динамических моделей сложных электроэнергетических систем.

Таблица 6

Максимальные отклонения и коэффициенты корреляции по частоте (24.09.08)

Показатели	Место установки регистратора										
	СШ 500 кВ РФГЭС	СШ 500 кВ НГРЭС	СШ 500 кВ СШГЭС	СШ 220 кВ ХГРЭС	СШ 330 кВ СтГРЭС	ПС 500 кВ Алтай	СШ 220 кВ ВГЭС	ПС 750 кВ Ленин-я	СШ 500 кВ ЖГЭС	СШ 500 кВ ЗаГАЭС	СШ 500 кВ ЗаннГРЭС
Макс. отклонение частоты, %	13.016	14.7	13.03	9.403	7.6	16.26	9.91	8.17	10.11	10.82	12.62
Коэффициент корреляции по частоте	0.8373	0.9079	0.9003	0.7995	0.8740	0.8980	0.8447	0.8656	0.7528	0.8263	0.7405

Таблица 7

Установившееся значение частоты (24.09.08)

$f_{\text{уст, эмпр}}$ Гц	$f_{\text{исх, эмпр}}$ Гц	$f_{\text{откл, эмпр}}$ Гц	$f_{\text{уст, модель}}$ Гц	$f_{\text{исх, модель}}$ Гц	$f_{\text{откл, модель}}$ Гц	Отклонение частоты от исходного значения до установившегося, %
49.953	49.995	0.042	49.955	50	0.045	6.6667

Таблица 8

Максимальные отклонения (град.эл.) и коэффициенты корреляции относительных углов напряжения (24.09.08)

Показатели	Относительные углы									
	НазГРЭС – СтГРЭС	СПГЭС – ЗаГАЭС	СтГРЭС – ЗаГАЭС	НазГРЭС – РФГРЭС	РФГРЭС – ЗаГАЭС	РФГРЭС – ЗаГАЭС	ЖГЭС – РФГРЭС	Ленин-я – ЖГЭС	СПГЭС – Ленин-я	СтГРЭС – ВГЭС
Макс. отклонение относительного угла, %	1.13	7.82	3.53	7.88	8.83	8.83	7.65	0.20	6.28	1.23
Коэффициент корреляции по относительному углу	0.896	0.895	0.824	0.576	0.667	0.667	0.689	0.815	0.902	0.863

Таблица 9

Коэффициенты корреляции по мощности (24.09.08)

Показатели	Наименование В.Л					
	НазГРЭС – КрГЭС	СПГЭС – Новокузнецкая	ПС Ленинградская – ЛАЭС	СтГРЭС – ПС Армавир	ВГЭС – ПС Фроловская	ЖГЭС – ПС Азот
Коэффициент корреляции по мощности	0.528	0.426	0.802	0.797	0.694	0.825

### Список литературы

1. *Clodius D., Glaunsinger W., Grebe E., Lösing M., Luther M.* Parallel operation of Centrel and UCTE networks under system dynamics aspects. 12<sup>th</sup> Power System Computation Conference, Dresden, August 19–23, 1996.
2. *Stojsavljević M., Nemeč D., Toljan I.* Monitoring of Power System Dynamics during Reconnection of 1st and 2nd UCTE Synchronous Zones. CIGRE Paris Session 2006.
3. *Sattinger Walter.* Dynamic Modeling and Stability Calculations Approach. Международная научно-практическая конференция «Мониторинг параметров режимов электроэнергетической системы. 25–27 апреля, Москва. 2006.
4. *Аюев Б. И., Герасимов А. С., Есипович А. Х., Куликов Ю. А.* Верификация цифровых моделей ЕЭС/ОЭС. Электричество, №5, 2008.
5. *Аюев В. И., Dyachkov V. A., Zhukov A. V., Kouzmin S. E., Kulikov Y. A., Levandovsky A. V., Gerasimov A. S., Esipovich A. H., Smirnov A. N.* IPS/UPS Reference Dynamic Model and its Validation per WAMS Recordings. Monitoring of Power System Dynamics Performance, 28–30 April 2008, Saint Petersburg.
6. *Герасимов А. С., Есипович А. Х., Куликов Ю.А., Смирнов А. Н.* Опыт верификации динамической модели ЕЭС/ОЭС по данным системы мониторинга переходных режимов // Известия НИИ постоянного тока. – СПб. 2009, № 63.

УДК 621.311

Н. Б. Кутузова; С. С. Кынев; Л. С. Смирнова; В. С. Чудный, к.т.н. –  
ОАО «НИИПТ», Санкт-Петербург

## **Определение максимумов и минимумов потребления мощности в перспективных схемах ЭЭС России**

---

### **Введение**

При формировании математической модели Единой энергетической системы (ЕЭС) России для расчетов перспективных установившихся режимов для каждого года прогнозного периода должны быть сформированы четыре баланса мощности ЕЭС (для максимальных и минимальных зимних и летних режимов потребления). Для формирования балансов мощности необходимы величины максимумов и минимумов потребления мощности ЕЭС, объединенных энергетических систем (ОЭС) и региональных энергосистем (РЭС).

При наличии перспективных суточных графиков нагрузки ОЭС можно определить максимумы и минимумы потребления мощности ЕЭС, суммируя значения потребления мощности ОЭС, приведенные к московскому времени. ОЭС в составе ЕЭС находятся в различных часовых поясах, их максимумы и минимумы потребления наступают в разное время суток (долготный эффект), кроме того, различна структура электропотребления ОЭС. Поэтому при суммировании суточных графиков нагрузки ОЭС максимум потребления ЕЭС получается всегда меньше суммы максимумов потребления ОЭС, а минимум потребления ЕЭС – всегда больше суммы минимумов потребления ОЭС.

Однако в перспективных балансах мощности, разрабатываемых ежегодно филиалами ОАО «СО ЕЭС» – ОДУ для каждой ОЭС на 12-летнюю перспективу, прогнозируются лишь значения максимального и минимального зимнего и летнего потребления мощности, а суточные графики нагрузки ОЭС на перспективу неизвестны. Следовательно, непосредственное определение максимумов и минимумов потребления мощности ЕЭС путем суммирования суточных графиков нагрузки невозможно. Поэтому прогноз экстремумов потребления ЕЭС можно выполнить только косвенно. На основе ретроспективной оценки определяются доли участия каждой ОЭС в максимальном и минимальном потреблении ЕЭС. Далее вычисляются усредненные по ретроспективе коэффициенты участия каждой ОЭС в потреблении ЕЭС, которые используются для определе-

ния долей участия всех ОЭС в формировании перспективных режимов ЕЭС. Указанные доли суммируются для получения максимумов и минимумов потребления мощности ЕЭС на перспективу.

## 1. Методические аспекты формирования балансов мощности ЕЭС России на перспективу

### 1.1. Определение максимума и минимума потребления мощности ЕЭС России

Взаимосвязь максимума потребления  $i$ -й ОЭС и доли ее участия в максимуме потребления ЕЭС характеризует коэффициент участия ОЭС в максимуме потребления ЕЭС

$$K_{\max \text{ ОЭС } i}^y = \frac{P_{\max \text{ ОЭС } i}^y}{P_{\max \text{ ОЭС } i}}, \quad (1)$$

где  $P_{\max \text{ ОЭС } i}^y$  – доля участия  $i$ -й ОЭС в максимуме потребления ЕЭС;

$P_{\max \text{ ОЭС } i}$  – максимум потребления  $i$ -й ОЭС.

Взаимосвязь минимума потребления  $i$ -й ОЭС и доли ее участия в минимуме потребления ЕЭС характеризует коэффициент участия ОЭС в минимуме потребления ЕЭС

$$K_{\min \text{ ОЭС } i}^y = \frac{P_{\min \text{ ОЭС } i}^y}{P_{\min \text{ ОЭС } i}}, \quad (2)$$

где  $P_{\min \text{ ОЭС } i}^y$  – доля участия  $i$ -й ОЭС в минимуме потребления ЕЭС;

$P_{\min \text{ ОЭС } i}$  – минимум потребления  $i$ -й ОЭС.

Доли участия потребления  $i$ -й ОЭС в максимумах  $P_{\max \text{ ОЭС } i}^y$  и минимумах  $P_{\min \text{ ОЭС } i}^y$  потребления ЕЭС на перспективу можно найти, зная перспективные максимумы  $P_{\max \text{ ОЭС } i}$  и минимумы  $P_{\min \text{ ОЭС } i}$  потребления ОЭС и ретроспективные коэффициенты ( $K_{\max \text{ ОЭС } i}^y$  и  $K_{\min \text{ ОЭС } i}^y$ ) участия ОЭС в этих режимах:

$$P_{\max \text{ ОЭС } i}^y = K_{\max \text{ ОЭС } i}^y P_{\max \text{ ОЭС } i}, \quad (3)$$

$$P_{\min \text{ ОЭС } i}^y = K_{\min \text{ ОЭС } i}^y P_{\min \text{ ОЭС } i}. \quad (4)$$

Максимум и минимум потребления ЕЭС определяются суммированием соответствующих долей участия потребления всех ОЭС:

$$P_{\max \text{ ЕЭС}} = \sum_i P_{\max \text{ ОЭС } i}^y = \sum_i K_{\max \text{ ОЭС } i}^y P_{\max \text{ ОЭС } i}. \quad (5)$$

$$P_{\min \text{ ЭЭС}} = \sum_i P_{\min \text{ ОЭС } i}^y = \sum_i K_{\min \text{ ОЭС } i}^y P_{\min \text{ ОЭС } i} \cdot \quad (6)$$

Таким образом, прогноз максимума и минимума потребления ЭЭС в перспективных схемах сводится к задаче определения коэффициентов участия ОЭС.

## 1.2. Определение коэффициентов участия ОЭС в экстремумах потребления ЭЭС

Для перспективных режимов предлагается использовать коэффициенты участия, полученные путем статистической обработки ретроспективных суточных графиков нагрузки. На основе имеющихся суточных графиков нагрузки ОЭС коэффициенты участия ОЭС для каждого года ретроспективного периода определяются следующим образом:

- строится суточный график нагрузки ЭЭС (приводятся к московскому времени и суммируются суточные графики ОЭС);
- по суточному графику нагрузки ЭЭС определяются:
  - ◆ максимальное потребление ЭЭС и час прохождения максимума потребления;
  - ◆ минимальное потребление ЭЭС и час прохождения минимума потребления;
- по суточным графикам ОЭС определяются максимумы и минимумы потребления ОЭС, а также значения потребления ОЭС на час максимума и минимума ЭЭС (доли участия);
- по формулам (1) и (2) вычисляются коэффициенты участия.

Для формирования потребления ЭЭС в перспективных схемах следует использовать усредненные значения коэффициентов участия. Можно предложить использование среднесуточных значений коэффициентов участия. Среднесуточные значения коэффициентов участия ОЭС в максимуме и минимуме потребления ЭЭС можно определить по формулам

$$K_{\max \text{ ОЭС } i}^y = \frac{\sum_{(k)} P_{\max \text{ ОЭС } i(k)}^y}{\sum_{(k)} P_{\max \text{ ОЭС } i(k)}}, \quad (7)$$

$$K_{\min \text{ ОЭС } i}^y = \frac{\sum_{(k)} P_{\min \text{ ОЭС } i(k)}^y}{\sum_{(k)} P_{\min \text{ ОЭС } i(k)}}, \quad (8)$$

где суммирование ведется по всем  $k$  годам статистической базы.

Полученные коэффициенты участия принимаются неизменными на весь перспективный период. Такое допущение правомерно, так как коэффициенты участия ОЭС являются относительно стабильными величинами. Влияние режимов других ОЭС на значения коэффициентов участия рассматриваемой ОЭС весьма слабое. Флуктуации часа прохождения максимального и минимального потребления ЕЭС небольшие (в пределах 1 часа), а графики нагрузок в области максимума и минимума изменяются плавно, поэтому погрешности в определении долей участия потребления ОЭС в экстремумах ЕЭС с помощью среднесезонных коэффициентов участия малы.

### 1.3. Распределение по РЭС долей участия потребления ОЭС для зимних режимов

Для формирования расчетных схем математической модели ЕЭС и последующего расчета установившихся электрических режимов необходимы величины максимумов и минимумов потребления РЭС в соответствующих режимах ЕЭС.

Взаимосвязь максимума (минимума) потребления  $j$ -й РЭС и доли участия потребления этой РЭС в экстремумах потребления ОЭС характеризует коэффициент участия РЭС в экстремумах потребления ОЭС.

Для каждой  $j$ -й РЭС в составе  $i$ -й ОЭС известны заданные прогнозом максимум  $P_{\max \text{РЭС } j}$  и минимум  $P_{\min \text{РЭС } j}$  потребления мощности РЭС (обычно рассчитывается в ОДУ соответствующей ОЭС на основе методики, утвержденной ОАО «СО ЕЭС»). Максимум потребления  $i$ -й ОЭС можно распределить по региональным энергосистемам пропорционально

доле  $\frac{P_{\max \text{РЭС } j}}{\sum_j P_{\max \text{РЭС } j}}$  максимальной мощности потребления РЭС  $P_{\max \text{РЭС } j}$

в сумме максимумов потребления РЭС  $\sum_j P_{\max \text{РЭС } j}$  :

$$P_{\text{РЭС}(\max \text{ОЭС})j}^y = \frac{P_{\max \text{РЭС } j}}{\sum_j P_{\max \text{РЭС } j}} P_{\max \text{ОЭС } i} = P_{\max \text{РЭС } j} \frac{P_{\max \text{ОЭС } i}}{\sum_j P_{\max \text{РЭС } j}}. \quad (9)$$

Это означает, что долю участия потребления каждой РЭС в максимуме потребления ОЭС  $P_{\text{РЭС}(\max \text{ОЭС})j}^y$  можно найти умножением максимального

потребления РЭС  $P_{\max \text{РЭС } j}$  на отношение  $\frac{P_{\max \text{ОЭС } i}}{\sum_j P_{\max \text{РЭС } j}}$ .

Долю участия потребления ОЭС в максимуме ЕЭС можно распределить по региональным энергосистемам (найти потребление РЭС в макси-

муме потребления ЕЭС) пропорционально доле  $\frac{P_{PЭС(\max ОЭСi)j}^y}{P_{\max ОЭСi}}$  участия потребления РЭС  $P_{PЭС(\max ОЭСi)j}^y$  в максимуме потребления ОЭС:

$$\begin{aligned} P_{PЭС(\max ЕЭСi)j} &= \frac{P_{PЭС(\max ОЭСi)j}^y}{P_{\max ОЭСi}} P_{\max ОЭСi}^y = P_{PЭС(\max ОЭСi)j}^y \frac{P_{\max ОЭСi}^y}{P_{\max ОЭСi}} = \\ &= P_{PЭС(\max ОЭСi)j}^y K_{\max ОЭСi}^y. \end{aligned} \quad (10)$$

То есть потребление каждой РЭС в максимуме ЕЭС  $P_{PЭС(\max ЕЭСi)j}$  можно определить умножением доли участия потребления каждой РЭС в максимуме потребления ОЭС  $P_{PЭС(\max ОЭСi)j}^y$  на коэффициент участия ОЭС в максимуме потребления ЕЭС. При отсутствии суточных графиков нагрузки для перспективных режимов коэффициент участия  $K_{\max ОЭСi}^y$  в (10) принимается на основе ретроспективной оценки.

Если эффект совмещения суточных графиков нагрузки РЭС в составе ОЭС не учитывается, то

$$P_{PЭС(\max ЕЭСi)j} = P_{\max РЭСj} K_{\max ОЭСi}^y. \quad (11)$$

По аналогии долю участия потребления ОЭС в минимуме ЕЭС можно распределить по региональным энергосистемам (найти потребление РЭС в минимуме потребления ЕЭС) пропорционально доле  $\frac{P_{PЭС(\min ОЭСi)j}^y}{P_{\min ОЭСi}}$  участия потребления РЭС  $P_{PЭС(\min ОЭСi)j}^y$  в минимуме потребления ОЭС  $P_{\min ОЭСi}$  по формуле

$$P_{PЭС(\min ЕЭСi)j} = P_{PЭС(\min ОЭСi)j}^y K_{\min ОЭСi}^y. \quad (12)$$

Если эффект совмещения суточных графиков нагрузки РЭС в составе ОЭС не учитывается, то

$$P_{PЭС(\min ЕЭСi)j} = P_{\min РЭСj} K_{\min ОЭСi}^y. \quad (13)$$

#### 1.4. Определение потребления ОЭС и РЭС в максимальных и минимальных летних режимах ЕЭС

В годовых отчетах ОАО «СО ЕЭС» и его филиалов информация о летних режимах представлена не в полном объеме и не позволяет найти коэффициенты участия ОЭС. В балансах мощности на перспективу для

каждой ОЭС в составе ЕЭС и для каждой РЭС в составе ОЭС прогнозом задано максимальное потребление зимой и летом. В этих условиях потребление ОЭС и потребление РЭС в максимуме и минимуме летнего потребления ЕЭС можно оценить только приближенно.

Определим коэффициент неравномерности максимального потребления  $i$ -й ОЭС и  $j$ -й РЭС зимой и летом как отношение

$$K_{н. \max i(j)} = \frac{P_{\text{лето.} \max i(j)}}{P_{\text{зима.} \max i(j)}}. \quad (14)$$

Полагая, что коэффициенты неравномерности максимального потребления в максимуме ОЭС и максимуме ЕЭС примерно одинаковы, долю участия потребления ОЭС  $P_{\text{лет.} \max \text{ОЭС} i}^y$  в летнем максимуме потребления ЕЭС можно оценить по формуле

$$P_{\text{лет.} \max \text{ОЭС} i}^y = K_{н. \max i} P_{\text{зим.} \max \text{ОЭС} i}^y, \quad (15)$$

где  $P_{\text{зим.} \max \text{ОЭС} i}^y$  – доля участия потребления ОЭС в зимнем максимуме потребления ЕЭС.

Потребление РЭС в летнем максимуме потребления ЕЭС  $P_{\text{РЭС(лет.} \max \text{ЕЭС} j)}$  можно найти по формуле

$$P_{\text{РЭС(лет.} \max \text{ЕЭС} j)} = K_{н. \max j} P_{\text{РЭС(зим.} \max \text{ЕЭС} j)}, \quad (16)$$

где  $P_{\text{РЭС(зим.} \max \text{ЕЭС} j)}$  – потребление РЭС в зимнем максимуме потребления ЕЭС.

В условиях отсутствия информации о летних минимальных режимах в первом приближении можно оценить долю участия потребления ОЭС  $P_{\text{лет.} \min \text{ОЭС} i}^y$  и потребление РЭС  $P_{\text{РЭС(лет.} \min \text{ЕЭС} j)}$  в летнем минимуме ЕЭС, если принять допущение, что коэффициенты участия для летних графиков нагрузки ОЭС примерно равны коэффициентам участия для зимних графиков нагрузки, тогда

$$P_{\text{лет.} \min \text{ОЭС} i}^y = P_{\text{лет.} \min \text{ОЭС} i} K_{\min \text{ОЭС} i}^y, \quad (17)$$

$$P_{\text{РЭС(лет.} \min \text{ЕЭС} j)} = P_{\text{РЭС(лет.} \min \text{ОЭС} j)} K_{\min \text{ОЭС} j}^y, \quad (18)$$

где  $P_{\text{лет.} \min \text{ОЭС} i}$  – летний минимум потребления  $i$ -й ОЭС,

$P_{\text{РЭС(лет.} \min \text{ОЭС} j)}$  – доля участия потребления каждой РЭС в летнем минимуме потребления ОЭС.

При наличии информации о летних графиках нагрузки доли участия потребления ОЭС, потребление РЭС в летних максимуме и минимуме потребления ЕЭС определяются аналогично соответствующим показателям в зимних режимах через коэффициенты участия для летних режимов.

### **1.5. Последовательность формирования зимних и летних максимумов и минимумов потребления мощности для перспективных схем ЕЭС России**

Для определения величин зимних и летних максимумов и минимумов потребления мощности на перспективу необходимо выполнение следующих этапов.

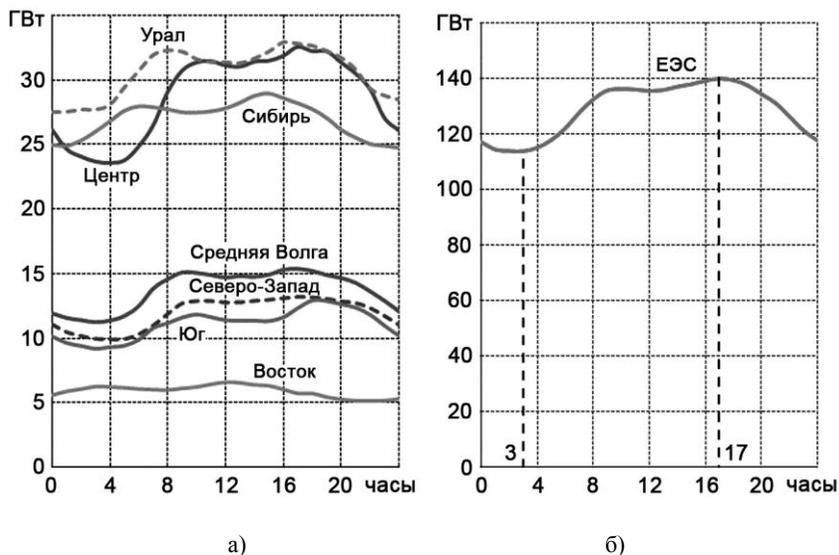
1. Совмещение графиков нагрузки ОЭС на день зимнего контрольного замера, определение максимума и минимума потребления ЕЭС.
2. Определение максимума и минимума потребления ОЭС и долей участия потребления ОЭС в максимуме и минимуме потребления ЕЭС в дни зимнего контрольного замера.
3. Расчет коэффициентов участия потребления ОЭС в максимуме и минимуме потребления ЕЭС по формулам (7) и (8), определение усредненных среднесезонных коэффициентов участия.
4. Распределение долей участия потребления ОЭС в зимнем максимуме и минимуме потребления ЕЭС по РЭС (расчет потребления РЭС в зимнем максимуме и минимуме потребления ЕЭС) по формулам (9–13).
5. Расчет потребления ОЭС и РЭС в максимальных и минимальных летних режимах ЕЭС по формулам (14–18). При наличии графиков нагрузки на день летнего контрольного замера расчет производится по формулам, аналогичным (9–13) с предварительным расчетом коэффициентов участия ОЭС в летнем максимуме и летнем минимуме потребления ЕЭС по формулам, аналогичным (7) и (8).

## **2. Пример расчета коэффициентов участия ОЭС в максимуме и минимуме потребления ЕЭС**

### **2.1. Суточные графики потребления мощности ЕЭС в дни контрольных замеров 2008 г.**

Для примера, иллюстрирующего процесс определения максимумов и минимумов потребления мощности ЕЭС с учетом эффекта совмещения, использованы данные годовых отчетов ОАО «СО ЕЭС» и его филиалов и дополнительные материалы, полученные от ОАО «СО ЕЭС».

Известны суточные графики нагрузки ОЭС и ЕЭС на день зимнего (17.12.2008 г.) и летнего (18.06.2008 г.) контрольных замеров 2008 г. На рис. 1 представлены суточные графики нагрузки на день зимнего контрольного замера объединенных энергосистем, приведенные к московскому времени, и суточный график ЕЭС России, полученный суммированием суточных графиков нагрузки ОЭС. Эти же графики нагрузки в табличном виде представлены в табл. 1.



**Рис. 1.** Суточные графики нагрузки ОЭС (а) и ЕЭС России (б) на день зимнего контрольного замера 2008 г.

Видно, что максимум потребления мощности ЕЭС России наступил в 17 часов по московскому времени и составил 140 322 МВт, минимальное потребление в 3 часа по московскому времени составило 114 186 МВт. Коэффициент неравномерности суточного графика нагрузки равен 0,814.

Вклад долей участия потребления мощности ОЭС соответственно в максимум и минимум потребления ЕЭС России показывают диаграммы на рис. 2 и 3. В максимум потребления мощности ЕЭС наибольшую долю вносят ОЭС Урала (23%), Центра (23%) и Сибири (20%). В минимум потребления ЕЭС наибольшую долю вносят также ОЭС Урала (24%), Сибири (23%) и Центра (21%).

Таблица 1

**Суточные графики нагрузки ОЭС и ЕЭС России на день зимнего контрольного замера 2008 г.**

Часы	Потребление ОЭС и ЕЭС России, МВт							
	Центр	Средняя Волга	Северо-Запад	Юг	Урал	Сибирь	Восток	ЕЭС
0	26 120	11 970	11 080	10 114	27 548	25 023	5613	117 468
1	24 620	11 610	10 479	9614	27 576	24 955	5916	114 770
2	24 040	11 440	10 190	9387	27 743	25 365	6090	114 255
3	23 650	11 290	9973	9170	27 751	26 063	6289	<b>114 186</b>
4	23 550	11 410	9934	9296	28 127	26 864	6258	115 439
5	23 750	11 770	9948	9408	29 457	27 680	6194	118 207
6	24 860	12 550	10 329	9868	30 729	28 011	6096	122 443
7	26 510	13 900	10 999	10 770	31 943	27 946	6044	128 112
8	29 120	14 630	11 889	11 152	32 284	27 786	6022	132 883
9	30 770	15 140	12 683	11 586	32 190	27 551	6144	136 064
10	31 400	15 100	12 864	11 815	31 611	27 534	6258	136 582
11	31 490	14 930	12 869	11 608	31 386	27 632	6464	136 379
12	31 160	14 750	12 753	11 374	31 384	27 858	6631	135 910
13	31 070	14 860	12 763	11 334	31 307	28 306	6588	136 228
14	31 460	14 800	12 882	11 351	31 668	28 834	6420	137 415
15	31 530	14 970	12 961	11 310	32 196	29 008	6352	138 327
16	31 920	15 350	13 074	11 609	32 908	28 640	6066	139 567
17	32 620	15 410	13 182	12 317	32 795	28 249	5749	<b>140 322</b>
18	32 270	15 250	13 140	12 908	32 645	27 793	5737	139 743
19	32 260	14 930	13 040	12 864	32 234	27 107	5456	137 891
20	31 380	14 710	12 833	12 612	31 724	26 186	5271	134 716
21	30 520	14 330	12 718	12 354	30 821	25 580	5177	131 500
22	29 300	13 670	12 327	11 795	29 354	25 094	5147	126 687
23	27 040	12 940	11 725	10 949	28 815	24 954	5180	121 603
24	26 080	12 120	11 034	10 160	28 502	24 796	5316	118 008

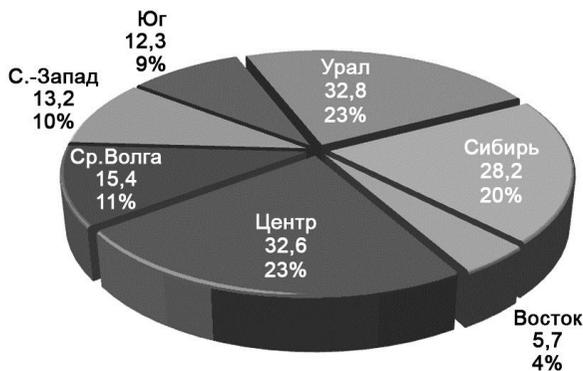
На рис. 4 представлены суточные графики нагрузки на день летнего контрольного замера объединенных энергосистем (полученные по специальному запросу в ОАО «СО ЕЭС»), приведенные к московскому времени, и суточный график ЕЭС России, полученный суммированием суточных графиков нагрузки ОЭС. Эти же графики нагрузки в табличном виде представлены в табл. 2.

Видно, что максимум потребления мощности ЕЭС России наступил в 17 часов по московскому времени и составил 140 322 МВт, минимальное потребление в 3 часа по московскому времени составило 114 186 МВт. Коэффициент неравномерности суточного графика нагрузки равен 0,814.

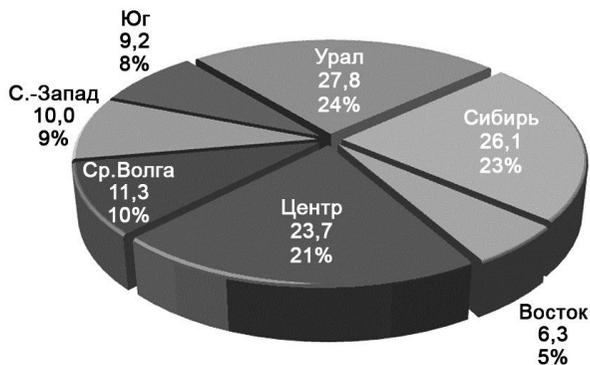
Вклад долей участия потребления мощности ОЭС соответственно в максимум и минимум потребления ЕЭС России показывают диаграммы на рис. 2 и 3. В максимум потребления мощности ЕЭС наибольшую долю вносят ОЭС Урала (23%), Центра (23%) и Сибири (20%). В минимум потребления ЕЭС наибольшую долю вносят также ОЭС Урала (24%), Сибири (23%) и Центра (21%).

На рис. 4 представлены суточные графики нагрузки на день летнего контрольного замера объединенных энергосистем (полученные по специальному запросу в ОАО «СО ЕЭС»), приведенные к московскому времени, и суточный график ЕЭС России, полученный суммированием суточных графиков нагрузки ОЭС. Эти же графики нагрузки в табличном виде представлены в табл. 2.

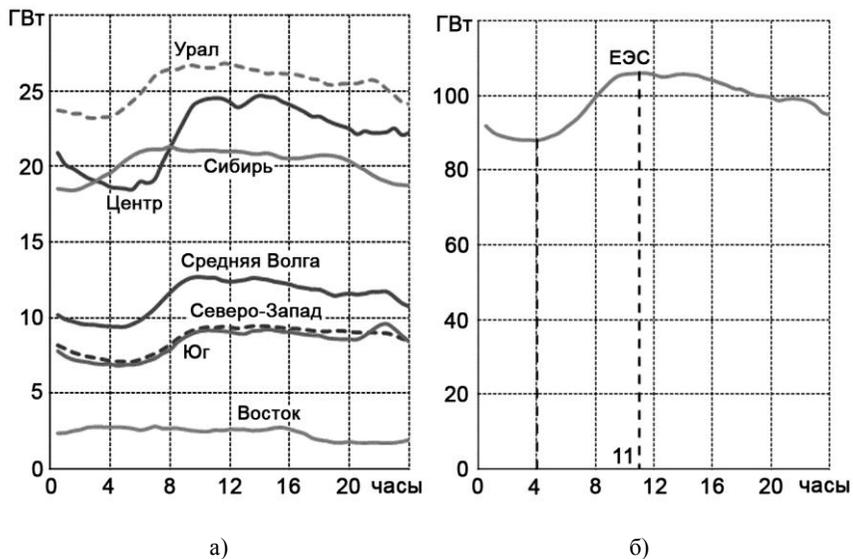
Видно, что максимум потребления мощности ЕЭС России наступил в 11 часов по московскому времени и составил 105 980 МВт, минимальное потребление в 4 часа по московскому времени составило 87 999 МВт. Коэффициент неравномерности суточного графика нагрузки равен 0,830.



**Рис. 2.** Доли участия потребления мощности ОЭС в максимум потребления ЕЭС России 17.12.2008 г. в 17-00, ГВт



**Рис. 3.** Доли участия потребления мощности ОЭС в минимуме потребления ЕЭС России 17.12.2008 г. в 3-00, ГВт



**Рис. 4.** Суточные графики нагрузки ОЭС (а) и ЕЭС России (б) на день летнего контрольного замера 2008 г.

Таблица 2

**Суточные графики нагрузки ОЭС и ЭЭС России  
на день летнего контрольного замера 2008 г.**

Часы	Потребление ОЭС и ЭЭС России, МВт							
	Центр	Средняя Волга	Северо- Запад	Юг	Урал	Сибирь	Восток	ЭЭС
1	20 159	9920	7974	7463	23 676	18 493	2423	90 108
1,5	19 908	9782	7737	7247	23 540	18 454	2554	89 222
2	19 584	9629	7583	7142	23 539	18 564	2638	88 679
3	19 077	9546	7370	6973	23 262	19 027	2826	88 081
4	18 671	9442	7174	6945	23 344	19 605	2818	<b>87 999</b>
4,5	18 612	9422	7133	6837	23 586	19 996	2815	88 401
5	18 563	9422	7128	6896	23 941	20 408	2789	89 147
5,5	18 518	9605	7120	6893	24 367	20 749	2723	89 975
6	19 031	9848	7259	6985	24 825	20 997	2611	91 556
7	19 212	10 649	7653	7320	26 003	21 147	2861	94 845
8	21 254	11 696	8237	7878	26 427	21 331	2730	99 553
9	23 164	12 499	8951	8716	26 633	21 064	2659	103 686
10	24 348	12 731	9306	9104	26 571	21 094	2533	105 687
11	24 555	12 690	9345	9148	26 545	21 080	2617	<b>105 980</b>
11,5	24 512	12 491	9432	9104	26 804	21 021	2584	105 948
12	24 282	12 419	9385	9055	26 767	21 026	2667	105 601
13	24 141	12 538	9373	8921	26 512	20 961	2650	105 096
14	24 726	12 622	9462	9142	26 326	20 858	2595	105 731
15	24 582	12 423	9398	9155	26 204	20 764	2775	105 301
16	24 107	12 247	9301	9043	26 125	20 564	2680	104 067
17	23 628	12 008	9231	8885	25 947	20 623	2370	102 692
18	23 334	11 894	9121	8809	25 731	20 768	1944	101 601
19	22 850	11 485	9153	8601	25 410	20 711	1755	99 965
20	22 522	11 630	9075	8578	25 498	20 371	1813	99 487
21	22 368	11 620	9025	8798	25 653	19 805	1738	99 007
22	22 248	11 749	9007	9486	25 557	19 212	1742	99 001
22,5	22 306	11 754	8993	9575	25 109	19 035	1720	98 492
23	22 554	11 399	8858	9251	24 736	18 862	1750	97 410
24	22 278	10 773	8542	8408	24 173	18 766	1960	94 900

## 2.2. Расчет коэффициентов участия ОЭС в экстремумах потребления ЕЭС

Расчет коэффициентов участия ОЭС, полученных по суточным графикам, производится по алгоритму, представленному в п. 1.2. Результаты расчета, полученные на основе данных контрольных замеров 2008 г., представлены в табл. 3.

Таблица 3

Расчет коэффициентов участия ОЭС в максимуме и минимуме потребления ЕЭС в зимних и летних режимах

Потребление и коэффициенты участия		ОЭС						
		Центр	Средняя Волга	Северо-Запад	Юг	Урал	Сибирь	Восток
Зима	$P_{\max}^y \text{ОЭС}$ , МВт	32 620	15 250	13 182	12 317	32 795	28 249	5749
	$P_{\max} \text{ОЭС}$ , МВт	32 620	15 250	13 182	12 908	32 908	29 008	6631
	$K_{\max}^y \text{ОЭС}$	1,0000	1,0000	1,0000	0,9542	0,9966	0,9738	0,8670
	$P_{\min}^y \text{ОЭС}$ , МВт	23 650	11290	9973	9170	27 751	26 063	6289
	$P_{\min} \text{ОЭС}$ , МВт	23 550	11290	9934	9170	27 548	24 796	5147
	$K_{\min}^y \text{ОЭС}$	1,0042	1,0000	1,0039	1,0000	1,0074	1,0511	1,2219
Лето	$P_{\text{лет.}\max}^y \text{ОЭС}$ , МВт	24 555	12690	26 545	9345	9148	21 080	2617
	$P_{\text{лет.}\max} \text{ОЭС}$ , МВт	24 726	12731	26 804	9462	9575	21 331	2861
	$K_{\max}^y \text{ОЭС}$	0,9931	0,9968	0,9903	0,9876	0,9554	0,9882	0,9147
	$P_{\text{лет.}\min}^y \text{ОЭС}$ , МВт	18 671	9442	23 344	7174	6945	19 605	2818
	$P_{\text{лет.}\min} \text{ОЭС}$ , МВт	18 518	9422	23 262	7120	6837	18 454	1720
	$K_{\min}^y \text{ОЭС}$	1,0083	1,0021	1,0035	1,0076	1,0158	1,0624	1,6384

Полученные коэффициенты участия ОЭС в максимуме и минимуме потребления ЕЭС в зимних и летних режимах позволяют определить потребление ОЭС и РЭС в максимуме и минимуме потребления ЕЭС в перспективных схемах, на основе которых проводятся расчеты перспективных балансов мощности и электрических режимов.

При определении коэффициентов участия ОЭС в экстремумах потребления ЕЭС предложено использовать данные измерений, выполненных на дни контрольных замеров. Контрольные замеры проводятся в фиксированные дни, характерные для зимнего и летнего сезонов (третья среда декабря и июня). Однако дни контрольных замеров не совпадают с днями фактических минимумов и максимумов потребления, что вносит определенную погрешность в величины коэффициентов участия ОЭС в экстремумах потребления ЕЭС. При наличии статистической базы по суточным графикам нагрузки в дни фактических экстремумов величины коэффициентов участия ОЭС в экстремумах потребления ЕЭС могут быть уточнены по приведенному алгоритму и получена величина указанной погрешности.

Необходимо отметить, что введенное с марта 2010 г. сокращение часовых поясов в РФ может оказать влияние на величины перспективных коэффициентов участия, что потребует накопления новой статистической базы. Кроме того, к изменению коэффициентов участия ОЭС в экстремумах потребления ЕЭС, вероятно, приведет реализуемая политика энергосбережения, изменение числа часов использования максимума нагрузки и структуры электропотребления и др.

В дальнейшем желательно проведение исследований по оценке погрешности коэффициентов участия для ее последующего сравнения с погрешностью прогнозируемых экстремумов потребления мощности.

## **Заключение**

В первой части статьи приведена методика оценки максимума и минимума потребления мощности ЕЭС в перспективных зимних и летних режимах с учетом ретроспективных данных по степени участия потребления ОЭС в составе ЕЭС. Предложенный подход в условиях неполной информации о режимах ОЭС в перспективных схемах позволяет найти доли участия потребления ОЭС в экстремумах потребления ЕЭС и распределить полученное потребление ОЭС по региональным энергосистемам.

Во второй части представлен пример определения коэффициентов участия ОЭС в максимуме и минимуме потребления ЕЭС в зимних и летних режимах 2008 г., которые могут быть использованы для расчета потребления ОЭС и РЭС в составе ЕЭС в перспективных схемах.

УДК 621.311

*К. В. Герасименко, Н. Б. Кутузова, М. С. Романовский –  
ОАО «НИИПТ», Санкт-Петербург*

## **Проектирование базы данных для хранения и актуализации информации по перспективному развитию ЕЭС России**

---

### **Введение**

В рамках планирования Единой электроэнергетической системы (ЕЭС) России ежегодно разрабатываются документы, определяющие планы по развитию генерирующих мощностей, размещению нагрузки и строительству электрических сетей на перспективу. К документам, определяющим развитие электроэнергетики, относятся:

- Энергетическая стратегия России (горизонт планирования 20 лет);
- Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики (15 лет);
- Схема и программа развития ЕЭС России (7 лет);
- Схемы и программы развития электроэнергетики субъектов РФ (5 лет).

Формирование программ перспективного развития, а также оценка достаточности и скоординированности намеченных мероприятий проводятся на основе исследований с использованием перспективной математической модели ЕЭС России, в которой на рассматриваемый прогнозный период отражены динамика электропотребления, планируемые вводы и демонтажи генерирующих источников и сетевых объектов, размещение крупных потребителей. Расчеты электрических режимов на перспективной математической модели ЕЭС России проводятся также для решения системных задач повышения управляемости и пропускной способности сети, оптимизации загрузки сетей и уменьшения потерь мощности, определения максимально допустимых перетоков в контролируемых сечениях, разработки схем выдачи мощности электростанций и подключения потребителей и др.

Ежегодно происходит уточнение балансов мощности, решений по объемам и срокам ввода, строительству и проектированию энергообъектов, а также по выбору их основных параметров – соответственно, должна проводиться актуализация математической модели. Для сбора, хранения, обработки и передачи данных, содержащих актуальную информацию о текущем состоянии и перспективном развитии ЕЭС России, предназна-

чена информационная система «ISave» (далее База Данных), разрабатываемая в НИИПТ.

## **Предпосылки создания базы данных**

Математическая модель ЕЭС России для расчета электрических режимов создается в формате программного комплекса RastWin на перспективу до 15-ти лет. В состав модели ЕЭС России входят расчетные схемы семи объединенных энергосистем (ОЭС): Урала, Средней Волги, Юга, Северо-Запада, Центра, Сибири и Востока и параллельно работающих энергосистем сопредельных государств – Украины, Белоруссии, стран Балтии и Казахстана. К формированию расчетных схем ОЭС и ЕЭС привлечены службы перспективного развития филиалов ОАО «СО ЕЭС» – ОДУ и отдел проектирования и развития энергосистем ОАО «НИИПТ». Первая математическая модель ЕЭС России была создана в 2008 г. по инициативе ОАО «СО ЕЭС» на перспективу до 2020 г., в 2009 и 2010 гг. – проведена ее актуализация.

Расчетные модели содержат:

- существующие на момент их формирования электроэнергетические ресурсы (генераторы и сети);
- прогнозы электропотребления;
- вводы (демонтажи) объектов инициативного строительства (обоснованные намерения участников рынка и сетевых организаций);
- вводы (демонтажи) сетевых объектов (линии электропередачи, (авто)трансформаторы, устройства FACTS), обеспечивающих нормальное функционирование ЕЭС России по годам перспективного периода.

Для формирования и актуализации расчетных моделей аккумулируется исходная информация о планируемых сроках ввода или демонтажа, предполагаемых местах присоединения к ЕЭС России и основных параметрах энергообъектов со ссылками на соответствующие документы. В настоящее время указанная информация предоставляется каждым ОДУ в виде таблиц формата Excel, структурированных по объектам: ЛЭП, Генераторы, (Авто)трансформаторы, ШР, ИРМ и Потребители. Для эффективной работы с большим объемом ежегодно обновляемой информации требуется организация базы данных с приложениями, реализующими автоматизацию решения прикладных задач обработки данных. К таким задачам относятся, например, проверка поступивших исходных данных, сравнение с предшествующей математической моделью, подготовка данных для ввода в RastWin и формирования расчетных схем на каждый год перспективного периода, запрос данных для анализа достаточности и

эффективности намеченных мероприятий по развитию сети и генерации. Автоматизация работы с данными требуется для контроля скоординированности вводов сетевых и генерирующих объектов, участвующих в схеме выдачи мощности электростанции, перечня и параметров межсистемных связей, соответствия вводов (выводов) оборудования утвержденным программам развития и др.

Сегодня в РДУ и ОДУ существуют локальные базы данных по составу и параметрам установленного оборудования. Так, создана Единая база данных по ОДУ Центра, в ОДУ Востока ведутся справочники по энергетическому и электротехническому оборудованию и ЛЭП, применяется классификатор оборудования. Однако это базы (или каталоги) различной структуры и содержания, где доступ к данным, обмен данными и порядок их актуализации не формализован. Кроме того, в этих базах отсутствуют данные о планируемых вводах/демонтажах генерации и развитии сети, которые необходимы для создания и актуализации модели ЕЭС на перспективу. Представляется целесообразным сведение воедино имеющейся информации о текущих составе и параметрах схемы ЕЭС России, а также планах на перспективу, при этом степень детализации представления данных в единой системе оговаривается отдельно.

Другой отправной точкой для создания Базы данных, помимо наличия разобщенных сведений об установленном оборудовании, должна стать существующая в энергетике отраслевая информационная система (ИС). Основу формирования отраслевой ИС составляют система нормативно-справочной информации (НСИ), система обмена информацией и система баз данных отрасли [1, 2]. Составной частью системы НСИ является система классификации предприятий, организаций и объектов энергетики (КПО), которая функционирует и актуализируется («Lotus Nodes»). Эта система позволяет однозначно определять наименование объекта и его местоположение, и с этой системой классификации и терминологии должны быть гармонизированы базы данных отрасли.

Таким образом, целью создания Базы данных является автоматизация работы с ежегодно обновляемой информацией о перспективном развитии ОЭС, предназначенной для актуализации перспективной математической модели ЕЭС России. Наличие региональных баз данных и каталогов с информацией о действующем составе и параметрах оборудования ОЭС, а также системы КПО и налаженной системы обмена информацией является основой, от которой следует отталкиваться при проектировании единой информационной системы.

Планируется, что модуль с информацией о текущей структуре ЕЭС будет играть роль справочника, где можно оперативно получить информацию о действующем оборудовании, параметрах генераторов, регуляторов,

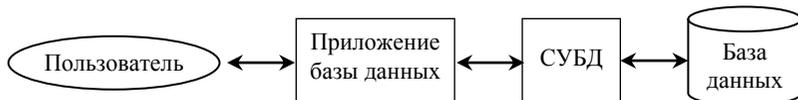
ЛЭП, АТ, текущей установленной мощности и др. Модуль с перспективной информацией является частью процесса актуализации математической модели для расчета режимов при решении задач перспективного развития ЭЭС России.

Проектируемая База данных позволит решить следующие задачи:

- собрать и систематизировать данные о действующем генерирующем и сетевом оборудовании и его развитии на перспективу по всем ОЭС ЕНЭС;
- создать базу документации, являющейся обоснованием для вводов нового оборудования и демонтажей устаревшего;
- упорядочить доступ к информации;
- осуществлять оперативный поиск информации и ее представление в нужной форме (выборки, сортировки и т. д.);
- выполнять математические операции над данными;
- автоматизировать процесс актуализации данных с сохранением истории (перспективные математические модели предшествующих лет);
- подготовить данные для актуализации расчетных схем ОЭС/ЕЭС в RastrWin, а также осуществлять обмен данными с другими приложениями.

### Основные требования к базе данных и средства ее реализации

Общая схема работы и основные компоненты системы базы данных выглядят следующим образом:



Описание и требования к каждому компоненту системы базы данных, приведены ниже.

1. База данных (БД) – совместно используемый набор логически связанных данных и метаданных<sup>1</sup>. Основными требованиями к Базе данных являются максимально емкое, корректное и эффективное описание предметной области, легкая модифицируемость и сопровождаемость, бес-

<sup>1</sup> Метаданные – информация об используемых данных.

печение возможности совместного использования данных и при этом корректная обработка их изменений.

2. Система управления базой данных (СУБД) – это программное обеспечение, с помощью которого пользователи могут создавать и поддерживать базу данных, а также осуществлять к ней контролируемый доступ. Функции и требования к СУБД:

- поддержка структур данных, используемых в базе данных, а также пользовательских запросов к ней;
- ограничение ссылочной целостности;
- безопасность данных и разграничение прав доступа к ним;
- надежность хранения информации и возможность ее восстановления;
- наличие многопользовательского режима работы с базой данных;
- простота и удобство средств проектирования баз данных, входящих в комплект СУБД.

3. Приложение базы данных – программное обеспечение, позволяющее пользователю получить доступ к данным, хранящимся в БД, в удобном для него формате. Приложение базы данных должно иметь простой, интуитивно-понятный пользовательский интерфейс, и предоставлять пользователям возможность осуществления всех необходимых операций с данными в рамках имеющихся у них прав доступа. Важными факторами при разработке Приложения являются его надежность, модифицируемость и минимизация возможности повреждения данных.

В качестве СУБД в настоящем проекте используется Microsoft SQL Server 2008, язык запросов – Transact-SQL. Выбор указанной СУБД обоснован, в первую очередь, наилучшим соответствием перечисленным требованиям, а также широким распространением Microsoft SQL Server. При проектировании БД учитывается возможность перехода на другую СУБД, и, как следствие, – смену SQL-диалекта, поэтому используются максимально универсальные средства разработки и не применяются специфические конструкции SQL-запросов.

Приложение базы данных разрабатывается на кроссплатформенном языке программирования Java 6.0 в среде разработки Eclipse с использованием библиотеки программирования пользовательских интерфейсов Swing. Связь приложения базы данных и СУБД осуществляется при помощи драйвера JDBC 4.0 (Java DataBase Connectivity).

## **Структура Базы данных**

В предметную область информационной системы включены следующие основные сущности: Генератор, Линия, Трансформатор, Компенса-

тор. В качестве вспомогательных сущностей служат ОЭС, РЭС, Станция, Шина, Тип генератора, Регулятор, Система возбуждения, Геометрия линии и Параметры проводов. Для каждой из сущностей определен список параметров, часть которых является справочными данными, часть – полученными в результате расчетов, а некоторые параметры используются Базой данных для обеспечения ее внутренней функциональности. Так, например, справочные параметры «среднегеометрическое расстояние между фазами»  $d$  (сущность Геометрия линии), «радиус провода»  $r_0$  и «активное удельное сопротивление провода»  $r$  (сущность Параметры проводов) используются для расчета активного, емкостного и индуктивного сопротивлений воздушной линии (параметры сущности Линия).

Дополнительные сущности Тип генератора, Регулятор и Система возбуждения введены для адаптации создаваемой Базы данных к задачам разработки схем выдачи мощности и исследования режимов энергосистемы в перспективных схемах. Тип генератора и регулятор можно выбрать из встроенных списков-справочников типовых устройств со стандартными (заводскими) параметрами, либо задать индивидуально, заполнив соответствующие поля. В частности, к устройствам с заданными параметрами будут относиться блоки атомных станций, создаваемые по типовому проекту (АЭС-2006), регуляторы возбуждения, выполненные по стандарту IEEE 421.5-2005 и др.

Диаграмма сущностей-связей приведена на рис. 1.

Сущности ОЭС, РЭС, Станция и Шина иерархично характеризуют территориальную принадлежность объектов вплоть до уровня отдельного узла в схеме. Для однозначного определения узла размещения объекта указывается номер узла  $RastrWin$  в числе параметров сущности Шина. Если сведения о номере узла для перспективных расчетных схем отсутствуют, объект будет определяться по названию станции (подстанции) и номинальному напряжению (параметры сущности Шина).

Поскольку одной из основных задач разработки Базы данных является автоматизация процесса учета вводов/демонтажей генерирующего и сетевого оборудования, в диаграмму сущностей-связей входят соответствующие таблицы с префиксом IO (Input/Output) в названии, а также таблицы HistoryIO для каждой сущности, где хранится история корректировки данных (например, перенос срока ввода/вывода, изменение параметров). Связь этих таблиц с основными сущностями на примере Генератора показана на рис. 2.

Предполагается, что описанная структура БД поможет в создании достоверных моделей энергосистем для решения разнообразного круга задач.

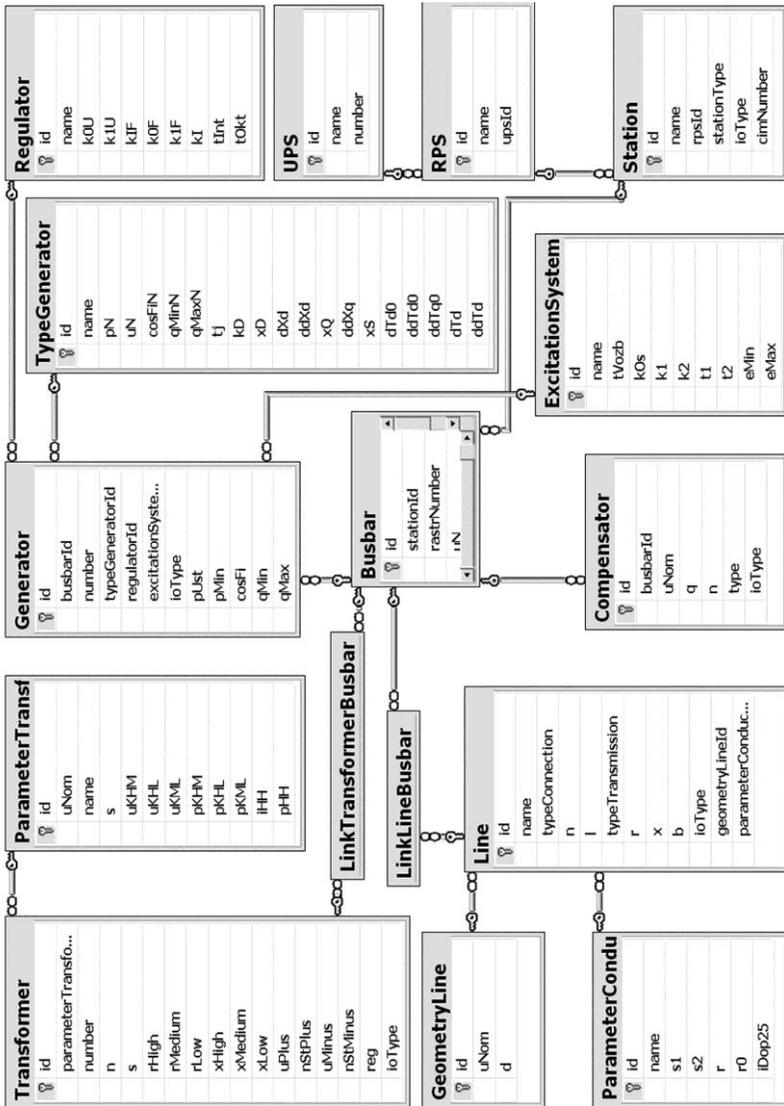


Рис. 1. Диаграмма сущностей-связей

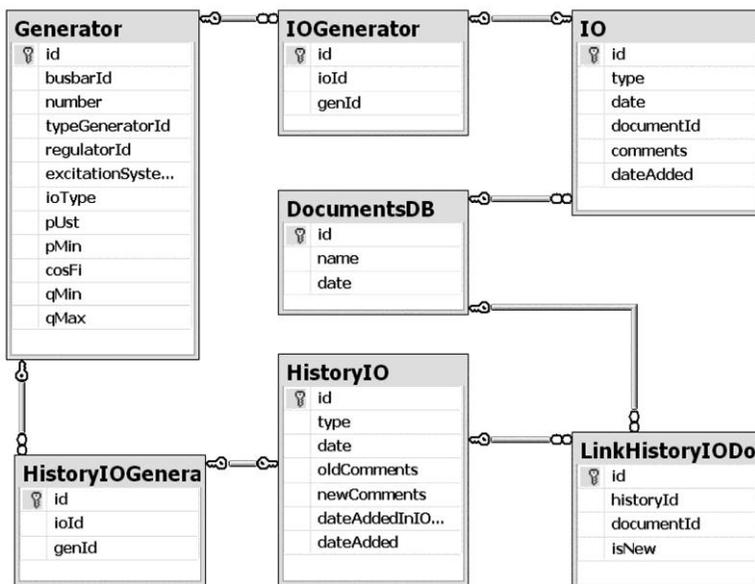


Рис. 2. Связь таблицы Генератор с соответствующими таблицами вводов/выводов и истории

В дальнейшем планируется расширить перечень сущностей, добавив возможность описания турбин с регуляторами скорости, а также устройств на базе силовой электроники (передачи и вставки постоянного тока, FACTS), что необходимо для корректного анализа электромеханических переходных процессов.

## Пользовательский интерфейс реализации Базы данных

При запуске Приложения пользователь проходит авторизацию и попадает в основное окно программы (рис. 3):

В основном окне Приложения пользователь может выбрать режим работы с Базой данных (редактирование, просмотр или формирование отчетов), получить доступ к сопутствующей информации (база данных документов), а также изменить настройки Приложения. После выбора одного из пунктов меню открывается рабочее окно (например, если пользователь выбрал «Просмотреть данные...»), открывается окно, представленное на рис. 4).

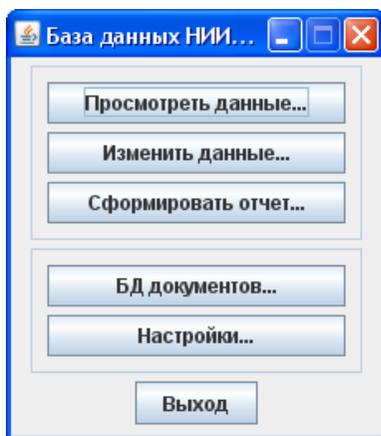


Рис. 3. Окно выбора режима работы с Базой данных

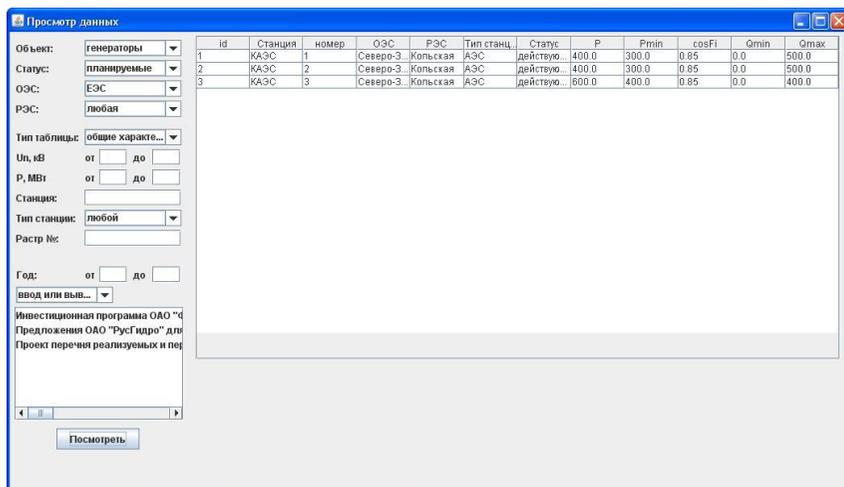


Рис. 4. Пример выборки данных по заданным параметрам

По каждому выбранному объекту возможен просмотр и(или) изменение текущих параметров и(или) параметров перспективного модуля, где хранится информация по намеченным вводам/выводам.

При выборе объекта Станция реализуется доступ к информации по всем связанным объектам, т. е. параметрам установленных на шинах

станции (подстанции) и планируемых к вводу/выводу генераторов, трансформаторов, компенсирующих устройств, линий электропередачи.

После завершения работы все настройки пользователя сохраняются, реализована возможность продолжить работу с заданной позиции.

## **Заключение**

Рассмотрена система базы данных, предназначенная для сбора, хранения и обработки информации для формирования перспективных математических моделей ЕЭС России. Систематизация данных о текущем состоянии и перспективном развитии энергосистем, осуществление контроля целостности вводимой информации, наличие единой базы документации позволят оптимизировать процесс создания математических моделей для исследований статической и динамической устойчивости энергосистем на перспективу. Кроме того, База данных позволит оперативно формировать расчетные схемы произвольной территориальной принадлежности.

Для автоматизации процесса создания расчетных схем для расчетов установившихся и переходных режимов в проектируемой Базе данных будет осуществлена возможность обмена данными с ПК «RastrWin» и «EUROSTAG», Excel, а также другими базами данных.

Перечень сущностей и состав параметров в представленной структуре Базы данных будет расширяться и уточняться по ходу программной реализации системы и ее тестовой эксплуатации.

Планируется, что проектируемая База данных в дальнейшем будет представлять собой многопользовательскую систему с реализацией прав доступа пользователей на уровнях РДУ, ОДУ и СО. При осуществлении многопользовательского режима работы с БД потребуются разработка бизнес-правил эксплуатации системы, в том числе:

- порядка внесения изменений и дополнений в базу данных;
- порядка актуализации данных перспективного модуля;
- порядка оповещения пользователей о внесенных изменениях.

## **Список литературы**

1. Шадунц Ю. А. Единая система классификации и кодирования информации. Научно-практическая конференция. Москва, ВНИИЭ. 2006.
2. Шадунц Ю. А., Тулинов Ю. В. О Единой системе классификации и кодирования технико-экономической информации. Научно-практическая конференция. Москва, ВНИИЭ. 2006.

УДК 621.311

А. С. Брилинский; С. В. Смоловик, д.т.н. – ОАО «НИИПТ»,  
Санкт-Петербург

## **Алгоритмы подготовки исходных данных для расчета токов короткого замыкания сложных энергосистем**

---

### **Введение**

Проектирование объектов электроэнергетики включает в себя несколько взаимосвязанных между собой основных этапов, базирующихся на расчетах нормальных и послеаварийных режимов работы электрических сетей, расчетах статической и динамической устойчивости и токов короткого замыкания (ТКЗ). Сложность данных расчетов во многом определяется большим объемом исходной и получаемой информации. Результаты проработки одного из указанных этапов могут потребовать пересмотра проектных решений, полученных в ходе выполнения других этапов.

Необходимо подчеркнуть, что ввод новых генерирующих мощностей и сооружение дополнительных линий электропередачи для повышения показателей надежности электроснабжения потребителей, статической и динамической устойчивости, как правило, влечет за собой увеличение величин ТКЗ. В свою очередь, мероприятия по ограничению ТКЗ оказывают влияние на режимы работы энергосистемы и показатели устойчивости. Поэтому анализ величин ТКЗ должен производиться совместно с анализом установившихся режимов и динамической устойчивости рассматриваемой сети.

В статье предлагается методика по подготовке исходных данных для оперативной оценки величин ТКЗ, с целью более обоснованного проектирования электрической части перспективных схем электрических сетей.

После определения структуры и основных характеристик расчетной схемы проектируемой электроэнергетической системы исходная информация для расчетов установившихся режимов и электромеханических переходных процессов может быть представлена с помощью унифицированного формата обмена данными, так называемого «формата ЦДУ». Последний содержит информацию об электрических параметрах и конфигурации исходной схемы и имеет следующий вид:

1. Структура записи общей информации:

- ◆ точность расчета по напряжению (кВ) и по мощности (МВт);

- ◆ номера балансирующих узлов;
  - ◆ пределы изменения напряжения балансирующих узлов (кВ).
2. Структура записей по узлам:
- ◆ номер статической характеристики нагрузки (СХН);
  - ◆ номер узла и его наименование;
  - ◆ напряжение узла, к которому отнесена нагрузка (кВ);
  - ◆ активная и реактивная нагрузка и генерация узла (МВт и МВ·Ар);
  - ◆ заданный и рассчитанный модуль напряжения в узле (кВ);
  - ◆ пределы изменения реактивной мощности для узла с заданным модулем напряжения (МВ·Ар);
  - ◆ угол вектора напряжения (град);
  - ◆ активная и реактивная нагрузка узла с учетом СХН (МВт, МВ·Ар);
  - ◆ проводимость шунта (мкСм).
3. Структура записей по ветвям:
- ◆ номер узла начала и номер узла конца ветви;
  - ◆ активное и реактивное сопротивление ветви (Ом);
  - ◆ полная емкостная проводимость ветви (мкСм);
  - ◆ действительная и мнимая составляющие коэффициента трансформации трансформатора (сопротивление трансформатора приведено к напряжению первого узла, коэффициент трансформации есть отношение напряжения узла конца ветви к напряжению узла начала ветви);
  - ◆ номер параллельной ветви.
4. Структура записей для полиномов СХН:
- ◆ номер статической характеристики нагрузки;
  - ◆  $A_0, A_1, A_2, B_0, B_1, B_2$  – коэффициенты СХН.

При этом недостающие данные для расчета динамической устойчивости (параметры синхронных машин, асинхронной нагрузки и характеристики регуляторов) могут быть получены из паспортных данных самого оборудования и прилагаемой к нему технической документации. Аварийные возмущения при несимметричных КЗ могут быть приближенно смоделированы включением в узел повреждения дополнительного шунта, величина индуктивного сопротивления которого выбирается по уровню напряжения прямой последовательности, соответствующему данному виду повреждения. Однако рассмотренная выше информация не позволяет проводить напрямую расчеты токов однофазных коротких замыканий, которые, как правило, являются определяющими при выборе оборудования.

Расчет несимметричных ТКЗ требует как минимум вдвое больше исходных данных, а именно, информации о схеме соединения обмоток трехфазного оборудования, о способе заземления нейтралей, конструкции и взаимном расположении фазных проводов линий электропередач. Вся эта необходимая для расчета информация может быть представлена в виде параметров схем замещения обратной и нулевой последовательностей, а вычисления могут быть проведены с помощью метода *симметричных составляющих* [7, ПК «АРМ СРЗА»].

Получение расчетных схем для расчета ТКЗ для энергосистемы сложной структуры с помощью современных программ традиционно выполняется вручную, что приводит к накоплению ошибок и трудоемким процессам их поиска и устранения.

Ввиду этого представляет практический интерес частичная автоматизация подготовки исходных данных для расчета несимметричных режимов сети в случае, когда исходная информация об электрических параметрах и топологии сети представлена в «формате ЦДУ».

Оперативная оценка величин ТКЗ позволит с большей обоснованностью рекомендовать проектные решения для перспективных схем электрических сетей с номинальным напряжением 110 кВ и выше.

## **Алгоритмы определения параметров схем замещения прямой и нулевой последовательностей**

Согласно [1] все параметры нулевой последовательности могут быть определены при наличии сведений о типе силового оборудования и протяженности ЛЭП. Получение напрямую этой информации по данным из файлов «формата ЦДУ» невозможно. Поэтому представляет практический интерес рассмотрение алгоритмов выявления данной информации.

При построении алгоритмов последовательно рассмотрим следующие основные элементы электрической сети с номинальным напряжением 110 кВ и выше: автотрансформаторы и трехобмоточные трансформаторы, трансформаторы, воздушные и кабельные линии электропередач, синхронные генераторы и компенсаторы, батареи конденсаторов и шунтирующие реакторы, устройства продольной компенсации и токоограничивающие реакторы.

**Выбор типа элемента.** Как правило, схемы замещения, используемые для расчета установившихся симметричных режимов, описываются строго определенным набором параметров. А именно (на примере ПК «RastrWin»):

- воздушная (кабельная) ЛЭП:  $R, X$  (Ом) и  $B < 0$  (мкСм);
- трансформаторная ветвь:  $R, X$  (Ом) и  $K_T$ ;

- линейный реактор:  $R, X$  (Ом);
- идеальный выключатель: нулевые сопротивления.

Очевидно, что по наличию ненулевого параметра ( $B, K_T$ ) определяются воздушная (кабельная) ЛЭП и трансформаторная ветвь соответственно. Отсутствие данных параметров определяют элемент «реактор» (или любое другое последовательное сопротивление, например, УПК) и идеальный выключатель (рис. 1).

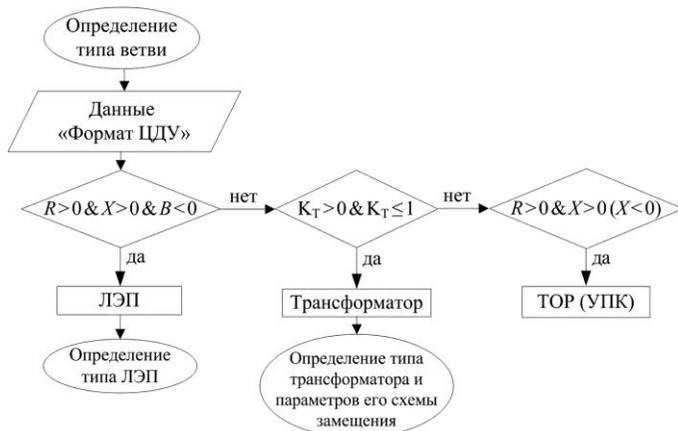


Рис. 1. Блок-схема алгоритма определения типа элемента

Разумеется, набор параметров может быть изменен. Например, в схеме замещения воздушной ЛЭП небольшой протяженности с номинальным напряжением 110 кВ с малой величиной активного сечения фазного проводника может быть опущен параметр « $B$ » (емкостная проводимость). Тогда следует ввести дополнительное условие, например, соотношение активного и реактивного сопротивлений.

Практика показывает, что в большинстве случаев параметры схем замещения электрической сети заданы строго определенным образом, представленным выше.

**Определение типа трансформатора.** На первом этапе следует определить конструктивное исполнение трансформатора: двухобмоточный или трехобмоточный трансформатор.

Известно, что двухобмоточные трансформаторы используются для выдачи мощности в сеть высшего напряжения (блочные повышающие трансформаторы) и для питания потребителя, имеющего более низкий класс напряжения. Двухобмоточные трансформаторы по сравнению с

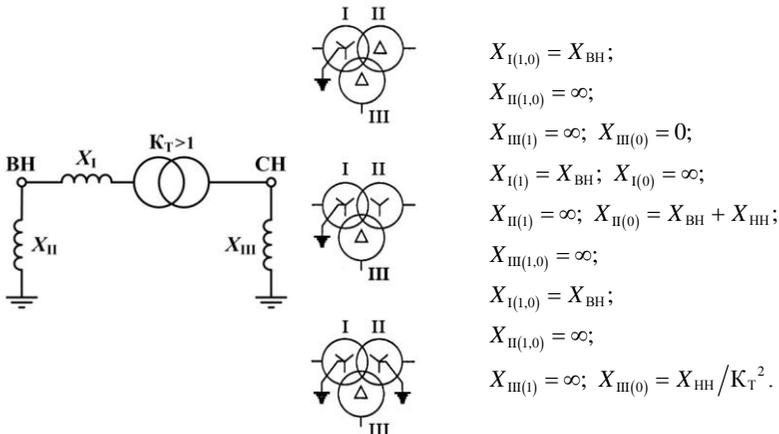
трехобмоточными не предназначены для связи соседних классов напряжения. Данная особенность позволяет четко разделить группу «трансформаторы» на двухобмоточные и трехобмоточные трансформаторы.

Электрические схемы замещения трехобмоточного трансформатора и автотрансформатора однотипны. Очевидно, что их схемы замещения в случае одинаковых схем соединения обмоток для прямой и нулевой последовательностей также имеют схожий вид.

Схема замещения нулевой последовательности двухобмоточного трансформатора определена в [1, с. 21] и зависит от схемы соединения обмоток на стороне низшего напряжения (35 кВ – «звезда с изолированной нейтралью»; менее 35 кВ – «треугольник»).

Следует отметить, что при коаксиальном исполнении обмоток трехобмоточных трансформаторов на одном стержнем магнитопровода индуктивность рассеяния обмотки среднего напряжения близка к нулю. Ввиду этой особенности и с учетом того, что нагрузка на низком напряжении трехобмоточного трансформатора, как правило, мала, при расчете режимов в схеме замещения не используют трехлучевую схему замещения трехобмоточного трансформатора. Вместо нее используется схема замещения, идентичная схеме для двухобмоточного трансформатора.

Учитывая эти особенности, можно перейти от схемы замещения «звезда», предложенной в [1, с. 22], к П-образной схеме замещения с помощью преобразования «звезда-треугольник» и с учетом  $X_{CH} \approx 0$  (рис. 2). Данный переход удобен тем, что количество используемых узлов остается тем же.



**Рис. 2.** П-образная схема замещения и параметры прямой и нулевой последовательностей трехобмоточного трансформатора

Для определения непосредственно величин сопротивлений схемы нулевой последовательности трехобмоточного трансформатора может быть использована либо созданная база данных типовых трансформаторов и функция поиска вида  $X_0 = f(U_{ВН}, U_{СН}, X_{ВН})$  (рис. 3), либо расчет сопротивлений нулевой последовательности может быть выполнен с помощью известных типовых значений напряжения короткого замыкания  $u_k$  для данного типа трансформатора.

**Определение типа ЛЭП.** Данные элементы электрической сети при расчете установившихся режимов имеют один и тот же вид исходных данных. Однако, величины этих параметров при прочих равных условиях (класс напряжения, пропускная способность и т. п.) различны. Вследствие этого необходимо уметь различать эти элементы по исходным данным «формата ЦДУ».

Большая величина активного сечения токоведущей жилы кабельной линии и близость ее фаз обуславливают следующее соотношение ее погонных параметров  $X/R \approx 1-7$  (наибольшее значение достигается прокладкой кабелей с медными жилами треугольником вплотную и заземлением экрана с двух сторон), при этом у ВЛ оно составляет  $X/R \approx 2-8$ . Но строить алгоритм на основе приведенных соотношений является неверным, так как, например, для ЛЭП 110 кВ с малым сечением проводов (70–120 мм<sup>2</sup>) отношение  $X/R \approx 1,04-1,72$ . Также следует отметить, что индуктивное сопротивление кабельной линии, выполненной однофазными кабелями, зависит от способа прокладки последних, определение которого на основе данных «формата ЦДУ» не представляется возможным.

Поэтому построение алгоритма определения типа линии электропередачи (воздушная или кабельная) на основе соотношения  $X/R$  в свою очередь может повлечь существенную ошибку при расчете ТКЗ в сети 110 кВ.

Вследствие этого рекомендуется строить алгоритм по параметру волнового сопротивления прямой последовательности  $Z_{В1}$ , Ом, приближенно определяемого формулой:

$$Z_{В1} = \sqrt{\frac{L_1}{C_1}} = \sqrt{\frac{X_1}{B_1}}, \quad (1)$$

где  $X_1$  – индуктивное сопротивление ветви в «формате ЦДУ», Ом;

$B_1$  – полная емкостная проводимость ветви в «формате ЦДУ», мкСм (для применения формулы (1) следует пересчитать в См).

Для воздушных линий типовое значение  $Z_{В1} \approx 200-400$  Ом, а для кабельных –  $Z_{В1} \approx 50$  Ом.

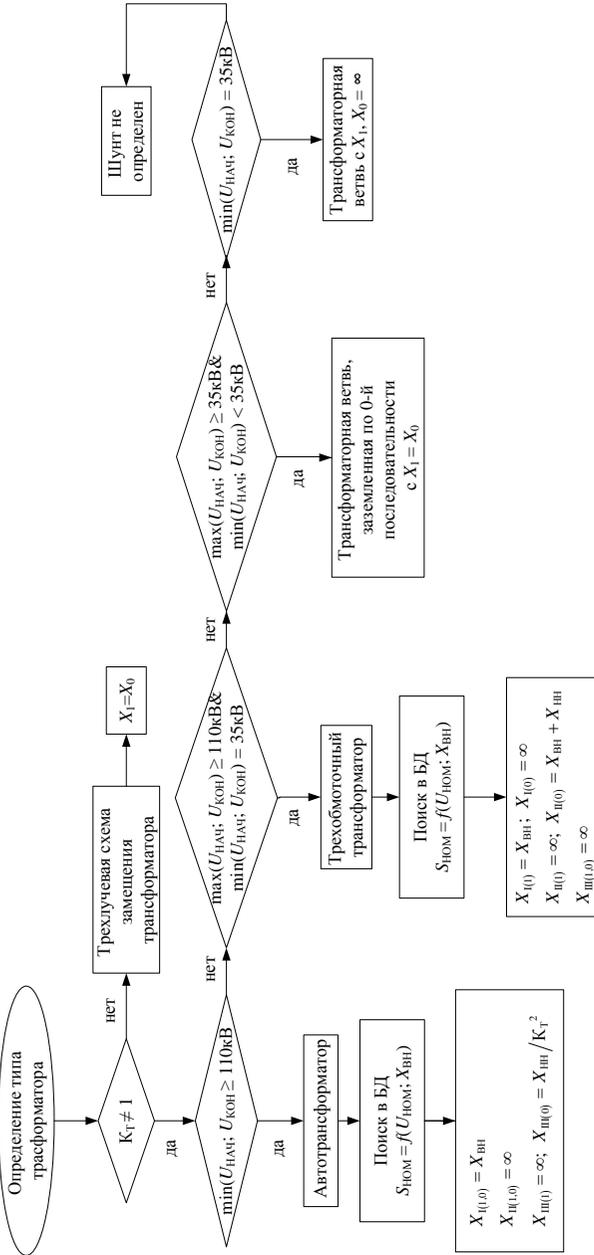


Рис. 3. Блок-схема алгоритма определения типа трансформатора

Волновое сопротивление прямой последовательности  $Z_{B1}$ , определяемое формулой (2), имеет смысл для установившегося (квазиустановившегося) режима, когда токи и напряжения являются синусоидами той или иной частоты (вопросы устойчивости системы, пропускной способности ВЛ, ее натуральной мощности). Поэтому для кабельных линий следует учитывать, что большинство производителей в качестве каталожных технических характеристик кабелей указывают не волновое сопротивление прямой последовательности  $Z_{B1}$ , а собственное волновое сопротивление фазы  $Z_S$ , определяемое выражением

$$Z_S = \frac{60}{\sqrt{\epsilon_{из}}} \ln \left( \frac{r_2}{r_1} \right), \quad (2)$$

где  $\epsilon_{из}$  – относительная диэлектрическая проницаемость изоляции;

$r_1$  – радиус жилы;

$r_2$  – радиус по изоляции.

После определения типа исполнения ЛЭП необходимо определить ее протяженность и сечение активного проводника фазы. Отметим, что точное определение активного сечения фазы воздушной линии является необязательным, так как в расчетах ТКЗ главным образом используется индуктивное сопротивление. Погонное индуктивное сопротивление ВЛ определяется геометрией подвеса проводов на опорах и в пределах класса напряжения практически одинаково. Следовательно, для определения протяженности ВЛ можно использовать усредненное значение погонного индуктивного сопротивления, указанное в справочной литературе [2].

Величина активного сопротивления нулевой последовательности определяется согласно [3]. Величина индуктивного сопротивления нулевой последовательности зависит от многих факторов (наличие грозозащитного троса, сопротивление его заземлению, влияние земли и т. п.), информация о которых не может быть получена из исходных данных расчет установившегося режима электрической сети. Поэтому для упрощения расчетов можно использовать коэффициент  $X_0/X_1$ , приближенные значения которого указаны в [1, с. 40].

В случае кабельной ЛЭП необходимо учитывать, что ее индуктивное сопротивление во многом зависит от способа заземления экрана и типа прокладки фаз (в случае группы однофазных кабелей). Поэтому алгоритм наиболее точного определения протяженности кабельной линии необходимо организовать с помощью параметра погонной емкости прямой последовательности, которую, например, указывает производитель кабеля [4].

Для определения погонной емкости необходимо знать класс напряжения и активное сечение проводящей жилы кабеля. Последнее можно

с достаточной точностью определить с помощью функции поиска вида  $F_{\text{ж}} = f(Z_{\text{в}})$  в созданной базе данных типовых кабельных линий.

Как указывалось выше, производитель кабелей в своих каталогах (в редких случаях) указывает величину собственного волнового сопротивления  $Z_{\text{с}}$ . Поэтому необходим пересчет данной величины в волновое сопротивление прямой последовательности через погонные индуктивность и емкость кабеля по формуле (1). Обычно в каталогах указывается следующая формула для расчета индуктивности (мГн/км):

$$L_{\text{вн}}^* = 0,05 + 0,2 \ln \left( \frac{K \cdot s}{r} \right), \quad (3)$$

где  $K$  – коэффициент, учитывающий способ прокладки фаз группы однофазных кабелей ( $K = 1,0$  – прокладка треугольником,  $K = 1,26$  – прокладка в плоскости);

$s$  – расстояние между осями жил;

$r$  – радиус жилы;

$L_{\text{вн}}^* = 0,05$  мГн/км – внутренняя индуктивность жилы.

Согласно [5] приведенная формула справедлива только для одностороннего заземления экранов или их транспозиции. При простом двустороннем заземлении экранов формула (3) дает индуктивность, которая на 1–50% больше реального значения: малые ошибки характерны при прокладке сомкнутым треугольником, а при прокладке фаз кабеля на расстоянии друг относительно друга ошибка достигает 50%. Данное замечание необходимо учитывать при расчете параметров кабельной линии.

Далее для расчета величин активного и индуктивного сопротивлений кабельной линии с учетом способа прокладки и вида исполнения экрана может быть использован алгоритм, описанный в [5, с. 23–28] (рис. 4).

**Устройства продольной компенсации (УПК) и токоограничивающие реакторы (ТОР)** – это элементы, обладающие пренебрежимо малым активным сопротивлением и большими значениями емкостного и индуктивного сопротивлений. Следовательно, данные ветви однозначно определяются по соотношению заданных для них параметров  $X/R$ , причем для случая УПК соотношение  $X/R < 0$ . При этом элементы как УПК, так и ТОР не имеют взаимной электрической и магнитной связи между фазами. Поэтому  $|X_1| = |X_0|$ .

**Синхронные генераторы и компенсаторы.** Исходная информация для определения данных элементов энергосистемы представлена в структуре описания узлов рассматриваемой схемы. Рассмотрение синхронных машин следует начать с определения их типа: турбогенератор или гидрогенератор.

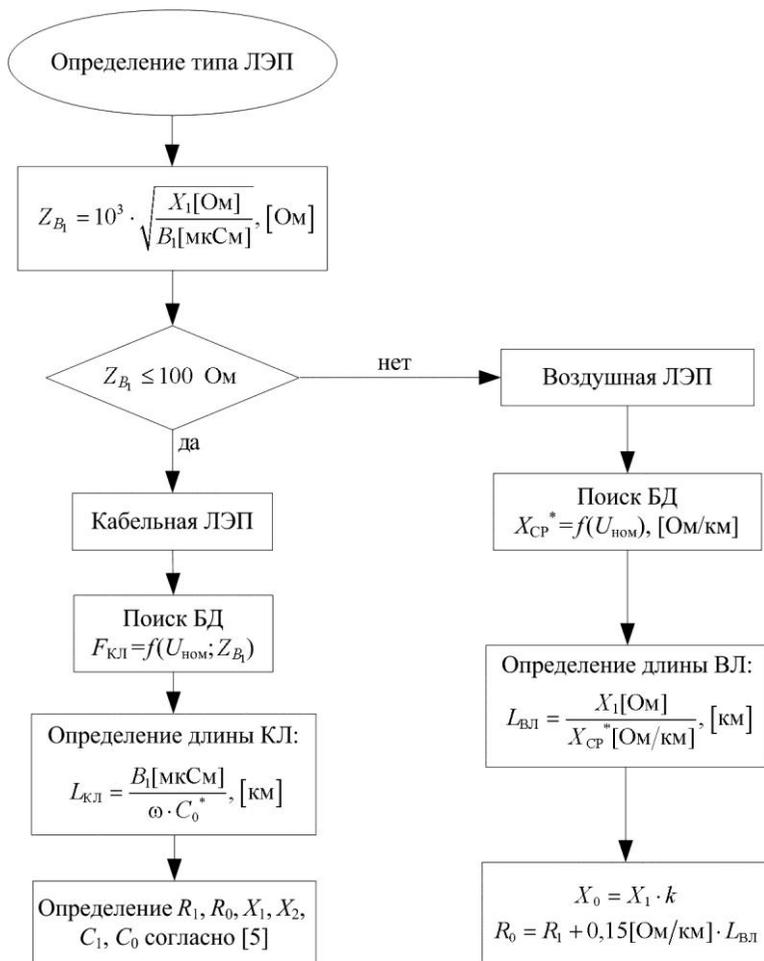


Рис. 4. Блок-схема алгоритма определения типа ЛЭП

Следует отметить, что исходной информации для точного определения типа синхронной машины явно недостаточно, так как не всегда задана номинальная активная (реактивная) мощность генерации, в ряде случаев используется эквивалентная схема и т. д.

Согласно [2] потребление мощности нагрузки собственных нужд энергоблоков следует принимать в соответствии с табл. 1:

Таблица 1

Электростанция		Максимальная нагрузка, СН, %
ТЭЦ	пылеугольная	8–14
	газотурбинная	5–7
КЭС	пылеугольная	6–8
	газотурбинная	3–5
АЭС		5–8
ГЭС	мощностью до 200 МВт	3–2
	свыше 200 МВт	1–0,5

Для новых энергоблоков согласно [6]:

- 6% для АЭС;
- 6% для КЭС при сжигании газа и мазута;
- 8% для КЭС при сжигании угля;
- 8% для ТЭЦ при сжигании газа и мазута;
- 11% для ТЭЦ при сжигании угля;
- 4% для ПГУ, ГТУ;
- 1,5% для ГЭС.

Следовательно, тип станции, а, соответственно, и тип генераторов можно определить по соотношению мощности нагрузки собственных нужд к мощности генерации станции. Далее по полной мощности генерации можно определить номинальные параметры установленных на станции синхронных генераторов по функции поиска  $X_d'' = f(S_{\text{ном}}, U_{\text{ном}})$  в созданной базе данных типовых генераторов или по таблице типовых значений [7, с. 15]:

Таблица 2

Электрические машины в структуре ЭС	$X''$ , о.е.	$E''$ , о.е.
Турбогенераторы мощностью до 100 МВт	0,125	1,08
То же мощностью 100–500 МВт	0,2	1,13
Гидрогенераторы с демпферными обмотками	0,2	1,13
То же без демпферных обмоток	0,27	1,18
Синхронный двигатель	0,2	1,1
Синхронный компенсатор	0,2	1,2

В случае, когда генерация станции представлена в виде эквивалента в узле высшего напряжения, необходимо по величине полной мощности генерации выбрать двухобмоточный трансформатор с ближайшей большей номинальной мощностью. Далее объединить сопротивление прямой последовательности трансформатора с сопротивлением синхронной машины (либо задать ветвь трансформатора).

Подобным образом по полной мощности нагрузки могут быть найдены параметры нулевой последовательности понижающих силовых трансформаторов с учетом перегрузочной способности трансформаторов по ГОСТ 14209-69 [2]. Например, на двухтрансформаторной подстанции мощность трансформатора выбирается такой, чтобы при выходе из строя одного из трансформаторов, другой воспринял бы на себя всю нагрузку без недопустимой перегрузки.

Сверхпереходная ЭДС синхронных машин должна быть рассчитана по формулам [1, с. 42]. Для синхронных генераторов и электродвигателей сверхпереходную ЭДС в предшествующем аварии режиме следует определять по формуле:

$$E''_{|0|} = \sqrt{(U_{|0|} \pm I_{|0|} X''_d \sin \varphi_{|0|})^2 + (I_{|0|} X''_d \cos \varphi_{|0|})^2}, \quad (4)$$

а для синхронных компенсаторов по формуле:

$$E''_{|0|} = U_{|0|} \pm I_{|0|} X''_d. \quad (5)$$

В формулах (4) и (5) знак «+» относится к синхронным машинам, которые к моменту короткого замыкания работали в режиме перевозбуждения, а знак «-» – к работавшим с недовозбуждением.

**Батареи статических конденсаторов (БСК) и шунтирующие реакторы (ШР).** Исходной информацией для данных элементов в «формате ЦДУ» является величина и знак проводимости шунта в узле рассматриваемой схемы. Как и в случае УПК и ТОР, фазы БСК и ШР не имеют взаимной электрической и магнитной связи. Поэтому сопротивления прямой и нулевой последовательностей равны:  $|X_1| = |X_0|$ . Ряд реакторов имеет на стороне низшего напряжения обмотку, соединенную в треугольник. Для них сопротивление в схеме нулевой последовательности должно корректироваться.

## Выводы

Данная методика может быть использована для предварительной оценки величин ТКЗ при проектировании энергосистем, так как исходная информация в «формате ЦДУ» может относиться к районам энергосистемы, которые описываются эквивалентными параметрами, что может

внести неточности в конечный результат. Для получения более точных результатов верификации схемы необходимо:

- задание номинальных мощностей синхронных машин;
- частичный или полный отказ от эквивалентирования параметров исходных схем для расчета установившегося режима;
- использование справочной базы данных основных элементов энергосистемы (синхронные машины, трансформаторы, воздушные и кабельные линии), которая должна содержать следующие параметры оборудования: тип, номинальная полная мощность, номинальное напряжение, величина активного и индуктивного сопротивлений, также, для кабельных линий, технические характеристики кабелей в зависимости от конструкции и номинального напряжения.

Данная методика реализована в программе Microsoft® Office Excel® с использованием простейших логических и статистических функций, а также формул по работе со ссылками и массивами данных. Выходная информация может быть использована в программах для расчета ТКЗ, работающих с форматом \*.xml.

### Список литературы

1. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования/Под ред. Б. Н. Неклепаева. – М.: ЭНАС, 2006. – 144 с.
2. Справочник по проектированию электрических сетей/под ред. Файбисовича Д. Л. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2009. – 392 с.: ил.
3. *Евдокунин Г. А.* Электрические системы и сети. – СПб.: Издательство Сизова М.П., 2004, – 304 с.
4. Руководство пользователя. Кабельные системы с изоляцией из сшитого полиэтилена. АВВ Москабель. – М.: 2008. – 21 с.: ил.
5. *Дмитриев М. В.* Заземление экранов однофазных силовых кабелей 6–500 кВ. – СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2010. – 152 с.
6. Приказ № 486 от 24.12.2009 г. «О порядке формирования (актуализации) перспективных расчетных моделей Единой энергетической системы России (до 15 лет вперед)».
7. *Ульянов С. А.* Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. – М.: Энергия, 1970.

УДК 621.311

В. А. Андреюк, д.т.н.; Н. С. Сказываева; Е. В. Богданов –  
ОАО «НИИПТ», Санкт-Петербург

## **Сравнительное сопоставление математических моделей трех- и четырехконтурных синхронных машин различных программных комплексов**

---

В статье приводится сопоставление моделей трех- и четырехконтурных синхронных машин (СМ), реализованных в разрабатываемом отечественном программном комплексе (ПК) RUSTAB для анализа динамической устойчивости энергосистем, с аналогичными моделями, представленными в наиболее распространенных зарубежных ПК EUROSTAG [1] и PSS<sup>TM</sup>E [2] и отечественных программах НИИПТ. Под программами НИИПТ подразумеваются специально разработанные программы с целью сопоставления и выяснения причин различий между отдельными моделями СМ. В них СМ представлены уравнениями Парка [3], примыкающая энергосистема не учитывалась, ее реакция отображалась характеристикой изменения напряжения на шинах СМ, задаваемой в виде кусочно-линейной функции, аппроксимирующей усредненную кривую изменений напряжений по рассматриваемым ПК. Программы написаны на языке программирования Matlab [4].

Рассматривались следующие трех- и четырехконтурные модели СМ:

1) Модель СМ с обмоткой возбуждения и демпферными обмотками по осям  $d$  и  $q$  на роторе, представленная в форме ЭДС (имеется только в ПК RUSTAB);

2) модель СМ, аналогичная модели, используемой в ПК Мустанг (имеется только в ПК RUSTAB);

3) модель СМ в форме Парка с обмоткой возбуждения и демпферными обмотками по осям  $d$  и  $q$  на роторе (представлена во всех рассматриваемых ПК);

4) модель СМ в форме Парка с обмоткой возбуждения и демпферной обмоткой по оси  $d$  и двумя демпферными обмотками в оси  $q$  на роторе (представлена во всех рассматриваемых ПК).

Модель СМ номер 1 – трехконтурная модель генератора, для которой введение в рассмотрение сверхпереходных электродвижущих сил (ЭДС) требует принятия дополнительных упрощающих допущений, а имен-

но, равенства реактивностей рассеивания всех роторных обмоток в осях  $d$  и  $q$  ( $X_{\sigma fd}, X_{\sigma ld}, X_{\sigma lq}$ ) реактивности рассеивания статорной обмотки ( $X_{\sigma}$ ) [5]. Необходимости принятия этих допущений в действительности нет.

Модель СМ номер 2 «Мустанг» – трехконтурная модель [6] используется в ПК Мустанг [7], получившем широкое распространение в расчетной практике у нас в стране. В этой модели используются, так называемые, расчетные переходная ЭДС и переходная реактивность, не имеющие ясной физической трактовки, что затрудняет инженерам понимание работы модели.

Модель СМ номер 3 – трехконтурная модель разработана в соответствии с уравнениями Парка [3] с тремя обмотками на роторе: обмотка возбуждения, демпферные обмотки в осях  $d$  и  $q$ . В качестве исходных параметров для этой модели используются каталожные данные, что повышает удобство ее использования. Такая модель позволяет достаточно хорошо воспроизводить динамические переходные процессы, асинхронные режимы и режимы ресинхронизации, а также режимы асинхронного пуска синхронных двигателей.

Модель СМ номер 4 разработана в соответствии с уравнениями Парка, имеет четыре контура на роторе: в оси  $d$  – обмотка возбуждения и демпферный контур, в оси  $q$  – два демпферных контура [3]. Такая модель имеется во многих зарубежных ПК, в том числе в EUROSTAG и PSS<sup>TM</sup>Е. В расчетной практике в нашей стране отсутствует опыт использования такой модели, отсутствует также информация об исходных данных для этой модели. В зарубежной практике четырехконтурные модели широко применяются.

Сопоставление моделей СМ осуществлялось путем сравнения результатов расчетов установившихся и переходных режимов, полученных по ПК RUSTAB, с аналогичными результатами, полученными по другим рассматриваемым программам.

В качестве расчетной принята простейшая схема энергосистемы: СМ – линия электропередачи (ЛЭП) – шины бесконечной мощности (ШБМ), приведенная на рис. 1. Такая схема принята для того, чтобы рассматривать процессы собственно самой СМ (узел 1) и устранить влияние на них других объектов энергосистемы. ШБМ (узел 2) моделировались генератором большой мощности и инерции, так как не во всех рассматриваемых программах имеется модель ШБМ. Регулирование скорости и возбуждения на СМ не учитывалось. Параметры СМ приведены в табл. 1, в строке  $T''_{q0}$  в числителе указаны значения для трех-, а в знаменателе – для четырехконтурной СМ.

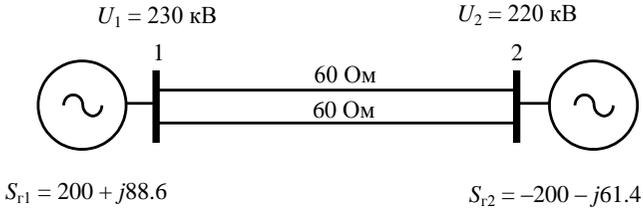


Рис. 1. Схема энергосистемы

Таблица 1

## Параметры СМ

Параметры	Генератор 1	Генератор 2
$P_{Г \text{ ном}}$ , МВт	210	2100000
$\cos\varphi_{\text{ном}}$	0,85	0,85
$U_{Г \text{ ном}}$ , кВ	220	220
$X_d$ , о.е.	1,91	1,91
$X_q$ , о.е.	1,91	1,91
$X_l$ , о.е.	0,159	0,159
$X'_{d\prime}$ , о.е.	0,323	0,323
$X'_{q\prime}$ , о.е.	0,68	0,68
$X''_{d\prime\prime}$ , о.е.	0,21	0,21
$X''_{q\prime\prime}$ , о.е.	0,21	0,21
$T'_{d0\prime}$ , с	6,45	6,45
$T'_{q0\prime}$ , с	1,0	1,0
$T''_{d0\prime\prime}$ , с	0,2	0,2
$T''_{q0\prime\prime}$ , с	0,5 / 0,05	0,5 / 0,05
$T_j$ , с	6,4	1000

## 1. Определение предельных длительностей коротких замыканий и предельных мощностей СМ

Для всех моделей производилось определение предельных длительностей коротких замыканий (к.з.) и предельных по динамической устойчивости активных мощностей генератора 1. В качестве аварийного возмущения рассматривалось: в первом случае проходящее трехфазное к.з. на шинах исследуемого генератора 1, во втором случае – трехфазное к.з. длительностью 0,15 с с отключением одной цепи ЛЭП.

В ПК EUROSTAG для трех и четырехконтурных моделей СМ имеются два вида моделей, отличающихся способами задания исходных данных:

- внешними параметрами (каталожными данными –  $X_d, X_q, X'_d, X''_d, X''_q, T'_{do}, T''_{do}, T''_{qo}$  и для четырехконтурных моделей дополнительно –  $X'_q, T'_{qo}$ ), при этом переход к внутренним параметрам производится по формулам, заложенным в самой программе и отвечающим уточненной методике *Kundur*, широко используемой за рубежом [8];
- внутренними параметрами ( $R_a, L_l, L_{ad}, L_{aq}, L_{fd}, R_{fd}, L_{ld}, R_{ld}, L_{lq}, R_{lq}, L_{2q}, R_{2q}$ ), рассчитанными пользователем по требуемой методике.

Внутренние параметры используются при записи дифференциальных уравнений СМ. В изложенных далее таблицах результатов в столбце EUROSTAG в числителях приведены значения, соответствующие заданию СМ внешними параметрами, в знаменателях – внутренними параметрами, рассчитанными по формулам перехода от внешних параметров к внутренним по методике НИИПТ [9].

В ПК RUSTAB для трех и четырехконтурных моделей СМ реализовано два вида моделей, отличающихся способами расчета внутренних параметров: по упрощенной методике *Kundur* [8], используемой также в ПК PSS<sup>TM</sup>E, и по методике НИИПТ. В приведенных далее таблицах результатов в столбце RUSTAB в числителях приведены значения, полученные с использованием упрощенной методики *Kundur*, в знаменателях – методики НИИПТ.

Возможность расчета внутренних параметров по методике НИИПТ в ПК RUSTAB позволила провести сравнительные расчеты для трех- и четырехконтурных моделей СМ по трем ПК: RUSTAB, EUROSTAG и ПК НИИПТ, с внутренними параметрами, рассчитанными по методике НИИПТ. Эту группу моделей назовем условно первой группой. Все модели СМ этой группы описываются уравнениями Парка, в них используются одинаковые внутренние параметры, рассчитанные по методике НИИПТ.

Под упрощенной методикой *Kundur*, используемой в ПК RUSTAB и PSS<sup>TM</sup>E, подразумевается использование задаваемых в исходных данных

постоянных времени при разомкнутой обмотке статора  $T'_{do}$ ,  $T'_{qo}$ ,  $T''_{do}$ ,  $T''_{qo}$  в качестве внутренних параметров – собственных постоянных времени роторных контуров. Трех и четырехконтурные модели СМ, для которых применена эта методика перехода от внешних к внутренним параметрам, назовем условно второй группой.

К третьей группе рассмотренных моделей СМ относятся трех- и четырехконтурные модели СМ ПК EUROSTAG, задаваемые внешними параметрами, для которых внутренние параметры рассчитываются по уточненной методике *Kundur*. Сравнение этих моделей с аналогичными моделями других ПК невозможно из-за их отсутствия в других ПК.

К четвертой группе рассмотренных моделей СМ относятся трехконтурные модели в форме ЭДС и «Мустанг», они имеются только в ПК RUSTAB. Эти модели отличаются от всех предшествующих моделей формой записей самих уравнений СМ.

В табл. 2 и 3 приведены соответственно предельные времена отключения коротких замыканий, предельные активные мощности исследуемого генератора и погрешности (в скобках) для всех указанных выше моделей СМ. Погрешности оценивались относительно результатов, полученных по ПК EUROSTAG при задании СМ внутренними параметрами, рассчитанными по методике НИИПТ. Помимо этого, в табл. 2 и 3 для трехконтурной и четырехконтурной моделей Парка приведены результаты для следующих вариантов их представления:

- для явнополюсной СМ ( $X_d = 1,91$  о.е.,  $X_q = 1,5$  о.е.);
- для неявнополюсной СМ ( $X_d = X_q = 1,91$  о.е.);
- для трехконтурной модели Парка ПК RUSTAB и EUROSTAG при неравенстве сверхпереходных сопротивлений по продольной и поперечной осям машины ( $X''_d = 0,21$  о.е. и  $X''_q = 0,28$  о.е.), в моделях НИИПТ и PSS<sup>ТМЕ</sup> заложено их равенство.

Из табл. 2, 3 видно, что предельные времена к.з. и предельные активные мощности генератора для большинства моделей хорошо согласуются по всем ПК. Расхождения имеются в модели «Мустанг» ПК RUSTAB – погрешность в предельном времени к.з. составляет 2,3%, в предельной мощности – 3,3% и определяется отличной от остальных моделей формой записи уравнений СМ. Наибольшие расхождения наблюдаются в трех и четырехконтурных моделях ПК EUROSTAG, задаваемых внешними параметрами, максимальная погрешность в величине предельного времени к.з. составляет 2,7%, в величине предельной мощности – 3,9%. Причина этих расхождений заключается в различии внутренних параметров СМ, полученных по различным методикам перехода от внешних параметров к внутренним (*Kundur*, НИИПТ).

Таблица 2

**Предельные времена отключения трехфазного короткого замыкания  
на шинах генератора**

Номера моделей	ПВК Тип модели СМ	Предельные времена отключения к.з. (с) и погрешности (%)			
		RUSTAB	НИИПТ	EUROSTAG	PSS <sup>TM</sup> E
1	Трехконтурная модель в форме ЭДС	0,217(0,9)	–	–	–
2	Трехконтурная модель «Мустанг»	0,214(2,3)	–	–	–
3	Трехконтурная модель Парка (неявнополусная)	0,218(0,5)	0,218(0,5)	0,213(2,7)	0,218(0,5)
		0,220(0,5)		0,219	
3	Трехконтурная модель Парка (явнополусная)	0,222(0)	0,222(0)	0,216(2,7)	0,222(0)
		0,223(0,5)		0,222	
3	Трехконтурная модель Парка ( $X''_d \neq X''_q$ )	0,220(0)	отсутствует	0,214(2,7)	отсутствует
		0,221(0,5)		0,220	
4	Четырехконтурная модель Парка (неявнополусная)	0,226(0)	0,225(0,4)	0,221(2,2)	0,226(0)
		0,227(0,4)		0,226	
4	Четырехконтурная модель Парка (явнополусная)	0,231(0)	0,231(0)	0,226(2,2)	0,231(0)
		0,232(0,4)		0,231	

## 2. Сравнение характера изменения переходных процессов СМ

Помимо определения предельных возмущений и режимных параметров, производилось сравнение самих переходных процессов для всех рассматриваемых моделей СМ. Для этой цели рассчитаны переходные процессы при проходящем трехфазном к.з. на шинах исследуемого генератора 1 длительностью 0,2 с при его исходной активной мощности 200 МВт. Производилось сопоставление всех рассчитываемых переменных СМ: напряжений, скольжений и углов роторов, токов статора, активных и реактивных мощностей, переходных и сверхпереходных ЭДС. Определялись максимальные погрешности относительно значений модели ПК

Таблица 3

**Предельные активные мощности генераторов при трехфазном коротком замыкании на его шинах и отключении одной цепи ЛЭП**

Номера моделей	ПК Тип модели СМ	Предельные активные мощности (МВт) и погрешности (%)			
		RUSTAB	НИИПТ	EUROSTAG	PSS <sup>ТМЕ</sup>
1	Трехконтурная модель в форме ЭДС	240(1,2)	–	–	–
2	Трехконтурная модель «Мустанг»	235(3,3)	–	–	–
3	Трехконтурная модель Парка (неявнополюсная)	241(0,8)	241(0,8)	234(3,7)	242(0,4)
		243(0)		243	
3	Трехконтурная модель Парка (явнополюсная)	246(0,4)	246(0,4)	238(3,6)	246(0,4)
		248(0,4)		247	
3	Трехконтурная модель Парка ( $X''_d \neq X''_q$ )	243(0,4)	отсутствует	235(3,7)	отсутствует
		245(0,4)		244	
4	Четырехконтурная модель Парка (неявнополюсная)	251(0)	250(0,4)	244(2,8)	252(0,4)
		252(0,4)		251	
4	Четырехконтурная модель Парка (явнополюсная)	257(0,4)	257(0,4)	248(3,9)	257(0,4)
		259(0,4)		258	

EUROSTAG с внутренними параметрами по методике НИИПТ. Для иллюстрации приведем наиболее характерные, отличающиеся переменные. На рис. 2–7 приведены графики изменений соответственно углов роторов генератора, его активных мощностей, переходных ЭДС холостого хода и обмотки возбуждения ( $E_q, E'_q$ ), сверхпереходных ЭДС по продольной и поперечной осям ( $E''_d, E''_q$ ) для восьми рассматриваемых трехконтурных моделей. На графиках приняты следующие обозначения. Модели СМ первой группы: 1 – переменные модели Парка ПК RUSTAB, заданной внутренними параметрами по методике НИИПТ, 2 – ПК EUROSTAG с внутренними параметрами по методике НИИПТ, 3 – программы НИИПТ. Модели второй группы: 4 – переменные модели Парка ПК RUSTAB,

заданной внутренними параметрами по упрощенной методике *Kundur*, 5 – ПК PSS<sup>ТМЕ</sup>. Модель третьей группы ПК EUROSTAG, заданной внешними параметрами, изображена под номером 6. Модели четвертой группы в форме ЭДС и «Мустанг» отображены соответственно под номерами 7 и 8.

Видно, что уже в доаварийном режиме наблюдаются различия в значениях некоторых переменных для отдельных моделей, а именно:

- в величинах переходных ЭДС обмотки возбуждения ( $E'_q$ ) модели «Мустанг» ПК RUSTAB ( $E'_q=225$  кВ), в остальных моделях – 228 кВ, погрешность составляет 1,3%;
- в величинах переходных ЭДС обмотки возбуждения ( $E'_q$ ) модели ПК EUROSTAG, задаваемой внешними параметрами ( $E'_q = 239$  кВ), погрешность составляет 4,8%;
- в величинах сверхпереходных ЭДС по поперечной оси ( $E''_q$ ) моделей в форме ЭДС и «Мустанг» ПК RUSTAB,  $E''_q = 200$  кВ для обеих этих моделей, в остальных моделях – 192 кВ, погрешность составляет 4,2%.

Эти различия определяются указанными ранее причинами.

Из графиков видно, что для всех переменных рассматриваемых моделей постоянные времени затухания, частоты их колебаний близки, хотя наблюдаются некоторые различия в амплитудах колебаний отдельных переменных. Анализ графиков показывает, что все кривые разделяются на указанные выше четыре группы. Все переменные моделей первой группы (модели ПК RUSTAB, EUROSTAG и программы НИИПТ, задаваемые внутренними параметрами по методике НИИПТ), практически полностью совпадают между собой (кривые 1, 2, 3). Для моделей, входящих во вторую группу (модели ПК RUSTAB и PSS<sup>ТМЕ</sup>, задаваемые внутренними параметрами по упрощенной методике *Kundur*), для всех переменных также наблюдается практически полное совпадение (кривые 4, 5). Имеющиеся различия в результатах между этими двумя группами, как уже было сказано выше, объясняются различиями в величинах внутренних параметров СМ.

В табл. 4 приведены максимальные погрешности амплитуд наиболее характерных переменных ( $\delta$ ,  $P_r$ ,  $E_q$ ,  $E'_q$ ,  $E''_d$ ,  $E''_q$ ,  $E'_d$ ) для всех рассматриваемых моделей СМ. Учитывая, что результаты между моделями внутри первых двух групп практически совпадают, принимались погрешности всех моделей группы I, равными нулю, и оценивались погрешности моделей групп II, III и моделей в форме ЭДС и «Мустанг» относительно модели СМ ПК EUROSTAG, задаваемой внутренними параметрами по методике НИИПТ.

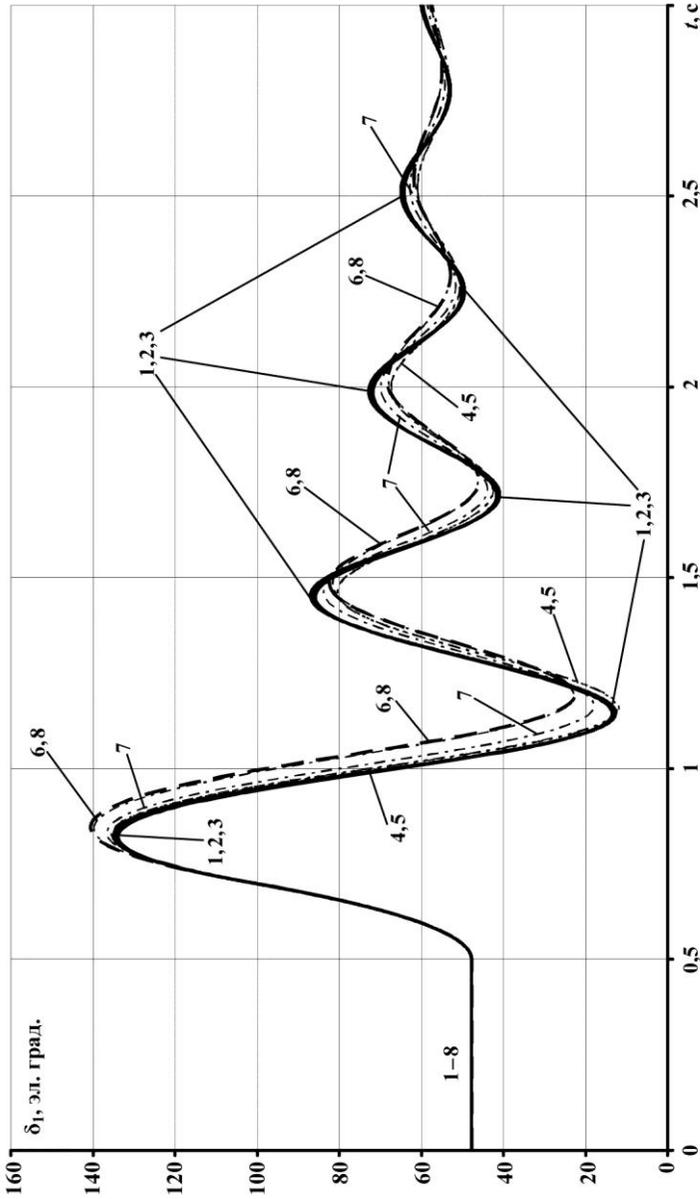


Рис. 2. Графики изменений углов генератора 1 в режиме проходящего трехфазного короткого замыкания:

- I группа моделей: 1 – RUSTAB\_Парк\_НИИПТ; 2 – Eurostag\_НИИПТ; 3 – НИИПТ;
- II группа моделей: 4 – RUSTAB\_Парк; 5 – PSSTME; — III группа моделей: 6 – Eurostag\_внешн;
- IV группа моделей: 7 – RUSTAB\_ЭДС; 8 – RUSTAB\_Mustang

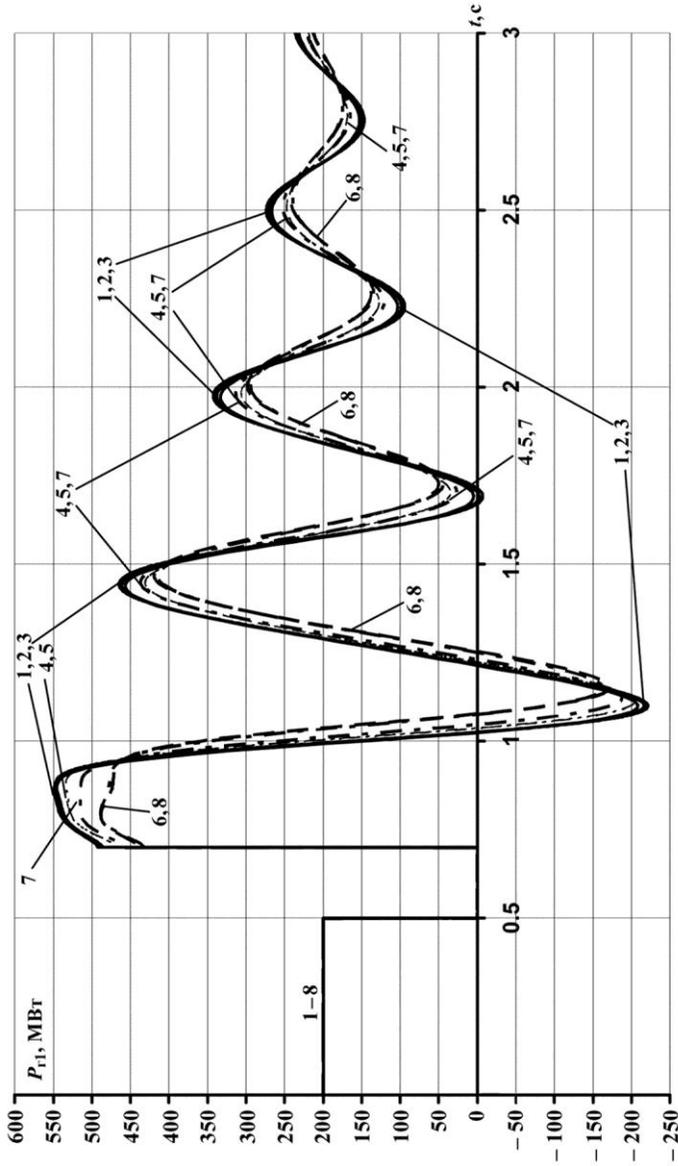


Рис. 3. Графики изменений активных мощностей генератора 1 в режиме проходящего трехфазного короткого замыкания:  
 I группа моделей: 1 – RUSTAB\_Парк\_НИИПТ; 2 – Eurostag\_НИИПТ; 3 – НИИПТ;  
 II группа моделей: 4 – RUSTAB\_Парк; 5 – PSS<sup>TM</sup>E; — — — III группа моделей: 6 – Eurostag\_внешн;  
 — · · — IV группа моделей: 7 – RUSTAB\_ЭДС; 8 – RUSTAB\_Mustang

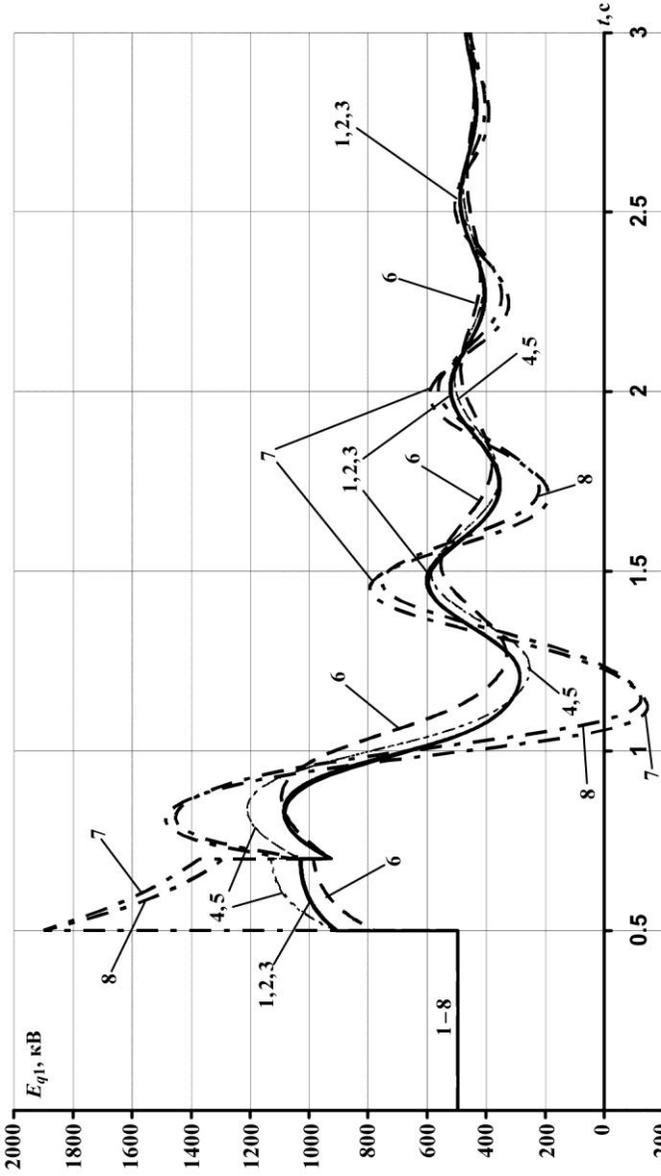


Рис. 4. Графики изменений ЭДС холостого хода  $E_0$  генератора I в режиме прохождения трехфазного короткого замыкания: — I группа моделей: 1 – RUSTAB Парк НИИПТ; 2 – Eurostag\_НИИПТ; 3 – НИИПТ; — II группа моделей: 4 – RUSTAB Парк; 5 – PSS3ME; — III группа моделей: 6 – Eurostag\_внешн; — IV группа моделей: 7 – RUSTAB ЭДС; 8 – RUSTAB Mustang

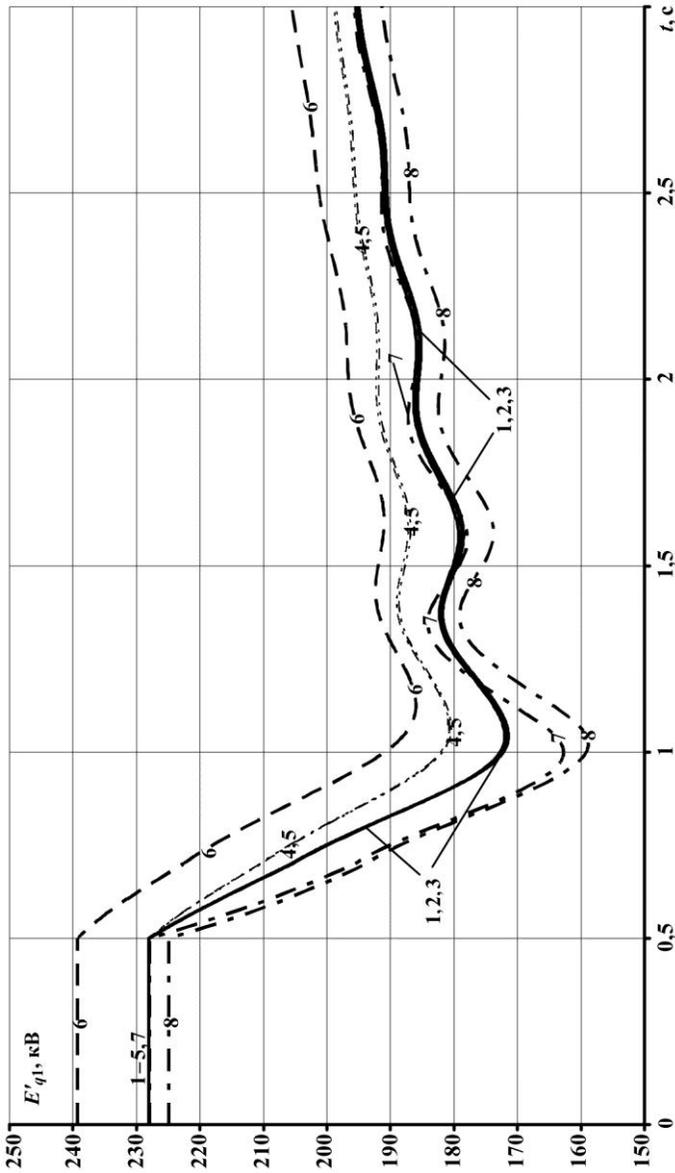


Рис. 5. Графики изменений переходных ЭДС обмотки возбуждения  $E'_{q1}$  генератора 1 в режиме проходящего трехфазного короткого замыкания:

— I группа моделей: 1 – *RUSTAB\_Парк\_НИИПТ*; 2 – *Eurostag\_НИИПТ*; 3 – НИИПТ;

— · · · II группа моделей: 4 – *RUSTAB\_Парк*; 5 – *PSS<sup>TM</sup>E*; — — — III группа моделей: 6 – *Eurostag\_внешн*;

— · — IV группа моделей: 7 – *RUSTAB\_ЭДС*; 8 – *RUSTAB\_Mustang*

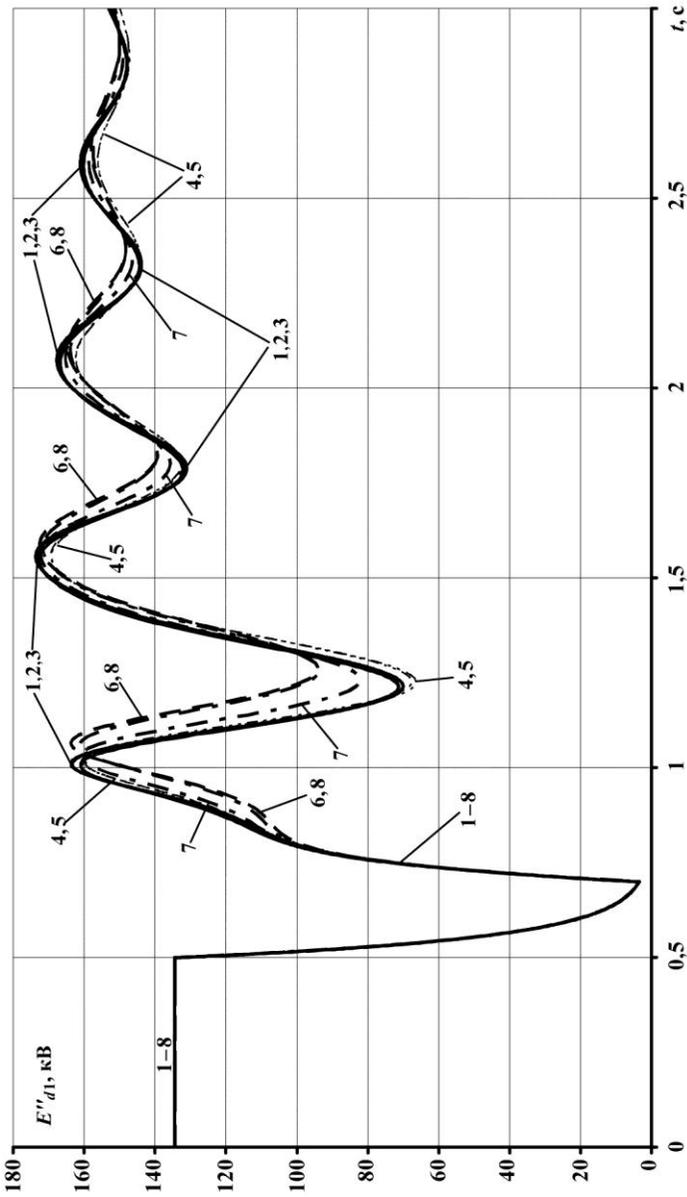


Рис. 6. Графики изменений сверхпереходных ЭДС  $E''_{dl}$  генератора 1 в режиме проходящего трехфазного короткого замыкания: — I группа моделей: 1 – RUSTAB Парк НИИПТ; 2 – Eurostag\_НИИПТ; 3 – НИИПТ; — II группа моделей: 4 – RUSTAB Парк; 5 – PSS<sup>TM</sup>E; — III группа моделей: 6 – Eurostag\_внешн; — IV группа моделей: 7 – RUSTAB\_ЭДС; 8 – RUSTAB\_Mustang

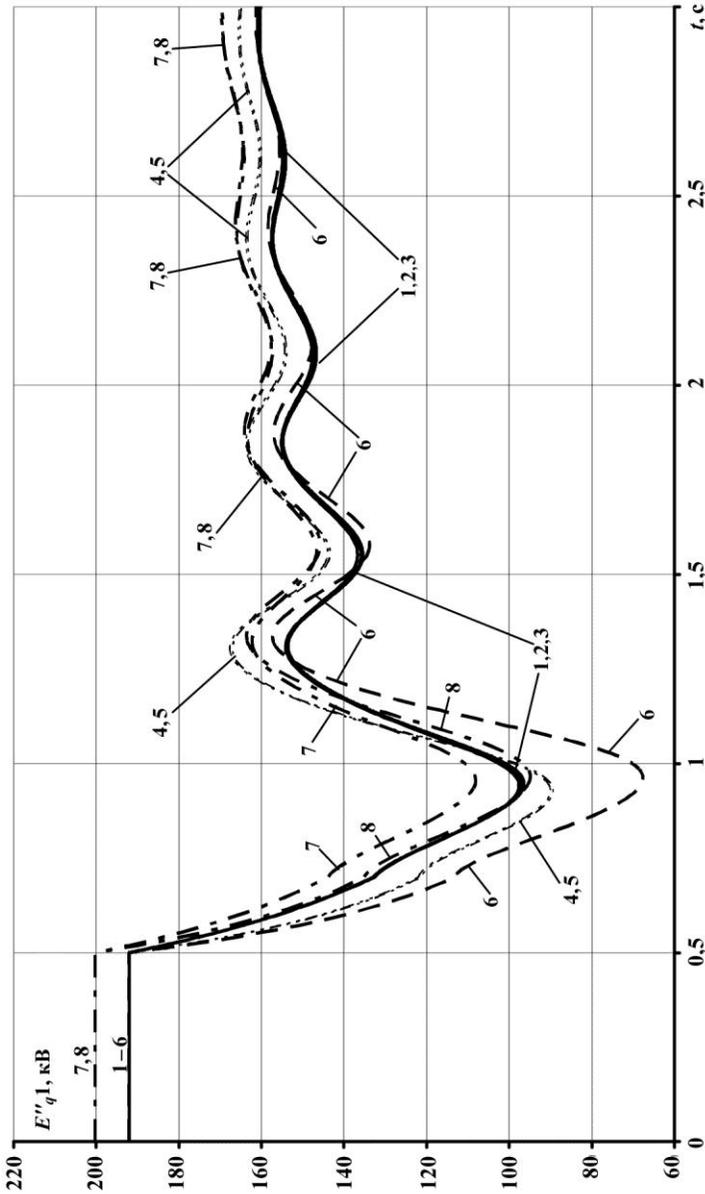


Рис. 7. Графики изменений сверхпереходных ЭДС  $E''_q$  генератора I в режиме проходящего трехфазного короткого замыкания: — I группа моделей: 1 – RUSTAB\_Парк\_НИИПТ; 2 – Eurostag\_НИИПТ; 3 – НИИПТ; — II группа моделей: 4 – RUSTAB\_Парк; 5 – PSS<sup>TM</sup>E; — III группа моделей: 6 – Eurostag\_внешн; — IV группа моделей: 7 – RUSTAB\_ЭДС; 8 – RUSTAB\_Mustang

Таблица 4

Таблица максимальных погрешностей амплитуд переменных рассматриваемых моделей СМ

Переменная	Погрешности, %			
	Модели СМ II группы	Модель СМ III группы	Модель СМ в форме ЭДС	Модель СМ «Мустанг»
1	2	3	4	5
$\delta$	0	-3,7	-2,2	-3,7
	0,8	-2,3		
$P_r$	1,6	10,7	4,7	10,7
	4,3(2)	11,8(2)		
$E_q$	-8,6	5,0	> 100	> 100
	-8,4	5,2		
$E'_q$	-5,2	-8,3	5,1	7,4
	-5,1	-9,1		
$E''_d$	0(2)	-38,0(2)	-9,0(2)	-38,0(2)
	5,9(2)	-49,0(2)		
$E''_q$	7,7	30,8	-10,4	2,7
	5,8	23,5		
$E'_d$	0(2)	-13,7(2)	-	-

Указанные погрешности вычислены в основном для первого максимума (минимума) амплитуды, но в связи с тем, что определялась максимальная погрешность, иногда она оценивалась по второму качанию, эти случаи в табл. 4 отмечены – (2). Учитывая, что первые три группы включают трех и четырехконтурные модели, в столбцах 2 и 3 табл. 4 в числителях указаны значения для трех-, а в знаменателях – для четырехконтурных моделей.

Из табл. 4 и приведенных графиков видно, что наибольшие погрешности наблюдаются в модели ПК EUROSTAG, задаваемой внешними параметрами (кривые 6 на графиках и значения столбца 3 табл. 4), и моделях в форме ЭДС и «Мустанг» ПК RUSTAB (кривые 7, 8 и столбцы 4, 5

табл. 4). Самые существенные различия наблюдаются в характере изменений ЭДС холостого хода ( $E_a$ ): погрешности в амплитудах колебаний для моделей в форме ЭДС и «Мустанг» ПК RUSTAB (кривые 7, 8 рис. 4) превышают 100%. Что касается переходной ЭДС ( $E'_a$ ) (рис. 5), то, как было отмечено выше, уже в исходном режиме имеются различия в ее значениях между моделями, которые сохраняются в переходном и послеаварийном режимах. Существенные различия наблюдаются также в амплитудах сверхпереходных ЭДС по продольной оси ( $E''_d$ ) (рис. 6): максимальная погрешность в амплитудах для трехконтурных моделей ПК EUROSTAG, задаваемой внешними параметрами, и «Мустанг» ПК RUSTAB составила примерно  $-38,0\%$ , для четырехконтурной модели приблизительно  $-49\%$ . Максимальная погрешность в амплитудах ЭДС по поперечной оси ( $E''_q$ ) (рис. 7) для трехконтурной модели ПК EUROSTAG, задаваемой внешними параметрами составила примерно  $30,8\%$ , для четырехконтурной  $23,5\%$ .

## Выводы

1. Рассмотрено восемь трехконтурных и шесть четырехконтурных моделей СМ (отсутствуют модели в форме ЭДС и «Мустанг» ПК RUSTAB), реализованных в ПК RUSTAB, EUROSTAG, PSS<sup>TME</sup> и программах НИИПТ.

2. Все трехконтурные модели разделяются на 4 группы, первые три группы являются общими и для четырехконтурных моделей. Первые три группы моделей отличаются между собой внутренними параметрами, рассчитанными по различным методикам перехода от внешних параметров к внутренним (НИИПТ, упрощенная и уточненная методики *Kundur*), реализованным в рассматриваемых ПК. Четвертая группа (трехконтурные модели в форме ЭДС и «Мустанг» ПК RUSTAB) отличается от всех остальных моделей формой записи самих уравнений СМ.

3. Результаты расчетов внутри групп (первых двух) как для трех, так и для четырехконтурных моделей СМ, практически полностью совпадают. Имеющиеся различия между группами объясняются различиями во внутренних параметрах СМ.

4. Из всех выделенных групп правильные результаты, по нашему мнению, дает первая группа моделей, а именно, модели Парка ПК EUROSTAG, Парк ПК RUSTAB и НИИПТ, задаваемые внутренними параметрами, рассчитанными по методике НИИПТ.

5. В моделях второй группы (модель Парк ПК RUSTAB, задаваемая внутренними параметрами по упрощенной методике *Kundur*, и модель PSS<sup>TME</sup>, использующая такую же методику), задаваемые в исходных

данных постоянные времени при разомкнутой обмотке статора  $T'_{do}$ ,  $T'_{qo}$ ,  $T''_{do}$ ,  $T''_{qo}$  используются в качестве внутренних параметров – собственных постоянных времени роторных контуров. Этим объясняются имеющиеся отличия в характере изменения режимных параметров для моделей этой группы по сравнению с моделями первой группы. Такая подмена постоянных времени роторных контуров не корректна.

6. В модели EUROSTAG, задаваемой внешними параметрами, входящей в третью группу, по нашему мнению, содержится некорректность, связанная с вычислением переходной ЭДС  $E'_q$  уже в исходном установленном режиме, которая, естественно, проявляется и в переходных режимах.

7. В моделях в форме ЭДС и «Мустанг» ПК RUSTAB неправильно воспроизводится ток возбуждения. Поскольку ток возбуждения так же, как и ЭДС холостого хода, являются важнейшими режимными характеристиками переходного процесса, то неправильное его воспроизведение является недопустимым, тем более, что производная от этого тока вводится в канал стабилизации практически всех систем АРВ. Область применения этой модели должна быть ограничена расчетами, в которых не учитывается регулирование возбуждения (поддерживается постоянство напряжения на возбудителе), или в регуляторах возбуждения не используются сигналы по току ротора или его производной.

8. В ПК RUSTAB для трех и четырехконтурных моделей Парка реализованы две методики расчета внутренних параметров – НИИПТ и упрощенная методика *Kundur*. Для широкого использования следует рекомендовать применение методики НИИПТ перехода от внешних параметров к внутренним, поскольку в этом случае результаты расчетов оказываются одинаковыми в случае ПК RUSTAB, EUROSTAG и НИИПТ.

## Список литературы

1. *Fillatre O., Evrard C., Paschini P., Bihain A., Karoui K., Antoine J. P.* A Powerful Tool for Simulation of Unbalanced Phenomena: Hong-Kong, APSCOM, 1997.
2. *Lynch C. A., Tait I. C.* PSS/E's advanced analytical and graphical techniques in system operation and planning. Interactive Graphic Power System Analysis Programs: IEE Colloquium on London, 1992.
3. *Park R. H.* Two-Reaction Theory of Synchronous Machines – Generalized Method of Analysis – Part I, AIEE Trans., Vol. 48, pp. 716–727, 1929; Part II, 52, pp. 352–355, 1933.

4. Кетков Ю. Л., Кетков А. Ю., Шульц М. М. MATLAB 7 программирование, численные методы. СПб, БХВ–Петербург, 2005.
5. Гуревич Ю. Е., Либова Л. Е. Применение математических моделей электрической нагрузки в расчетах устойчивости энергосистем и надежности электроснабжения промышленных потребителей – М.: ЭЛЕКС-КМ, 2008.
6. Hammons T. J., Winning D. J. Comparison of synchronous machine models in the study of the transient behaviour of electric power system: Proceedings of the IEE, 1971, Vol. 118, №10, October.
7. Первушин Ю. П., Иванов В. П. Совершенствование средств анализа переходных процессов для повышения эффективности противоаварийного управления режимами энергосистем. Рига. ЛатНИИТИ. 1985.
8. Prabha Kundur. Power System Stability and Control – USA; McGraw-Hill, 1994, p. 1176.
9. Андреюк В. А. Соотношения между внешними и внутренними параметрами синхронной машины. Известия НИИ постоянного тока, № 64, 2010.

УДК 621.3.088

Й. Штефка, к.т.н. – ОАО «НИИПТ», Санкт-Петербург

## Компенсация частотной погрешности при цифровых измерениях параметров электрического тока промышленной частоты

---

К настоящему времени использование вычислительных устройств и цифровых методов измерений стало нормой. Энергосистемы ряда стран оснащены системами векторных измерений. С 2005 г. аналогичная система, названная системой мониторинга переходных процессов (СМПП) вводится в энергообъединениях ЕЭС/ОЭС России [1].

Основные параметры режима электрической сети при цифровых измерениях в электроэнергетике получают расчетным путем на основании измеренных мгновенных значений трехфазных токов и напряжений. При расчетах параметров может появиться дополнительная частотная погрешность, обусловленная несовпадением расчетного периода токов и напряжений с фактически имеющимся в системе. В работе предложена методика компенсации этой погрешности и оценена дополнительная частотная погрешность при отсутствии такой компенсации. Рассматриваемые ниже алгоритмы расчета косвенных параметров используют первую гармонику напряжений и токов. Предполагается, что для повышения точности высшие гармоники всех колебаний предварительно отфильтрованы.

Синусоидальный сигнал  $y$  заданной частоты и амплитуды можно представить в виде:

$$y = a \cos(2\pi ft) + b \sin(2\pi ft), \quad (1)$$

где  $f$  – частота,  $a$ ,  $b$  – составляющие амплитуды. Здесь использована форма записи синусоидального сигнала, принятая в теории рядов Фурье. Метод комплексных амплитуд традиционно использует запись синусоиды, в которой коэффициенты  $a$  и  $b$  меняются местами. Поэтому комплексную запись сигнала (1) следует представить в виде:

$$\dot{y} = b + ja, \quad (2)$$

где  $j$  – мнимая единица. Это обстоятельство следует учитывать при расчете фазы и активной, и реактивной мощностей с использованием комплексного метода по полученным ниже формулам.

Если известна частота  $f$ , составляющие  $a$  и  $b$ , можно определить по формулам Эйлера – Фурье для первой гармоники разложения в ряд

Фурье по периоду  $1/f$ . Коэффициенты разложения для остальных гармоник в этом случае равны нулю. На практике текущая частота неизвестна, поэтому разложение в ряд производится на отрезке  $1/f_0$ . Значение частоты  $f_0$  фиксировано и выбирается близким к  $f$ . Их разность обозначена  $\Delta f = f - f_0$ . В разложении в ряд Фурье при несовпадении частот будут присутствовать составляющие всех гармоник. Для уменьшения влияния помех на точность расчета составляющих можно использовать, в общем случае, увеличенный в  $n$  раз отрезок  $-n/f_0$ . Формулы для определения коэффициентов разложения, обозначенные заглавными буквами, можно записать следующим образом:

$$A_l = \frac{2f_0}{n} \int_0^{n/f_0} y(t) \cos(2\pi f_0 l t) dt, \quad B_l = \frac{2f_0}{n} \int_0^{n/f_0} y(t) \sin(2\pi f_0 l t) dt, \quad (3)$$

откуда после подстановки из (1) в (3) получается:

$$A_l = \frac{2 \frac{\Delta f}{f_0} \left(1 + \frac{\Delta f}{f_0}\right)}{\left(1 + \frac{\Delta f}{f_0}\right)^2 - l^2} \cdot \left( a \frac{\sin\left(2\pi n \frac{\Delta f}{f_0}\right)}{2\pi n \frac{\Delta f}{f_0}} + b \frac{1 - \cos\left(2\pi n \frac{\Delta f}{f_0}\right)}{2\pi n \frac{\Delta f}{f_0}} \right), \quad (4)$$

$$B_l = \frac{2l \frac{\Delta f}{f_0}}{\left(1 + \frac{\Delta f}{f_0}\right)^2 - l^2} \cdot \left( -a \frac{1 - \cos\left(2\pi n \frac{\Delta f}{f_0}\right)}{2\pi n \frac{\Delta f}{f_0}} + b \frac{\sin\left(2\pi n \frac{\Delta f}{f_0}\right)}{2\pi n \frac{\Delta f}{f_0}} \right),$$

при  $l = 1, 2, \dots$

Уравнения (4) линейны относительно составляющих  $a$  и  $b$ . Определив при некотором значении  $l$  значения  $A_l$  и  $B_l$ , можно вычислить исходные значения коэффициентов, считая  $\Delta f$  известным, по формулам:

$$a = \pi n \frac{\left(1 + \frac{\Delta f}{f_0}\right)^2}{2} \cdot \frac{\sin\left(2\pi n \frac{\Delta f}{f_0}\right)}{1 - \cos\left(2\pi n \frac{\Delta f}{f_0}\right)} \cdot \frac{A_l}{1 + \frac{\Delta f}{f_0}} - \frac{B_l}{l}, \quad (5)$$

$$b = \pi n \frac{\left(1 + \frac{\Delta f}{f_0}\right)^2}{2} \cdot \frac{A_l}{1 + \frac{\Delta f}{f_0}} + \frac{\sin\left(2\pi n \frac{\Delta f}{f_0}\right)}{1 - \cos\left(2\pi n \frac{\Delta f}{f_0}\right)} \cdot \frac{B_l}{l}.$$

Для того, чтобы воспользоваться формулой (5), надо определить отклонение частоты  $\Delta f$ . Из (4) следует, что отношения  $A_l/A_1$  и  $B_l/B_1$  зависят только от  $l$  и  $\Delta f$ . Так для первого отношения справедливо:

$$\frac{A_l}{A_1} = \frac{\left(1 + \frac{\Delta f}{f_0}\right)^2 - 1}{\left(1 + \frac{\Delta f}{f_0}\right)^2 - l^2}. \quad (6)$$

Отсюда следует формула для определения значения отклонения частоты:

$$\frac{\Delta f}{f_0} = \sqrt{\frac{1 - l^2 \cdot \frac{A_l}{A_1}}{1 - \frac{A_l}{A_1}}} - 1. \quad (7)$$

Аналогичную формулу можно получить и на основании второго отношения. Для определения  $\Delta f$  следует использовать ту из формул, для которой больше текущее значение коэффициентов.

Отклонение частоты можно определить и по коэффициентам, полученным при одном значении  $l$ , если они относятся к разным моментам времени в предположении, что частота постоянна. Пусть  $A_1^1, B_1^1$  определены в момент  $t$ , а  $A_1^2, B_1^2$  в момент  $t + m/f_0$ . Истинные коэффициенты соответственно будут:  $a_1^1, b_1^1$  и  $a_1^2, b_1^2$ . Приравнивая разность фаз, вычисленную по разности времен к разности, полученной по коэффициентам, можно записать:

$$\text{tg} \left( 2\pi m \frac{\Delta f}{f_0} \right) = \frac{a_1^2 b_1^1 - a_1^1 b_1^2}{a_1^1 a_1^2 + b_1^1 b_1^2}. \quad (8)$$

Это выражение подстановкой из (5), после преобразований приводит-ся к виду:

$$\frac{\Delta f}{f_0} = \frac{1}{2\pi m} \cdot \text{arctg} \frac{\left(1 + \frac{\Delta f}{f_0}\right) (A_1^2 B_1^1 - A_1^1 B_1^2)}{A_1^1 A_1^2 + \left(1 + \frac{\Delta f}{f_0}\right)^2 \cdot B_1^1 B_1^2}. \quad (9)$$

Искомая величина входит в выражение (9) неявно. Для ее определения можно использовать итеративный метод, или, что предпочтительнее, метод Ньютона.

Формулы (7) или (9) позволяют определить отклонение текущей частоты, что, в свою очередь, дает возможность вычислить по формулам (5) исправленные значения параметров и использовать их в последующих расчетах. Можно, однако, включить корректирующие члены непосредственно в конечные формулы расчета параметров. Для упрощения написания формул введены два коэффициента:

$$K_a = \frac{\left(2\pi n \frac{\Delta f}{f_0}\right)^2 \cdot \left(1 + \frac{\Delta f}{2f_0}\right)^2}{2 \left(1 - \cos 2\pi n \frac{\Delta f}{f_0}\right) \cdot \left(1 + \frac{\Delta f}{f_0}\right)}, \quad K_f = 1 + \frac{\Delta f}{f_0}. \quad (10)$$

Пусть вычисленные коэффициенты Фурье для функции напряжения  $U$  равны  $A_1^U, B_1^U$ , а для функции тока  $I - A_1^I, B_1^I$ . Тогда для расчета активной и реактивной мощностей можно с учетом (5) получить формулы:

$$P = K_a \cdot \left( \frac{A_1^U A_1^I}{K_f} + K_f \cdot B_1^U B_1^I \right), \quad Q = K_a \cdot (A_1^U B_1^I - B_1^U A_1^I). \quad (11)$$

Действующие значения напряжений и токов могут быть получены по аналогичным формулам:

$$U = \sqrt{K_a \cdot \left( \frac{(A_1^U)^2}{K_f} + K_f \cdot (B_1^U)^2 \right)}, \quad I = \sqrt{K_a \cdot \left( \frac{(A_1^I)^2}{K_f} + K_f \cdot (B_1^I)^2 \right)}. \quad (12)$$

Пусть текущие фазы двух параметров (тока или напряжения в любом сочетании) равны  $\varphi_1$  и  $\varphi_2$ , соответственно, и пусть коэффициенты Фурье первого параметра  $A_1^1, B_1^1$  и второго –  $A_1^2, B_1^2$ . Тогда для разности фаз  $\Delta\varphi = \varphi_2 - \varphi_1$  можно получить формулу, аналогичную формуле (9):

$$\Delta\varphi = \arctg \frac{A_1^2 B_1^1 - A_1^1 B_1^2}{\frac{A_1^1 A_1^2}{K_f} + K_f \cdot B_1^1 B_1^2}. \quad (13)$$

Для оценки влияния изменения частоты на результаты вычисления параметров, рассмотрим реальные значения коэффициентов  $K_a$  и  $K_f$ . На рис. 1 приведен график зависимости коэффициента  $K_a$  от отклонения частоты  $\Delta f/f_0$ . Как видно из рисунка, в области малых отклонений ча-

стоты влиянием этого коэффициента можно пренебречь. Так при  $f_0 = 50$  Гц и  $\Delta f = 1$  Гц дополнительная частотная погрешность, обусловленная коэффициентом  $K_a$ , не превышает 0,14%.

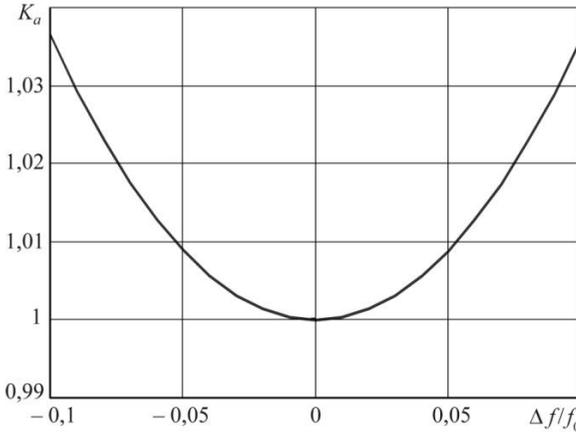


Рис. 1. Зависимость значения  $K_a$  от отклонения частоты  $\Delta f/f_0$

Влияние второго коэффициента –  $K_f$  можно оценить на примере формулы для расчета активной мощности в предположении, что влияние  $K_a$  пренебрежительно мало. Для относительной частотной погрешности  $\Delta_p$  может быть, с помощью (11) получена формула:

$$\Delta_p = (K_f - 1) \cdot \frac{\frac{A_1^U A_1^I}{K_f} - B_1^U B_1^I}{\frac{A_1^U A_1^I}{K_f} + B_1^U B_1^I \cdot K_f}. \quad (14)$$

Знаменатель выражения (14) не зависит от начальной фазы, и каждое из составляющих разности в числителе не превышает значения знаменателя. Поэтому величина относительной погрешности (14) находится в пределах от  $-(K_f - 1)/K_f$  до  $K_f - 1$ . Влияние коэффициента  $K_f$  для небольших  $\Delta f$  существенно больше, чем  $K_a$ . Так, при  $\Delta f = 1$  Гц значение относительной погрешности равно 2%.

На рис. 2 и 3 приведены графики напряжения на зажимах генератора, полученные на электродинамической модели НИИПТ для двух значений частоты. Результаты цифровых измерений были обработаны по приведенной выше методике в двух вариантах – с частотной коррекцией и без нее. Как видно по рис. 2, при отклонениях частоты от нормального зна-

чения уже на 0,5 Гц, влияние частотной погрешности заметно. При больших значениях отклонения (например, на 2 Гц – рис. 3) дополнительная частотная погрешность становится недопустимо большой.

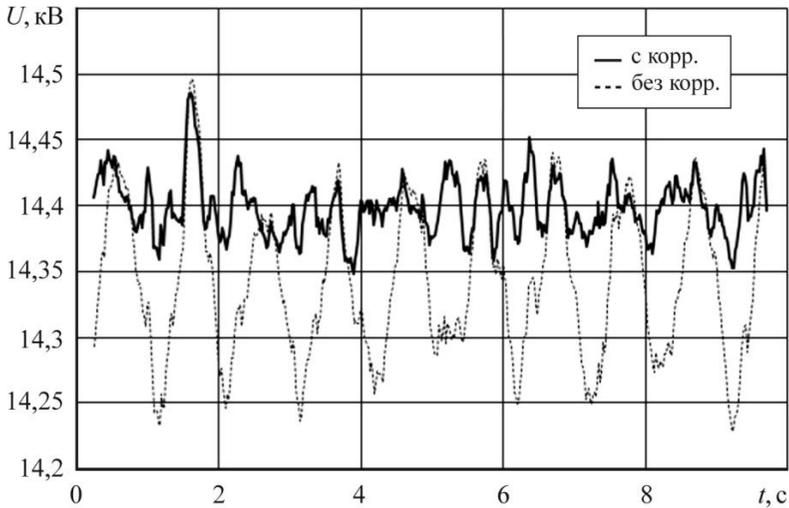


Рис. 2. Напряжение на генераторе при  $f = 49,5$  Гц

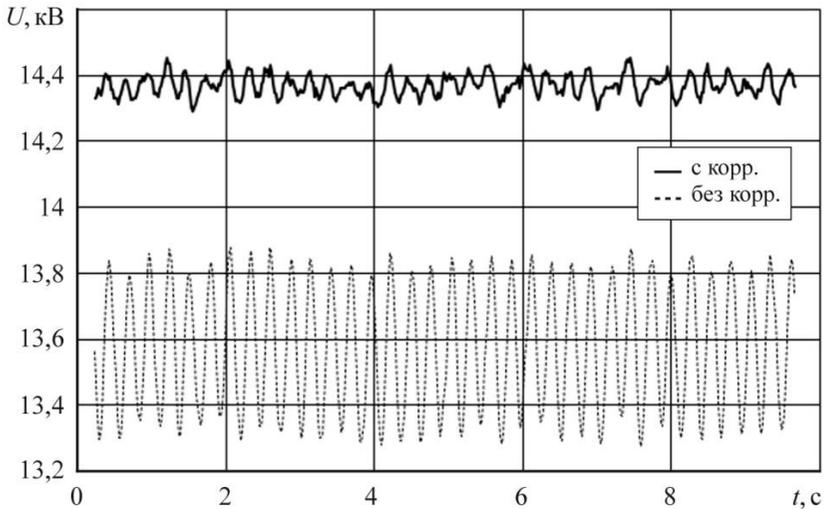


Рис. 3. Напряжение на генераторе при  $f = 48$  Гц

Необходимость компенсации частотной погрешности зависит от диапазона изменения частоты и от допускаемой величины дополнительной погрешности. Если отклонение частоты находится в пределах 50 мГц, дополнительная частотная погрешность не превышает 0,1%, что, как правило, значительно меньше основной погрешности. Поэтому при цифровых измерениях электрических параметров сети в нормальном режиме компенсация частотной погрешности не обязательна.

### **Список литературы**

1. Аюев Б. И. О системе мониторинга переходных режимов // «Энерго-рынок», 2006, № 2.

## Определение частот полигармонических колебаний методом Прони

В энергосистемах при нарушении динамической устойчивости возникают асинхронные режимы, которые описываются много частотными процессами. Выделяя отдельные составляющие колебаний и определяя их амплитуды, можно вычислить сечение, по которому происходит деление системы. Для решения этой задачи можно привлечь метод Прони [1], позволяющий разделить проблему определения составляющих колебаний по временной записи на два этапа – отдельно определение частот, и отдельно – амплитуд и фаз. В этой работе рассмотрен первый этап – определение частот в частном случае установившихся колебаний.

Метод Прони в общем виде формулируется для функций дискретного времени, являющихся суммами комплексных экспонент [1].

$$x[n] = \sum_{k=1}^p h_k z_k^{n-1}. \quad (1)$$

Здесь  $p$  – фиксированное число компонент в сумме, определяемое из физических соображений, или методом проб и ошибок и  $n$  – порядковый номер измерения  $1 \leq n \leq N$ , где  $N$  – объем измерений,  $h_k$  – комплексные амплитуды,  $z_k$  – комплексные экспоненты и  $\Delta t$  – шаг дискретизации по времени:

$$\begin{aligned} h_k &= A_k \exp(j\theta_k), \\ z_k &= \exp((\alpha_k + j2\pi f_k) \Delta t). \end{aligned} \quad (2)$$

Можно доказать, что последовательность  $p+1$  значений функции (1) линейно зависима. Более того, коэффициенты линейной зависимости совпадают с коэффициентами при степенях  $z$  в разложении полинома

$$\Phi(z) = \prod_{k=1}^p (z - z_k). \quad (3)$$

Метод Прони позволяет разделить задачу определения коэффициентов экспонент (1), аппроксимирующей заданный временной ряд, на три этапа:

- определение коэффициентов линейной зависимости;
- определение корней полинома  $z_k$ ;
- определение амплитуд  $h_k$ .

Несмотря на то, что метод был впервые опубликован еще в 1795 г., широкое распространение не получил. Возможной причиной этого является его нестабильность. Тем не менее, в последние годы интерес к методу Прони возрос. Исследуются как возможности его применимости в различных отраслях науки и техники [2, 3, 5, 6], так и его трансформация на другие математические объекты [4].

Ниже рассмотрен частный случай действительных полигармонических колебаний (колебаний суммы незатухающих гармоник). При этом корни  $z_k$  чисто мнимые и комплексно сопряженные. Показано, что в результате уменьшения числа неизвестных параметров можно в два раза уменьшить порядок полинома (3) для определения частот гармоник. Определены границы применимости самого метода Прони для анализа полигармонических колебаний.

Комплексную гармонику можно представить формулой  $z_k = \exp[(j2\pi f)\Delta t]$ , а полином (3), с учетом того, что все корни – комплексно сопряженные числа, в виде:

$$\Phi(z) = \prod_{k=1}^{p/2} (z^2 - 2\cos(2\pi f_k \Delta t) \cdot z + 1). \tag{4}$$

Выражение (4) можно преобразовать следующим образом:

$$\begin{aligned} \Phi(z) &= (2z)^{\frac{p}{2}} \cdot \prod_{k=1}^{p/2} \left( \frac{z^2 + 1}{2z} - \cos(2\pi f_k \Delta t) \right) = \\ &= \sum_{k=0}^{p/2} (-1)^k S_k (z^2 + 1)^{\frac{p-k}{2}} \cdot (2z)^k \end{aligned} \tag{5}$$

где  $S_k$  – сумма всевозможных произведений  $k$  косинусов:

$$\begin{aligned} S_0 &= 1, \\ S_1 &= \cos(2\pi f_1 \Delta t) + \cos(2\pi f_2 \Delta t) + \dots + \cos\left(2\pi f_{\frac{p}{2}} \Delta t\right), \\ S_2 &= \cos(2\pi f_1 \Delta t) \cos(2\pi f_2 \Delta t) + \cos(2\pi f_1 \Delta t) \cos(2\pi f_3 \Delta t) + \dots + \\ &\quad + \cos\left(2\pi f_{\frac{p}{2}-1} \Delta t\right) \cos\left(2\pi f_{\frac{p}{2}} \Delta t\right), \\ &\quad \vdots \\ S_{\frac{p}{2}} &= \cos(2\pi f_1 \Delta t) \cos(2\pi f_2 \Delta t) \cdot \dots \cdot \cos\left(2\pi f_{\frac{p}{2}} \Delta t\right). \end{aligned}$$

Раскрывая в правой части выражения (5) скобки, заменяя степени  $z^{p-k}$  значениями функции  $x(n-k)$ , и приравнивая результат нулю, получают уравнение:

$$-\sum_{k=1}^{p/2} (-2)^k S_k \sum_{i=0}^{p/2-k} \binom{p-k}{i} x(n-k-2i) = \sum_{i=0}^{p/2} \binom{p}{i} x(n-2i). \quad (6)$$

К примеру, при  $p = 4$  выражение (6) приобретает вид:

$$2S_1 [x(n-1) + x(n-3)] - 4S_2 x(n-2) = x(n) + 2x(n-2) + x(n-4).$$

Формируя  $p/2$  уравнений для разных значений  $n$ , получают систему уравнений для определения  $p/2$  неизвестных  $S_k$ . Если выбранные значения  $n$  близки, значения коэффициентов при неизвестных могут оказаться сильно коррелированными, что приведет к плохой обусловленности системы уравнений. Для уменьшения погрешности обычно берут число уравнений с избытком, и неизвестные определяют методом наименьших квадратов. Использовать для определения параметров  $S_k$  ковариационный метод линейного предсказания, рекомендованный в [1], нельзя из-за неподходящей структуры уравнений.

После определения коэффициентов  $S_k$  находят значения косинусов  $\cos(2\pi f_k \Delta t)$ . Последние являются корнями уравнения:

$$\sum_{k=0}^{p/2} (-1)^k S_k z^{\frac{p}{2}-k} = 0, \quad (7)$$

что следует непосредственно из обобщения теоремы Виета. Теоретически все корни уравнения (7) должны быть вещественными и по модулю не превышающими 1. На практике, однако, это условие, вследствие погрешностей, может нарушаться. Такие корни следует из рассмотрения исключать.

Искомые частоты  $f_k$  входят множителем в аргумент функции  $\cos()$ , поэтому, для однозначного определения частоты  $f_k$  необходимо, чтобы аргумент находился в пределах  $0 - \pi$  откуда следует известное условие :

$$0 \leq f_k \leq \frac{1}{2 \cdot \Delta t}. \quad (8)$$

Выполнение условия (8) не гарантирует удовлетворительную точность получения искомых частот. Действительно, если значение корня (7) близко к единице, небольшая погрешность в определении значения корня приведет к большому изменению частоты.

Обозначая для краткости символом  $\varphi$  аргумент косинуса, введем функцию ошибки  $\Delta$  показывающую, во сколько раз увеличивается погрешность определения частоты при ее отклонении от оптимального значения, при котором она минимальна:

$$\Delta = \left| \frac{d\varphi}{d \cos(\varphi)} \right| = \frac{1}{\sin(2\pi f_k \Delta t)}. \quad (9)$$

Например, если  $f_k = 50$  Гц и  $\Delta t = 0,5$  мс, то  $\Delta = 6,39$ . Ошибка более чем в 6 раз превышает то значение, которое можно было бы получить при оптимальном выборе шага дискретизации по времени. График зависимости функции ошибки  $\Delta$  от произведения  $f_k \Delta t$  приведен на рис. 1. Оптимальное значение функции погрешности, равное единице, достигается при  $f_k \Delta t = 0,25$  и при приближении к границам диапазона погрешность быстро возрастает. При определении частот полигармонических колебаний с широким частотным спектром для корней, выходящих за пределы диапазона допустимой погрешности, в случае, когда амплитуда соответствующей гармоники заметна, следует повторить расчет с новым, подходящим шагом дискретизации по времени. Такую операцию, при необходимости, проводят несколько раз.

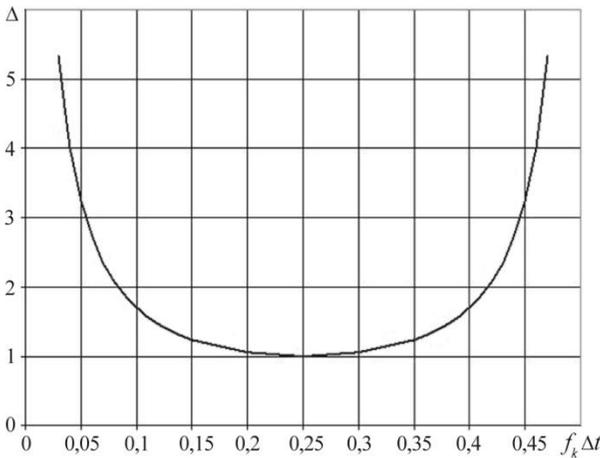


Рис. 1. Зависимость функции ошибки  $\Delta$  от  $f_k \Delta t$

Перед изменением шага дискретизации по времени исходной последовательности (децимации) на новое значение  $\Delta t$  надо отфильтровать гармоники частотой выше  $1/(2 \cdot \Delta t)$  для предотвращения эффекта подмены

частот. Новый шаг используется только при подстановке в уравнение (6). При формировании системы уравнений для определения коэффициентов  $S_k$  могут быть использованы все значения исходного ряда.

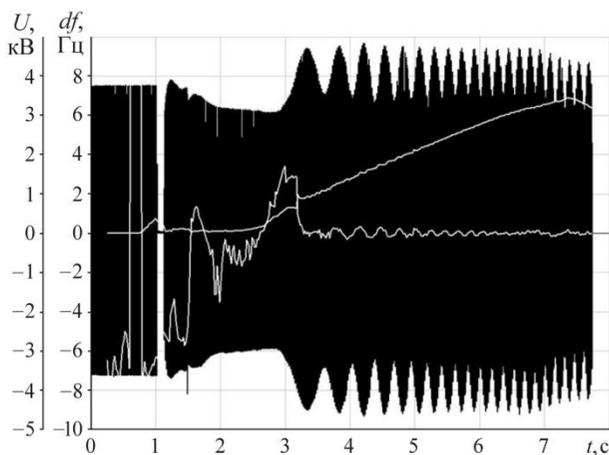
Если гармонические колебания локализованы в окрестности некоторой характерной частоты  $f_0$ , то представив их в виде суммы  $f_k = f_0 + \Delta f_k$  и приняв оптимальный шаг квантования по времени –  $\Delta t = 1/(4f_0)$ , можно преобразовать косинусы формул к виду:

$$\cos(2\pi f_k \Delta t) = -\sin\left(\frac{\pi}{2} \cdot \frac{\Delta f_k}{f_0}\right). \quad (10)$$

Пусть, например,  $f_0 = 50$  Гц. Тогда оптимальное значение  $\Delta t = 5$  мс, и если исходные данные были получены с шагом 1 мс, то при подстановке в уравнения (6) надо брать только каждый пятый отсчет. Если принять допустимым 2-кратное увеличение погрешности, то, согласно рис. 1, допустимый диапазон частот полигармонического сигнала 16–84 Гц.

Определив набор частот полигармонических колебаний, можно, используя исходные данные, вычислить амплитуды и фазы гармоник методом наименьших квадратов, подробно описанным в [1].

На рис. 2 изображен график мгновенных значений напряжения ( $U$ , кВ) в узле энергосистемы, в переходном процессе при коротком замыкании на линии.



**Рис. 2.** Изменение частот напряжения в узле энергосистемы при асинхронном ходе

Приведенный процесс был получен на электродинамической модели НИИПТ в трехмашинной схеме, содержащей шины бесконечной мощности, в ходе экспериментов по проверке устройств АЛАР. Исходная последовательность данных получена с шагом 0,5 мс. При подстановке в уравнения (5) принято  $p = 6$  и шаг  $\Delta t = 5$  мс. Исходные данные были предварительно отфильтрованы полосовым нерекуррентным КИХ-фильтром с частотой пропускания 35 – 65 Гц и полушириной импульсной характеристики 0,25 с. После короткого замыкания система делится на две несинхронно работающие части, частоты которых постепенно расходятся. Частоты ( $df$ , Гц) на рисунке приведены в отклонениях от исходной частоты сети, равной 50 Гц. В исходном состоянии в системе присутствует только одна частота, второй корень принимает случайные значения, определяемые шумом. Значения третьего корня не показаны, так как несут смысловой нагрузки.

### Список литературы

1. Марпл-мл.С. Л. Цифровой спектральный анализ и его приложения, Изд. «Мир», 1990.
2. Довженко Г. Н., Довженко Д. Л., Смирнов В. Б. Анализ многоэкспоненциальных кривых по методу Прони, Оптика и спектроскопия. 1999. 86, № 1, с. 20–23.
3. Мясникова М. Г. Измерение параметров электрических сигналов на основе метода Прони, Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук, Пенза, 2007.
4. Маергойз Л. С. Модификация алгоритма Прони для неоднородного обыкновенного линейного дифференциального уравнения с постоянными коэффициентами, Докл. РАН, 423:1 (2008), 22–24.
5. Верстаков Е. В., Захарченко В. Д. Исследование потенциальной точности разложения сигнала в ряд Прони в условиях помех. Успехи современной радиоэлектроники, 2009, № 5.
6. Демчук А. Т., Штефка Й. Методики и алгоритмы анализа переходных процессов в энергосистеме по данным СМПР // Вторая международная научно-практическая конференция «Мониторинг параметров режимов электроэнергетической системы». СПб, 28–30 апреля 2008.

УДК 621.314

О. В. Гуриков, Т. А. Гущина, С. Р. Кияткина, Н. К. Семенов –  
ОАО «НИИПТ», Санкт-Петербург

## **Опыт проведения испытаний систем группового регулирования напряжения и реактивной мощности на цифро-аналого- физическом комплексе ОАО «НИИПТ»**

---

Уровень надежности функционирования Единой энергетической системы России определяется, наряду с другими факторами, надежностью и эксплуатационными характеристиками используемого электроэнергетического оборудования, устройств и систем управления, в том числе характеристиками микропроцессорных устройств автоматического управления, регулирования, защиты и автоматики. Вместе с тем, предлагаемая на электроэнергетическом рынке продукция (особенно головные образцы) не всегда свободна от алгоритмических и программных ошибок, плохо адаптирована к условиям эксплуатации в российских энергосистемах, не соответствует стандартам, обеспечивающим надежность Единой энергосистемы. Все это приводит к увеличению числа технологических нарушений в энергосистемах и снижению уровня надежности параллельной работы электростанций в энергосистеме. Так, в 2004 г. на Саяно-Шушенской ГЭС был введен в опытную эксплуатацию групповой регулятор активной и реактивной мощности (ГРАРМ), разработанный ООО «ПромАвтоматика». 19.10.2004 г. из-за ошибки в программном обеспечении ГРАРМ произошла разгрузка генераторов Саяно-Шушенской ГЭС, которая едва не привела к нарушению устойчивости параллельной работы ЕЭС России. Для расследования данного технологического нарушения ГРАРМ был выведен из работы. Согласно решению комиссии РАО «ЕЭС России» ввод ГРАРМ в опытную эксплуатацию после модернизации должен был осуществляться только после анализа алгоритмов работы регулятора, проведенного сторонней организацией. При этом анализ алгоритмов одной из подсистем ГРАРМ – ГРНРМ было решено выполнить путем проведения испытаний макета ГРНРМ в условиях, максимально приближенных к условиям будущей эксплуатации, а именно – на физической модели энергосистемы ОЭС Сибири, специально созданной в составе цифро-аналого-физического комплекса (ЦАФК) ОАО «НИИПТ».

Подсистема ГРНРМ предназначена для автоматического поддержания напряжения на шинах станции и регулирования реактивной мощности

с соблюдением заданного распределения реактивной мощности между агрегатами с учетом технологических ограничений режимных параметров генераторов. Подсистема ГРНРМ вырабатывает регулирующие воздействия в соответствии с технологией управления на основе информации, поступающей от датчиков аналоговой и дискретной информации, и команд от органов управления и воздействует на уставки автоматических регуляторов возбуждения (АРВ)

В дальнейшем, согласно технической политике, проводимой ОАО «РусГидро», все подсистемы ГРНРМ гидроэлектростанций компании перед вводом в промышленную эксплуатацию подлежат испытаниям на электродинамической модели. Необходимость такого рода испытаний обосновывается тем, что при создании этих систем различными фирмами не всегда учитываются особенности работы станций в условиях эксплуатации. Неучет же такого рода особенностей может приводить к нежелательным последствиям в процессе перераспределения реактивных мощностей между группами генераторов (повышениям напряжения на отдельных системах сборных шин станции, нерациональному перераспределению реактивных мощностей между агрегатами станции, снижению запасов статической апериодической устойчивости, невыявлению изменений главной схемы станции и формирования различных групп генераторов при разделении шин станции и др.).

В течение 2006–2009 гг. на ЦАФК ОАО «НИИПТ» были проведены испытания подсистем ГРНРМ для Саяно-Шушенской ГЭС (разработчик – ООО «ПромАвтоматика»), Нижегородской, Зейской ГЭС (разработчик – ЗАО «Синетик»), Новосибирской ГЭС (разработчик – ЗАО «Институт автоматизации энергетических систем».) [1–4].

Для проведения подобных испытаний на ЦАФК ОАО «НИИПТ» в каждом случае разрабатывалась эквивалентная схема соответствующей энергосистемы. В исследуемой схеме станция, на которой предполагалась установка системы ГРНРМ, представлялась достаточно подробно, с тем, чтобы обеспечить возможные варианты изменения главной схемы станции. На рис. 1–2 представлены примеры схем станций, созданных для проведения испытаний на функционирование алгоритмов ГРНРМ для Нижегородской и Зейской ГЭС на ЦАФК НИИПТ. Для функционирования ГРНРМ на физической модели обеспечивается вся необходимая информация (токи и напряжения генераторов, напряжения на системах сборных шин, токи возбуждения генераторов, дискретная информация о состоянии выключателей, перетоки мощности через междушинные трансформаторы и др.). Выходные сигналы макетов ГРНРМ воспринимаются физическими моделями регуляторов возбуждения в качестве уставок по напряжению соответствующих генераторов. В некоторых

случаях физическая модель оснащается датчиками режимных параметров, используемыми в ГРНРМ, а генераторы, моделирующие электростанцию, – натурными регуляторами возбуждения. На рис. 3 приведен пример подключения ГРНРМ к схеме физической модели для генераторов Зейской ГЭС.

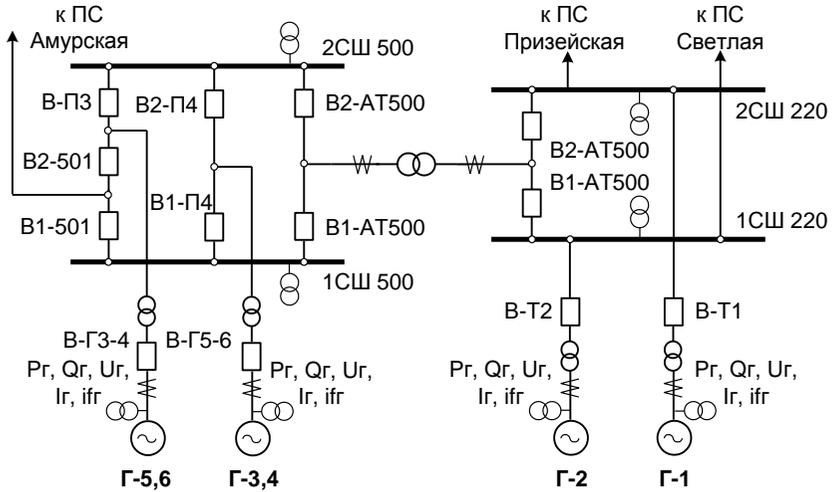


Рис. 1. Схема физической модели Зейской ГЭС

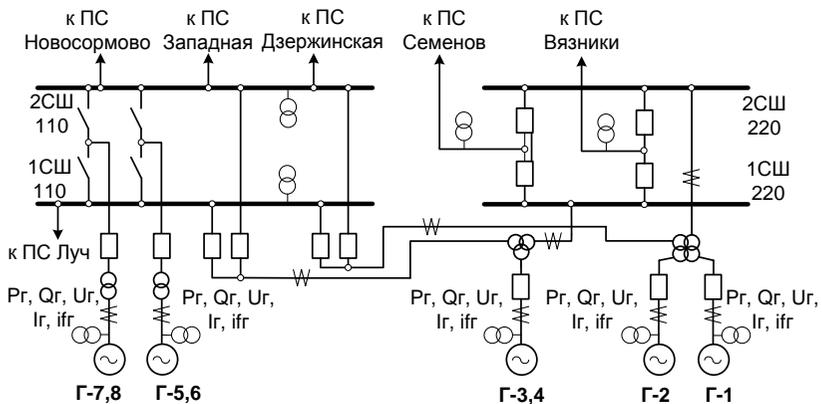
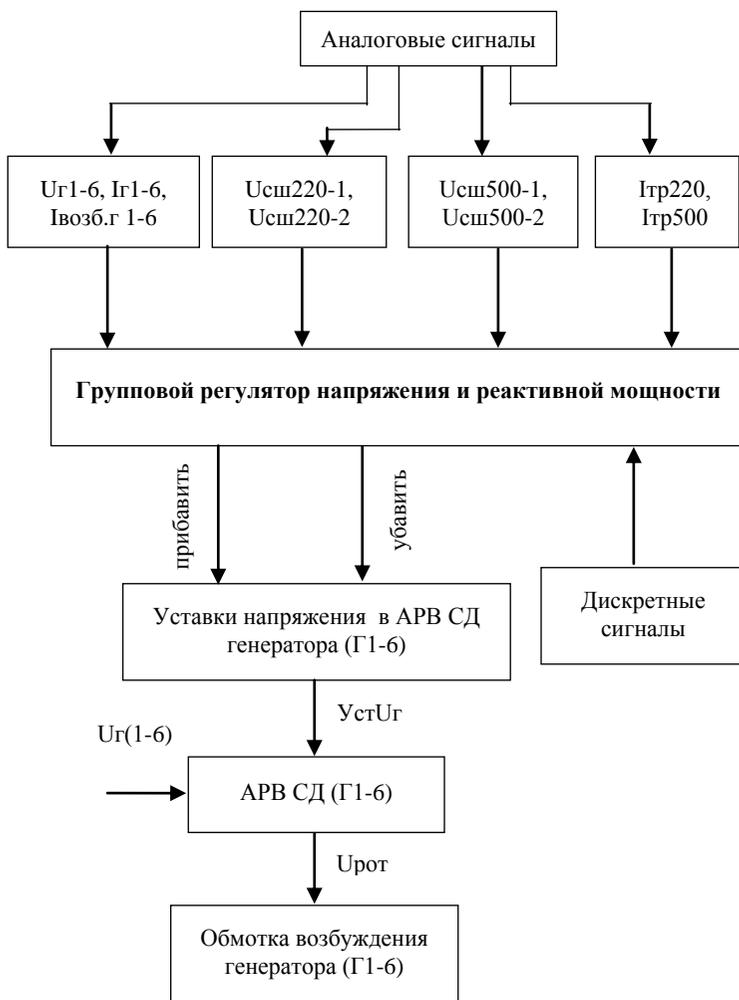


Рис. 2. Схема физической модели Нижегородской ГЭС



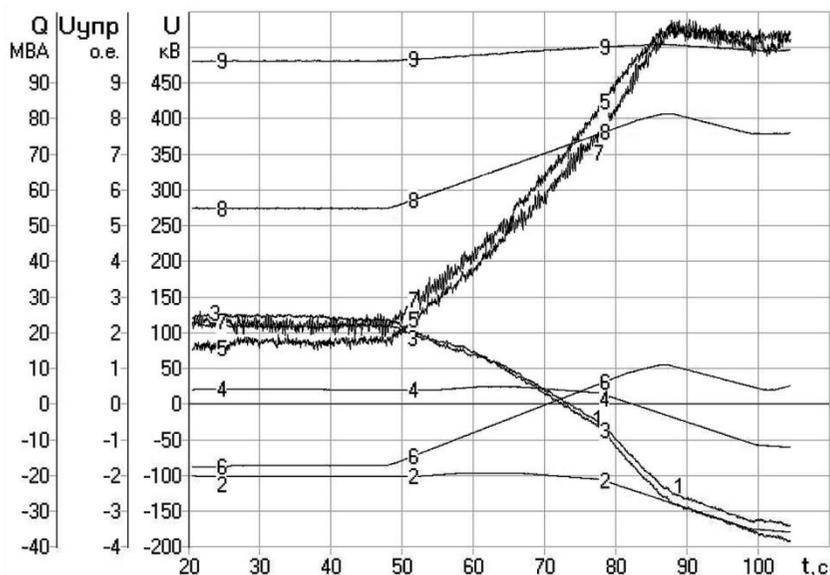
**Рис. 3.** Принципиальная схема подключения ГРНРМ к генераторам, моделирующим агрегаты Зейской ГЭС

На основании анализа алгоритмов распределения реактивных мощностей между генераторами станции, технических заданий на разработку алгоритмов ГРНРМ станций и нормативных документов [5–8] разрабатывается программа испытаний, которая согласовывается с заказчиком

работ и разработчиками подсистемы ГРНРМ. По результатам проведенных испытаний формулируется заключение о работоспособности испытуемой подсистемы ГРНРМ, а также формулируются и в процессе проведения испытаний проверяются рекомендации по внесению изменений или дополнений в алгоритмы ГРНРМ на основании проведенных экспериментов.

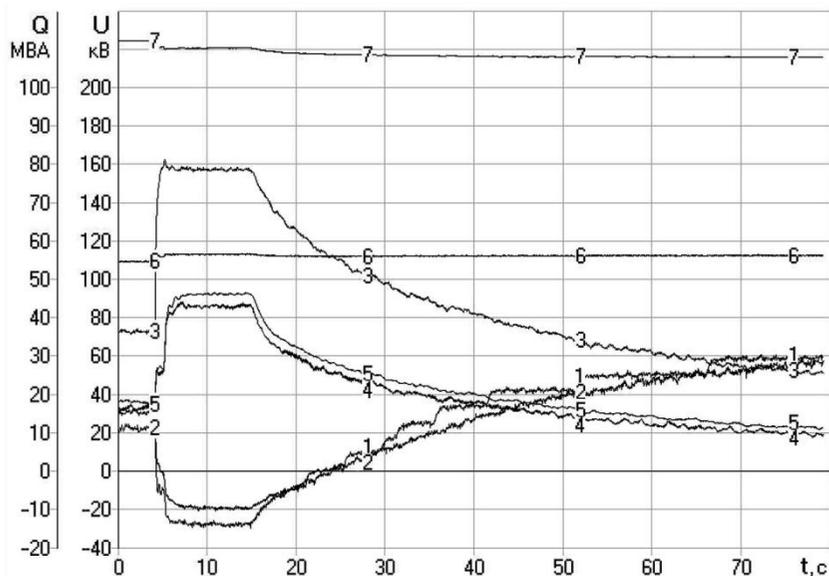
В процессе проведения испытаний оценивается функционирование подсистем ГРНРМ в стационарных режимах, при изменении схемы станции, при изменении состава генераторов, изменении внешних условий (напряжения на удаленных от станции шинах, перетоков активной и реактивной мощности и др.), а также реакция ГРНРМ на динамические возмущения в энергосистеме

На рис. 4 показан процесс перераспределения реактивных мощностей генераторов Зейской ГЭС при изменении уставки по напряжению на шинах 500 кВ, а на рис. 5 – изменение загрузки генераторов Нижегородской ГЭС по реактивной мощности при замыкании междушинного выключателя и регулировании напряжения на шинах 110 кВ.



**Рис. 4.** Пример функционирования ГРНРМ Зейской ГЭС при изменении уставки по напряжению на шинах 500 кВ:

1 – Qr1, 2 – Уупр\_r1, 3 – Qr 2, 4 – Уупр\_r2, 5 – Qr3-4, 6 – Уупр\_r3-4, 7 – Qr5-6, 8 – Уупр\_r5-6, 9 – U500 кВ



**Рис. 5.** Пример функционирования ГРНРМ Нижегородской ГЭС при объединении сборных шин 110 кВ и 220 кВ:

1 – Q<sub>r3-4</sub>, 2 – Q<sub>r5-6</sub>, 3 – Q<sub>r7-8</sub>, 4 – Q<sub>r1</sub>, 5 – Q<sub>r2</sub>, 6 – U<sub>сш110 кВ</sub>, 7 – U<sub>сш220 кВ</sub>

По результатам проведенных испытаний можно было сделать заключение о том, что все рассмотренные варианты подсистем ГРНРМ обеспечивали выполнение основной функции, а именно:

- устойчивое распределение реактивных мощностей между агрегатами станций в соответствии с оговоренными в технических условиях законами распределения (равенство статорных токов генераторов, равенство реактивных мощностей генераторов и др.);
- безударное включение генераторов к управлению от ГРНРМ с уставками по напряжению на регулируемых шинах, равными напряжениям на них в предшествующем режиме;
- запрет на управление уставками АРВ при информации от АРВ о переводе генераторов в режим ограничения минимального возбуждения или перегрузки по току возбуждения;
- отключение генераторов от регулирования от подсистемы ГРНРМ при переводе генераторов в режим ручного регулирования напряжения. Напряжение на сборных шинах при этом обеспечивается

перераспределением реактивной мощности между генераторами, остающимися под групповым управлением;

- все подсистемы ГРНМ не противодействуют работе АРВ в переходных режимах.

Однако в процессе испытаний практически все алгоритмы подсистем ГРНМ потребовали внесения изменений и дополнений, связанных с неучетом особенностей конкретных станций.

### **Результаты испытаний ГРНМ Саяно-Шушенской ГЭС**

По результатам испытаний было сделано заключение о том, что в целом алгоритм ГРНМ функционирует в соответствии с требованиями, предъявляемыми к системе распределения реактивной мощности между агрегатами станции.

Вместе с тем в процессе испытаний был выявлен ряд недостатков алгоритма ГРНМ, основным из которых являлась ненадежная (только по косвенным признакам) фиксация факта изменения главной схемы станции (разделения шин на ОРУ-500 кВ, выделения блока на линию). Испытания показали, что это может привести к неправильной работе группового регулятора, сопровождающейся разгрузкой группы генераторов по реактивной мощности, вплоть до ввода этих генераторов в режим ограничения минимального тока возбуждения. К неправильной работе ГРНМ (отсутствию запрета на выдачу команд управления) может привести и то, что в ГРНМ не поступает информация о срабатывании целого ряда технологических ограничителей АРВ-М (например, «минимальная уставка» и т. д.) и об особых режимах его работы (регулирование реактивной мощности, регулирование  $\cos \varphi$  и т. д.). В процессе испытаний дополнительно проработаны вопросы стыковки ГРНМ и АРВ-М.

Анализ реализованных в ГРНМ алгоритмов распределения реактивной мощности показал, что они не обеспечивали ведения режима по условиям максимального запаса устойчивости. В процессе испытаний было также отмечено, что реализованный в проверяемой версии алгоритма диапазон допустимых напряжений на сборных шинах, при котором ГРНМ остается в работе, неоправданно ограничивал регулировочные возможности группового регулятора.

В результате проведенных испытаний было сделано заключение, что ГРНМ может быть введен в промышленную эксплуатацию на Саяно-Шушенской ГЭС после корректировки алгоритма. Эта корректировка должна обеспечить:

- Надежный контроль состояния главной схемы ОРУ-500 кВ СШГЭС на основе использования информации о состоянии генераторных и междушинных выключателей;

- Отключение АРВ-М от ГРНРМ при появлении от системы возбуждения сигналов об особых режимах работы АРВ;
- Согласование настроек ограничителей минимального возбуждения и ограничителей перегрузок с характеристиками агрегатов, реализованными в ГРНРМ.
- Распределение реактивных мощностей между агрегатами с учетом их загрузки по активной мощности с целью обеспечения максимальных запасов статической устойчивости.

## **Результаты испытаний ГРНРМ Зейской ГЭС**

Испытания ГРНРМ Зейской ГЭС показали, что подсистема ГРНРМ:

- отслеживает коммутации междушинных выключателей автотрансформатора и формирует группы генераторов, объединяемые общими сборными шинами;
- при разделении сборных шин 500 и 220 кВ принимает в качестве уставок для соответствующих групп генераторов напряжение на каждой системе сборных шин и соответственно регулируются системы шин отдельно.

В процессе проведения испытаний в алгоритм ГРНРМ внесены некоторые изменения и дополнения.

- В первоначальном алгоритме ГРНРМ был реализован принцип выравнивания реактивной мощности между генераторами, подключенными к ГРНРМ отдельно по группам генераторов на шинах 500 кВ и на шинах 220 кВ в схеме с объединенными шинами. Это приводило к нерациональному перераспределению реактивной мощности между агрегатами, включенными на разные системы шин. В связи с этим предложен и опробован вариант алгоритма, основанный на равномерном распределении реактивных мощностей между всеми генераторами станции при работе с объединенными шинами 500 кВ и 220 кВ с поддержанием напряжения на приоритетной системе шин (например, при поддержании напряжения на шинах 500 кВ).
- Алгоритм дополнен блокировкой изменения уставки по напряжению генераторов на заданную длительность при динамических возмущениях в энергосистеме.
- Для предотвращения ошибочных воздействий подсистемы ГРНРМ при незапланированных изменениях главной схемы станции предложено обеспечить передачу в ГРНРМ дополнительной информации о состоянии тех междушинных выключателей, которые не включены в состав контролируемого оборудования.

## **Результаты испытаний ГРНРМ Новосибирской ГЭС**

Испытания ГРНРМ Новосибирской ГЭС показали, что ГРНРМ обеспечивает:

- регулирование напряжения на шинах при включенном ГРНРМ без толчков и без перерегулирования в пределах регулировочного диапазона как по напряжению, так и по реактивной мощности;
- при разделении сборных шин ГРНРМ автоматически формирует группы генераторов, объединенные общими сборными шинами, и напряжения на разделившихся сборных шинах регулируются независимо;
- ГРНРМ обеспечивает перераспределение реактивной мощности между работающими генераторами по равенству статорных токов для агрегатов, работающих в генераторном режиме и пропорционально номинальной мощности – для агрегатов, работающих в режиме синхронного компенсатора;
- при достижении токами возбуждения генераторов своих предельных значений ГРНРМ фиксирует уставки по напряжению на генераторах и не противодействует штатной работе АРВ.

В процессе проведения испытаний в алгоритм ГРНРМ внесены следующие изменения и дополнения:

- Реализован и опробован вариант алгоритма, основанный на распределении реактивных мощностей между всеми генераторами станции при работе с объединенными шинами 110 и 220 кВ пропорционально нагрузке генераторов по активной мощности, что обеспечивает максимальный уровень статической аperiodической устойчивости.
- В качестве уставки по напряжению при объединении сборных шин рекомендовано принимать не номинальное значение напряжения (110 кВ), а среднее значение напряжения на объединяемых сборных шинах, что обеспечивает минимальные воздействия на генераторы в процессе объединения шин.
- Предложено ввести блокировку на изменение уставки по напряжению на 5–10 с при включении агрегата в сеть с последующим набором активной мощности.

## **Результаты испытаний ГРНРМ Нижегородской ГЭС**

Испытания ГРНРМ Нижегородской ГЭС показали, что подсистема ГРНРМ обеспечивает устойчивую работу во всех стационарных режимах станции, отслеживает все коммутации выключателей и разъединителей и

формирует группы генераторов, объединяемые общими сборными шинами. В процессе испытаний отмечено, что при подключении к системе ГРНРМ дополнительного генератора в зависимости от его исходной загрузки по току возбуждения возможно в процессе выравнивания токов возбуждения кратковременное (до 40–60 с) отклонение напряжения на сборных шинах, по которым ведется регулирование, на 1–1,5% от заданной уставки. После окончания процесса выравнивания токов возбуждения между агрегатами ГРНРМ приводит напряжение на регулируемых шинах в соответствие с заданной уставкой.

В процессе проведения испытаний в алгоритм ГРНРМ были внесены изменения и дополнения:

- Выбрана настройка каналов регулирования ГРНРМ, обеспечивающая устойчивую работу системы в нормальных режимах и отсутствие колебательности при перераспределении токов возбуждения между генераторами.
- Внесено дополнение в алгоритм ГРНРМ, при котором по дискретному сигналу «Генератор в сети» ГРНРМ автоматически подключает соответствующий генератор к групповому управлению.
- Алгоритм ГРНРМ дополнен каналом ограничения воздействий на изменение уставок по наличию сигнала о перегрузке генератора по току статора и о режиме ограничения минимального возбуждения.
- Поскольку при переводе генератора в режим синхронного компенсатора выравнивание токов возбуждения приводит к недоиспользованию синхронного компенсатора в части регулирования реактивной мощности предложено отключать этот агрегат от общего контура регулирования и переводить на индивидуальный контур поддержания тока статора как среднего значения статорных токов генераторов, подключенных к ГРНРМ.
- При работе ГРНРМ в режиме выравнивания статорных токов генераторов для предотвращения недопустимой разгрузки вновь подключаемого к ГРНРМ генератора по реактивной мощности производить согласование направления перетока реактивной мощности генератора, подключаемого к ГРНРМ, с направлением суммарной реактивной мощности остальных генераторов.

По результатам испытаний систем ГРНРМ для различных станций можно сделать вывод о том, что особенности функционирования систем распределения реактивной мощности между агрегатами станции в значительной степени зависят от схемы станции и в меньшей степени – от внешних связей станции с энергосистемой. Практически все алгоритмы ГРНРМ, рассмотренные в процессе проведения испытаний, обеспечивали

устойчивое распределение реактивной мощности между агрегатами. Однако не всегда полученное распределение реактивной мощности оказывалось оптимальным с точки зрения обеспечения максимальных запасов статической устойчивости. В процессе проведения испытаний предлагались дополнения и изменения в алгоритмы ГРНРМ, которые необходимо учесть при вводе подсистем ГРНРМ в эксплуатацию. Практически все вносимые предложения были реализованы разработчиками ГРНРМ и в процессе проведения испытаний была проверена их эффективность.

### **Список литературы**

1. Испытания подсистемы группового регулирования напряжения и реактивной мощности генераторов Саяно-Шушенской ГЭС на цифро-аналого-физическом комплексе ОАО «НИИПТ». Заключительный отчет по работе, Арх. № 0-7762, СПб, 2006.
2. Испытания микропроцессорной системы группового регулирования напряжения и реактивной мощности Новосибирской ГЭС на цифро-аналого-физическом комплексе ОАО «НИИПТ». Отчет о работе по оказанию научно-технических услуг ОАО «НИИПТ» Арх. № 0-7911, СПб, 2009.
3. Испытания подсистемы группового регулирования напряжения и реактивной мощности генераторов Нижегородской ГЭС на цифро-аналого-физическом комплексе ОАО НИИПТ". Отчет по работе на оказание научно-технической услуги ОАО «НИИПТ», Арх. № 0-7835 СПб, 2008.
4. Испытания подсистем группового регулирования активной мощности и системы регулирования напряжения и реактивной мощности генераторов Зейской ГЭС на цифро-аналого-физическом комплексе ОАО «НИИПТ». Отчет по работе на оказание научно-технических услуг ОАО «НИИПТ», Арх. № 7898, СПб, 2009.
5. Гидроэлектростанции. Технические, технологические, автоматизированные, информационные системы условия поставки. Нормы и требования. Стандарт организации электроэнергетики, проект, первая редакция. Москва – 2008. СО 34.35.524-2004. Общие технические требования к системе ГРАМ гидроэлектростанций.ЦПТИ, ОРГРЭС, Москва, 2004.
6. МУ 34-70-175-87. Методические указания по испытаниям и наладке КТС ГРАМ ГЭС. Союзтехэнерго, Москва, 1988.
7. Программа и методика испытаний систем группового регулирования активной мощности гидроэлектростанций, ОРГРЭС, Москва, 1975.
8. Программа и методика испытаний систем группового регулирования активной мощности гидроэлектростанций, ОРГРЭС, Москва, 1975.

УДК 621.314

А. А. Кузьмина, Д. А. Кабанов – ОАО «НИИПТ»,  
Санкт-Петербург

## **Испытания цифровых устройств автоматики ликвидации асинхронных режимов на цифро-аналого-физическом комплексе**

---

В комплексе средств противоаварийной автоматики по обеспечению надежного функционирования энергосистем автоматика ликвидации асинхронного режима (АЛАР) является одной из последних ступеней, которая решает задачу по предотвращению развития аварийного процесса. Поэтому к устройствам АЛАР предъявляется ряд следующих требований [1–3]:

- выявление и ликвидация асинхронного режима (АР) в зоне своего контроля и несрабатывание при внешних АР;
- отсутствие срабатывания в устойчивых переходных процессах;
- наличие отстроек от коротких замыканий (к.з.) и синхронных качаний;
- обеспечение согласованной работы устройств, установленных на защищаемом участке сети между собой, а также с устройствами, защищающими смежные участки сети;
- корректная работа устройств, установленных на участке сети с промежуточными отборами мощности;
- защита от АР синхронных машин при попадании электрического центра качаний (ЭЦК) на их внутренние сопротивления.

Требование обеспечения высокой степени надежности и селективности срабатывания устройств АЛАР обуславливает необходимость проведения комплексной проверки головных образцов новых устройств на функционирование в многообразных схемно-режимных и аварийных ситуациях в условиях, максимально приближенных к условиям эксплуатации.

Такие условия обеспечивает цифро-аналого-физический комплекс (ЦАФК) ОАО «НИИПТ», являющийся уникальным испытательным полигоном. ЦАФК позволяет моделировать электрические режимы и аварийные электромеханические переходные процессы в энергообъединении практически любой сложности.

Для исследования работы устройств АЛАР разработана методика проверки на функционирование головных образцов цифровых устройств АЛАР, которая предусматривает проверку устройств на функционирование при:

- различных аварийных возмущениях, как с нарушением, так и с сохранением устойчивости;
- асинхронных режимах с расположением ЭЦК как по всей длине защищаемого участка сети, так и вне его;
- режимах, предельных по статической устойчивости, глубоких синхронных качаниях;
- асинхронных режимах с каскадным развитием аварийного процесса, аварийных небалансах активной мощности;
- наличии асинхронного хода в энергосистеме;
- работе устройств установленных как на одном участке сети так и защищающих смежные участки сети;
- учете погрешности задания параметров защищаемого участка сети и погрешности реальных измерений;
- работе на защищаемом участке с промежуточными нагрузками различной величины и состава.

Методика изложена в типовой «Программе испытаний микропроцессорных устройств автоматики ликвидации асинхронных режимов», утвержденной ОАО «СО ЕЭС». Согласно «Программе...» испытания проводятся на физической модели тестовой схемы энергосистемы, позволяющей воспроизводить широкий спектр аварийных режимов. При необходимости «Программа...» дополняется рядом экспериментов, обусловленных индивидуальными особенностями конкретного устройства.

Для реализации «Программы...» на базе ЦАФК ОАО «НИИПТ» разработана тестовая схема энергосистемы и создана ее физическая модель, представленная на рис. 1.

Физическая модель тестовой схемы включает 6 модельных синхронных генераторов со своими блочными трансформаторами, 7 комплексных нагрузок и 14 моделей линий электропередачи. Генераторы Г1, Г2 моделируют атомную электростанцию (АЭС), Г3 – гидростанцию (ГЭС), Г4 – тепловую станцию (ТЭС), а генераторы Г5 и Г6 представляют собой эквиваленты концентрированных энергосистем (ЭС-1, ЭС-2). Модель энергосистемы может также работать параллельно с шинами бесконечной мощности (ШБМ). В этом случае ШБМ подключаются к модели энергосистемы через автотрансформатор вместо генератора, моделирующего ЭС-2.

Модели линий электропередач (Л1 – Л14) представляют сеть 330 кВ. Нагрузки (Н) представлены асинхронными двигателями (Д) и активными шунтами (R), включенными либо на шины генераторов, либо через трансформаторы на шины ПС3, ПС4. В модели предусмотрена возможность изменения величины мощности нагрузочных совокупностей в диапазоне, достаточном для воспроизведения требуемых электрических режимов.

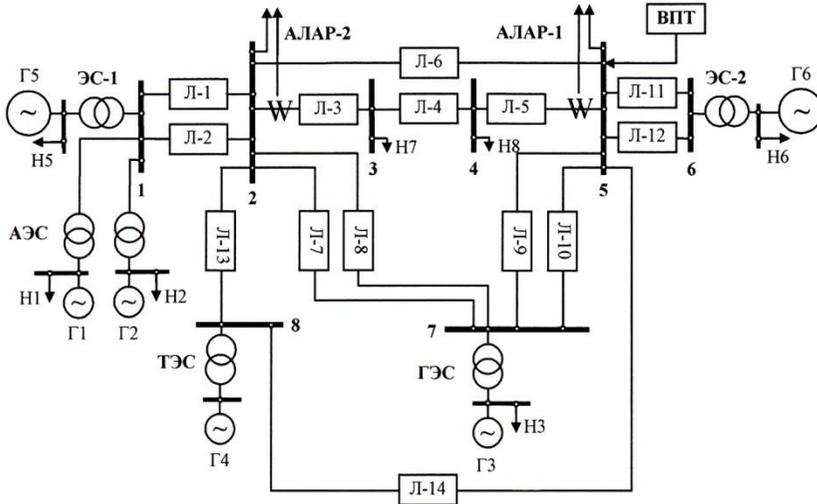


Рис. 1. Схема физической модели для испытания устройств АЛАР

Изменение электрической схемы физической модели, достигающееся путем отключения отдельных линий и генераторов, обеспечивает гибкое изменение структуры сети и позволяет создавать различные варианты тестовой схемы для реализации «Программы...».

По требованиям к системам противоаварийной автоматики [1–3] для защиты от АР участка сети должны быть установлены два устройства, одно из которых выполняет функцию основного устройства, другое – резервного. На схеме указаны места подключения устройств АЛАР, установленных для защиты участка сети ПС2 – ПС3 – ПС4 – ПС5.

Физическая модель энергосистемы снабжена устройством для воспроизведения аварийных возмущений, запуск которого осуществляется либо автономно, либо от системы цифрового осциллографирования. Устройство позволяет реализовать 20 команд на включение или отключение коммутирующей аппаратуры. Регистрация режимных параметров при проведении исследований электромеханических переходных процессов и их последующая обработка осуществляется при помощи системы цифрового осциллографирования.

Во время испытаний на цифровом осциллографе фиксируются следующие режимные параметры:

- фазные напряжения на ПС защищаемого участка сети;
- потоки активной мощности по линиям;
- углы между векторами напряжений ПС;

- углы между ЭДС генераторов;
- частота напряжения на ПС;
- состояние выходных реле испытываемых устройств АЛАР.

Оценка работы устройств АЛАР производится по результатам анализа срабатывания их выходных реле в переходных процессах.

По приведенной методике на ЦАФК ОАО «НИИПТ» были проведены испытания на функционирование трех устройств АЛАР: АЛАР-М (ОАО «Энергосетьпроект»), АЛАР-Ц (ОАО «НИИПТ») и АЛАР разработки ДВГТУ (ООО «Пассат») в составе МКПА.

Для иллюстрации работы устройств на рис. 2–13 приведены осциллограммы переходных процессов, полученные на физической модели тестовой схемы во время испытаний. На осциллограммах показаны фазные напряжения в месте короткого замыкания, переток активной мощности по контролируемому участку сети, угол между напряжениями по концам участка сети, на котором расположен ЭЦК и сигналы срабатывания пусковых органов устройств АЛАР.

На рис. 2 представлен пример работы устройства АЛАР-М. В данном переходном процессе устройство АЛАР-М функционирует следующим образом: по факту прохождения угла по линии значения  $180^\circ$ , срабатывает первая ступень основного устройства (АЛАР-М-1-1), а затем, вторая ступень резервного устройства (АЛАР-М-2-2), вступающая в работу после второго асинхронного проворота.

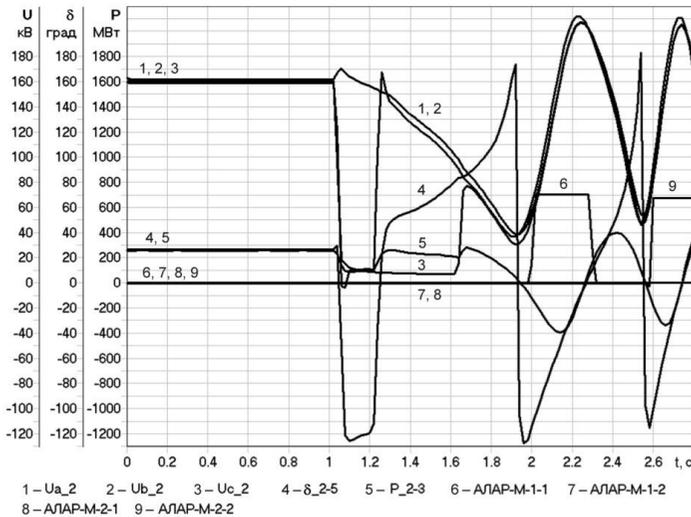
На рис. 3 приведен пример работы устройства АЛАР-Ц при установке устройства на участке сети с промежуточными отборами мощности. Согласно заданным уставкам, основное устройство срабатывает до первого асинхронного проворота угла, а затем, по факту третьего проворота срабатывает резервное устройство.

При испытаниях устройства АЛАР МКПА, на цифровом осциллографе фиксировалась работа трех ступеней обоих устройств. Первый выход основного устройства (Вых\_1-I) должен сработать до второго цикла асинхронного режима, вторая ступень (Вых\_2-I) – через три цикла после начала асинхронного хода, третья ступень (Вых\_3-I) – через семь циклов. Первый выход резервного устройства (Вых\_1-II) – выведен из работы, для обеспечения согласованности между устройствами, вторая ступень (Вых\_2-II) должна сработать через пять циклов, третья ступень (Вых\_3-II) – через девять циклов. Пример корректной работы устройств АЛАР МКПА приведен на рис. 4.

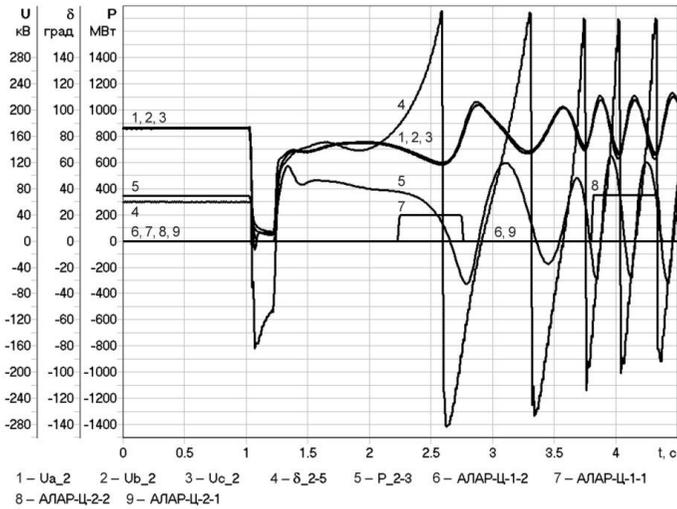
По результатам проведенных испытаний были определены недостатки, наиболее часто встречаемые в работе устройств АЛАР. В устойчивых режимах и при глубоких синхронных качаниях все устройства работали штатно. Ошибки в работе устройств проявились:

- во время трехфазных коротких замыканий;
- в несимметричных режимах;
- в АР с перемещением ЭЦК с контролируемого участка сети на смежный;
- при высоких скоростях развития асинхронного режима;
- при внешнем асинхронном ходе в энергосистеме при отсутствии АХ на защищаемом участке сети;
- при наличии на контролируемом участке сети значительных по величине промежуточных отборов мощности.

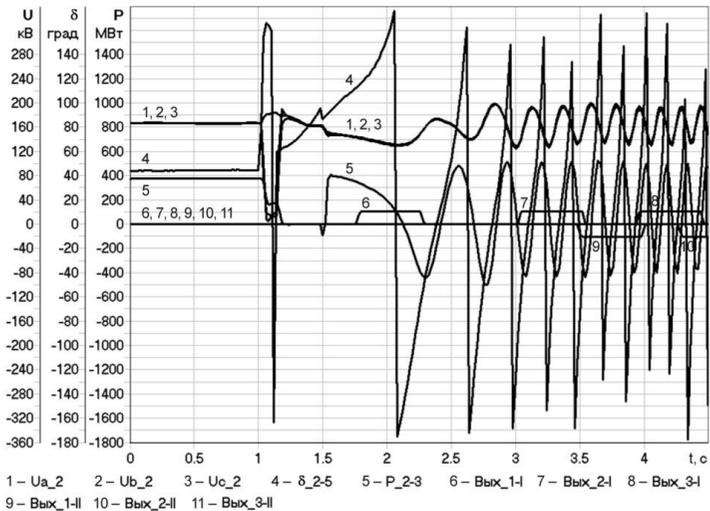
Ниже рассмотрены примеры некорректной работы устройств, обнаруженные в ходе испытаний. Одной из основных сложностей для устройств АЛАР является корректная отстройка от трехфазного к.з. Зачастую, устройства воспринимают это аварийное возмущение за асинхронный проворот и, соответственно, могут сработать во время короткого замыкания, или же наоборот, не распознать асинхронный ход по контролируемому ими участку. Пример неправильной работы устройства АЛАР-Ц в устойчивом режиме приведен на рис. 5, где показано, что устройство срабатывает в начальный момент времени возникновения к.з.



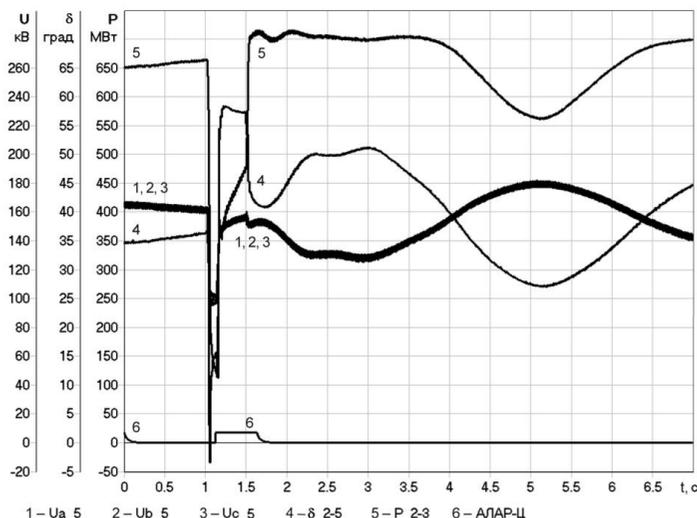
**Рис. 2.** Переходный процесс при двухфазном к.з. на ПС2 с отключением шунтирующей линии (2 – 5) при отказе фазы выключателя и работе УРОВ. Направление перетока от ПС2 к ПС5



**Рис. 3.** Переходный процесс при трехфазном к.з. на ПС2 с отключением шунтирующей линии (2 – 5). На ПС3 включена двигательная нагрузка, мощностью 120 МВт. Направление перетока от ПС2 к ПС5



**Рис. 4.** Переходный процесс при двухфазном к.з. на ПС2 с успешным ТАПВ контролируемой линии. Направление перетока от ПС2 к ПС5



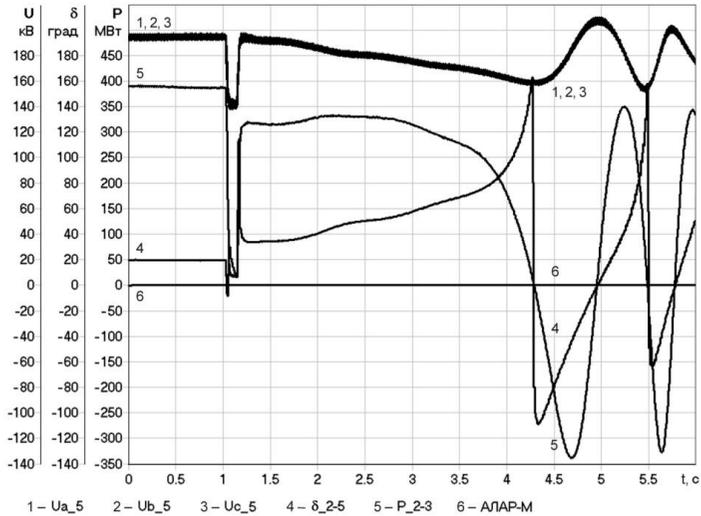
**Рис. 5.** Переходный процесс при трехфазном к.з. на ПС2 успешным ТАПВ контролируемой линии. Направление перетока от ПС2 к ПС5

На рис. 6 показана работа устройства АЛАР-М, не обнаружившего асинхронный ход в защищаемой им зоне.

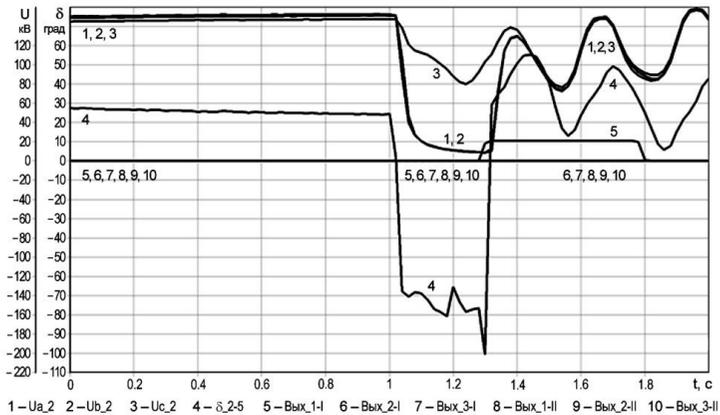
Некорректное задание алгоритма блокировки при возникновении к.з. также часто приводит к неправильной работе устройств АЛАР. При этом происходит либо срабатывание устройств во время затянувшихся к.з. — неверный выбор алгоритма отстройки от к.з. (работа АЛАР МКПА показана на рис. 7), либо — пропуск циклов АХ после снятия к.з. — некорректно выбрана выдержка времени на ввод устройств в работу (рис. 8).

Также, часто возникают проблемы с блокировкой срабатывания устройств в несимметричных режимах. При испытаниях 2006, 2007 гг. в устройствах АЛАР-М блокировка была выведена и наблюдались случаи неправильной работы устройств — основное устройство не уловило асинхронный проворот во время паузы ОАПВ, а резервное сработало корректно, таким образом, после окончания паузы ОАПВ оба устройства стали срабатывать одновременно (рис. 9). В устройствах АЛАР-МКПА при испытаниях блокировка от несимметрии была введена, однако было обнаружено, что устройства работают не штатно при длительных паузах ОАПВ, что показано на рис. 10. Это объясняется тем, что блокировка приводит к тому, что устройства вступают в работу при больших скольжениях и наблюдаются сбои в работе — пропуск асинхронных циклов (рис. 10). В некоторых устройствах разработчиками введена блокировка

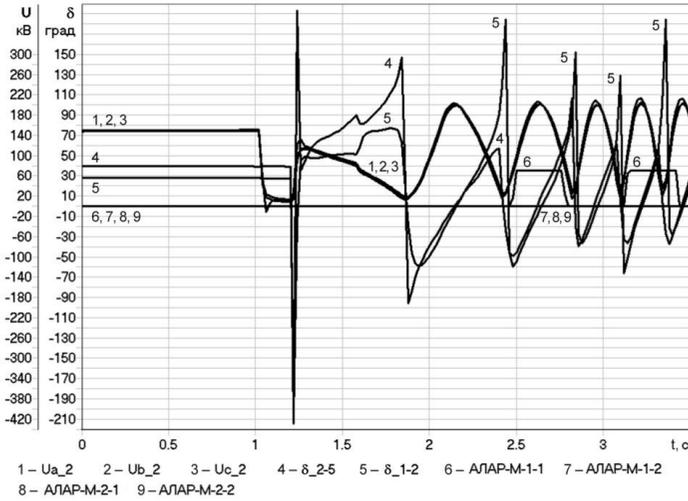
по скорости изменения угла, что также приводит к несрабатыванию устройств. Пример такой работы приведен на рис. 11, где показана нестандартная работа устройства АЛАР-М.



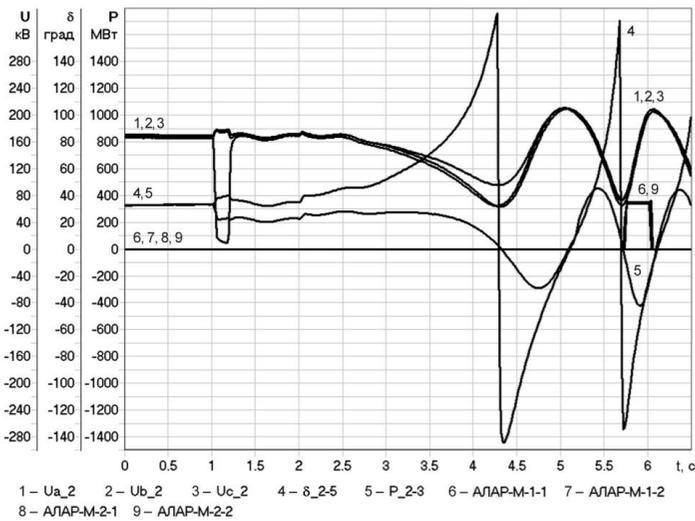
**Рис. 6.** Переходный процесс при трехфазном к.з. на ПС2 с отключением шунтирующей линии. Направление перетока от ПС2 к ПС5



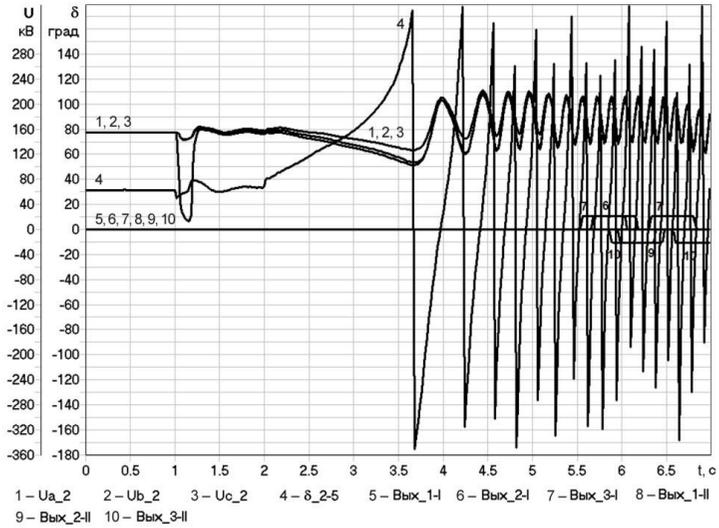
**Рис. 7.** Переходный процесс при двухфазном к.з. на ПС2 отключением шунтирующей линии,  $T_{к.з.} = 0.3$  с. Направление перетока от ПС2 к ПС5



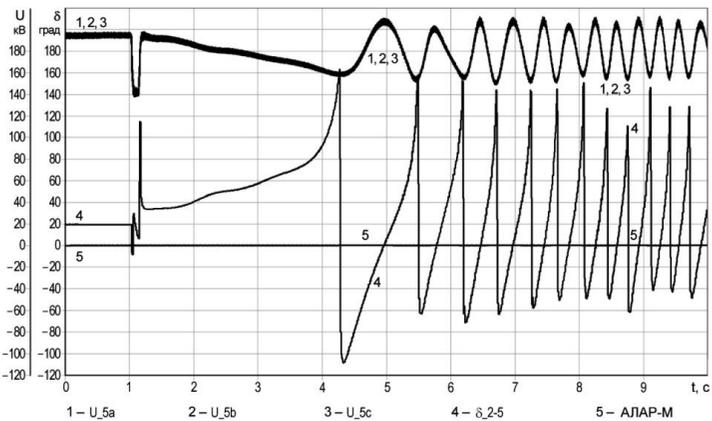
**Рис. 8.** Переходный процесс при трехфазном к.з. на ПС2 успешным ТАПВ контролируемой линии. Направление перетока от ПС2 к ПС5. ЭЦК переходит с контролируемой линии (2 – 5) на смежную линию (1 – 2)



**Рис. 9.** Переходный процесс при однофазном к.з. на ПС2 с успешным ОАПВ контролируемой линии и отключением шунтирующей линии во время паузы ОАПВ.  $T_{\text{ОАПВ}} = 4\text{с}$ ,  $T_{\text{откл.л}} = 1\text{с}$ . Направление перетока от ПС2 к ПС5



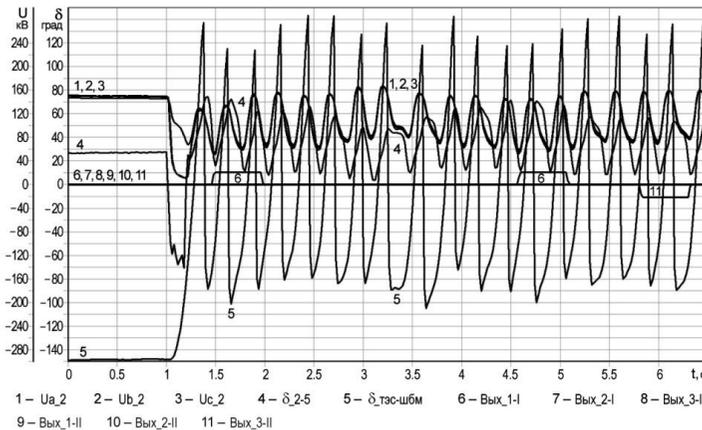
**Рис. 10.** Переходный процесс при однофазном к.з. на ПС2 с успешным ОАПВ контролируемой линии и отключением шунтирующей линии во время паузы ОАПВ.  $T_{\text{ОАПВ}} = 4$  с,  $T_{\text{откл.л}} = 1$  с. Направление перетока от ПС2 к ПС5



**Рис. 11.** Переходный процесс при трехфазном к.з. на ПС2 с отключением шунтирующей линии. Направление перетока от ПС2 к ПС5

Необходимо отметить, что скорость изменения угла по линии может принимать любые, сколь угодно большие значения. Поэтому ограничение области рабочих режимов по скорости изменения угла по линии для этих устройств недопустимо.

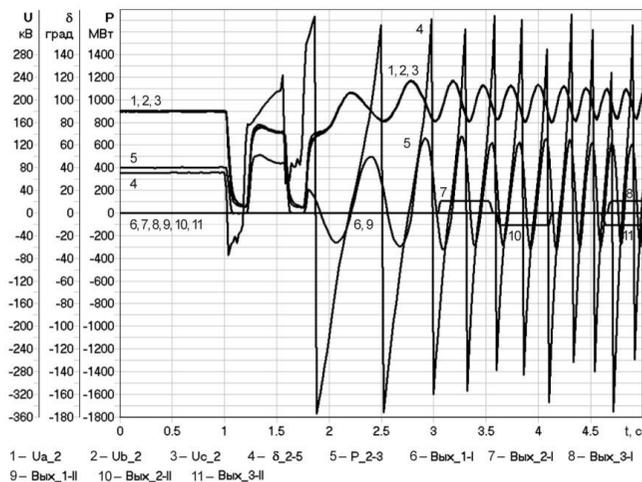
Ложные срабатывания испытуемых устройств наблюдались в переходных процессах, при которых на изменение угла по линии оказывает влияние движение легких генераторов примыкающей станции (ТЭС). Например, при условиях, в которых происходит нарушение устойчивости генераторов ТЭС, а устойчивость остальных генераторов сохраняется происходят ложные срабатывания. Пример неправильной работы устройств АЛАР-МКПА приведет на рис. 12. При этом колебания электрических параметров (напряжений, токов, мощности) распространяются и на контролируруемую линию, что и является причиной ложного срабатывания устройств.



**Рис. 12.** Переходный процесс при двухфазном на землю к.з. на линии (2 – 5) вблизи шин 2 с отключением линии,  $t_{к.з.} = 0.2$  с. Направление перетока от шин 2 к шинам 5. Нарушение устойчивости генераторов ТЭС. На защищаемом участке сети нарушения устойчивости нет

Результаты проверки устройств показали, что правильность их работы на участках сети с промежуточными отборами мощности зависит от величины нагрузки, ее состава и расположения относительно устройств АЛАР. Увеличение доли двигательной нагрузки и близость к устройству отправного конца линии уменьшают величину нагрузки, при которой устройство работает штатно. Таким образом, для всех устройств, про-

шедших проверку, выявлено, что для стабильного срабатывания есть ограничение на величину нагрузки промежуточных отборов мощности. В качестве примера, на рис. 13 показана некорректная работа устройств АЛАР-МКПА, установленных на участке сети с промежуточными отборами мощности значительной величины – 200 МВт, где видно, что первая ступень основного устройства не срабатывает.



**Рис. 13.** Переходный процесс при трехфазном к.з. на ПС2 с неуспешным ТАПВ шунтирующей линии (2 – 5). На ПС3 включена двигательная нагрузка, мощностью 200 МВт. Направление перетока от ПС2 к ПС5

Выявленные в ходе испытаний ошибки в работе устройства АЛАР МКПА находятся на стадии исправления, а недостатки устройств АЛАР-М и АЛАР-Ц были устранены разработчиками, после чего устройства прошли повторную проверку и были рекомендованы к установке в ЕЭС России.

## Заключение

Физическая модель является эффективным инструментом для проверки правильности алгоритмов устройств АЛАР, так как обеспечивает возможность воспроизведения широкого диапазона схемно-режимных условий и аварийных ситуаций, возникающих в реальной энергосистеме.

Опыт испытаний устройств АЛАР свидетельствует о том, что разработанная программа испытаний обеспечивает выявление ошибок алго-

ритмического и программного характера и позволяет определить область применения устройств АЛАР, что способствует повышению системной надежности.

### **Список литературы**

1. Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем, Стандарт ОАО РАО «ЕЭС России», М., 2005;
2. Общие требования к системам противоаварийной и режимной автоматики, релейной защиты и автоматики, телеметрической информации, технологической связи в ЕЭС России (утверждены Приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 11.02.2008 г., № 57)
3. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования. Стандарт организации ОАО РАО «ЕЭС РОССИИ», Москва, 2008.

УДК 621.314

*Л. Л. Балыбердин, к.т.н.; К. Б. Гусаковский, к.т.н.; Е. Ю.Змазов, к.т.н.; Н. Г. Лозинова, к.т.н. – ОАО «НИИПТ», Санкт-Петербург*

## **Электропередача Россия – Финляндия с ВПТ – этап в развитии техники постоянного тока**

---

Электропередача 330/400 кВ Россия-Финляндия с Выборгской вставкой постоянного тока (ВПТ) находится в эксплуатации около 30 лет. ВПТ по первоначальному проекту имела максимальную мощность 1050 МВт (три комплектных высоковольтных преобразовательных устройства – КВПУ) и была рассчитана на передачу электроэнергии в объеме около 4,0 млрд кВт·ч в год. За прошедшие годы электропередача и ВПТ претерпели существенные изменения.

Эти изменения заключались в увеличении мощности электропередачи и ВПТ, увеличении количества оборудования на ПС Выборгская, росте годового объема передаваемой электроэнергии (до 10,5 млрд кВт·ч), появлении новых, специфических требований со стороны приемной энергосистемы. Но неизменными оставались чрезвычайно высокие требования со стороны покупателя, оговоренные еще в первом контракте на поставку электроэнергии, касающиеся уровня гармоник в линиях электропередачи 400 кВ и величины перетока реактивной мощности по ним.

Особенно интенсивно работы по модернизации электропередачи и ВПТ велись, начиная с 2000 г.:

- введено в эксплуатацию КВПУ-4;
- построены еще две ВЛ 330 кВ и третья линия 400 кВ;
- увеличена мощность filtro-компенсирующих устройств (ФКУ) на третичных обмотках преобразовательных трансформаторов и на шинах 330 кВ и 400 кВ ПС Выборгская;
- введены в работу блочные (КУРБ) и общеподстанционный (КУРМ) регуляторы с использованием цифровой техники;
- подстанция оснащена новой ИАСУ ТП;
- на работу с финской энергосистемой в синхронном режиме выделен блок Северо-Западной ТЭЦ с автотрансформатором 330/400 кВ на ПС Выборгская, резерв которого осуществляется выделением КВПУ-4 и др.

Все это усложнило условия работы электропередачи, повысило напряженность работы обслуживающего персонала, тем более, что все строительные, монтажные, наладочные работы, испытания и ввод в эксплуата-

цию нового оборудования производились при передаче электроэнергии без отступлений от диспетчерских графиков и при увеличивающемся износе незаменимой аппаратуры и основного преобразовательного оборудования.

Как и в предыдущие годы эксплуатации, в условиях практически перманентной реконструкции и расширения преобразовательной подстанции и линейных частей электропередачи разрабатывались и реализовывались мероприятия по повышению надежности работы электропередачи с ВПТ. В настоящее время основными учитываемыми характеристиками надежности являются сбросы мощности электропередачи и особенно полные погасания. По этим показателям к электропередаче со стороны отправной и приемной энергосистем за последние 4 года нет претензий.

В целом многолетняя эксплуатация вставки постоянного тока показала, что она является надежным и высокоманевренным элементом электропередачи, объединяющей несинхронно работающие энергосистемы.

В то же время электропередача Россия–Финляндия с ВПТ, являясь уникальным, единственным объектом в технике постоянного тока в российской энергетике, служит и полигоном для отработки и испытаний в эксплуатационных условиях новых технических решений и впервые создаваемого электрооборудования для указанной техники.

В [1] был обобщен 25-летний опыт эксплуатации электропередачи 330/400 кВ с вставкой постоянного тока и намечен перечень мероприятий, направленных на повышение надежности ее работы на последующие 5 лет. Многие из них были реализованы. Обобщение было сделано на материале проводимых НИИПТ регулярных анализов аварийных отключений преобразовательного оборудования ПС Выборгская и ВЛ, который позволял оперативно определять основные направления таких работ.

1. Расчеты режимных параметров в процессах оптимальных способов автоматического перевода КВПУ-4 на работу в резервной блочной схеме с линией ЛЛн-1 без отключения блока и обратно на шины 400 кВ. Расчеты показали, что они протекают достаточно спокойно при любом реальном соотношении активных и реактивных мощностей КВПУ-4 и ЛЛн-1 в моменты коммутации выключателя между секциями шин 400 кВ.

2. Было продолжено усовершенствование блочных цифровых регуляторов (КУРБ), позволившее не отключать КВПУ при замене какого-либо отказавшего комплекта; заменены на более надежные платы перекрестных связей (ППС); с помощью усовершенствованного алгоритма КУРБ уменьшена скорость снижения тока при аварийных отключениях КВПУ для уменьшения перенапряжений на третичных обмотках преобразовательных трансформаторов (ТИ) при этих процессах; осуществлено загрубление пускового органа резервного канала ЗНК. После исследования

процессов возникновения перенапряжений на шинах 400 кВ, вызывавшихся к.з. на стороне 330 кВ, при включениях КВПУ на выделенную линию ЛЛн-1, при включениях КБЗ5 ТИ, приводивших к излишним срабатываниям ЗПНИ, была увеличена уставка по напряжению с 1,5 до 2,0 по отношению к амплитуде  $U_{\text{фном}}$ .

3. После замены общеподстанционного регулятора типа КАРМ, выполненного на дискретных элементах, на цифровой регулятор (КУРМ) выяснилось, что его алгоритмы не в полной мере удовлетворяют быстро изменяющимся требованиям к условиям работы подстанции: появлению новых схем электропередачи; дополнительных требований к системе противоаварийной автоматики; исключению по требованию ОДУ Северо-Запада из контура регулирования генераторов Северо-Западной ТЭЦ и т. п. Были разработаны новые ТЗ на КУРМ и программное обеспечение (ПО), которое проходит проверку в настоящее время.

Остались невыполненными трудно решаемые задачи по сокращению числа отключений блоков, вызываемых течами деионизованной воды в системе охлаждения тиристорных вентилях, авариями на конденсаторных батареях фильтров, особенно с конденсаторами Усть-Каменогорского завода, и известным недостатком главной схемы Выборгской ПС – 4 выключателя на 3 присоединения. При ремонтах одного из выключателей вместо одного присоединения вынужденно отключаются еще одно или два присоединения. В худшем случае, например, при отключении (с необходимостью разбора схемы) одного из КВПУ, происходит отключение еще одного КВПУ или ВЛ и КБ со снижением мощности электропередачи. Очевидно, что указанные недостатки могут быть устранены при реконструкции вставки постоянного тока.

В последние годы при работе электропередачи с большой мощностью зафиксированы свыше 5 случаев лавинного снижения напряжения на шинах 330 и 400 кВ («лавины напряжения»).

Анализ этих процессов показал, что «лавины напряжения» связана со снижением мощности короткого замыкания в узле примыкания инверторов, исходные условия, начало и протекание их имеет практически одинаковую физическую закономерность.

Вот как, например, протекал процесс «лавинного напряжения», закончившийся отключением трех находившихся под нагрузкой преобразователей, кроме КВПУ-4, работавшего в резервной схеме на линию ЛЛн-1 с нагрузкой 300 МВт.

КВПУ-1 – КВПУ-3 работали на ЛЛн-2, 3 с нагрузкой  $P = 820$  МВт. Из-за ошибочного срабатывания автоматики на ПС Юликкяля были отключены ЛЛн-3 и еще несколько выключателей, в результате чего произошло ослабление финской энергосистемы. Мощность короткого

замыкания на шинах 400 кВ Выборгской ПС снизилась до 2315 МВ·А (сообщение диспетчерского центра FINGRID). Аварийный процесс завершился отключением трех КВПУ, полным обесточиванием шин 400 кВ и сбросом суммарной мощности передачи на 850 МВт. Начальная стадия развития процесса приведена на рис. 1. Осциллограмма сформирована регулятором КУРМ. Произошло снижение мощности преобразователей, обусловленное сбросом уставок из-за искажения формы напряжения в переходном процессе. При этом переток реактивной мощности и мощность синхронных компенсаторов практически не изменились. Дальнейшее развитие аварии спровоцировал регулятор мощности КУРМ. В соответствии с заложенными алгоритмами КУРМ стал увеличивать уставки выпрямленного тока с целью поддержания заданной уставки по активной мощности. Причем нарастание уставок по току происходило в течение 5 с практически по линейной зависимости. Рост уставок выпрямленного тока практически не изменил фактическую мощность, передаваемую по линии ЛЛн-2. Реактивная мощность, потребляемая из энергосистемы Финляндии, за 10 с возросла до 316 МВ·Ар, а напряжение шин 400 кВ снизилось с 408 до 335 кВ. Несмотря на это преобразователи продолжали устойчиво работать. Примерно через 45 с после отключения ЛЛн3 диспетчер ПС «Выборгская» включил в работу ДКБТИЗ с целью поддержания напряжения на шинах 400 кВ (решение о включении ДКБТИЗ было принято, когда напряжение снизилось до 380 кВ). Включение КБТИЗ привело к возникновению неустойчивой работы КВПУ и развитию в контурах составляющей тока около 78 Гц, в результате чего КВПУ-1 – КВПУ-3 отключились от защит ЗЗР и ЗПН (рис. 2).

Анализ процессов «лавины напряжения» показал, что в момент возникновения «лавины напряжения», независимо от последующей тяжести аварии, преобразователи работают без аварийных отключений. При этом может происходить временный сброс уставки по току из-за искажения напряжения в переходном процессе, регулятор мощности стремится поддержать заданную по графику мощность в пределах регулировочной способности блоков (максимальное значение выпрямленного тока 2400 А). Далее, в зависимости от тяжести аварии, уставки по току выводятся на новое установившееся значение, если при этом они не достигают максимального значения. Выход уставок по току на максимальное значение также не свидетельствует о «лавине напряжения», если действует еще критерий  $\frac{dP}{dI} > 0$ . С точки зрения физики процесса это означает, что с

увеличением уставки по току мощность блока должна увеличиваться. Иначе будет происходить неконтролируемый и необоснованный рост

уставки тока до максимального значения, и, соответственно, рост потребляемой реактивной мощности при неизменной или снижающейся активной мощности.

При наличии вставки постоянного тока мощность сети примыкания (мощность короткого замыкания) определяет не только условия возникновения лавины напряжения, но и область устойчивой работы преобразователей. При этом интерес представляет вопрос об очередности возникновения различного рода неустойчивости.

Классификацию возможных видов неустойчивости можно провести по:

- балансу реактивных мощностей – аperiodическая неустойчивость (лавина напряжения);
- неустойчивости работы преобразователей – колебательная неустойчивость (неустойчивость инвертора или выпрямителя).

$P, Q$ , МВ·А

$U$ , кВ

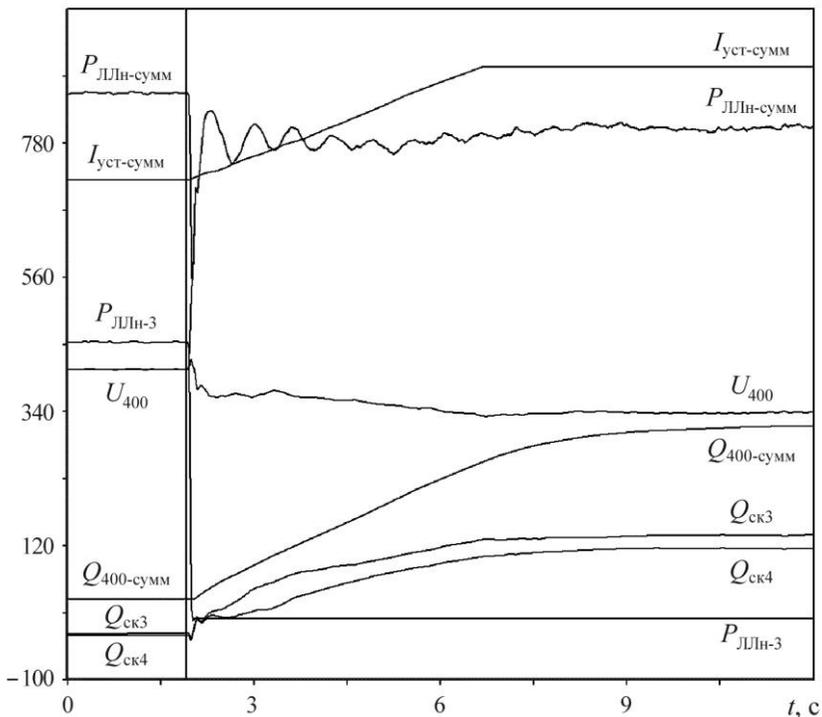
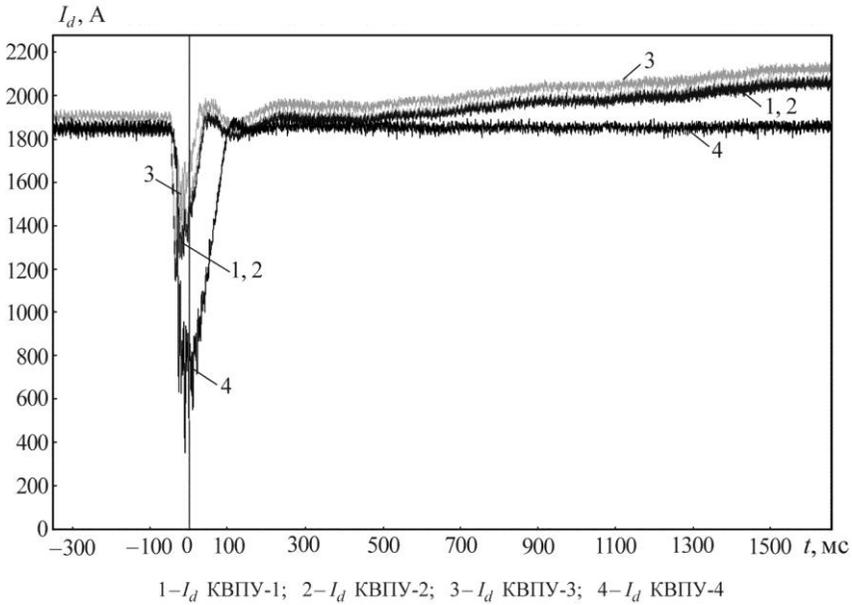


Рис. 1. Начальная стадия развития процесса «лавины напряжения»



**Рис. 2.** Токи КВПУ при отключении ЛЛнЗ в 18-49

Условия возникновения неустойчивого режима можно классифицировать по скорости изменения внешних факторов: при медленном изменении режима или скачкообразном изменении состава сети. На Выборгской ПС наблюдались лавины напряжения как при медленном изменении режима со стороны финской энергосистемы в пределах 10%-ной коррекции со скоростью 30 МВт в минуту, так и при отключении линий 400 кВ на ПС Юлликяля, одна из которых идет в сторону ПС Выборгская, а другая в сторону ПС Кория.

Величина  $Q$ , входящая в этот критерий, является алгебраической суммой реактивных мощностей, притекающих к данному узлу по всем присоединенным к нему ветвям. Использование этого критерия удобно из-за возможности анализа составляющих критерия по каждому из присоединений

$$\frac{dQ_{\text{внеш}}}{dU} + \frac{dQ_{\text{фку}}}{dU} + \frac{dQ_{\text{ск}}}{dU} - \frac{dQ_{\text{инв}}}{dU} < 0.$$

Здесь и далее индексы соответственно означают внешнюю сеть, фильро-компенсирующие устройства, синхронные компенсаторы и инверторы ПС.

Статические характеристики рассматриваемых ветвей задаются уравнениями

$$\left. \begin{aligned} \left( U + \frac{Q_{\text{внеш}}}{U} x_{\text{внеш}} \right)^2 + \left( \frac{P}{U} x_{\text{внеш}} \right)^2 &= E_{\text{внеш}}^2, \\ Q_{\text{фку}} &= \frac{U^2}{x_{\text{фку}}}, \\ Q_{\text{СК}} &= \frac{U}{U_{\text{ном}}} Q_{\text{СКном}}, \\ P_{\text{инв}} &= \frac{3}{4} \frac{U^2}{\pi x_{\text{инв}}} (\cos 2\delta - \cos 2\beta), \\ Q_{\text{инв}} &= \frac{3}{4\pi} \frac{U^2}{x_{\text{инв}}} (2\beta - \sin 2\beta - 2\delta + \sin 2\delta) \end{aligned} \right\},$$

которые представлены в предположении постоянства  $E$ ,  $P$  и  $\delta$ . Наклоны статических характеристик ветвей, присоединенных к рассматриваемому узлу, составляют

$$\left. \begin{aligned} \frac{dQ_{\text{внеш}}}{dU} &= \frac{1}{U} \left( \frac{P^2}{S_{\text{к.з.внеш}} + Q_{\text{внеш}}} - S_{\text{к.з.внеш}} + Q_{\text{внеш}} \right), \\ \frac{dQ_{\text{фку}}}{dU} &= \frac{2}{U} Q_{\text{фку}}, \\ \frac{dQ_{\text{СК}}}{dU} &= \frac{1}{U_{\text{ном}}} Q_{\text{СКном}}, \\ \frac{dQ_{\text{инв}}}{dU} &= -\frac{2}{U} (P \operatorname{tg} \beta - Q_{\text{инв}}). \end{aligned} \right\}$$

Здесь  $S_{\text{к.з.внеш}} = \frac{U^2}{x_{\text{внеш}}}$  – мощность короткого замыкания в рассматриваемом узле.

Последнее из соотношений, которое выражает регулирующий эффект инвертора по подводимому к нему напряжению, подтверждает неблагоприятный характер регулирующего эффекта инвертора при постоянстве  $P$  и  $\delta$ , так как величина в скобках во всех режимах положительна.

К недостаткам при использовании предложенного критерия (методики расчета устойчивости) следует отнести его трудоемкость и необходимость предварительного расчета режима инвертора.

Более наглядным практическим критерием является критерий  $\frac{dP}{dId} \geq 0$ .

Использование этого критерия предполагает наличие программы расчета режима сети, содержащей преобразователь, с заданием, в том числе в качестве исходных данных, уставки выпрямленного тока.

При проектировании электронпередачи Россия–Финляндия с ВПТ допускалось, что в некоторых схемно-режимных условиях работы преобразовательной подстанции ее мощность может стать соизмеримой с мощностью приемной энергосистемы, когда ОКЗ в точке подключения ВПТ становится близким к критической величине (менее 2,0) [2].

Расширение ПС с увеличением ее мощности привело одновременно к увеличению установленной конденсаторной мощности фильтро-компенсирующих устройств (ФКУ), что ухудшило условия работы преобразователей по условиям ОКЗ.

Поэтому увеличение мощности по требованию покупателя без оценки ОКЗ в некоторых схемно-режимных условиях может сопровождаться лавинообразным снижением напряжения на инверторных шинах ПС вплоть до полного ее отключения. Дело усугубляется еще двумя обстоятельствами.

Во-первых, система регулирования мощности подстанции имеет канал дистанционного управления ею со стороны финской энергосистемы в пределах  $\pm 10\%$  от текущей уставки мощности, которая не учитывает, в какой зоне находится режим.

Во-вторых, схемные изменения на приемных подстанциях не дублируются на дисплеях АСУ ТП ПС Выборгская.

Система регулирования и автоматики преобразовательных блоков и ПС не предусматривает отслеживание величины ОКЗ и не может «отодвинуть» режим от области неустойчивости. Есть два пути решения задачи.

Кардинальный – осуществить автоматическое отслеживание устойчивости режим, используя «практический» критерий устойчивости [3]

$$\sum_i \frac{dQ_i}{dU} \leq 0.$$

«Практический» критерий аperiodической устойчивости.

Однако, практическая реализация указанного критерия аperiodической устойчивости вентильных преобразователей на ВПТ представляет серьезные технические и вычислительные трудности (результат вычислений получается в виде многомерных таблиц), которые еще увеличиваются за счет усложнения алгоритмической и программной частей блочных и подстанционного регуляторов. И если это будет осуществлено то,

скорее всего, в будущем, и, вероятнее всего, на других объектах постоянного тока, если это потребуется.

В [3] предложен упрощенный алгоритм обнаружения и борьбы с «лавиной напряжения», который может быть использован дежурным персоналом ПС.

Предложенный алгоритм, используемый на ПС Выборгская, заключается в следующем.

1. Вводятся признак снижения  $D_{\text{сн}}$ , как признак лавины напряжения ДЛН, и счетчик времени пониженного напряжения  $t_{\text{сн}}$ . Исходные значения сигналов нулевые.

2. Признак снижения формируется по алгоритму

$$D_{\text{сн}} = ((U_{\text{ш2}} < U_{\text{сн400}}) \text{ и } (Q_{\Sigma 400} > Q_{\text{min400}})) \text{ и } (U_{\text{ш2}} < U_{\text{сн400min}}),$$

где  $U_{\text{ш2}}$  – напряжение шин 400 кВ;

$$U_{\text{сн400}} = (340 \dots [380]) \text{ кВ};$$

$$U_{\text{сн400min}} = (340 \dots [370] \dots 380) \text{ кВ};$$

$Q_{\Sigma 400}$  – суммарная реактивная мощность линий 400 кВ;

$$Q_{\text{min400}} = (100 \dots [150] \dots 200) \text{ МВ} \cdot \text{Ар}.$$

В скобках указаны начальные значения уставок. Должна быть предусмотрена возможность неоперативного изменения уставок при конфигурировании КУРМ.

3. При появлении  $D_{\text{сн}} = 1$  начинается отсчет времени  $t_{\text{сн}}$ .

4. При  $D_{\text{сн}} = 1$  и  $t_{\text{сн}} > 0$  – накопленное значение  $t_{\text{сн}}$ .

5. При  $t_{\text{сн}} \geq T_{\text{сн}}$  (где  $T_{\text{сн}} = (0,5 \dots [1,0] \dots 5,0)$  с) формируется признак лавины напряжения  $D_{\text{лн}} = 1$ , и по этому факту:

- плановое задание мощности  $P_{\text{пл}}$  снижается на величину

$$\Delta P_{\text{пл}} = (0,1 \dots, 0,15 \dots, 0,2) \cdot P_{\text{уст}}$$

( $P_{\text{уст}}$  – уставка режима по диспетчерскому графику) с ограничением  $P_{\text{пл}}$  снизу величиной  $P_{\text{пл min}}$ , и фиксируется («замораживается»);

- все КВПУ переводятся в «Автономный режим»;
- в подсистему РУДА и в АРМ выдается сигнал «Снижение напряжения 330, 400 кВ»;
- прекращается контроль «Снижения» напряжения по п. 2, сигнал  $D_{\text{сн}}$  и счетчик  $t_{\text{сн}}$  обнуляются;
- из подсистемы РУДА и АРМа оператору выдается аварийное сообщение «Мощность ограничена из-за снижения напряжения 330, 400 кВ».

6. Возврат к нормальному режиму осуществляется аналогично ситуации со сбросом мощности по командам ПА: оператор должен задать ре-

жим «местное» («ручное») управление КУРМ и затем вновь задать режим «дистанционное управление».

По факту появления команды перехода в режим «дистанционное управление» КУРМ сбрасывает сигнал  $D_{лн}$  в 0 и разрешает нормальное формирование уставки РПЛ. Данный алгоритм в настоящее время используется на ПС «Выборгская».

Электротрансmissão 330/400 кВ с ВПТ по проекту предназначалась только для экспорта электроэнергии в Финляндию, для чего все КВПУ были выполнены для работы выпрямителями на стороне 330 кВ и инверторами на стороне 400 кВ ПС Выборгская. Значительный рост потребления электроэнергии в регионе Северо-Запада (особенно в зимний максимум) и складывающаяся ситуация с ценами на электроэнергию на Скандинавском рынке НОРДЕЛ с тенденцией к их снижению привели к целесообразности использования импорта электроэнергии со Скандинавского энергорынка по передаче Россия-Финляндия с ВПТ на ПС Выборгская в реверсивном режиме. На совещаниях с участием представителей ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «СО ЕЭС», «ОАО «Интер-РАО ЕЭС» и ОАО «НИИПТ», проведенных в 2006–2007 гг., была поставлена задача по проведению исследований и разработок для осуществления реверса мощности ПС Выборгская. Было признано целесообразным на первом этапе выполнить реверс мощности до 350 МВт, т. е. одного КВПУ. По состоянию оборудования эта роль была отведена КВПУ-4.

Этапность работ по реверсу КВПУ-4 предусматривала:

- разработку схемных мероприятий;
- составление расчетной схемы электротрансmission с КВПУ-4;
- разработку математической модели для исследования режима реверса;
- исследование нормальных режимов;
- исследование аварийных режимов;
- реконструкция системы управления, регулирования, защиты и автоматики для режима реверса;
- корректировку алгоритмов управления;
- разработку и выполнение организационных и технических мероприятий по схемам и устройствам.

Условимся, что в режиме реверса, несмотря на изменение функций преобразователей (инвертор становится выпрямителем, а выпрямитель инвертором) обозначения оборудования по основной схеме выпрямителя (сторона 330 кВ) и инвертора (сторона 400 кВ) не изменяются. К ним в режиме реверса добавляется буква «Р». Например, преобразовательный

трансформатор выпрямителя  $T_{B(p)}$ , конденсаторные батареи на третичных обмотках обоих трансформаторов ОКБ  $T_{B(p)}$ , ДКБ  $T_{B(p)}$  и выпрямитель –  $V_{(p)}$  и инвертор –  $I_{(p)}$ .

Проблемы обеспечения реверса из-за силовой части преобразователей связана с несимметрией преобразовательных блоков: неравенство коэффициентов трансформации вентильных обмоток ТИ и ТВ; РПН установлены только на стороне 330 кВ. Из-за этого усложняются технические решения по блочным регуляторам (КУРБ) при переводе их в режим  $KURB_{(p)}$  и трудности обеспечения необходимых режимов. Например, неопределенность с величиной  $\alpha$  в отсутствие РПН со стороны  $I_{(p)}$  может привести к ограничению нижнего порога мощности КВПУ в режиме реверса.

Проблемы обеспечения реверсивного режима по системам управления, регулирования и АСУТП заключались в необходимости переработки ТЗ на общеподстанционный регулятор  $KURM_{(p)}$ , изменении физической модели КВПУ для испытаний  $KURB_{(p)}$ , доработки шлюзового компьютера  $KURB_{(p)}$  и системы АСУ «РУДА» $_{(p)}$ . Потребовалась также прокладка новых кабелей управления и сигнализации. После опытов на физической модели КВПУ с версией  $KURB_{(p)}$ , проверки ПО шлюзового компьютера и системы АСУ «РУДА» $_{(p)}$  по разработанной технической и рабочей программам были намечены поэтапные испытания КВПУ-4 в режиме реверса.

Задача первого этапа испытаний – подтверждение работоспособности КВПУ-4 в режиме реверса. При этом КВПУ работало антипараллельно с тремя другими КВПУ, находящимися в прямом режиме с суммарной активной мощностью 550 МВт, передаваемой в Финляндию.

Испытания прошли успешно: подтверждена работоспособность КВПУ-4 в режиме реверса, правильность функционирования всех элементов дополнительной схемы и отображения информации всеми средствами АСУ.

Задача второго этапа – проверка работы КВПУ-4 в реверсивном режиме при отключенных других преобразовательных блоках с передачей мощности в энергосистему Северо-Запада.

Выполнение второго этапа испытаний отложено на вторую половину 2010 г. Техническая сторона работы полностью подготовлена. Но должны быть решены таможенные вопросы, вопросы оплаты покупаемой электроэнергии, потерь электроэнергии и др.

До их решения испытания КВПУ-4 в реверсивном режиме при работе КВПУ-1 – КВПУ-3 в прямом режиме могут быть проведены по кольцевой схеме (рис. 3). Из схемы видно, что КВПУ-1 – КВПУ-4 на стороне 330 кВ работают с одних шин, а на стороне 400 кВ КВПУ-1 – КВПУ-3 по линиям ЛЛн-1 и ЛЛн-2 выдают электроэнергию в энергосистему Фин-

ляндии, а КВПУ-4, потребляя электроэнергию из энергосистемы Северо-Запада по линии Л473, выдают ее обратно на шины 330 кВ на ПС Выборгская через автотрансформатор АТ3, через отделенные от энергосистемы Финляндии сборные шины ЗШ400 и 1Ш400. Эта цепь выделена на рис. 3 жирной линией. При этом преобразователь КВПУ-4 со стороны 400 кВ работает выпрямителем, а со стороны 330 кВ – инвертором. Таким образом, в предложенной схеме КВПУ-4 работает независимо от финской энергосистемы и не оказывает никакого влияния на режим стороны 400 кВ.

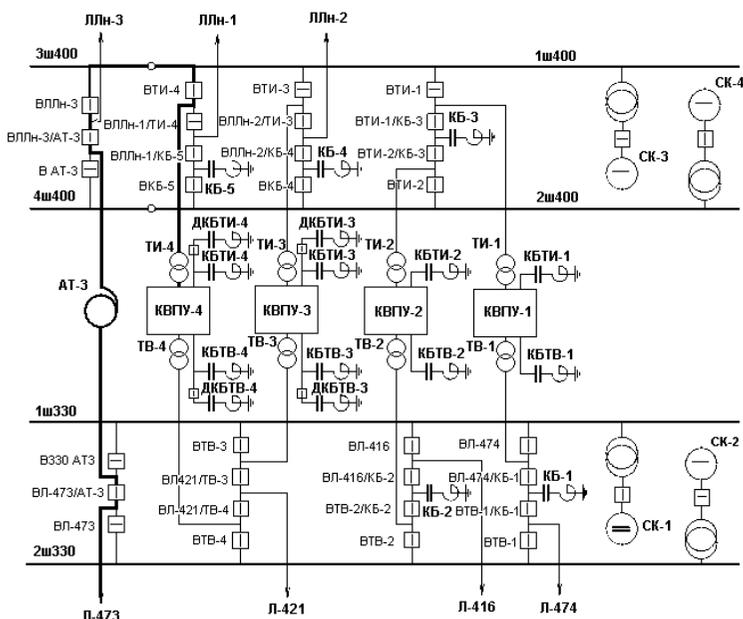


Рис. 3. Условия проведения опытов при работе КВПУ-4 в реверсивном режиме по кольцевой схеме

В целом испытания по кольцевой схеме прошли успешно, однако в интервале времени коммутации ДКБ, когда КВПУ работало при подключении дополнительной конденсаторной батареи только со стороны 400 кВ, были замечены перегрузки всех фильтровых звеньев. В настоящее время проводится исследование причин перегрузки. Актуальность выяснения причин перегрузки в данной схеме заключается в том, что предстоящая реконструкция подстанции предполагает рассмотрение ва-

риантов схем с последовательно соединенными автотрансформатором и преобразовательным трансформатором, т. е. схемы, подобной испытательной.

Анализ статистики по сбросам мощности электропередачи Россия-Финляндия в 2002–2006 гг. показал, что определяющими причинами сброса были отключения двухцепных линий электропередачи 330 и 400 кВ из-за низкой грозоупорности. В некоторые годы с большой грозовой активностью к.з. двухцепных ВЛ вызвали до 30% аварийных отключений. Этому вопросу посвящена статья А. Н. Новиковой в настоящем сборнике.

### **Список литературы**

1. *Балыбердин Л. Л., Гусаковский К. Б., Ивакин В. Н., Прочан Г. Г.* Опыт эксплуатации и пути повышения надежности работы преобразовательной подстанции электропередачи Россия-Финляндия (в связи с 25-летием ввода первого преобразовательного блока) // Известия НИИПТ, 2007, № 62.

2. *Крайчик Ю. С.* Практический критерий устойчивости напряжений в узле электрической сети с инвертором. // Известия НИИПТ, 2001, № 58.

3. *Прочан Г. Г.* Исследование и разработка мероприятий по повышению надежности электропередачи Россия-Финляндия с вставкой постоянного тока в условиях реконструкции и увеличения ее мощности» Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук по 05.14.02. СПб, 2009 г.

УДК 621.314

*Л. Л. Балыбердин, к.т.н. – ОАО «НИИПТ», Санкт-Петербург;  
В. А. Дьячков, к.т.н. – ОАО «СО ЕЭС», Москва;  
Ю. В. Капитула; Н. Г. Лозинова, к.т.н. – ОАО «НИИПТ»,  
Санкт-Петербург*

## **Многомодульные вставки постоянного тока как одно из средств ограничения токов короткого замыкания и повышения управляемости энергосистем мегаполисов**

Проблема ограничения уровней токов короткого замыкания (КЗ) в крупных густонаселенных промышленных регионах (мегаполисах) обусловлена высокой плотностью генерации и нагрузки потребителей на компактной территории, сложнотранзитной структурой электрических сетей, а также значительным ростом уровня электропотребления и генерации в обозримом будущем. Задача ограничения токов КЗ требует комплексного решения, основанного на системном подходе с учетом непрерывного развития сети и координации с параметрами оборудования, в частности, с отключающей способностью выключателей.

На уровне токов короткого замыкания в энергосистеме в значительной степени влияет «жесткость» сети, т. е. степень «связности» отдельных элементов. Одной из мер по ограничению токов короткого замыкания в электроэнергетических системах, является снижение «жесткости» узлов сети. При этом уменьшить «жесткость» узлов с целью ограничения токов КЗ можно различными способами:

- использованием специальных устройств ограничения токов КЗ в узлах или на отходящих от узла линиях электропередачи;
- секционированием сети (в случае невозможности или неэффективности применения иных мероприятий по ограничению токов короткого замыкания).

При этом предполагается, что использование устройств ограничения токов КЗ в отличие от секционирования не приводит к понижению показателей надежности электроснабжения и режимной управляемости (ухудшению условий восстановления напряжения после возмущений, снижению пределов устойчивости).

Кроме того, еще одним мероприятием, применение которого возможно для обеспечения надежного отключения токов КЗ, является замена коммутационного оборудования на оборудование с большим током от-

ключения, однако возможность подобной замены ограничена техническими характеристиками промышленного производимого оборудования (максимальный ток отключения – 63 кА).

Следует отметить, что применение стационарного деления сети для ограничения токов КЗ является исключительно вынужденной мерой, приводящей к снижению надежности электроснабжения потребителей, возрастанию рисков недопустимых изменений параметров электроэнергетического режима в послеаварийных режимах и пр. Кроме того, в связи с тем, что при стационарном делении сети нередко производится отключение линий электропередачи и трансформаторного оборудования, данное обстоятельство приводит к своего рода «замораживанию» капиталовложений [1], снижающему экономическую эффективность предлагаемых вариантов развития электрических сетей. Отрицательное влияние стационарного деления сети состоит и в нарушении естественного поточкораспределения активной мощности. Это сопряжено с ростом потерь мощности и электроэнергии в сетях [2].

Вклад в решение общей задачи повышения управляемости и ограничения уровней токов КЗ может внести применение современных устройств на базе силовой электроники.

На примере энергосистемы Московского региона для комплексного решения развития энергосистемы предлагается установка в наиболее «жестком» узле многомодульных вставок постоянного тока – МВПТ.

На рис. 1 показана схема предлагаемой МВПТ, которая представляет собой несколько преобразовательных модулей, связанных между собой на стороне постоянного тока. Преобразовательный модуль – это комплекс устройств, включенных между шинами переменного и постоянного тока, состоящий из трансформатора, двенадцатипульсового преобразователя, фильтро-компенсирующих устройств и сглаживающего реактора. Совместная работа модулей сбалансирована по выпрямительному и инверторному режимам.

Ограничение токов короткого замыкания с помощью МВПТ заключается в следующем: за счет того, что  $m$  узлов на подстанции «развязаны» относительно друг друга преобразовательными модулями, исключается подпитка места короткого замыкания на одной из линий какого-либо узла токами от линий других узлов, тем самым искусственно создается управляемый разрыв в сетях мегаполиса.

При применении МВПТ формируются  $C_m^2$  управляемых электрических связей, определяемых по уравнению (1)

$$C_m^2 = \frac{m!}{2 \cdot (m-2)!} \quad (1)$$

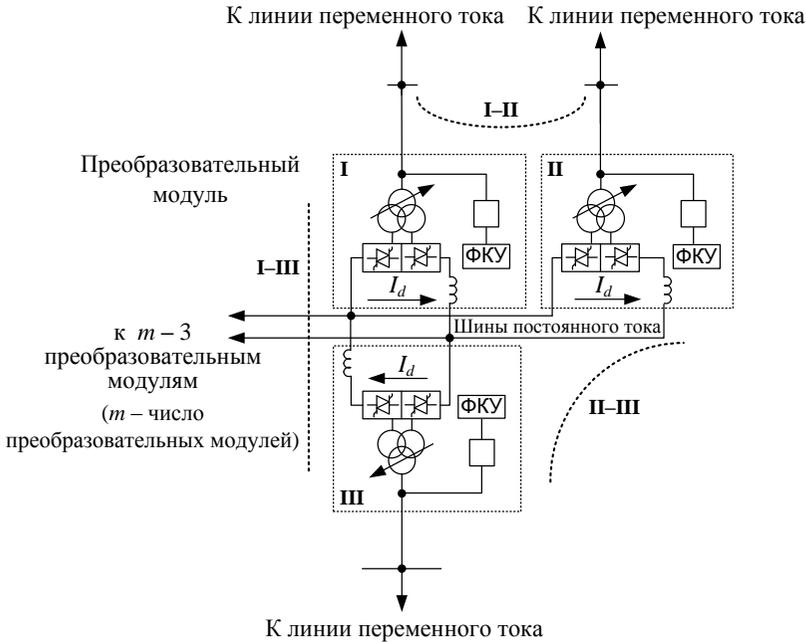


Рис. 1. Структурная схема МВПТ

Под термином «управляемая электрическая связь» понимается электрическая связь между двумя преобразовательными модулями, подсоединенными к одному узлу постоянного тока и управление которыми осуществляется в соответствии с внешними характеристиками преобразователей, работающих в составе одной МВПТ.

Для трехмодульной МВПТ (см. рис. 1) полужирным пунктиром показаны управляемые электрические связи I-II, I-III и II-III, возникающие между функционирующими преобразовательными модулями I, II и III. Преобразовательные модули I и II работают в режиме инвертора, а преобразовательный модуль III – в режиме выпрямителя.

Таким образом, для четырехмодульной МВПТ сформируются 6 связей, для пятимодульной – 10, для шестимодульной – 16

При функционировании каждого модуля МВПТ в блоке с одной линией переменного тока становится возможным управление перетоками активной мощности по примыкающим линиям переменного тока посредством системы управления и регулирования многомодульной вставки постоянного тока, что позволяет получить системные эффекты от управ-

ления МВПТ. Преобразовательный модуль предлагается выполнить с применением двух встречно-параллельных тиристоров или использовать симметричные тиристоры - симисторы.

Например, в энергосистеме Москвы, где существует высокая плотность связей 110–220 кВ, дополнительным фактором роста токов КЗ является применение кабельных линий 110 кВ и выше, имеющих более низкие сопротивления по сравнению с сопротивлением воздушных линий того же класса напряжения [3]. При невозможности секционирования из-за недостаточной отключающей способности выключателей требуется их замена. По информации [4] затраты на замену выключателей только в сети 220 кВ энергосистемы Московского региона оцениваются в 46,3 млрд руб.

В настоящее время в Московской энергосистеме существует порядка 120 точек стационарного деления сети, и, если замкнуть стационарные точки деления сети, то токи КЗ возрастут до 200 кА.

На уровне развития 2015-2020 гг. токи КЗ будут повышаться по сравнению с существующей ситуацией, и отключающей способности выключателей 63 кА будет не достаточно. Темпы развития и проблема уровней токов КЗ требуют новых решений при развитии энергосистемы мегаполиса.

В Московской энергосистеме на сравнительно малой площади (30×30 км, рис. 2) расположены электростанции общей мощностью порядка 10 ГВт. На уровне развития энергосистемы 2012 г. мощность этих электростанций увеличится до 13 ГВт. Линии электропередачи 110 и 220 кВ, связывающие данные электростанции и обеспечивающие передачу мощности к ближайшим подстанциям, при этом имеют длины от 1,5 до 12 км. Как было сказано выше, в настоящее время в Московской энергосистеме выполнено около 100 в сетях 110 кВ и до 19 в сетях 220 кВ точек нормального разрыва электрической сети. При этом большая часть точек стационарного деления сети сосредоточена именно на рассматриваемой территории.

На выбор места установки МВПТ в Московской энергосистеме в значительной степени повлияла перспективная схема энергосистемы на уровне развития 2015 и 2020 года. По результатам проведенных исследований было выбрано оптимальное место установки предлагаемого устройства. МВПТ предлагается установить на ПС Бутырки (рис. 2) по вполне определенным причинам:

- на ПС намечена реконструкция;
- ПС имеет наибольшее количество связей с электрическими станциями;



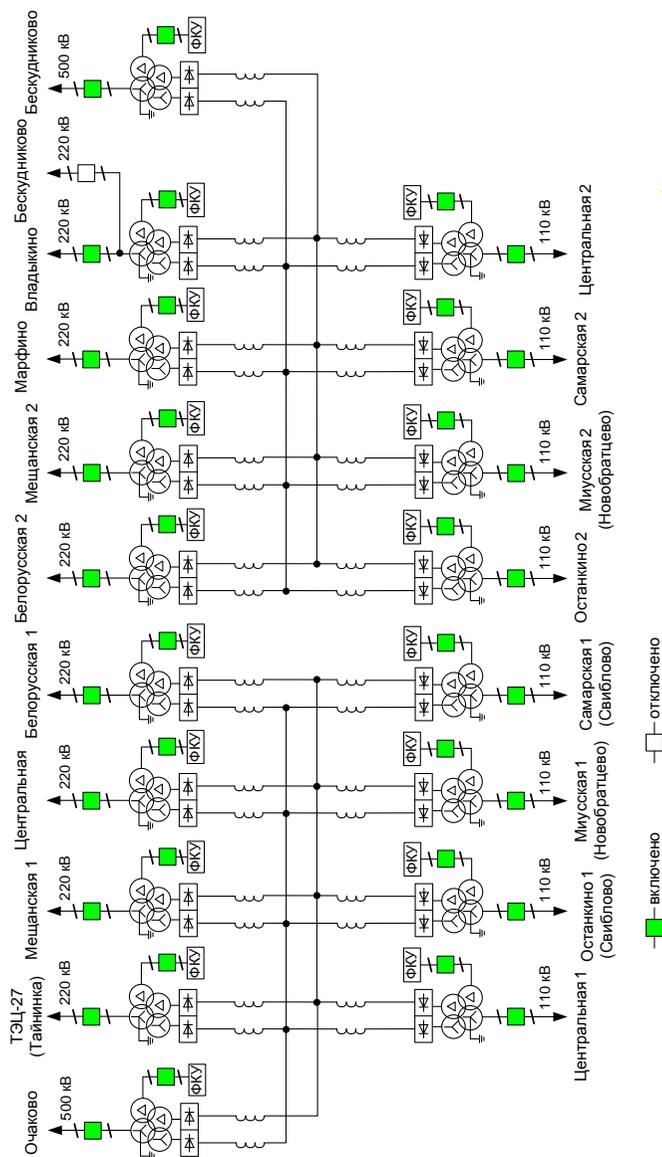


Рис. 3. Схема МВПП Бутырки с учетом строящихся КЛ 500 кВ на уровне 2020 г.

Двухцепные линии подключаются к разным МВПТ, за счет чего достигается резервирование. Стоимость МВПТ оценивается величиной порядка 11 млрд рублей, что дешевле замены выключателей в сети 220 кВ. Предварительные исследования показали, что при таком размещении МВПТ уровни токов КЗ снижаются в 2–3 раза в энергорайоне места установки. Отключение одной МВПТ не приводит к перегрузке линий в примыкающей сети. При этом на ПС, имеющих связи со станциями ТЭЦ 21 и 27, ТЭЦ 26 и 25, может потребоваться установка реакторов в секционные выключатели.

Выбор способов решения и проблемы ограничения токов КЗ в конкретных случаях должен проводиться по технико-экономическим показателям. При этом надо учитывать, что потери современной ВПТ оцениваются значением 2–2,5% от передаваемой мощности, однако применение МВПТ позволяет оптимизировать режим по потерям в сети переменного тока.

При близких КЗ работа МВПТ сопровождается неизбежными нарушениями коммутаций выпрямительных и инверторных мостов. Особое внимание должно быть уделено нарушению работы модулей, работающих в инверторном режиме, так как в результате опрокидывания мостов инвертора токи выпрямительных модулей начинают протекать через поврежденный инвертор. Эта особенность работы МВПТ при близких КЗ решается мгновенным снижением уставок всех модулей, что позволяет восстановить коммутации и, после отключения КЗ, выйти на доаварийный режим.

Основным недостатком устройства МВПТ является относительно высокая стоимость по сравнению с широко известными способами ограничения токов КЗ.

## **Выводы**

В качестве одного из мероприятий по ограничению токов КЗ в сетях предлагается установка многомодульной вставки постоянного тока – МВПТ.

Технический результат от использования МВПТ заключается:

- в ограничении токов короткого замыкания в условиях мегаполиса при наличии большой установленной мощности электростанций и большого количества параллельных коротких линий электропередачи, образующих сложнзамкнутую структуру;
- в управлении потоками активной мощности;
- в возможности эффективного развития сети мегаполиса.

Этот результат достигается достаточно большими капиталовложениями и эксплуатационными расходами, а также появлением дополнительных потерь, которые могут быть частично скомпенсированы снижением потерь сети переменного тока за счет оптимизации потокораспределения мощности. Целесообразность реализации рассмотренного мероприятия должна быть подтверждена сопоставлением его эффективности с эффективностью альтернативных мероприятий.

### **Список литературы**

1. *Неклепаев Б. Н.* Координация и оптимизация уровней токов короткого замыкания в электрических системах. – М.: Энергия, 1978.
2. *Антипов К. М., Востросаблин А. А., Жуков В. В. и др.* О проблеме координации уровней токов короткого замыкания в энергосистемах // Электрические станции. 2005, № 4. С. 19–31.
3. *Игнатов В. В., Мисриханов М. Ш., Мозгалева К. В., Шунтов А. В.* О надежности схем выдачи мощности электростанций в регионе с высокой плотностью нагрузки // Электрические станции. 2007, № 9. С. 46–52.
4. *Игнатов В. В.* Ограничение токов короткого замыкания делением электрических сетей и оценка его влияния на режимы энергосистем. Автореферат, Москва, 2010.

УДК 621.314.632

И. М. Берх, к.т.н. – Германия<sup>1</sup>

## **Расчет областей устойчивости системы регулирования вставки постоянного тока с преобразователями напряжения на полностью управляемых вентилях**

---

### **Введение**

Применение полностью управляемых вентилях позволяет использовать для формирования напряжения на зажимах переменного тока (на входе) преобразователей метод широтной модуляции. При реализации этого метода роль системы регулирования состоит в создании трехфазной системы гармонически изменяющихся сигналов, которые непосредственно определяют длительности включенного и отключенного состояния полупроводниковых приборов. Эти сигналы, часто называемые модулирующими сигналами, определяют мгновенные значения «гладкой» составляющей трехфазного напряжения на входе преобразователя.

Формирование модулирующих сигналов может производиться модальным или векторным способом. Соответственно этому на практике находят применение модальные и векторные системы регулирования [1, 2, 3].

Модальные системы формируют модулирующие сигналы путем задания их амплитуды и фазы, а векторные – заданием  $d$ - и  $q$ -составляющих с последующим преобразованием ортогональных составляющих в трехфазную систему.

Системы регулирования вставок постоянного тока (ВПТ) независимо от способа формирования модулирующих сигналов выполняют следующие основные функции:

- поддержание заданного значения напряжения на накопительной емкости преобразовательного блока;
  - поддержание заданного перетока активной мощности;
  - регулирование напряжения в заданной точке сети переменного тока.
- В соответствии с этим, в состав системы регулирования входят:
- регулятор напряжения на накопительной емкости;

---

<sup>1</sup> И. М. Берх – сотрудник института 1963–1999 гг.

- регулятор активной мощности;
- регуляторы напряжения переменного тока.

В этой работе будут рассматриваться модальные системы регулирования. В таких системах регулятор напряжения на емкости (РН) осуществляет смещение по фазе напряжения одного, а регулятор активной мощности (РАМ) – другого преобразователя. Для определенности примем, что РН воздействует на преобразователь, работающий в режиме передачи активной мощности со стороны переменного тока на сторону постоянного тока. Условно назовем его выпрямителем и присвоим ему номер  $m = 1$ . Другому преобразователю, назовем его инверторным преобразователем, присвоим номер 2.

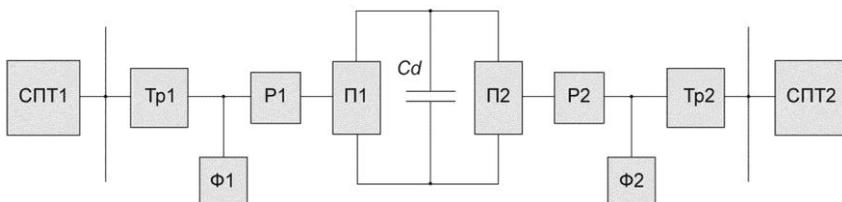
Примем также, что регуляторы напряжения переменного тока управляют величиной напряжения на приемных и передающих шинах ВПТ. Далее эти регуляторы именуется регуляторами напряжения шин (РНШ).

Регуляторы напряжения шин задают амплитуды модулирующих сигналов и определяют тем самым амплитуды напряжения на входах преобразователей.

При составлении расчетной схемы принимаются следующие основные допущения:

1. Напряжения переменного тока на входе преобразователей напряжения представляются только их «гладкими» составляющими. Пульсации напряжений, вызванные широтно-импульсной модуляцией (ШИМ), не учитываются.
2. Преобразователи ВПТ не имеют активных потерь, и поэтому мгновенные значения активных мощностей на входе и на выходе каждого преобразователя равны друг другу.

Конфигурация исследуемой схемы представлена на рис. 1.



**Рис. 1.** Конфигурация исследуемой схемы:

СПТ $m$  ( $m = 1, 2$ ) – система переменного тока; Тр $m$  – трансформатор;  
 Ф $m$  – фильтр; Р $m$  – сглаживающий реактор; П $m$  – преобразователь напряжения;  
 С $d$  – накопительная емкость

## Составление расчетной схемы для анализа устойчивости

### Математическое описание высоковольтной схемы

Модальная система регулирования воздействуют на коэффициент модуляции  $\mu$  и аргумент гармонической функции  $\theta$  модулирующих сигналов  $V_{km}(\tau)$  ( $k = a, \text{ в, } c$ ). В общем случае величины  $\mu$  и  $\theta$  каждого  $m$ -го преобразователя являются произвольными функциями времени:

$$V_{km}(\tau) = \mu_m(\tau) \cdot \cos[\theta_m(\tau) - \rho_k],$$

где  $\rho_k = 0, 120, 240^\circ$ .

При этом фазные напряжения на входе преобразователя  $u_{km}(\tau)$  равны:

$$u_{km}(\tau) = V_{km}(\tau) \cdot \frac{E(\tau)}{2},$$

где  $E(\tau)$  – напряжение между полюсами преобразователя.

Мгновенное значение активной мощности преобразователя на стороне переменного тока

$$P_m(\tau) = \sum_k u_{km}(\tau) \cdot i_{km}(\tau),$$

где  $i_{km}(\tau)$  – фазные токи преобразователя (направлены в сторону преобразователя).

Связь между токами и напряжениями преобразователя для произвольной структуры сети переменного тока запишем в операторной форме:

$$i_{km}(p) = E_{ckm} Y_{vm}(p) - Y_m(p) \cdot u_{km}(p),$$

где  $E_{ckm}$  – фазные напряжения на шинах бесконечной мощности;

$Y_{vm}(p)$ ,  $Y_m(p)$  – соответственно, взаимная и собственная операторные проводимости схемы переменного тока.

Сторона постоянного тока ВПТ описывается следующими уравнениями:

$$P(\tau) = \sum_m P_m(\tau);$$

$$I_{cd}(\tau) = \frac{P(\tau)}{E(\tau)};$$

$$E(\tau) = \frac{1}{b_{cd}} \int I_{cd}(\tau) d\tau,$$

где  $b_{cd} = 100\pi \cdot C_{cd}$  – проводимость накопительной емкости на промышленной частоте.

Линеаризуем приведенные выше уравнения:

$$\Delta V_{km}(\tau) = \Delta \mu_m(\tau) \cos(\tau - \rho_k) - \Delta \theta_m(\tau) \mu_{0m} \sin(\tau - \rho_k); \quad (1)$$

$$\Delta u_{km}(\tau) = \Delta V_{km}(\tau) \frac{E_0}{2} + \Delta E(\tau) \frac{V_{k0m}(\tau)}{2}; \quad (2)$$

$$\Delta P_m(\tau) = \sum_k [\Delta u_{km}(\tau) i_{k0m}(\tau) + \Delta i_{km}(\tau) u_{k0m}(\tau)]; \quad (3)$$

$$\Delta i_{km}(p) = -Y_m(p) \cdot \Delta u_{km}(p); \quad (4)$$

$$\Delta P(\tau) = \sum_m \Delta P_m(\tau); \quad (5)$$

$$I_{cd}(\tau) = \frac{\Delta P(\tau)}{E_0}; \quad (6)$$

$$\Delta E(\tau) = \frac{1}{b_{cd}} \int \Delta I_{cd}(\tau) d\tau. \quad (7)$$

В этих уравнениях величины  $\mu_{0m}$ ,  $V_{k0m}(\tau)$ ,  $i_{k0m}(\tau)$ ,  $u_{k0m}(\tau)$ ,  $E_0$  представляют собой параметры исследуемого установившегося режима работы схемы. При этом

$$V_{k0m}(\tau) = V_{0m} \cos(\tau - \rho_k); \quad (8)$$

$$i_{k0m}(\tau) = i_{0m} \cos(\tau - \rho_k - \varphi); \quad (9)$$

$$u_{k0m}(\tau) = u_{0m} \cos(\tau - \rho_k); \quad (10)$$

$$\mu_{0m} = \frac{2u_{0m}}{E_0}. \quad (11)$$

Полученные линеаризованные уравнения показывают, что рассматриваемая схема, при малых отклонениях переменных, описывается линейными уравнениями с переменными коэффициентами: величины  $V_{k0m}(\tau)$ ,  $i_{k0m}(\tau)$  и  $u_{k0m}(\tau)$  являются заданными гармоническими функциями времени.

Анализ таких схем обычно сопряжен с весьма значительными трудностями. В данном случае мы воспользуемся тем обстоятельством, что указанные коэффициенты являются именно гармоническими функциями времени.

Предположим, что отклонения переменных в цепи постоянного тока представляют собой гармонические колебания с малой амплитудой, имеющие произвольную частоту  $\nu$ . В этом случае оказывается возможным исключить из общей системы те уравнения, которые содержат переменные коэффициенты. Полученная таким образом система уравнений

будет устанавливать связи между отклонениями переменных на частоте  $\nu$ , причем коэффициенты этих уравнений будут уже постоянными величинами. Пусть

$$\begin{aligned} \Delta E(\tau) &= \Delta E \cos(\nu\tau - \alpha_E); \\ \Delta \mu_m(\tau) &= \Delta \mu_m \cos(\nu\tau - \alpha_{\mu m}); \\ \Delta \theta_m(\tau) &= \Delta \theta_m \cos(\nu\tau - \alpha_{\theta m}). \end{aligned}$$

Тогда уравнение (1) можно записать в виде:

$$\begin{aligned} \Delta V_{km}(\tau) &= \Delta \mu_m \cdot \cos(\nu\tau - \alpha_{\mu m}) \cdot \cos(\tau - \rho_k) - \\ &- \Delta \theta_m \mu_{0m} \cdot \cos(\nu\tau - \alpha_{\theta m}) \cdot \sin(\tau - \rho_k). \end{aligned} \quad (12)$$

Подставим (12) и (8) в (2). После некоторых преобразований получим следующее уравнение для отклонений напряжений на входах преобразователей:

$$\begin{aligned} \Delta u_{km}(\tau) &= \Delta E \frac{\mu_{0m}}{4} [\cos(\nu_b \tau - \rho_k - \alpha_E) + \cos(\nu_n \tau + \rho_k - \alpha_E)] + \\ &+ \Delta \mu_m \frac{E_0}{4} [\cos(\nu_b \tau - \rho_k - \alpha_{\mu m}) + \cos(\nu_n \tau + \rho_k - \alpha_{\mu m})] - \\ &- \Delta \theta_m \frac{\mu_{0m} E_0}{4} [\sin(\nu_b \tau - \rho_k - \alpha_{\theta m}) - \sin(\nu_n \tau + \rho_k - \alpha_{\theta m})], \end{aligned} \quad (13)$$

где  $\nu_b = \nu + 1$ ;  $\nu_n = \nu - 1$ .

Уравнение (13) указывает на одну из важнейших особенностей преобразователей напряжения с ШИМ, существенным образом влияющих на протекание переходных процессов в схемах с такими преобразователями.

Эта особенность состоит в том, что колебания напряжения на емкости и колебания управляющих сигналов на некоторой частоте  $\nu$  порождают во входных напряжениях преобразователей колебания на двух частотах:  $\nu_b = \nu + 1$  и  $\nu_n = \nu - 1$ . Ниже эти частоты именуются, соответственно, верхней и нижней боковыми частотами. Знаки, стоящие при величинах  $\rho_k$ , указывают на то, что верхняя боковая частота образует прямую последовательность, а нижняя – обратную.

Наличие двух составляющих напряжения на входе преобразователя определяет наличие таких же составляющих в напряжениях и токах всех элементов схемы переменного тока, к которой подключаются преобразователи. Для их вычисления процессы на каждой частоте должны рассматриваться отдельно с последующим суммированием обеих составляющих.

В частности, именно таким способом должны вычисляться отклонения фазных токов на входах преобразователей, величины которых входят в уравнение (3) для расчета отклонения активной мощности преобразователя.

Заменим в уравнении (4) символ  $p$  на  $jv$  и представим комплексные собственные проводимости для  $m$ -й схемы переменного тока в виде<sup>1</sup>:

$$Y_m [j(v+1)] = Y_m(jv_B) = Y_m(v_B) \cdot \exp[j\psi_m(v_B)]; \quad (14)$$

$$Y_m [j(v-1)] = Y_m(jv_H) = Y_m(v_H) \cdot \exp[j\psi_m(v_H)]. \quad (15)$$

Величины  $Y_m(jv_B)$  и  $Y_m(jv_H)$  представляют собой частотную проводимость  $Y_m(jv)$ , смещенную по частоте, соответственно на +1 и -1.

С учетом (14) и (15) отклонения фазных токов можно представить в следующем виде:

$$\begin{aligned} \Delta i_{km}(\tau) = & -\Delta E \frac{\mu_{0m}}{4} \left[ Y_m(v_B) \cdot \cos(v_B \tau - \rho_k - \alpha_E + \psi_m(v_B)) + \right. \\ & \left. + Y_m(v_H) \cdot \cos(v_H \tau + \rho_k - \alpha_E + \psi_m(v_H)) \right] - \\ & - \Delta \mu_m \frac{E_0}{4} \left[ Y_m(v_B) \cdot \cos(v_B \tau - \rho_k - \alpha_{\mu m} + \psi_m(v_B)) + \right. \\ & \left. + Y_m(v_H) \cdot \cos(v_H \tau + \rho_k - \alpha_{\mu m} + \psi_m(v_H)) \right] + \\ & + \Delta \theta_m \frac{\mu_{0m} E_0}{4} \left[ Y_m(v_B) \cdot \sin(v_B \tau - \rho_k - \alpha_{\theta m} + \psi_m(v_B)) - \right. \\ & \left. - Y_m(v_H) \cdot \sin(v_H \tau + \rho_k - \alpha_{\theta m} + \psi_m(v_H)) \right]. \quad (16) \end{aligned}$$

Подставляя (13), (16), (9) и (10) в (3), найдем уравнение для отклонения активной мощности преобразователя. В окончательном виде оно записывается следующим образом:

$$\begin{aligned} P_m(\tau) = & \Delta E \cos(v\tau - \alpha_E) \cdot \frac{P_{0m}}{E_0} - \Delta E \cos(v\tau - \alpha_E + \delta_{cm}(v)) \times \\ & \times \frac{3}{16} \mu_{0m}^2 E_0 Y_{cm}(v) + \Delta \mu_m \cos(v\tau - \alpha_{\mu m}) \frac{P_{0m}}{\mu_{0m}} - \Delta \mu_m \cos(v\tau - \alpha_{\mu m} + \delta_{cm}(v)) \times \end{aligned}$$

<sup>1</sup> В общем случае проводимости для прямой и обратной последовательностей могут отличаться друг от друга. Это обстоятельство может быть легко учтено некоторым усложнением нижеприведенных выражений.

$$\begin{aligned} & \times \frac{3}{16} \mu_{0m} E_0^2 Y_{cm}(\nu) - \Delta\theta_m \cos(\nu\tau - \alpha_{\theta m}) \cdot Q_{0m} + \\ & + \Delta\theta_m \cos\left(\nu\tau - \alpha_{\theta m} + \delta_{\theta m}(\nu) - \frac{\pi}{2}\right) \cdot \frac{3}{16} \mu_{0m}^2 E_0^2 Y_{\theta m}(\nu), \end{aligned} \quad (17)$$

где  $Q_{0m}$  – реактивная мощность преобразователя в установившемся режиме.

Величины  $Y_{cm}(\nu)$ ,  $\delta_{cm}(\nu)$ ,  $Y_{\theta m}(\nu)$ ,  $\delta_{\theta m}(\nu)$ , входящие в уравнение (17), определяются соотношениями:

$$Y_{cm}(j\nu) = Y_{cm}(\nu) \cdot \exp[-j\delta_{cm}(\nu)] = Y_m(j\nu_v) + Y_m(j\nu_n); \quad (18)$$

$$Y_{\theta m}(j\nu) = Y_{\theta m}(\nu) \cdot \exp[-j\delta_{\theta m}(\nu)] = Y_m(j\nu_v) - Y_m(j\nu_n). \quad (19)$$

Уравнение (17) устанавливает связь между малыми гармоническими колебаниями напряжения на емкости и управляющих воздействий, с одной стороны, и вызываемыми ими колебаниями активной мощности на входе преобразователя, с другой. Это соотношение справедливо для каждого, произвольно выбранного значения частоты  $\nu$ , и уже не содержит изменяющихся во времени коэффициентов. Перейдем к комплексной форме записи этого уравнения. Введем следующие обозначения:

$$\Delta E \cos(\nu\tau - \alpha_E) \Rightarrow \Delta E(j\nu) = \Delta E(\nu) \cdot \exp[-j\alpha_E(\nu)];$$

$$\Delta\mu_m \cos(\nu\tau - \alpha_{\mu m}) \Rightarrow \Delta\mu_m(j\nu) = \Delta\mu_m(\nu) \cdot \exp[-j\alpha_{\mu m}(\nu)];$$

$$\Delta\theta_m \cos(\nu\tau - \alpha_{\theta m}) \Rightarrow \Delta\theta_m(j\nu) = \Delta\theta_m(\nu) \cdot \exp[-j\alpha_{\theta m}(\nu)];$$

$$\Delta P_m(\tau) \Rightarrow \Delta P_m(j\nu).$$

Тогда уравнение (17) может быть записано следующим образом:

$$\begin{aligned} \Delta P_m(j\nu) = & K_{Em}(j\nu) \cdot \Delta E(j\nu) + K_{\mu m}(j\nu) \cdot \Delta\mu_m(j\nu) - \\ & - K_{\theta m}(j\nu) \cdot \Delta\theta_m(j\nu), \end{aligned} \quad (20)$$

где 
$$K_{Em}(j\nu) = \frac{P_{0m}}{E_0} - \frac{3}{16} \mu_{0m}^2 E_0 Y_{cm}(j\nu); \quad (21)$$

$$K_{\mu m}(j\nu) = \frac{P_{0m}}{\mu_{0m}} - \frac{3}{16} \mu_{0m} E_0^2 Y_{cm}(j\nu); \quad (22)$$

$$K_{\theta m}(j\nu) = Q_{0m} + j \frac{3}{16} \mu_{0m}^2 E_0^2 Y_{\theta m}(j\nu). \quad (23)$$

Комплекс отклонения напряжения на емкости определяется из уравнений (6) и (7):

$$\Delta E(j\nu) = \frac{1}{B_{cd}(j\nu) \cdot E_0} \sum_m \Delta P(j\nu), \quad (24)$$

где  $B_{cd}(j\nu) = j\nu b_{cd}$ .

Уравнения (20) и (24) полностью описывают схему ВПТ и примыкающих систем переменного тока. Для получения расчетной схемы они должны быть дополнены уравнениями связи между регулируемыми параметрами и выходными сигналами системы регулирования  $\Delta\mu_m(\tau)$  и  $\Delta\theta_m(\tau)$ .

### Математическое описание системы регулирования

В этой работе принимается, что все регуляторы имеют одинаковую структуру: каждый из них содержит инерционное звено для сглаживания сигналов рассогласования и далее пропорциональный и интегральный каналы.

Передаточные функции РН, РАМ и РНШ в этом случае имеют следующий вид:

$$K_E(p) = K_{EC}(p) \cdot \left( k_{IE} + \frac{k_{IE}}{p} \right); \quad (25)$$

$$K_P(p) = K_{PC}(p) \cdot \left( k_{IP} + \frac{k_{IP}}{p} \right); \quad (26)$$

$$K_{Um}(p) = -K_{UCm}(p) \cdot \left( k_{IUm} + \frac{k_{IUm}}{p} \right). \quad (27)$$

Инерционные звенья  $K_{EC}(p)$ ,  $K_{PC}(p)$ ,  $K_{UCm}(p)$ , имеют постоянные времени, соответственно,  $T_{EC}$ ,  $T_{PC}$ ,  $T_{UCm}$ .

Регулируемыми параметрами системы управления являются отклонение напряжения на емкости  $\Delta E(\tau)$ , отклонение активной мощности инверторного преобразователя  $\Delta P_2(\tau)$  и отклонения напряжений на шинах переменного тока преобразователей  $\Delta u_{sm}(\tau)$ .

Отклонение напряжения на емкости, получаемое из уравнения (24), и отклонение активной мощности инвертора, получаемое из уравнения (20), могут непосредственно использоваться в качестве входных переменных, соответственно, РН и РАМ.

Что же касается регуляторов напряжения на шинах, то их входные сигналы должны быть вычислены дополнительно.

В качестве регулируемого параметра для регулятора напряжения шин примем длину изображающего вектора напряжения на этих шинах:

$$u_{sm}(\tau) = \sqrt{\left[ \frac{2}{3} \sum_k u_{smk}^2(\tau) \right]},$$

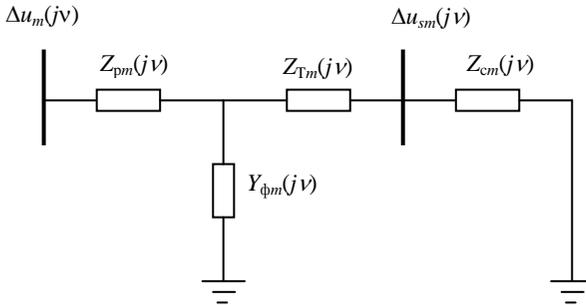
где  $u_{smk}(\tau)$  – фазные напряжения на шинах переменного тока  $m$ -го преобразователя. После линеаризации этого уравнения получаем:

$$\Delta u_{sm}(\tau) = \frac{2}{3u_{s0m}(\tau)} \sum_k u_{smk0}(\tau) \Delta u_{smk}(\tau), \tag{28}$$

где  $u_{smk0}(\tau)$  – фазные напряжения на шинах переменного тока  $m$ -го преобразователя в стационарном режиме;

$u_{s0m}$  – амплитуда фазного напряжения (длина изображающего вектора) в установившемся режиме.

Отклонения фазных напряжения на шинах  $\Delta u_{smk}(\tau)$  могут быть найдены по известным отклонениям напряжения на выходе преобразователя, исходя из схемы, приведенной на рис. 2.



**Рис. 2.** К расчету отклонения напряжения на шинах переменного тока преобразователя:

$Z_{fm}(jv)$  – комплексное сопротивление реактора;  $Z_{Tm}(jv)$  – комплексное сопротивление трансформатора;  $Z_{cm}(jv)$  – комплексное сопротивление внешней по отношению к шинам подстанции сети переменного тока;  $Y_{fm}(jv)$  – частотная проводимость фильтра

Комплекс отклонения напряжения преобразователя связан с комплексом отклонения напряжения на шинах следующими величинами:

$$\begin{aligned} R_m(jv) &= R_m(v) \cdot \exp[j\lambda_m(v)] = \\ &= \frac{Z_{cm}(jv)}{1 + Y_{fm}(jv)[Z_{Tm}(jv) + Z_{cm}(jv)]} \cdot Y_m(jv) \end{aligned} \tag{29}$$

Из уравнений (13) и (29) находим выражение для отклонения фазных напряжений на шинах переменного тока  $m$ -ого преобразователя:

$$\begin{aligned} \Delta u_{skm}(\tau) = & \Delta E \frac{\mu_{0m}}{4} [R_m(v_B) \cos(v_B \tau - \rho_k - \alpha_E + \lambda_m(v_B)) + \\ & + R_m(v_H) \cos(v_H \tau + \rho_k - \alpha_E + \lambda_m(v_H))] + \\ & + \Delta \mu_m \frac{E_0}{4} [R_m(v_B) \cos(v_B \tau - \rho_k - \alpha_{\mu m} + \lambda_m(v_B)) + \\ & + R_m(v_H) \cos(v_H \tau + \rho_k - \alpha_{\mu m} + \lambda_m(v_H))] - \\ & - \Delta \theta \frac{\mu_{0m} E_0}{4} [R_m(v_B) \sin(v_B \tau - \rho_k - \alpha_{\theta m} + \lambda_m(v_B)) - \\ & - R_m(v_H) \sin(v_H \tau + \rho_k - \alpha_{\theta m} + \lambda_m(v_H))]. \end{aligned} \quad (30)$$

Фазные напряжения на шинах переменного тока в установившемся режиме можно записать следующим образом:

$$u_{sk0m} = u_{s0m} \cos(\tau - \alpha_{s0m}), \quad (31)$$

где  $\alpha_{s0m}$  – угол между изображающими векторами напряжения на входе преобразователя и на шинах переменного тока в исследуемом режиме. Подставляя (30) и (31) в (28) после преобразований окончательно получаем:

$$\begin{aligned} \Delta u_{sm}(\tau) = & \frac{\mu_{0m}}{4} R_{sm}(v) \cdot \Delta E \cos(v\tau - \alpha_E + \varepsilon_{sm}(v)) + \\ & + \frac{E_0}{4} R_{sm}(v) \cdot \Delta \mu_m \cos(v\tau - \alpha_{\mu m} + \varepsilon_{sm}(v)) - \\ & - \frac{\mu_{0m} E_0}{4} R_{s\theta m}(v) \cdot \Delta \theta \cos(v\tau - \alpha_{\theta m} + \varepsilon_{s\theta m}(v) - \frac{\pi}{2}). \end{aligned} \quad (32)$$

Величины  $R_{sm}(v)$ ,  $R_{s\theta m}(v)$ ,  $\varepsilon_{sm}(v)$  и  $\varepsilon_{s\theta m}(v)$  определяются из соотношений:

$$\begin{aligned} R_{sm}(jv) &= R_{sm}(v) \cdot \exp[j\varepsilon_{sm}(v)] = R_m(jv_B) + R_m(jv_H); \\ R_{s\theta m}(jv) &= R_{s\theta m}(v) \cdot \exp[j\varepsilon_{s\theta m}(v)] = R_m(jv_B) - R_m(jv_H). \end{aligned}$$

Введем теперь в рассмотрение комплекс отклонения напряжения на шинах

$$\Delta u_{sm}(\tau) \Rightarrow \Delta u_{sm}(jv)$$

и следующие комплексные функции:

$$K_{uE}(j\nu) = \frac{\mu_{0m}}{4} R_{sm}(\nu) \cdot \exp[j\varepsilon_{sm}(\nu)];$$

$$K_{u\mu}(j\nu) = \frac{E_0}{4} R_{sm}(\nu) \cdot \exp[j\varepsilon_{sm}(\nu)];$$

$$K_{u\theta}(j\nu) = \frac{\mu_{0m}E_0}{4} R_{s\theta m}(\nu) \cdot \exp\left\{j\left[\varepsilon_{s\theta m}(\nu) - \frac{\pi}{2}\right]\right\}.$$

Тогда уравнение (32) в комплексной форме записывается следующим образом:

$$\Delta u_{sm}(j\nu) = K_{uE}(j\nu)\Delta E(j\nu) + K_{u\mu}(j\nu)\Delta\mu_m(j\nu) - K_{u\theta}(j\nu)\Delta\theta_m(j\nu). \quad (33)$$

Комплексы отклонений регулируемых величин и комплексы управляющих воздействий связываются друг с другом частотными характеристиками регуляторов, получаемых из (25) – (27) заменой  $p$  на  $j\nu$ :

$$\Delta\theta_1(j\nu) = K_E(j\nu) \cdot \Delta E(j\nu); \quad (33)$$

$$\Delta\theta_2(j\nu) = K_P(j\nu) \cdot \Delta P_2(j\nu); \quad (34)$$

$$\Delta\mu_m(j\nu) = K_{Um}(j\nu) \cdot \Delta u_{sm}(j\nu), \quad (35)$$

где

$$K_E(j\nu) = K_{EC}(j\nu) \cdot \left(k_{ПЕ} + \frac{k_{ИЕ}}{j\nu}\right);$$

$$K_P(j\nu) = K_{PC}(j\nu) \cdot \left(k_{ПП} + \frac{k_{ИП}}{j\nu}\right);$$

$$K_{Um}(j\nu) = -K_{UCm}(j\nu) \cdot \left(k_{ИUm} + \frac{k_{Um}}{j\nu}\right).$$

Уравнения (18), (24) и (33) – (35) полностью описывают анализируемую схему. На основе этих уравнений составлена расчетная схема системы регулирования ВПТ (рис. 3), которая может использоваться для построения областей устойчивости частотными методами.

### Метод построения областей устойчивости

Среди частотных методов анализа устойчивости одним из самых эффективных является метод Д-разбиения. Используем этот метод.

Наиболее ответственным элементом системы регулирования ВПТ является регулятор напряжения на накопительной емкости РН. Качественное поддержание напряжения на емкости является основным условием успешной работы остальных управляющих органов ВПТ. С другой стороны, выполнение этой функции представляет собой одновременно и

наиболее сложную задачу по сравнению с задачами, решаемыми остальными устройствами регулирования. По этой причине построение кривых Д-разбиения будет производиться в плоскости параметров настройки РН: коэффициента усиления по пропорциональному ( $k_{ПЕ}$ ) и интегральному ( $k_{ИЕ}$ ) каналам. Обратимся к схеме, приведенной на рис. 3.

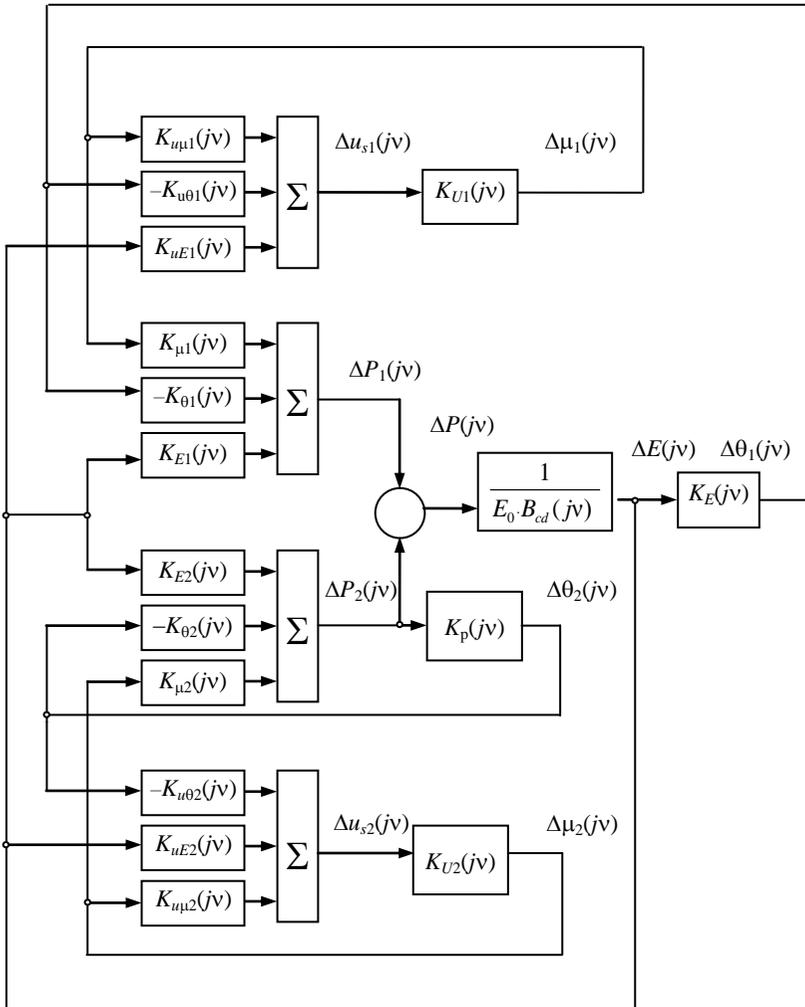


Рис. 3. Структурная схема системы регулирования ВПТ

Разомкнем связь  $\Delta\theta_1(j\nu)$  на выходе звена  $K_E(j\nu)$  и представим полученную схему в виде, показанном на рис. 4. На этом рисунке  $K_{EB}(j\nu)$  – частотная характеристика всей внешней, по отношению к РН, части расчетной схемы системы регулирования. Вывод формулы для расчета  $K_{EB}(j\nu)$  приведен в Приложении 1.

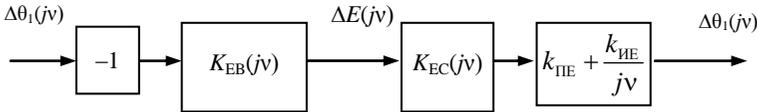


Рис. 4. К расчету кривых Д-разбиения

Кривая Д-разбиения в плоскости интересующих нас параметров может быть найдена из условия:

$$K_{EB}(j\nu) \cdot K_{EC}(j\nu) \cdot \left(k_{\Pi E} + \frac{k_{И E}}{j\nu}\right) = -1; \tag{37}$$

Представим произведение частотных характеристик  $K_{EB}(j\nu) \cdot K_{EC}(j\nu)$  в следующем виде:

$$K_{EB}(j\nu) \cdot K_{EC}(j\nu) = K_R(\nu) + jK_I(\nu). \tag{38}$$

Подставляя (38) в (37) и приравнявая по отдельности вещественные и мнимые части полученного уравнения, находим:

$$K_R(\nu) \cdot k_{\Pi E} + \frac{K_I(\nu)k_{И E}}{\nu} = -1;$$

$$K_I(\nu) \cdot k_{\Pi E} - \frac{K_R(\nu)k_{И E}}{\nu} = 0.$$

Отсюда получаем уравнения для построения кривых Д-разбиения:

$$k_{И E} = -\frac{\nu K_I(\nu)}{K_R^2(\nu) + K_I^2(\nu)};$$

$$k_{\Pi E} = -\frac{K_R(\nu)}{K_R^2(\nu) + K_I^2(\nu)}.$$

### Расчеты областей устойчивости системы регулирования ВПТ

В этом разделе приводятся результаты нескольких иллюстративных расчетов областей устойчивости, выполненных по описанной выше методике.

### Параметры ВПТ и примыкающих систем переменного тока

Все расчеты производились для схемы, приведенной на рис. 1. Схемы, подключенные к зажимам переменного тока преобразователей ВПТ, идентичны и в развернутом виде представлены на рис. 5. Числовые значения параметров, приведенные к стороне низкого напряжения трансформаторов (15 кВ), указаны в таблице.

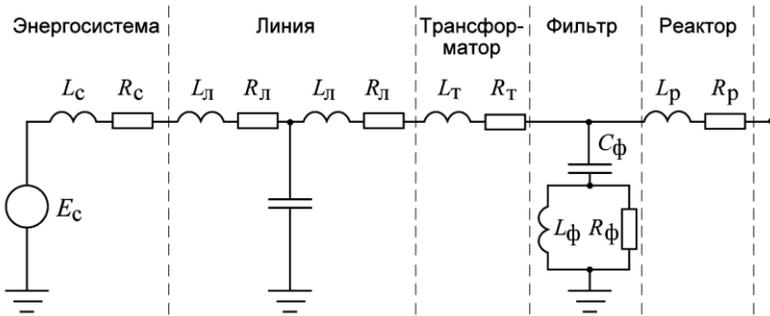


Рис. 5. Однолинейная схема замещения сети переменного тока

#### Параметры схем переменного тока

$m$	$L_c,$ мГ	$R_c,$ Ом	$L_{л},$ мГ	$R_{л},$ Ом	$C_{л},$ мкФ	$L_{т},$ мГ	$R_{т},$ Ом	$L_{ф},$ мГ	$C_{ф},$ мкФ	$R_{ф},$ Ом	$L_{р},$ мГ	$R_{п},$ Ом
1	0,39	0,012	0,110	0,003	577	0,30	0,002	0,19	442	10	0,50	0,003
2	0,30	0,012	0,15	0,004	850	0,30	0,002	0,19	442	10	0,50	0,003

Эквивалентная емкость, включенная между полюсами преобразователей, составляла 4000 мкФ. Исследуемый стационарный режим имел следующие характеристики:

- напряжение на шинах высокого напряжения: 330 кВ;
- напряжение между полюсами преобразователей на стороне постоянного тока: 33 кВ;
- активная мощность, выдаваемая инверторным преобразователем (преобразователем 2): 300 МВт;
- реактивная мощность, выдаваемая преобразователями 1 и 2: +40 и –35 МВ·А.

## Области устойчивости системы регулирования ВПТ

Расчеты областей устойчивости производился при фиксированных значениях параметров настройки РАМ и РНШ.

Для РАМ:  $k_{ПР} = 0,20$  град/МВт;  $k_{ИР} = 0,05$  град/МВт;  $T_{PC} = 0,06$  с.

Для РНШ:  $k_{ПUm} = 0,30$  кВ<sup>-1</sup>;  $k_{ИUm} = 0,03$  кВ<sup>-1</sup>;  $T_{UC} = 0,10$  с.

Эти параметры выбраны на основе рассмотрения областей устойчивости контура регулирования мощности и контуров регулирования напряжения шин.

Выделение этих контуров из общей схемы системы регулирования, представленной на рис. 3, производилось наложением следующих условий:

- контур регулирования активной мощности:

$$\Delta E(j\nu) = \Delta\mu_1(j\nu) = \Delta\mu_2(j\nu) = 0;$$

- контур регулирования напряжения на шинах  $m$ -го преобразователя:

$$\Delta E(j\nu) = \Delta\theta_2(j\nu) = \Delta\mu_n(j\nu) = 0; \quad n \neq m.$$

На рис. 6–8 приведены области устойчивости системы регулирования ВПТ при трех значениях постоянной времени инерционного звена РН  $T_{EC}$ : 0; 0,01 и 0,02 с (коэффициенты усиления РН имеют размерность град/кВ).

Взаимодействия контуров в многосвязной системе имеет весьма сложный характер, и трактовка полученных результатов, вообще говоря, оказывается достаточно затруднительной. Тем не менее, следует обратить внимание на следующее.

Как отчетливо видно на рис. 6, области устойчивости формируются двумя кривыми. Неустойчивые процессы, возникающие при нарушении границ, имеют индивидуальную физическую природу для каждой из них. В основе нарушений устойчивости, определяемых нижней кривой, лежит то обстоятельство, что контур регулирования напряжения на емкости содержит два последовательно включенных интегрирующих элемента: интегратор РН и собственно накопительную емкость.

Верхняя граница обусловлена резонансными явлениями на собственной частоте вставки постоянного тока (см. Приложение 2). В частности, при  $T_{EC} = 0$  в отсутствии интегрального канала нарушение устойчивости происходит на частоте, в точности равной собственной частоте ВПТ  $F_0$ .

Нанесенные на рис. 6–8 значки ■ указывают граничные по устойчивости точки, полученные на цифровой модели ВПТ с трехуровневыми преобразователями при частоте модуляции 600 Гц. Хорошее совпадение результатов подтверждает правильность разработанной методики анализа устойчивости.

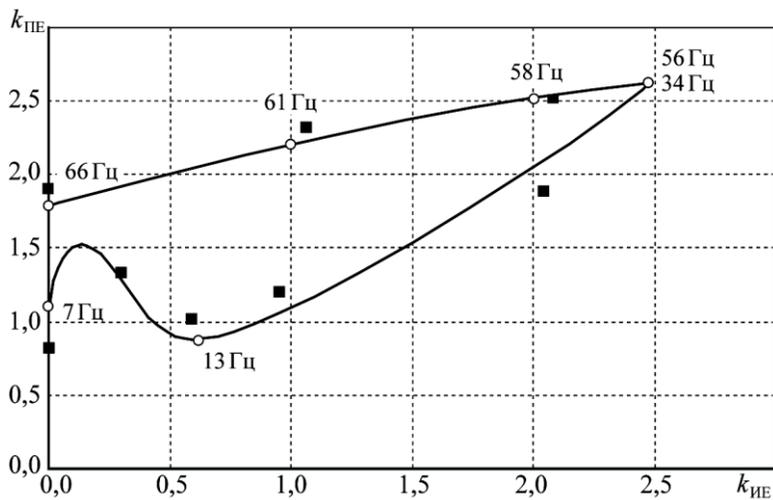


Рис. 6. Область устойчивости ВПТ при  $T_{EC} = 0$

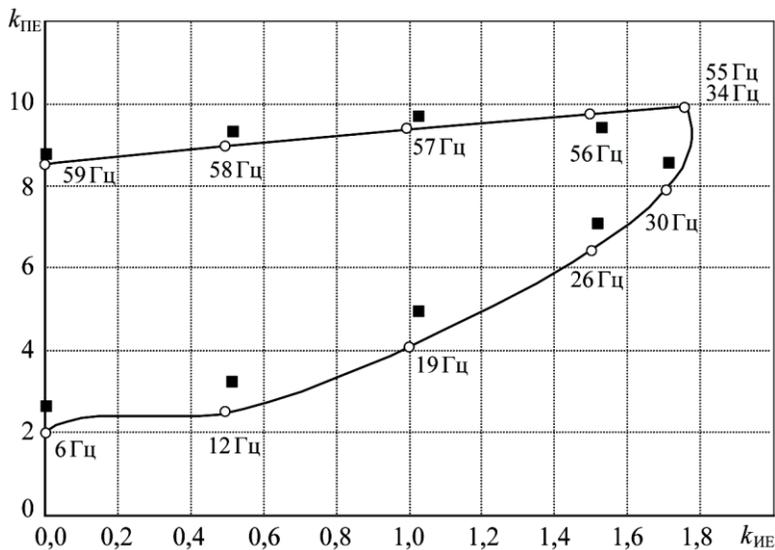


Рис. 7. Область устойчивости ВПТ при  $T_{EC} = 0,01$  c

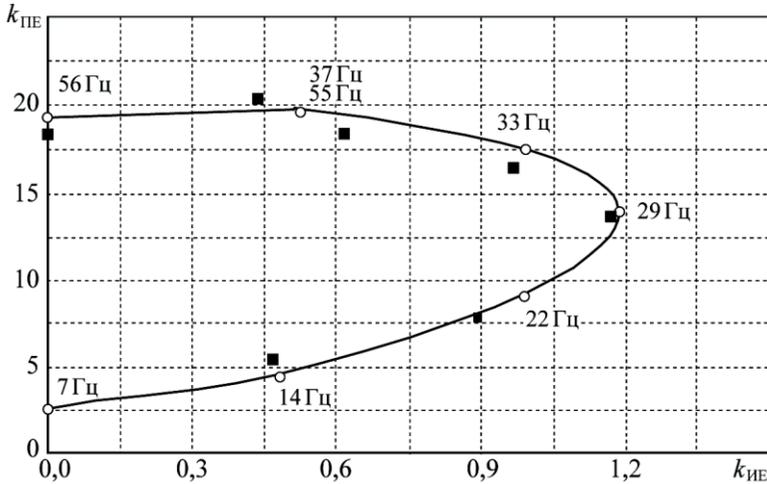


Рис. 8. Область устойчивости ВПТ при  $T_{EC} = 0,02$  с

## Заключение

1. Разработана методика анализа устойчивости системы регулирования ВПТ с преобразователями напряжения, управляемыми методом широтной модуляции.
2. Особенность преобразователей с широтной модуляцией состоит в том, что колебательные процессы, имеющие на стороне постоянного тока произвольную частоту  $\nu$ , порождают в цепях переменного тока колебания на двух боковых частотах, равных  $\nu_b = \nu + 1$  и  $\nu_n = \nu - 1$ . Существенное различие проводимостей сети переменного тока на боковых частотах является важнейшим фактором, определяющим характер динамических процессов в рассматриваемых схемах и влияющим на области их устойчивой работы.
3. В процессе разработки методики анализа устойчивости получены соотношения для расчета частотной характеристики и, в частности, собственной частоты вставки постоянного тока с учетом примыкающих сетей переменного тока произвольной конфигурации.
4. С использованием разработанной методики выполнены расчеты областей устойчивости системы регулирования ВПТ. Показано, что на ограничение областей устойчивости оказывают важнейшее влияние резонансные явления, объективно присущие схемам с преобразовате-

- лями напряжения, управляемым методом широтно-импульсной модуляции.
5. Результаты расчетов областей устойчивости были проверены на математической модели ВПТ с трехуровневыми преобразователями напряжения. При этом установлено хорошее совпадение результатов, полученных этими двумя способами.
  6. Разработанная методика пригодна для анализа устойчивости ВПТ, передач постоянного тока и статических компенсаторов СТАТКОМ с преобразователями напряжения на полностью управляемых вентилях.

## Приложение 1

### Расчет частотной характеристики $K_{ЕВ}(j\nu)$

Сначала найдем зависимости  $\Delta\mu_1(j\nu)$ ,  $\Delta\mu_2(j\nu)$  и  $\Delta\theta_2(j\nu)$  от  $\Delta E(j\nu)$  и  $\Delta\theta_1(j\nu)$ .

Из схемы, приведенной на рис 3, следует что

$$\Delta\mu_1(j\nu) = K_{U1}(j\nu) \cdot [K_{\mu1}(j\nu) \cdot \Delta\mu_1 - K_{u\theta1}(j\nu) \cdot \Delta\theta_1(j\nu) + K_{uE1}(j\nu) \cdot \Delta E].$$

Обозначим через  $K_{U31}(j\nu)$  частотную характеристику замкнутого контура регулирования напряжения на шинах переменного тока преобразователя 1:

$$K_{U31}(j\nu) = \frac{K_{U1}(j\nu)}{1 - K_{U1}(j\nu) \cdot K_{\mu1}(j\nu)}.$$

Тогда

$$\Delta\mu_1(j\nu) = -K_{U31}(j\nu) \cdot K_{u\theta1}(j\nu) \cdot \Delta\theta_1 + K_{U31}(j\nu) \cdot K_{uE1}(j\nu) \cdot \Delta E. \quad (\text{П1-1})$$

Обратимся теперь к уравнениям для подстанции 2:

$$\Delta\theta_2(j\nu) = K_P(j\nu) \cdot [K_{E2}(j\nu) \cdot \Delta E(j\nu) - K_{\theta2}(j\nu) \cdot \Delta\theta_2(j\nu) + K_{\mu2}(j\nu) \cdot \Delta\mu_2(j\nu)];$$

$$\Delta\mu_2(j\nu) = K_{U2}(j\nu) \cdot [-K_{u\theta2}(j\nu) \cdot \Delta\theta_2 + K_{uE2}(j\nu) \cdot \Delta E + K_{\mu2}(j\nu) \cdot \Delta\mu_2(j\nu)].$$

Решая эту систему уравнений, находим:

$$\Delta\theta_2(j\nu) = K_{E\theta2}(j\nu) \cdot \Delta E; \quad (\text{П1-2})$$

$$\Delta\mu_2(j\nu) = K_{E\mu2}(j\nu) \cdot \Delta E, \quad (\text{П1-3})$$

где  $K_{E02}(j\nu) = \frac{D_{02}}{D}$  ;  $K_{E\mu2}(j\nu) = \frac{D_{\mu2}}{D}$  ;

$$D = \left[ 1 + K_{P3}(j\nu) \cdot K_{U32}(j\nu) \cdot K_{u02}(j\nu) \cdot K_{\mu2}(j\nu) \right];$$

$$D_{02} = K_{P3}(j\nu) \cdot \left[ K_{E2}(j\nu) + K_{U32}(j\nu) \cdot K_{uE2}(j\nu) \cdot K_{\mu2}(j\nu) \right];$$

$$D_{\mu2} = K_{U32}(j\nu) \cdot \left[ K_{uE2}(j\nu) - K_{P3}(j\nu) \cdot K_{u02}(j\nu) \cdot K_{E2}(j\nu) \right];$$

$$K_{P3}(j\nu) = \frac{K_P(j\nu)}{1 + K_P(j\nu) \cdot K_{02}(j\nu)} ; K_{U32}(j\nu) = \frac{K_{U2}(j\nu)}{1 - K_{U2}(j\nu) \cdot K_{U\mu2}(j\nu)} .$$

Теперь можно найти величины отклонений активной мощности преобразователей. Из рис. 3 следует, что

$$\Delta P_1(j\nu) = K_{\mu1}(j\nu) \cdot \Delta\mu_1(j\nu) - K_{01}(j\nu) \cdot \Delta\theta_1(j\nu) + K_{E1}(j\nu) \cdot \Delta E(j\nu) ;$$

$$\Delta P_2(j\nu) = K_{\mu2}(j\nu) \cdot \Delta\mu_2(j\nu) - K_{02}(j\nu) \cdot \Delta\theta_2(j\nu) + K_{E2}(j\nu) \cdot \Delta E(j\nu) .$$

Подставляя (П1-1), (П1-2) и (П1-3) в эти уравнения после некоторых преобразований находим:

$$\begin{aligned} \Delta P_1(j\nu) = & - \left[ K_{01}(j\nu) + K_{\mu1}(j\nu) \cdot K_{U31}(j\nu) \cdot K_{u01}(j\nu) \right] \cdot \Delta\theta_1(j\nu) + \\ & + \left[ K_{E1}(j\nu) + K_{\mu1}(j\nu) \cdot K_{U31}(j\nu) \cdot K_{uE1}(j\nu) \right] \cdot \Delta E ; \end{aligned} \quad (\text{П1-4})$$

$$\Delta P_2(j\nu) = \left[ K_{E2}(j\nu) - K_{02}(j\nu) \cdot K_{E02}(j\nu) + K_{\mu2}(j\nu) \cdot K_{E\mu2}(j\nu) \right] \Delta E . \quad (\text{П1-5})$$

Таким образом, из системы уравнений исключены переменные  $\Delta\mu_1(j\nu)$ ,  $\Delta\mu_2(j\nu)$  и  $\Delta\theta_2(j\nu)$ .

Теперь из уравнений (П1-4) и (П1-5) можно получить сумму отклонений мощностей обоих преобразователей:

$$\Delta P(j\nu) = K_{PE}(j\nu) \cdot \Delta E(j\nu) - K_{P0}(j\nu) \cdot \Delta\theta_1(j\nu) ,$$

где  $K_{PE}(j\nu) = K_{E1}(j\nu) + K_{E2}(j\nu) + K_{\mu1}(j\nu) \cdot K_{U31}(j\nu) \cdot K_{uE1}(j\nu) -$   
 $- K_{02}(j\nu) \cdot K_{E02}(j\nu) + K_{\mu2}(j\nu) \cdot K_{E\mu2}(j\nu) ;$

$$K_{P0}(j\nu) = K_{01}(j\nu) + K_{\mu1}(j\nu) \cdot K_{U31}(j\nu) \cdot K_{u01}(j\nu) .$$

Отклонение напряжения на накопительной емкости определяется из уравнения (24):

$$\Delta E(j\nu) = \frac{1}{B_{cd}(j\nu) \cdot E_0} \cdot \Delta P(j\nu) =$$

$$= \frac{1}{B_{cd}(j\nu) \cdot E_0} \cdot [K_{PE}(j\nu) \cdot \Delta E(j\nu) - K_{P0}(j\nu) \cdot \Delta\theta_1(j\nu)].$$

Отсюда находим

$$\Delta E(j\nu) = -K_{EB}(j\nu) \cdot \Delta\theta_1(j\nu),$$

$$\text{где } K_{EB}(j\nu) = \frac{K_{P0}(j\nu)}{E_0 [B_{cd}(j\nu) - K_{PE}(j\nu)]}.$$

## Приложение 2

### Частотная характеристика ВПТ

Под частотной характеристикой ВПТ здесь понимается зависимость от частоты коэффициента  $K_0(j\nu)$ , связывающего комплекс отклонения напряжения на накопительной емкости с комплексом малого возмущения, вводимого в цепь этой емкости, при условии, что

$$\Delta\mu_m(j\nu) = \Delta\theta_m(j\nu) = 0. \quad (\text{П2-1})$$

Накладывая условие (П2-1) на уравнение (20) и представляя в (24) отклонение напряжения между полюсами в виде двух составляющих: собственно отклонения напряжения на емкости  $\Delta E(j\nu)$  и возмущающего воздействия  $\Delta E_0(j\nu)$ , получаем:

$$\Delta E(j\nu) = \frac{\sum_m K_{Em}(j\nu)}{B_{cd}(j\nu) \cdot E_0 - \sum_m K_{Em}(j\nu)} \cdot \Delta E_0(j\nu). \quad (\text{П2-2})$$

Подставляя (29) в (П2-2) и учитывая, что  $\sum_m P_{0m} = 0$ , после некоторых преобразований получим следующее выражение для частотной характеристики  $K_0(j\nu)$ :

$$K_0(j\nu) = \frac{Y_S(j\nu)}{B_{cd}(j\nu) + Y_S(j\nu)}, \quad (\text{П2-3})$$

$$\text{где } Y_S(j\nu) = \frac{3}{16} \cdot \sum \mu_{0m}^2 Y_{cm}(j\nu).$$

На рис. П2-1 изображена зависимость модуля  $K_0(j\nu)$  от частоты (амплитудно-частотная характеристики – АЧХ). Как видно из рисунка, по-

лученная кривая имеет вид, характерный для АЧХ колебательных контуров. Частота  $F_0 = 50\nu_0$ , которой соответствует максимальное значение АЧХ, является собственной частотой схемы, включающей в себя ВПТ при постоянных значениях управляющих сигналов и системы переменного тока.

Анализ показывает, что собственная частота  $F_0$  во всех случаях превышает величину 50 Гц. Это определяется характером изменения смещенной частотной проводимости  $Y_m(j\nu_H)$  (см. (18), (19)), имеющей резонансный пик строго на частоте 50 Гц и играющей решающую роль в формировании комплексной функции  $Y_S(j\nu)$ .

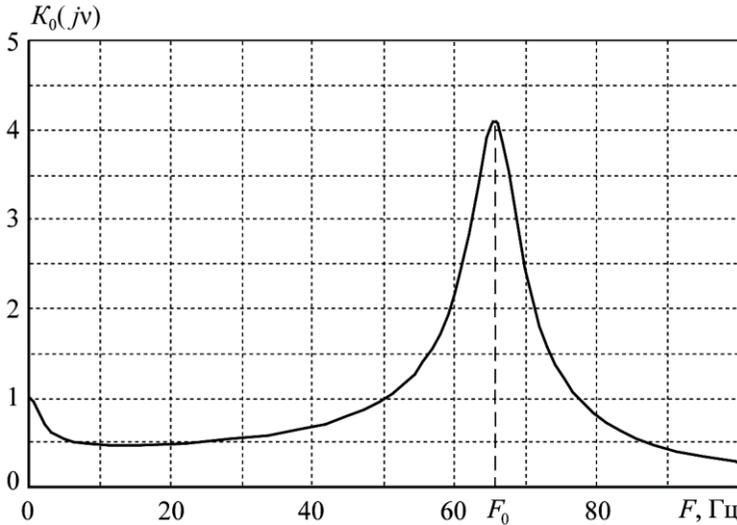


Рис. П2-1. Модуль частотной характеристики ВПТ  $K_0(j\nu)$

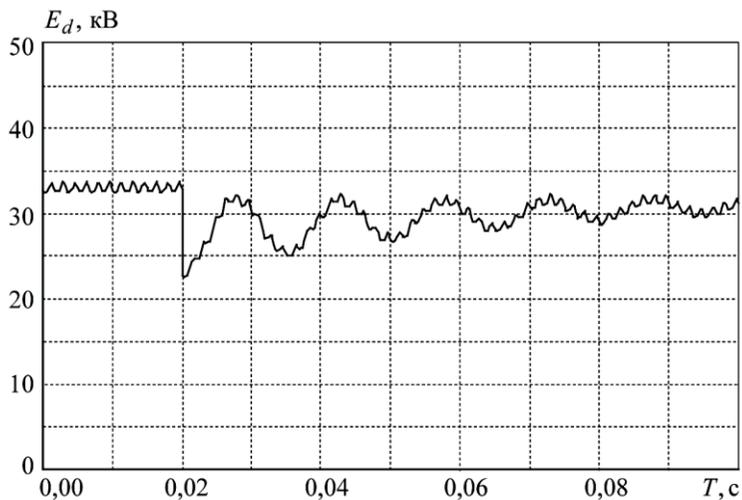
При указанных в таблице параметрах схемы и параметрах исследуемого установившегося режима частота  $\nu_0 = 1,32$  ( $F_0 = 66$  Гц).

На рис. П2-2 приведена полученная на цифровой модели, при указанных выше условиях, реакция напряжения между полюсами преобразователей ВПТ на ступенчатое возмущение, вносимое в цепь накопительной емкости. Как видно из рис. П2-2, частота возникающих при этом колебаний хорошо совпадает с указанным выше значением 66 Гц.

Значение собственной частоты может быть вычислено из соотношения (П2-2) путем приравнивания нулю мнимой части его знаменателя:

$$vb_{cd} + I_m[Y_S(j\nu)] = 0.$$

Графическое решение этого уравнения приведено на рис. П2-3.



**Рис. П2-2.** Изменение напряжения между полюсами преобразователей при скачкообразном возмущении

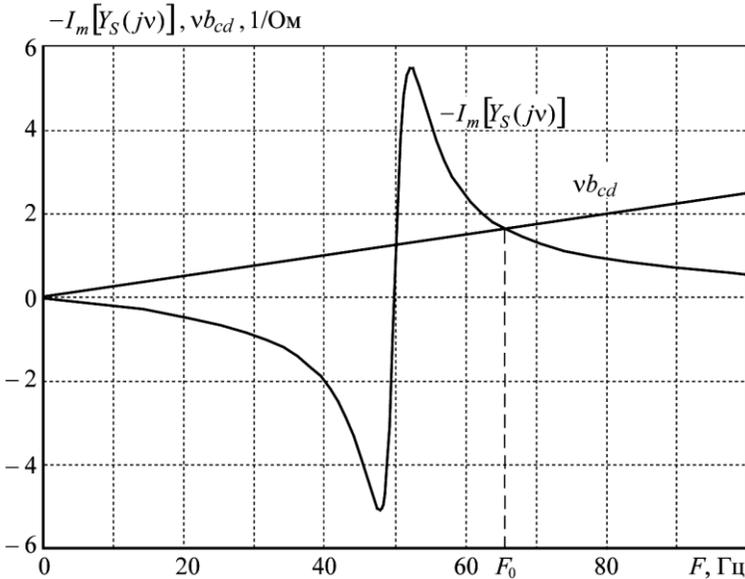


Рис. П2-3. К определению собственной частоты  $F_0$

### Список литературы

1. Hansen J., Sandeberg P. Selbstgeführte Umrichter im elektrischen Versorgungsnetz // ETS-Kongress, Dresden, 2005.
2. Asplung G. HVDC using Voltage Source Converters – A new way to build highly controllable and compact HVDC Substations // CIGRE SC23 Symposium, Paris, France, 2000.
3. Берх И. М., Мазуров М. И., Николаев А. В. Система векторного регулирования статического компенсатора СТАТКОМ // Известия НИИ постоянного тока. 2002. № 59.

УДК 621.314

Е. А. Иванова; М. И. Мазуров, к.т.н. – ОАО «НИИПТ»,  
Санкт-Петербург

## **Методика выбора индуктивности линейного реактора для кабельно- воздушной линии постоянного тока**

---

### **Введение**

Линейный реактор входит в состав выходных устройств преобразовательной подстанции электропередачи постоянного тока (ППТ). Основным его параметром является величина индуктивности, от которой зависит степень сглаженности выпрямленного тока в линии, т. е. уровни высших гармоник тока и напряжения, а также качество переходных и аварийных режимов в линии электропередачи, поскольку индуктивность линейного реактора влияет на скорость изменения выпрямленного тока.

Важным условием выбора индуктивности линейного реактора является предотвращение нежелательных резонансных условий в линии постоянного тока.

Поскольку известно, что стоимость линейного реактора растет с увеличением его индуктивности, то ее стремятся минимизировать при выборе.

При выборе индуктивности линейного реактора для кабельно-воздушной линии постоянного тока в отличие от однородной воздушной или чисто кабельной линии приходится учитывать неоднородность и несимметрию. Неоднородность и несимметрия возникают из наличия кабельного участка линии, погонные параметры которого отличаются от погонных параметров воздушного участка, а расположение кабельного участка может быть несимметрично относительно выпрямительной и инверторной подстанции.

Предлагаемая методика выбора индуктивности линейного реактора рассмотрена на примере кабельно-воздушной ППТ, которую предполагается соорудить для связи ЛАЭС-2 и ПС Выборгская.

### **1. Упрощенная оценка величины индуктивности линейного реактора в линии постоянного тока**

На начальной стадии проектирования для предварительной оценки величины индуктивности линейного реактора  $L_p$  используют так называемый  $S$ -фактор [1, 2]:

$$S = \frac{U_{d \text{ ном}}}{L_p \cdot I_{d \text{ ном}}} \text{ (мс}^{-1}\text{)}, \quad (1)$$

где  $U_{d \text{ ном}}$ ,  $I_{d \text{ ном}}$  – номинальные значения выпрямленного напряжения и тока.

Величина индуктивности  $L_p$  (мГн) включает в себя эквивалентную индуктивность преобразовательных трансформаторов, которая для двенадцатифазного двухмостового преобразователя приблизительно равна  $(3,5-3,6) \cdot L_T$  ( $L_T$  – индуктивность рассеяния фазы преобразовательного трансформатора). Согласно исследованиям [1] для вставок постоянного тока (ВПТ)  $S$  обычно принимается в диапазоне 0,24–1,3 мс<sup>-1</sup>.

Для рассматриваемой ППТ ( $U_{d \text{ ном}} = \pm 300$  кВ,  $P = 1000$  МВт,  $I_{d \text{ ном}} = 1800$  А) принятие, например,  $S = 0,7$  дает возможное значение индуктивности

$$L_p = \frac{300 \cdot 10^3}{0,7 \cdot 1800} = 238 \text{ мГн.}$$

Для сравнения при  $S = 0,25$   $L_p = 666$  мГн. Как видно, с уменьшением  $S$  увеличивается величина индуктивности линейного реактора и, соответственно, уменьшается скорость изменения выпрямленного тока в переходных режимах.

Однако, для линии постоянного тока определение  $L_p$  по (1) является недостаточным, так как в линии обычно требуется более жесткое, чем в ВПТ, подавление высших гармоник тока и напряжения с целью снижения мешающего влияния на линии связи и другие коммуникации. Кроме того, на линии постоянного тока важнейшим является отсутствие резонансных усилений составляющих тока и напряжения, генерируемых преобразователем.

Минимальное значение индуктивности линейного реактора определяется из условия, исключающего возможность возникновения режима прерывистого тока в контуре постоянного тока преобразователя. Такой режим может возникнуть при малых нагрузках (технический минимум тока преобразователя обычно 10–15% от номинального) и чреват большими перенапряжениями на трансформаторах преобразователя и линейных реакторах.

В [2] приведена формула для расчета величины пульсации выпрямленного тока двенадцатифазного преобразователя на основной частоте.

$$i_d^{peak} = 0,0230 \cdot U_{d0} \cdot \frac{\sin \alpha}{X_d}, \quad (2)$$

где  $i_d^{peak}$  – разность между максимальным и минимальным значением переменной составляющей выпрямленного тока;

$U_{d0}$  – выпрямленное напряжение холостого хода преобразователя;

$\alpha$  – угол управления вентилями;

$X_d$  – сопротивление линейного реактора.

Используя (2), можно оценить минимальную величину  $X_d$  (и, следовательно,  $L_p$ ), необходимую для предотвращения режима прерывистого тока. Оценки для рассматриваемой ППТ указывают, что для этого достаточно, чтобы индуктивность реактора была 50–60 мГн.

Для исключения возможных резонансных условий при выборе величины индуктивности линейного реактора и учета неоднородности и несимметрии воздушно-кабельной линии необходимо использовать более подробную методику. Для чего вначале надо составить схему замещения линии постоянного тока.

## 2. Схема замещения кабельно-воздушной линии постоянного тока

Рассматриваемую ППТ ЛАЭС – ПС Выборгская предполагается выполнить в виде биполярной электропередачи. Структура ППТ вместе с приближенными данными об участках линии приведена на рис. 1, на котором обозначены условно преобразователи (П1...П4), линейные реакторы (ЛР), трансформаторы преобразователей для связи с ОРУ 330 кВ ЛАЭС и ОРУ 330 кВ ПС Выборгская.

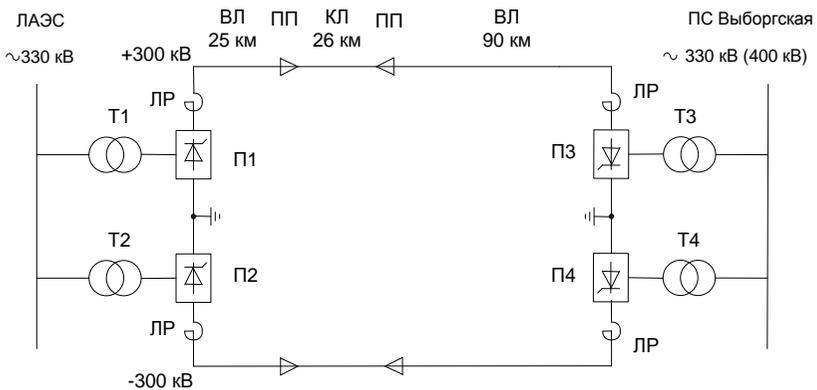


Рис. 1

Поскольку конкретные данные о конструкции и размерах опор воздушной линии и кабелей не всегда известны на стадии выбора индуктивности линейного реактора, считаем возможным использовать доступные данные из имеющихся аналогов линии и кабелей.

В данном случае приблизительные параметры опор ВЛ (рис. 2) и кабелей (рис. 3) приняты на основе предварительных оценок, выполненных в НИИПТ, а также с учетом рекомендаций [3].

Предполагается, что воздушные участки линии будут выполнены на опорах вида рис. 2 проводом  $3 \times AC\ 500\ \text{мм}^2$ .

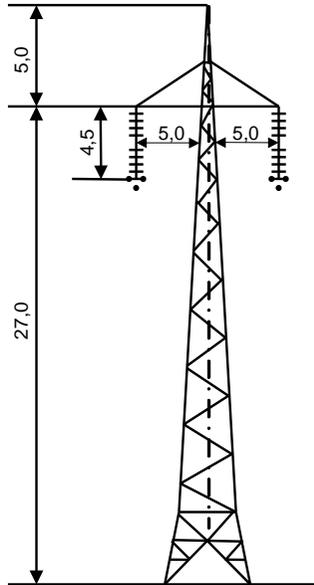


Рис. 2

Кабельные участки могут быть выполнены по схеме рис. 3 с размерами (в мм), указанными на данном рисунке (сечение кабеля –  $1600\ \text{мм}^2$ , медь).

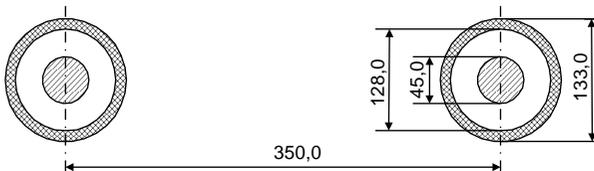


Рис. 3

Для определения погонных параметров биполярной воздушной линии класса  $\pm 300$ кВ использовалась программная среда *Matlab*, приложение *Simulink*. Инструмент *Compute RLC Line Parameters* обеспечивает вычисление параметров моделей линий электропередачи на основании характеристик проводов и геометрических размеров линии [4]. По заданным геометрическим параметрам проводов (радиусу, расстоянию между проводами, высоте подвеса провода над землей, стреле провеса и пр.) могут быть определены погонные параметры линии.

В нашем случае:

- Активное сопротивление полюса<sup>1</sup>:  $r_0 = 0,02$  Ом/км ;
- Индуктивность полюса:  $L_0 = 0,878$  мГн/км ;
- Активное сопротивление земли:  $r_{30} = 0,048$  Ом/км ;
- Индуктивность земли:  $L_{30} = 0,912$  мГн/км ;
- Частичная емкость «полюс-земля»:  $C_{11} = 0,0088$  мкФ/км ;
- Частичная емкость «полюс-полюс»:  $C_{12} = 0,0021$  мкФ/км ;
- Погонные параметры биполярной кабельной линии класса  $\pm 300$  кВ; были рассчитаны с использованием формул, приведенных в [3]:
- Активное сопротивление полюса:  $r_0 = 0,059$  Ом/км ;
- Индуктивность полюса:  $L_0 = 0,325$  мГн/км ;
- Активное сопротивление земли:  $r_{30} = 8 \cdot 10^{-3}$  Ом/км ;
- Индуктивность земли:  $L_{30} = -2,497 \cdot 10^{-2}$  мГн/км  $\approx 0$ ;
- Частичная емкость «полюс-земля»:  $C_0 = 0,203$  мкФ/км .

Схему замещения (рис. 4) рассматриваемой воздушно-кабельной линии предлагается выполнить в виде набора П-ячеек в количестве, равном числу условных участков линии с учетом сопротивления земли, межполюсных и полюсных емкостей и индуктивностей полюсных проводов.

Более точному отражению активного и индуктивного сопротивлений земли в рассматриваемом диапазоне частот соответствует моделирование ее несколькими параллельными *R-L* звеньями, как предлагается в [5].

Разбитие линии на участки предполагает, что длина условного участка для моделирования его П-ячейкой не превышает той, при которой обеспечивается достаточная для расчетов точность отражения частотных характеристик линии в диапазоне 50–1200 Гц.

---

<sup>1</sup> Погонные активные сопротивления кабельно-воздушной линии рассчитывались на частоте 50 Гц.

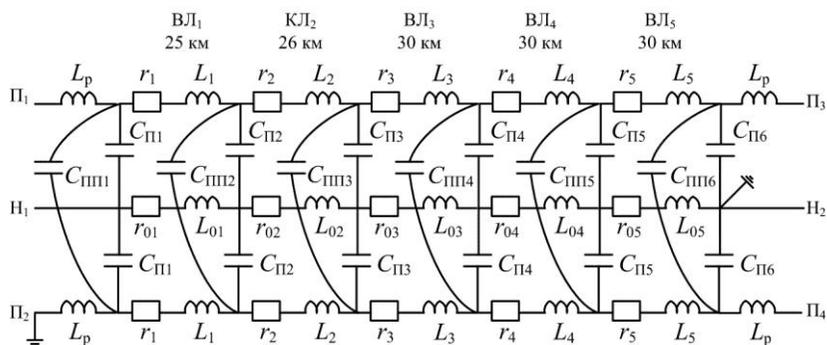


Рис. 4

Согласно рекомендации [3], достаточной является длина участка 30 км, при условии, что для наибольшей рассматриваемой частоты 1200 Гц обеспечивается погрешность в характеристических (волновых) сопротивлениях искусственной линии 10%. В нашем случае линия разбита на 5 участков (участок ВЛ длиной 25 км, участок КЛ длиной 26 км, 3 участка ВЛ длиной 30 км каждый).

### 3. Определение требуемой величины индуктивности линейного реактора по условиям отстройки от резонансов

Особенности рабочих состояний ППТ, при которых она может работать одной полупестью (в отличие от симметричного биполярного режима), приводят к необходимости рассмотрения нескольких состояний линии, отличающихся частотной характеристикой (ЧХ) входного сопротивления каждого полюса.

Поскольку в монополярном режиме ППТ, который будет основным на пусковом ее этапе, постоянный ток может возвращаться в зависимости от принятого решения либо по земле, либо по нейтральному специальному проводу, либо по второму полюсу линии, требуется оценить развитие резонансных условий во всех этих вариантах.

Предлагаемая схема замещения линии позволяет осуществить эти варианты соответствующими замыканиями (размыканиями) полюсов преобразователей (П1–П4) на схеме рис. 4 на нейтрали (Н1, Н2). Эквивалентное и индуктивное сопротивление преобразователей для работающей полупеци учитывается в индуктивности  $L_p$ .

Имеющиеся программные средства ЕМТР-АТР позволяют (используя приложение FREQUENCY SCAN), оценить входные сопротивления линии постоянного тока с линейным реактором в заданном спектре частот и, в том числе, на частотах возможных составляющих в напряжении преобразователей.

Известно [3, 6], что преобразователь на стороне постоянного тока из-за реально существующих собственных емкостей оборудования является источником не только канонических гармоник порядков  $12k$ , но и спектра неканонических гармоник других порядков ( $6k$  и  $3k$ ). В условиях несимметрии напряжения на стороне переменного тока преобразователя на стороне выпрямленного тока появляются четные гармоники, из которых наиболее значительная вторая. К такому же результату приводит наличие 3-й гармоники в напряжении на шинах переменного тока.

Появление в напряжениях на шинах переменного тока четных гармоник (например, в случае бросков намагничивающего тока трансформаторов после их включения), приводит к появлению на стороне выпрямленного напряжения нечетных гармоник, в том числе первой и кратных третьей. Поэтому наиболее опасными на стороне постоянного тока считаются резонансы вблизи 50, 100 и 150 Гц. Их исключения можно добиться, анализируя ЧХ входного сопротивления линии при вариациях индуктивности линейного реактора  $L_p$ .

Прикладывая к условному полюсу преобразователя заданные по величине и фазе источники напряжения частотных составляющих от 5 до 1200 Гц с приемлемым шагом 5 Гц, получим ЧХ входного сопротивления полюса передачи для конкретной величины индуктивности линейного реактора ( $L_p$ ). Варьируя величину  $L_p$ , можно добиться исключения резонансов в линии электропередачи или смещения их в неопасную зону.

Для определения входного сопротивления полюса линии от частоты использовалась программа в среде АТР FREQUENCY SCAN, а также разработанная в ОАО «НИИПТ» на языке Fortran программа расчета частотных характеристик сети (ПРЧХ, автор – Змазнов Е. Ю.). Полученные по АТР и по программе ПРЧХ результаты удовлетворительно совпадают (частоты резонансов, амплитуды) в рассматриваемом диапазоне. Однако нами использовалась в основном ПРЧХ, из-за возможности учета зависимости активных сопротивлений линии и земли от частоты ( $r_v = r_0 \cdot \sqrt{v}$ ) в ней, тогда как в программе АТР эта зависимость принципиально не может быть учтена.

На рис. 5 приведены графики входного сопротивления на входе полупеи (полнос линии с последовательно соединенным линейным реактором). Рассматривался монополярный режим работы схемы, с выпрямительной

стороны на первый полюс подавалось напряжение, с инверторной стороны этот полюс замкнут. Второй полюс схемы ППТ разомкнут.

Входное сопротивление полюса линии оценивалось по ПРЧХ при вариации индуктивности линейного реактора от 0,2 до 1 Гн с шагом  $\Delta L_p = 0,2$  Гн (рис. 5).

Из графика видно, что величина индуктивности реактора 0,2 Гн позволяет практически исключить резонансы в линии на частотах выше 200 Гц, приподнимая мнимую часть ЧХ над осью частот.

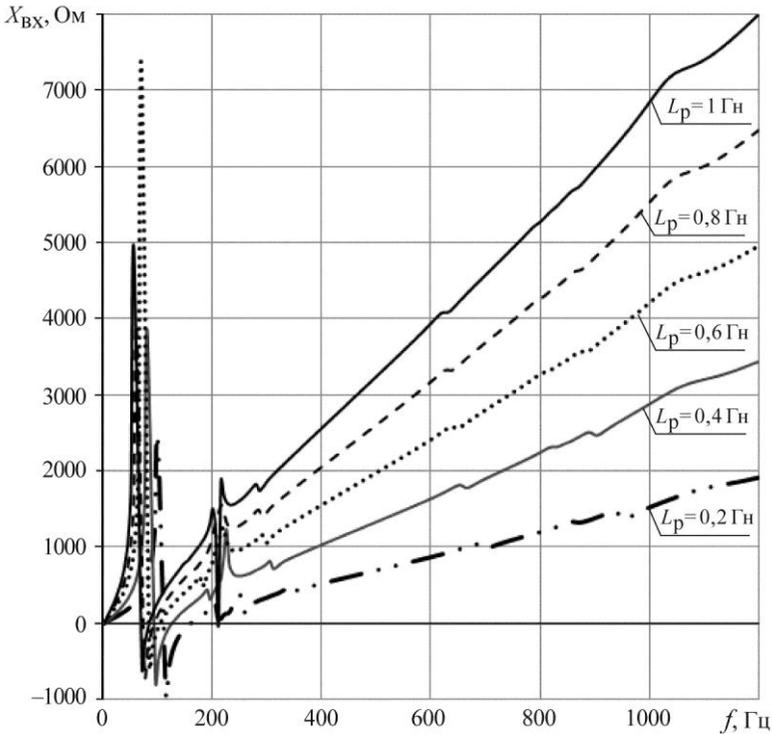


Рис. 5

Рассмотрим более подробно начальную часть частотной характеристики в диапазоне до 200 Гц. На рис. 6 приведена начальная часть ЧХ в расширенном масштабе по оси частот.

Как видно из рис. 6 при увеличении индуктивности реактора от 0,2 до 1 Гн частота первого резонанса снижается, кривая зависимости входного

сопротивления от частоты сдвигается влево по оси абсцисс. Исходя из графика (см. рис. 6), в качестве приемлемой величины индуктивности реактора можно считать  $L_p = 0,6-0,8$  Гн. При таких величинах индуктивности реактора ошутимое влияние первого резонанса находится в диапазоне 72–83 Гц, т. е. сравнительно далеко от возможных составляющих 50 Гц и 100 Гц.

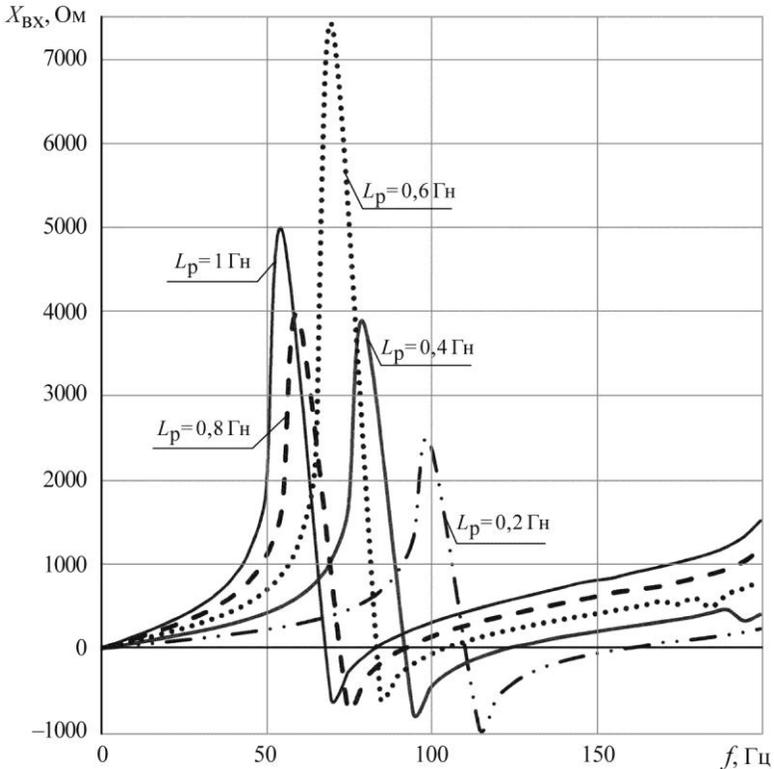


Рис. 6

Поскольку структура линии электропередачи несимметрична относительно полюсов выпрямителя и инвертора, означенная процедура должна быть выполнена и для другой стороны преобразовательной ПС.

Анализируя частотные характеристики входного сопротивления полюса линии (при изменении индуктивности линейного реактора) со стороны инвертора в диапазоне частот 50–100 Гц (рис. 7) и более подробно в диапазоне 5–200 Гц (рис. 8), можно отметить, что ЧХ со стороны инвер-

тора существенно отличается от предыдущей ЧХ (см. рис. 5) в диапазоне частот 400-1000 Гц, что связано с упомянутой выше несимметрией кабельно-воздушной линии. Вместе с тем, анализ начального участка частотной характеристики в диапазоне частот 5–200 Гц (рис. 8) позволяет считать, что при  $L_p = 0,6$  Гн можно не опасаться усиления составляющих на частотах 50 и 100 Гц.

Входное сопротивление полюса линии со стороны инвертора оценивалось по ПРЧХ при вариации индуктивности линейного реактора от 0,2 до 0,8 Гн с шагом  $\Delta L_p = 0,2$  Гн:

Входное сопротивление полюса линии оценивалось по ПРЧХ при вариации индуктивности линейного реактора от 0,2 до 0,8 Гн с шагом  $\Delta L_p = 0,2$  Гн в диапазоне частот 50–300 Гц:

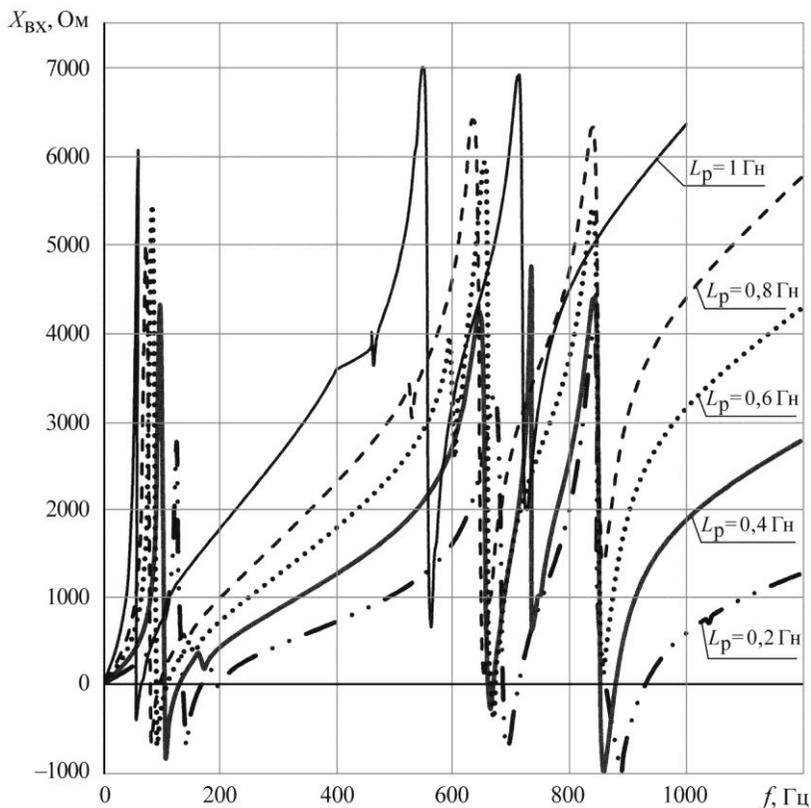


Рис. 7

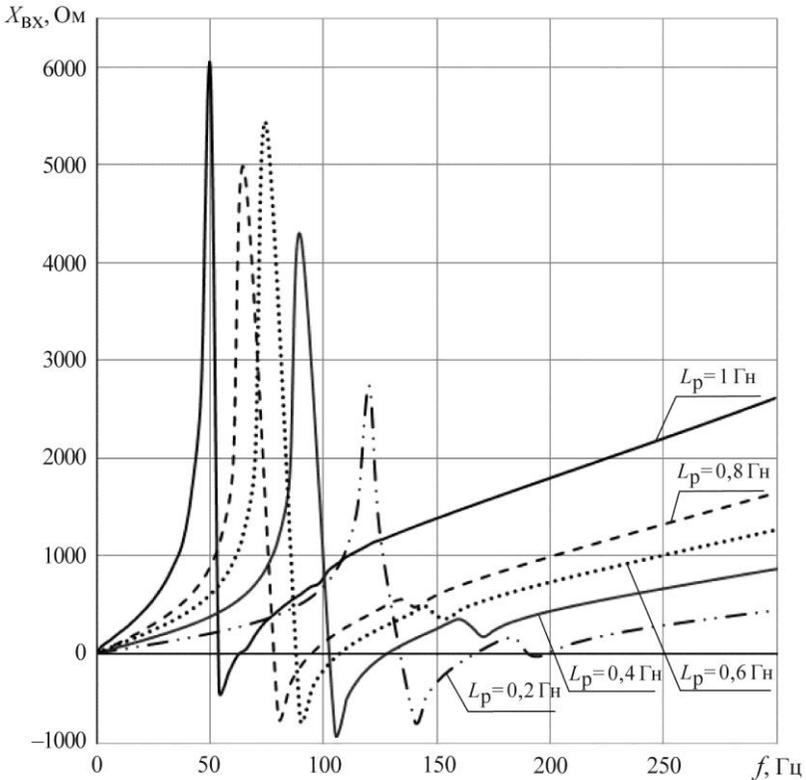


Рис. 8

Как видно из графиков (рис. 7, 8), при величине индуктивности реактора 0,6 Гн присутствуют 2 резонанса: на частоте около 90 Гц и 780 Гц. При увеличении  $L_p$  до 0,8 Гн в зависимости входного сопротивления от частоты имеет место один резонанс, на частоте около 80 Гц.

Таким образом, можно констатировать, что индуктивность линейного реактора 0,6 Гн устраивает и выпрямительную и инверторные подстанции.

Однако, из особенностей частотной характеристики со стороны инверторной подстанции в диапазоне частот 400–1000 Гц (резко выраженные полюсы ЧХ) следует, что на этой подстанции возможно придется установить фильтр высших гармоник, который позволит предотвратить усиление составляющих на этих частотах. Это прежде всего относится к канонической гармонике 12-й (600 Гц), а также возможной к появлению неканонической – 18-й (900 Гц).

Анализ частотных характеристик подобно приведенному выше следует провести и для других состояний схемы электропередачи:

- при монополярном режиме с разомкнутым вторым полюсом линии;
- при монополярном режиме с заземленным вторым полюсом по концам линии.

После определения приемлемой индуктивности линейного реактора можно исследовать возможные уровни гармоник тока в линии [6] на соответствие их нормируемым, а также рассматривать ту или иную схему фильтрации высших гармоник, например, комбинированную – пассивный  $L$ - $C$  фильтр или схему с активным фильтром [7].

Проверка возможных усилений токовых составляющих в линии постоянного тока при выбранной величине индуктивности реактора  $L_p = 0,6$  Гн показала, что возрастания тока в элементах схемы замещения на частотах 50, 100, 150 Гц не наблюдается.

Приведенная методика выбора индуктивности линейного реактора является необходимой ступенью проектирования. На окончательный выбор индуктивности линейного реактора оказывают влияние нормируемое значение психофизического тока линии, принятая схема и параметры фильтров высших гармоник, технико-экономические оценки возможных вариантов.

## Выводы

Полученная на предварительной стадии проектирования величина индуктивности линейного реактора по  $S$ -фактору применительно к линии постоянного тока требует проверки на условия резонансов.

Предложенная методика определения приемлемой индуктивности линейного реактора для кабельно-воздушной линии постоянного тока позволяет учесть неоднородности и несимметрии в линии и предотвратить опасные резонансные условия.

## Список использованной литературы

1. Melvold D. J., Long W. F. Back-to back HVDC system performance with different smoothing reactors, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 4, № 1, January 1989.
2. Padiyar K. R. HVDC Power Transmission Systems. Technology and System Interactions, New Age International (P) Ltd., Publishers, New Delhi, 2005.
3. Поссе А. В. Схемы и режимы электропередач постоянного тока. – Л.: Энергия, 1973.

4. *Черных И. В.* Моделирование электротехнических устройств в MATLAB, SimPowerSystems и Simulink. – СПб: Питер, 2008.
5. *Шлайфштейн А. Х.* Перенапряжения в воздушной линии постоянного тока при коротких замыканиях на землю. Диссертация на соискание ученой степени кандидата наук, Л., 1987 г.
6. *Пинцов А. М.* Расчет гармоник выпрямленного тока и напряжения, «Электричество», № 12, 1956.
7. CIGRE WG 14.28 «Active Filters in HVDC Applications», Technical Brochure No. 223, April 2003.

УДК 621.311

А. С. Герасимов, к.т.н.; Е. В. Ефимова; А. В. Коробков;  
В. А. Шлайфштейн, к.т.н. – ОАО «НИИПТ», Санкт-Петербурга

## **Моделирование вставки постоянного тока на преобразователях напряжения в среде ПВК «EUROSTAG»**

---

### **Введение**

В последние годы при создании передач и вставок постоянного тока (ППТ и ВПТ) повышенный интерес проявляется к объектам, выполненным на основе преобразователей напряжения с использованием полностью управляемых вентилях (*IGBT*, *IGCT*). Их привлекательность по сравнению с традиционными ППТ и ВПТ, выполняемыми на базе обычных тиристоров, обусловлена в значительной степени способностью работы в схемах с низкими отношениями короткого замыкания на питающих шинах и даже на автономную нагрузку, а также способностью к выдаче реактивной мощности. Некоторые результаты исследований особенностей работы ВПТ на преобразователях напряжения (ВПТН) на электродинамической модели ОАО «НИИПТ» приведены в [1].

Интерес, проявляемый к указанным объектам, предполагает необходимость создания их математических моделей, в частности, оснащения специализированными блоками их учета наиболее востребованных программ расчета установившихся и электромеханических переходных процессов. В статье приведены результаты моделирования ВПТН в среде ПВК «EUROSTAG».

### **Постановка задачи**

Программно-вычислительный комплекс EUROSTAG предназначен для расчетов электромеханических переходных процессов в однолинейных схемах замещения, в связи с чем была поставлена задача разработки однолинейной модели ВПТН. Рассмотрено моделирование ВПТН по внешним характеристикам с учетом ее систем регулирования и возможности внешнего управления ее мощностью. Из регуляторов ВПТН в модели было предложено отобразить лишь регуляторы, воздействующие непосредственно на ее внешние характеристики, а именно, регулятор активной мощности и регуляторы напряжения на сторонах переменного тока. Предполагалось отобразить также системы регулирования, предотвраща-

щающие недопустимые режимы работы ВПТН, такие как асинхронный ход при ослаблении примыкающих связей, перегрузки по току и т. п. При таком подходе нет необходимости в моделировании стороны постоянного тока ВПТН и регуляторов на этой стороне.

Активная мощность ВПТН отображается регулируемой с заданной постоянной времени активной нагрузкой, подключаемой к шинам выпрямителя. К шинам инвертора подключается такая же по величине нагрузка, но с противоположным знаком. Указанные нагрузки в программе EUROSTAG моделируются фиктивными, то есть не имеющими физических аналогов, устройствами, получившими название инжекторов. Инжекторы представляют собой безынерционно управляемые устройства, которые вводят в узел подключения дополнительный ток. Инжекторы управляются посредством пользовательского макроблока.

## Основные элементы алгоритма моделирования ВПТН

**Регулирование активной мощности.** Регулирование активной мощности ВПТН осуществляется регулятором мощности (РМ) интегрального типа, в котором предусмотрено верхнее ограничение уставки  $P_{\max}$ . При снижении напряжения на стороне переменного тока в целях ограничения токов вводится ограничение на величину  $P_{\max}$  (в исходном режиме  $P_{\max} = P_{\text{ном}}$ ). Поскольку снижения напряжения могут иметь место как со стороны выпрямителя, так и инвертора, принят следующий вариант ограничения:

$$P_{\max} = P_{\text{ном}} \cdot F(U/U_{\text{ном}}),$$

где  $U/U_{\text{ном}} = \min[U_1/U_{\text{ном}}, U_2/U_{\text{ном}}]$ ;

$U_1, U_2$  – напряжения на шинах ВПТН со стороны выпрямителя и инвертора.

Предусмотрена возможность моделирования сброса мощности до нуля при снижении напряжения ниже некоторого значения.

**Регулирование напряжения на сторонах переменного тока.** Регулирование напряжения осуществляется по классической схеме регуляторами пропорционально-интегрального типа, воздействующими на инжекторы реактивного тока. В системе регулирования предусмотрены ограничения на выдачу и прием реактивной мощности.

**Схема ограничения реактивной мощности узла примыкания ВПТН.** Ограничение реактивной мощности на ее выдачу и потребление выполнено в разработанной модели применительно не к СТАТКОМ, формирующим преобразовательные блоки, и даже не к выпрямителю и инвертору ВПТН с учетом их преобразовательных трансформаторов, а применительно к узлу примыкания в целом с учетом возможной уста-

новки в нем дополнительных регулируемых устройств компенсации реактивной мощности (например, СТК). Модель, таким образом, не предполагает учета разделения реактивной мощности, выдаваемой либо потребляемой самой ВПТН и дополнительными устройствами регулирования, она учитывает лишь суммарные возможности управления реактивной мощностью всеми устройствами совместно.

Отображение реактивной мощности узла подключения ВПТН с каждой стороны выполнено с помощью инжекторов с переменными максимальными и минимальными величинами выдачи и потребления реактивной мощности  $Q_{\max}$  и  $Q_{\min}$ , зависящими от активной загрузки вставки  $P$ , уровней напряжения на шинах переменного тока  $U$ , потерь в преобразовательных трансформаторах  $\Delta Q_{\text{тр.ном}}$  и диапазонов регулирования дополнительных устройств компенсации реактивной мощности ( $uk$ )  $Q_{uk_{\max}}$  и  $Q_{uk_{\min}}$ .

В модели реализованы следующие зависимости (применительно к выпрямителю):

$$Q_{\max} = (S_{\text{ном}}^2 - P^2)^{0.5} \cdot U_{\text{в}} / U_{\text{ном}} - \Delta Q_{\text{тр.ном}} + Q_{uk_{\max}} ;$$

$$Q_{\min} = -[(S_{\text{ном}}^2 - P^2)^{0.5} \cdot U_{\text{в}} / U_{\text{ном}} - \Delta Q_{\text{тр.ном}} + Q_{uk_{\min}}] .$$

**Отображение процесса перевода ВПТН в режим работы на автономную нагрузку.** Процесс перевода натурной ВПТН в режим работы на автономную нагрузку сопровождается изменением ее системы регулирования, заключающимся в переходе от регулирования мощности к регулированию частоты. При выполнении расчетов, в ходе которых нагрузки отображаются статическими характеристиками и не несут информации о частоте, указанный процесс предложено отображать имитационным способом. При разработке модели ВПТН, предназначенной для отображения рассматриваемого процесса, в среде программы EUROSTAG приходится считаться также с тем, что используемые в ней для моделирования вставки фиктивные безынерционные устройства (инжекторы) являются пассивными элементами, не способными функционировать при отсутствии в энергосистеме ЭДС.

В этой связи моделирование процесса перевода ВПТН на автономную нагрузку выполнено следующим образом. Выделение нагрузки на автономный режим работы в одной из энергосистем из-за отключения некоторой линии предваряется замыканием фиктивной связи между шинами переменного тока выпрямителя и инвертора ВПТН. При этом подается команда на изменение уставки ВПТН по мощности примерно до уровня нагрузки, выделившей на автономную работу. Большой точности от этой команды не требуется, поскольку разница между заданной загрузкой ВПТН и автономной нагрузкой ляжет на фиктивную связь.

Спротивление фиктивной связи должно быть возможно большим с тем, чтобы минимизировать погрешность в части отображения балансов реактивной мощности, вносимую этой связью, но ее пропускная способность должна быть достаточной для нормального функционирования модели ВПТН. Например, при номинальной мощности ВПТН 200 МВт можно принять пропускную способность этой связи на уровне 250 МВт. Для снижения импульсного наброса мощности на фиктивную связь в течение кратковременного (доли секунды) существования схемы с одновременным включенным состоянием отключаемой и фиктивной линий целесообразно в исходном режиме путем управления одним из балансирующих узлов в исходном режиме сфазировать напряжения на шинах переменного тока выпрямителя и инвертора ВПТН.

Возникновение выделившейся на автономный режим нагрузки возможно не только со стороны инвертора ВПТН, но и со стороны выпрямителя. В этом случае для обеспечения ее питания от ВПТН требуется организовать реверс ее режима.

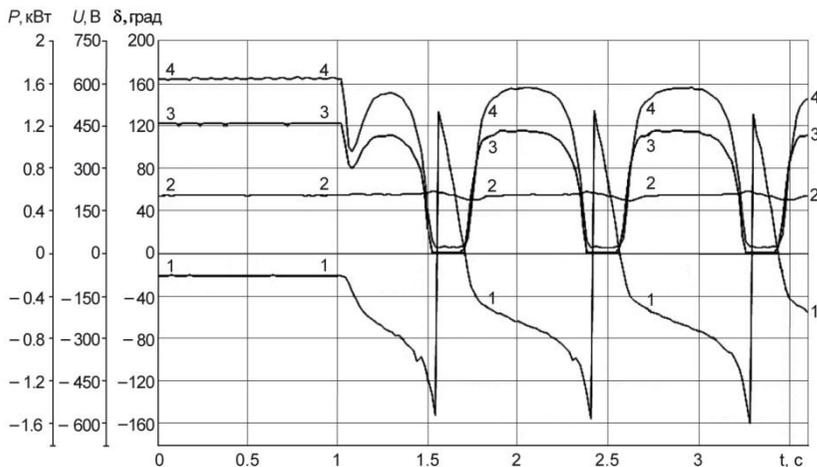
**Отображение резких схемно-режимных возмущений.** При моделировании резких схемно-режимных возмущений, таких как внезапное ослабление примыкающих к ВПТН связей либо возникновение близких коротких замыканий, возникают две проблемы. Первая обусловлена тем, что прямой расчет таких процессов оказывается невозможным из-за того, что система, содержащая инжекторы, оказывается в момент возмущения «не в состоянии восстановить алгебраические уравнения». Для выполнения расчета, вызванного ослаблением связи, использован прием, в соответствии с которым отключению ВЛ предшествует кратковременное (на 0,001–0,01 с) релейное отключение ВПТН (команда «lock») с последующим восстановлением до исходной мощности. Для того, чтобы избежать вычислительных проблем при осуществлении КЗ было предложено производить его с малым запаздыванием (порядка 0,001–0,005 с), что было реализовано с помощью использования инжектора проводимости в составе разработанного макроблока *interKZ*.

Вторая проблема связана с тем, что после ослабления связи ее пропускная способность может оказаться ниже уставки ВПТН по мощности, что без специального управления мощностью ВПТН станет причиной возникновения неустойчивых режимов, подобных асинхронному ходу синхронных машин. Такой процесс, полученный на электродинамической модели НИИПТ, изображен на рис. 1, где показан характер изменения углов между ЭДС преобразователей и примыкающих энергосистем ( $\delta_{\text{выпр}}$ ,  $\delta_{\text{инв}}$  соответственно для выпрямителя и инвертора), выпрямленного напряжения  $U_d$  и активной мощности выпрямителя  $P_{\text{выпр}}$ .

Такое развитие процесса недопустимо, оно может быть и должно быть предотвращено снижением уставки регулятора мощности ВПТН до уров-

ня, соответствующего пропускной способности связи в послеаварийном режиме. Применительно именно к этим условиям и отображена в разработанной модели имитационная реакция ВПТН на рассматриваемое возмущение. Процесс был осуществлен с использованием команды «lock».

Для условий режимов короткого замыкания было разработано два варианта отображения поведения ВПТН, различающихся способом управления мощностью вставки. В первом из них на время КЗ производилась замена управления мощностью инжекторов, моделирующих ВПТН, на релейную, с помощью которой осуществлялось минимально необходимое для выполнения расчета снижение мощности вставки. При более глубоком, в том числе до нуля, снижении мощности проблем с выполнением расчета не возникает, в этом случае удается отобразить даже более глубокие КЗ. Второй способ отображения характеристик ВПТН в режимах КЗ основан на том, что в макроблок выпрямителя заложена зависимость величины  $P_{max}$  от напряжения на шинах переменного тока вставки. Реализация этой зависимости, которая может быть принята различной, обеспечивает естественный, независимый от пользователя сброс мощности ВПТН, зависящий от степени снижения напряжения на ее шинах. Заметим, что речь идет о снижении не активной мощности, а величины ее ограничения. Это означает, что в случае, если в текущем режиме загрузка ВПТН находилась на уровне ниже величины  $P_{max}$ , никакого сброса мощности в цикле КЗ не произойдет.



**Рис. 1.** Характер протекания неустойчивого режима работы ВПТ, вызванного резким снижением пропускной способности связи:

1 –  $\delta_{выпр}$ , 2 –  $\delta_{дин}$ , 3 –  $Ud$ , 4 –  $P_{выпр}$

## Тестовые испытания модели ВПТН

Испытания проводились в тестовой схеме, приведенной на рис. 2.

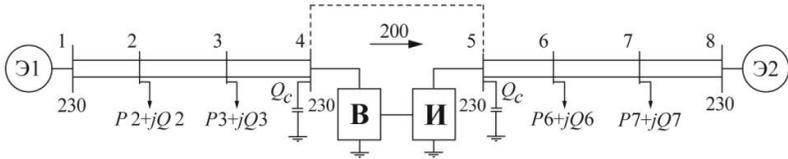


Рис. 2. Тестовая схема для испытания модели ВПТН

При проведении испытаний модели были поставлены следующие цели:

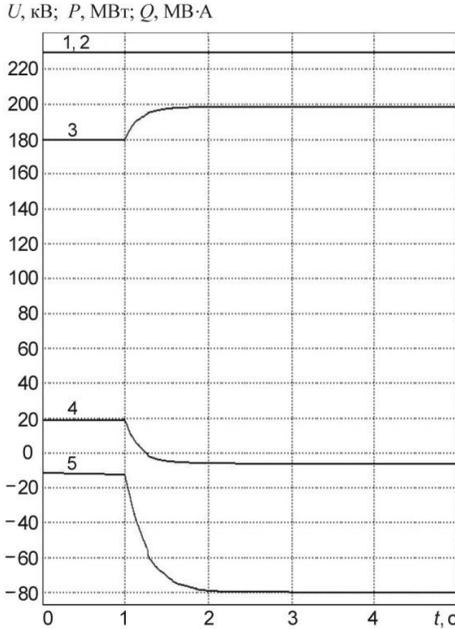
- проверка способности регулируемой ВПТН обеспечить устойчивый установившийся режим работы вблизи предела устойчивости примыкающей сети со стороны выпрямителя и инвертора;
- оценка регулировочной способности ВПТН (без реверса мощности и с реверсом мощности);
- оценка реакции ВПТН на внезапное ослабление примыкающей связи со стороны выпрямителя и инвертора;
- отображение реакции ВПТН на внезапное ослабление примыкающей связи со стороны выпрямителя и инвертора до уровня пропускной способности ниже исходной уставки ВПТН по мощности;
- отображение характера перехода ВПТН на режим питания автономной нагрузки;
- отображение характера перехода ВПТН на режим питания автономной нагрузки в условиях необходимости реверсирования ее режима;
- отображение поведения ВПТН в режимах короткого замыкания разных типов и различной удаленности.

Результаты испытаний в тестовой схеме приведены на рис. 3–9.

На рис. 3 приведен процесс плавного подведения мощности ВПТН к пределу пропускной способности сети со стороны инвертора, равному  $P = 200$  МВт. К узлам вставки 4 и 5 подключены УКРМ, величиной 100 МВ·А. Процесс заключается в изменении величины уставки регулятора мощности со 180 до 199 МВт. Как следует из рисунка, модель ВПТН обеспечивает устойчивую работу вставки на предельном по условиям устойчивости со стороны инвертора уровне. Аналогичные испытания были проведены для случая ограниченной пропускной способности со стороны выпрямителя.

На рис. 4 приведен процесс, иллюстрирующий регулировочную способность модели ВПТН без реверса мощности. Процесс обусловлен сту-

печным изменением в момент времени 1 с уставки регулятора мощности от  $P_{ном} = 200$  МВт до нуля и обратным изменением уставки в момент времени 5 с. Расчеты выполнены в схеме рис. 2, в которой пределы пропускной способности сети переменного тока со стороны выпрямителя и инвертора составляют  $1,2 P_{ном}$  ВПТН.



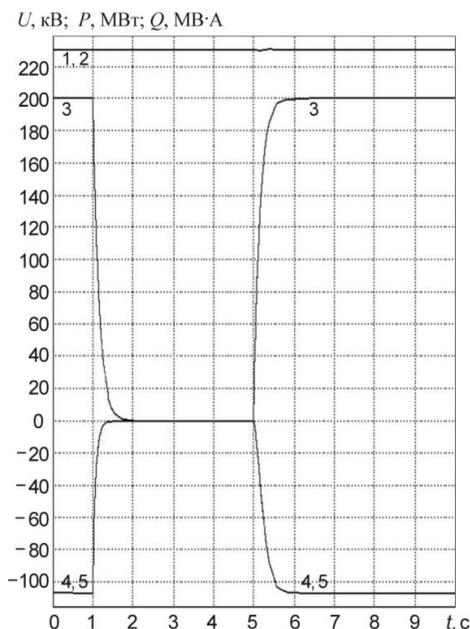
**Рис. 3.** Вывод мощности ВПТН на предел пропускной способности сети со стороны инвертора:

- 1 – напряжение в узле 4 (кВ), 2 – напряжение в узле 5 (кВ),
- 3 – активная мощность ВПТН (МВт), 4 – реактивная мощность выпрямителя (МВ·А),
- 5 – реактивная мощность инвертора (МВ·А)

На рис. 5 приведен процесс, иллюстрирующий регулировочную способность модели ВПТН с реверсом мощности. Процесс обусловлен ступенчатым изменением в момент времени 1 с уставки регулятора мощности от 200 до  $-200$  МВт и обратным изменением уставки в момент времени 5 с. Расчеты, как и на рис. 4, выполнены в схеме рис. 2, в которой пределы пропускной способности сети переменного тока со стороны выпрямителя и инвертора составляют  $1,2 P_{ном}$  ВПТН.

На рис. 6 приведены результаты моделирования поведения ВПТН при внезапном ослаблении связи переменного тока со стороны выпрямителя.

Для выполнения расчета использован описанный выше прием, в соответствии с которым отключению ВЛ предшествует кратковременное (в расчете – 0,01 с, можно ограничиться и временем 0,001 с) отключение ВПТН (команда «lock») с последующим его восстановлением до исходной мощности. Процесс, как следует из рисунка, сопровождается ступенчатым набросом реактивной мощности на выпрямитель при неизменной активной мощности.

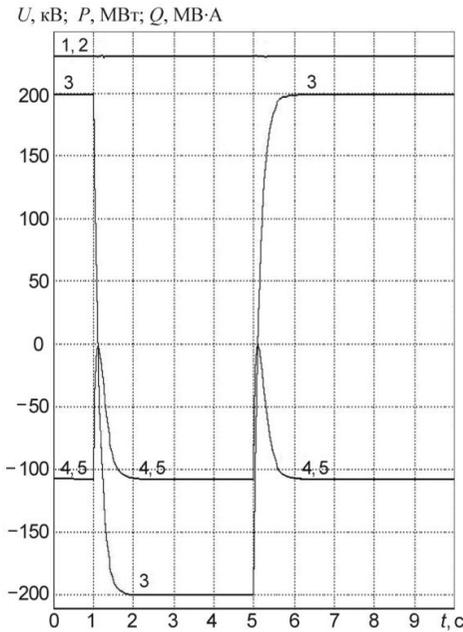


**Рис. 4.** Иллюстрация отображения моделью регулировочной способности ВПТН без реверса мощности:

- 1 – напряжение в узле 4 (кВ), 2 – напряжение в узле 5 (кВ),
- 3 – активная мощность ВПТН (МВт), 4 – реактивная мощность выпрямителя (МВ·А),
- 5 – реактивная мощность инвертора (МВ·А)

На рис. 7 приведена обеспечиваемая моделью имитация перехода ВПТН на режим питания автономной нагрузки. Расчет состоит во внезапном одновременном отключении участков  $X_{7-8}$  обеих ВЛ (см. рис. 2). Со стороны инвертора в узлах 6 и 7 подключены нагрузки мощностью по  $S_n = 40 + j20$  МВ·А. Как было отмечено выше, для отображения рассматриваемого процесса с некоторым упреждением по отношению к от-

ключению связи 7–8 включается фиктивная шунтирующая линия 4–5 с номинальной мощностью 250 МВ·А (на рис. 2 показана пунктиром). Подается команда на изменение уставки мощности с 200 до 80 МВт. В данном случае мощность ВПТН в послеаварийном режиме оказалась в точности равной мощности выделившейся на нагрузку. Это условие не является обязательным, возможно и некоторое рассогласование этих величин, при этом возникший небаланс мощности будет скомпенсирован за счет перетока по фиктивной шунтирующей линии 4–5.

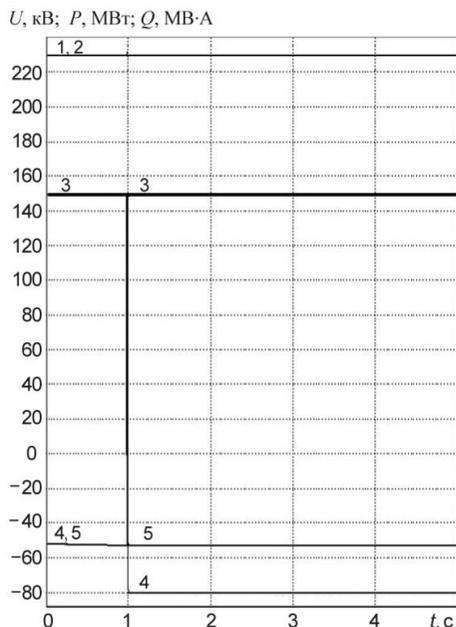


**Рис. 5.** Иллюстрация отображения моделью регулировочной способности ВПТН с реверсом мощности:

- 1 – напряжение в узле 4 (кВ), 2 – напряжение в узле 5 (кВ),
- 3 – активная мощность ВПТН (МВт), 4 – реактивная мощность выпрямителя (МВ·А),
- 5 – реактивная мощность инвертора (МВ·А)

Возникновение выделившейся на автономный режим нагрузки возможно не только со стороны инвертора ВПТН, но и со стороны выпрямителя. В этом случае для обеспечения ее питания от ВПТН требуется организовать реверс ее режима. Отображение такого процесса приведено на рис. 8. Возмущение представляет собой внезапное одновременное отключение участков  $X_{1-2}$  обеих ВЛ. Со стороны выпрямителя в узлах 2 и 3

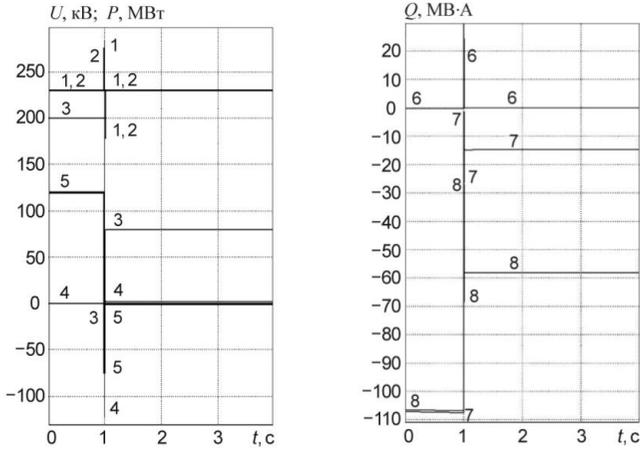
подключены нагрузки мощностью по  $S_n = 40 + j20$  МВ·А. Одновременно с отключением связи 1–2 (см. рис. 2) включается фиктивная шунтирующая линия 4–5 с номинальной мощностью 250 МВ·А. Величина уставки мощности меняется со 150 до –88 МВт.



**Рис. 6.** Моделирование режима ВПТН в процессе ослабления связи переменного тока со стороны выпрямителя:

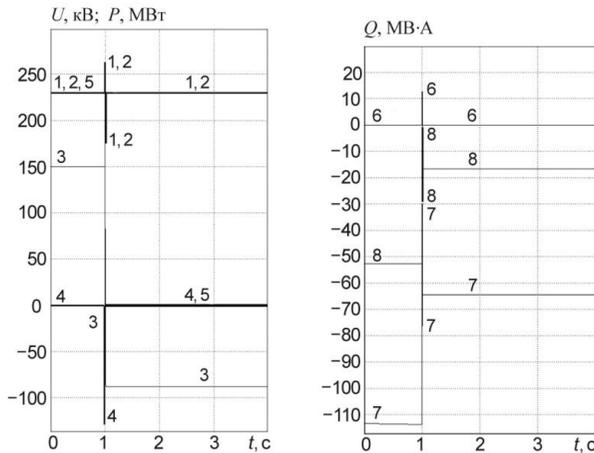
- 1 – напряжение в узле 4 (кВ), 2 – напряжение в узле 5 (кВ),  
 3 – активная мощность ВПТН (МВт), 4 – реактивная мощность выпрямителя (МВ·А),  
 5 – реактивная мощность инвертора (МВ·А)

Далее приведены результаты тестовых испытаний работы модели ВПТН в режимах коротких замыканий на стороне переменного тока. На рис. 9 приведены процессы отображения характеристик ВПТН в режимах КЗ, основанные на том, что в макроблок выпрямителя заложена зависимость величины  $P_{\max}$  от напряжения на шинах переменного тока вставки. Показаны переходные процессы в тестовой схеме (см. рис. 2), вызванные двумя различными по интенсивности КЗ на шинах выпрямителя (в узле № 4). В расчетах принималась зависимость величины  $P_{\max}$  от  $U$  вида  $P_{\max} (\text{о.е.}) = (U_{\text{кз}}/U_{\text{ном}})^3$ .



**Рис. 7.** Перевод ВПТН на режим питания автономной нагрузки:

- 1 – напряжение в узле 4 (кВ), 2 – напряжение в узле 5 (кВ), 3 – активная мощность ВПТН (МВт), 4 – активная мощность линии 4–5 (МВт), 5 – суммарная мощность отключаемых линий (МВт), 6 – реактивная мощность линии 4–5 (МВ·А), 7 – реактивная мощность выпрямителя (МВ·А), 8 – реактивная мощность инвертора (МВ·А)



**Рис. 8.** Перевод ВПТН на режим питания автономной нагрузки с реверсированием мощности:

- 1 – напряжение в узле 4 (кВ), 2 – напряжение в узле 5 (кВ), 3 – активная мощность ВПТН (МВт), 4 – активная мощность линии 4–5 (МВт), 5 – суммарная мощность отключаемых линий (МВт), 6 – реактивная мощность линии 4–5 (МВ·А), 7 – реактивная мощность выпрямителя (МВ·А), 8 – реактивная мощность инвертора (МВ·А)

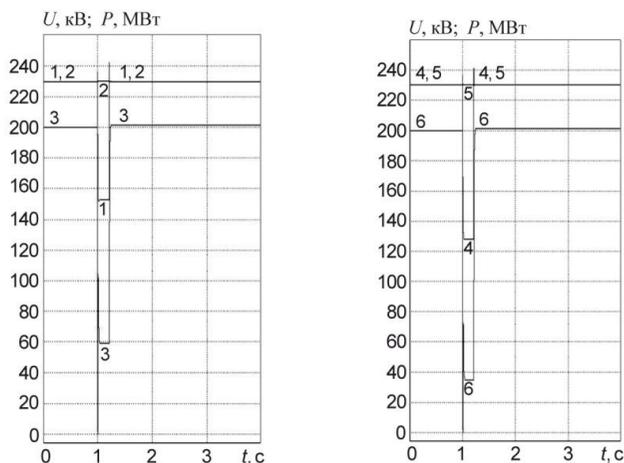


Рис. 9. Моделирование ВПТН в режимах КЗ заданием зависимости  $P_{\max} = f(U)$ :

- 1 – напряжение в узле 4 (кВ), 2 – напряжение в узле 5 (кВ), 3 – активная мощность ВПТН (МВт), 4 – напряжение в узле 4 (кВ), 5 – напряжение в узле 5 (кВ), 6 – активная мощность ВПТН (МВт)

## Заключение

Разработана цифровая модель вставки постоянного тока на преобразователях напряжения в вычислительной среде ПК EUROSTAG, выполнены тестовые расчеты для типовых аварийных возмущений. Приведенные характеристики модели должны рассматриваться разработчиками систем регулирования ВПТН в качестве технических требований, среди которых важнейшими являются требование обеспечения статической устойчивости вплоть до предела пропускной способности примыкающих связей и требование обеспечения динамической устойчивости ВПТН при возмущениях, вызванных внезапными снижениями пропускной способности примыкающих связей ниже уставки ВПТН по мощности.

## Список литературы

1. Булыгина М. А., Гущина Т. А., Кирьянко Г. В. и др. Режимы работы вставки постоянного тока, выполненной на основе преобразователей напряжения // Известия НИИ Постоянного тока, № 60, 2004.

УДК 621.314

*М. К. Гуревич, к.т.н.; М. А. Козлова, к.т.н.; А. В. Репин;  
Ю. А. Шершнев, к.т.н. – ОАО «НИИПТ», Санкт-Петербург*

## **Способы предотвращения аварий, вызванных гололедообразованием на проводах и грозозащитных тросах ВЛ**

---

### **Введение**

Воздушные линии (ВЛ) электропередачи во многих регионах России и за рубежом подвержены гололедно-ветровым нагрузкам. На проводах и грозозащитных тросах нарастают ледяные муфты диаметром до 70 мм и весом до 100 т/км, что в 20 раз больше обычного веса. В результате – провисание, обрыв проводов и тросов и даже падение опор.

Подобные аварии приносят существенный экономический ущерб, на их устранение уходит несколько дней и затрачиваются значительные средства. К примеру, только во время одной гололедной аварии в Сочинских электрических сетях 18–22 декабря 2001 г. общая протяженность поврежденных ВЛ напряжением 0,4–220 кВ достигла 2,5 тыс. км [1]. В конце января – начале февраля 2007 года Сочинский энергорайон был обесточен в результате налипания мокрого снега на грозотросы ВЛ 220 – 550 кВ. Поскольку на данной ВЛ не были предусмотрены мероприятия по борьбе с гололедом, то грозотрос провис ниже проводов ВЛ, что привело к многочисленным коротким замыканиям из-за перекрытия между проводами и тросом и далее к обрыву тросов и отключению ВЛ 220–500 кВ.

Аналогичные аварии на ВЛ имеют место и за рубежом (Канада, США, Украина, Чехия, Швеция, Норвегия, Финляндия, Япония, Чили, Китай и др.). Например, в 1998г. в Канаде «ледяной дождь» (гололед, образующийся при выпадении переохлажденного дождя перед движущимся со скоростью 20–25 км/ч [2] теплым фронтом) продолжался в течение недели, и экономический ущерб от аварий составил более 100 млн долларов. В январе 2008 г. гололедные аварии на ВЛ затронули 19 провинций Китая. Прямой экономический ущерб достиг миллиарда долларов [3]. Зимой 2010 г. серьезные гололедно-ветровые аварии имели место в Азербайджане.

### **Меры борьбы с гололедно-ветровыми авариями на ВЛ**

Практика показывает, что предотвращение гололедных аварий ВЛ возможно при реализации комплекса мероприятий, проводимых как на

стадии проектирования (реконструкция, вновь строящиеся объекты), так и в период эксплуатации.

В первом случае возможны следующие мероприятия:

- усиление опор, замена или установка дополнительных опор;
- демонтаж грозозащитных тросов (в допустимых случаях);
- замена тросов и проводов на более современные;
- применение проводов и тросов из специальных материалов, не подверженных обледенению;
- установка демпферов – ограничителей закручивания проводов;
- установка виброгасителей и гасителей пляски проводов.

В процессе эксплуатации практикуют следующие, более или менее эффективные, способы борьбы с гололедообразованием на ВЛ:

- установка защитных колец для ограничения налипания мокрого снега;
- механическая обивка гололеда;
- плавка гололеда на проводах и грозозащитных тросах ВЛ электрическим током.

Что касается опор, то это отдельная проблема, обсуждение которой выходит за рамки данной статьи. А вот вопрос о демонтаже грозозащитных тросов, все активнее обсуждаемый в последнее время [4, 5], тесно связан с защитой ВЛ от гололедно-ветровых аварий, поскольку именно тросы зачастую становятся инициаторами аварий, а проведение плавки гололеда на них электрическим током организуется сложнее, чем на проводах. Мы подробнее рассмотрим эту проблему далее при анализе плавки гололеда электрическим током.

Разного рода снегозащитные кольца сами по себе не исключают опасного отложения снега, которое усугубляется закручиванием проводов. Для борьбы с этим явлением стали применять демпферы закручивания. При использовании демпферов происходит образование одностороннего гололеда, что приводит к пляске проводов. Сочетание защитных демпферов с кольцами [6] улучшает ситуацию, но не гарантирует исключение гололедно-ветровых аварий полностью и может рассматриваться скорее как вспомогательное средство защиты. Кроме того, из-за большого разброса типономиналов тросов и проводов (наружный диаметр от 8 до 47 мм), диапазон опасных частот для них широк – от 4 до 150 Гц. Тем не менее, разработаны унифицированные конструкции демпферов [7]:

- для защиты одиночных проводов от всех видов колебаний и гололеда – типа ОГК - устанавливаются в пролете на расстоянии примерно 100 метров друг от друга;

- для защиты от пляски проводов расщепленной фазы – гасители типа ГПП и ГПР трех типоразмеров (массой 2,4; 3,2 и 4,0 кг). Гасители типа ГПП устанавливаются на провод горизонтально в каждом подпролете между дистанционными распорками или же на плашки дополнительных горизонтальных дистанционных распорок. Гасители типа ГПР устанавливаются на плашки горизонтальных дистанционных распорок;
- для защиты от вибрации – гасители вибрации типа ГВУ.

В настоящее время на ВЛ 220–500 кВ МЭС Волги, МЭС Центра, МЭС Юга, МЭС Урала, Татэнерго, Таймырэнерго, Карелэнерго, Казахстана находятся в эксплуатации более 16 тысяч ограничителей ОГК. На этих линиях после установки ОГК существенно снизилось число аварий, вызванных отложением снега.

Перспективным направлением борьбы с гололедообразованиями является применение проводов нового поколения типа AERO-Z [8] – алюминиевых с гладкой наружной поверхностью, набранной из проводов Z-образного профиля с тщательно подобранным шагом скрутки. Практически идеально гладкая поверхность противостоит снегу и обледенению, обладает более высоким сопротивлением кручению, что приводит к самосбросу излишнего снега под действием силы тяжести. За счет более гладкой внешней структуры провода AERO-Z имеют примерно на 30–35% меньшее аэродинамическое сопротивление ветровым нагрузкам по сравнению с обычным проводом (табл. 1). Этот факт приводит к резкому снижению пляски проводов как в горизонтальном, так и в вертикальном направлении, что в свою очередь значительно облегчает работу опор и гирлянд при сильных ветрах.

Таблица 1

**Сравнение характеристик проводов  
AC 240/56, AERO-Z 346-2Z, AERO-Z 366-2Z**

Марка	$d_{пр}$ , мм	Сеч., мм <sup>2</sup>	R, Ом/км	Разрывное усилие, кг	Масса, кг/км	Аэро сопр.
AC 240/56	22,4	241/56,3 (100%)	0,1218	9778	1106	0,95
AERO-Z 346-2Z	22,4	345,65 (143%)	0,0974	11132	958	0,8
AERO-Z 366-2Z	23,1	366,13 (151%)	0,0919	11617	1014	0,8

В 2007 году ОАО «Кубаньэнерго» выполнило реконструкцию ВЛ-110 кВ «Шепси–Туапсе (тяговая)» протяженностью 10,3 км с заменой провода AC 240 на провод марки AERO-Z 242-2Z. В результате рекон-

струкции увеличена пропускная способность ВЛ с 64 МВ·А до 113 МВ·А.

Основной недостаток проводов AERO-Z – высокая стоимость (табл. 2). Однако, с учетом меньшего удельного веса и лучших механических характеристик, они позволяют на 8–10% увеличить длину пролета, сократить число опор. По этой причине, а также с учетом меньших потерь в проводе AERO-Z, затраты на строительство и эксплуатацию окупаются по данным [9–11] за 10–12 лет.

Таблица 2

Сравнение проводов типа АС и типа AERO-Z

Провод	Диаметр, мм	Масса, кг/км	МТПС*, А	Стоимость, евро/км**
АС 240/39	21,6	952	480	1735 (76%)
АС 300/56	24,2	1257	600	2291 (100%)
АС 400/22	26,6	1261	830	2300 (100%)
AERO-Z 366-2Z	23,1	1014	732	13700 (600%)

\* МТПС – максимальная токовая пропускная способность.

\*\* Сравнение цен приведено на январь 2009 г.

## Плавка гололеда электрическим током

Все вышеописанные меры борьбы с гололедообразованием на ВЛ находят свое место в энергетике, однако практикой доказано, что наиболее эффективное предотвращение гололедных аварий и существенное повышение надежности ВЛ возможно путем своевременного применения плавки гололеда электрическим током (как переменным, так и постоянным).

Что касается плавки переменным током, то ее основные достоинства – использование имеющегося на подстанции оборудования, сравнительная простота и ясное понимание процесса плавки персоналом подстанций. Технологически этот процесс представляет собой включение линии, замкнутую со стороны потребителей, на специальный трансформатор. При этом потребляется мощность существенно больше, чем в случае плавки постоянным током, поскольку для создания в контуре необходимого тока плавки  $I_n$  требуется дополнительное напряжение  $U_d = \omega LI_n$ , где  $L$  – индуктивность проводов по контуру плавки. Другой серьезный недостаток – подбор сопротивления контура за счет включения еще нескольких линий, кроме той, на которой непосредственно требуется провести плавку.

При плавке постоянным током возможно применение как управляемых (тиристорных), так и неуправляемых (диодных) источников. По стоимости выпрямители обоих типов отличаются не существенно. Но диодные выпрямители характеризуются рядом недостатков, которые с развитием информационных систем подстанций и внедрением оптоволоконных линий связи становятся все существеннее:

- отсутствие оперативности и малый диапазон изменения тока плавки в пределах одного цикла плавки (только с помощью РПН трансформатора); регулирование тока плавки достигается соответствующим выбором напряжения и количества выпрямительных агрегатов, выбором схемы соединения проводов ВЛ, изменением коэффициента трансформации питающего трансформатора;
- ограниченные возможности защиты;
- невозможность сочетать систему управления выпрямителя с АСУ ТП подстанции и информационно-измерительной системой гололедно-ветровых нагрузок в автоматическом следящем режиме.

Управляемые тиристорные выпрямители (в том числе и типа ВУПГ разработки ОАО «НИИПТ» [12]) имеют следующие преимущества:

- возможно регулирование тока плавки, в том числе и по сигналам с датчиков гололеда;
- плавный пуск и отключение выпрямителя позволяют избежать перенапряжений и облегчают работу коммутационной аппаратуры;
- поддержание постоянства тока плавки, что особенно важно при плавке гололеда на грозозащитных тросах с оптическим кабелем;
- цифровая микропроцессорная система управления, регулирования, защиты и автоматики (СУРЗА) позволяет осуществлять связь с АСУ ТП верхнего уровня.

Существенными преимуществами конструкции именно ВУПГ являются:

- контейнерное исполнение с принудительной воздушной замкнутой системой охлаждения;
- наличие встроенных внутрь контейнера измерительных трансформаторов тока и напряжения, что упрощает работы на подстанции и облегчает работы по пуско-наладке системы плавки гололеда;
- минимальный монтаж на объекте;
- возможность транспортировки на железнодорожной платформе или иным видом транспорта (контейнер является одновременно и корпусом выпрямителя, и транспортной тарой).

Несмотря на возросшую в последнее время потребность энергетики в источниках плавки гололеда постоянным током, их номенклатура невелика (табл. 3). О серийных выпрямителях зарубежного производства, предназначенных именно для плавки гололеда, на данный момент информации нет.

Таблица 3

### Выпрямители для плавки гололеда на проводах и грозозащитных тросах ВЛ

Фирма	Тип	Описание
ОАО «Электровы- прямитель», Саранск, www.elvpr.ru	В-ТППД-1,2(1,6; 1,8)к-14к наружной установки	$U_d = 14$ кВ; $I_d = 1200$ А; 1600 А; 1800 А. Трехфазный <b>диодный</b> выпря- митель. Охлаждение – воздуш- ное принудительное
	В-Т П П-1,35к-8к-УХЛ4 внутренней установки, <b>требуется специальное здание</b>	$U_d = 8$ кВ; $I_d = 1350$ А. Трехфазный <b>тиристорный</b> выпрямитель. Охлаждение – воздушное принудительное
Estel, Таллин, www.estel.ee	В-ТПЕД-1,6к-14к-У1 наружной установки	$U_d = 14$ кВ; $I_d = 1600$ А. Трехфазный <b>диодный</b> выпря- митель. Охлаждение – воздуш- ное естественное
ОАО «НИИПТ», С.-Петербург www.niipt.ru	ВУПГ-14/1200(1400) наружной установки	$U_d = 14$ кВ; $I_d = 1200$ А; 1400 А. Трехфазный <b>тиристорный</b> выпрямитель. Охлаждение – воздушное принудительное

### Особенности плавки гололеда на грозозащитных тросах

Опыт эксплуатации ВЛ показывает, что тросы подвержены авариям от гололедообразования даже в большей степени, чем провода, а обрыв троса выводит из работы всю ВЛ и может не позволить провести плавку на проводах линии. При успешной плавке гололеда только на проводах трос, провисая под тяжестью гололеда, схлестывается с проводами, что приводит к отключению ВЛ, чаще всего с повреждением и троса, и проводов [13].

Грозозащитные тросы большинства ВЛ имеют заземления на всех опорах или на их значительной части. Для создания контура плавки с

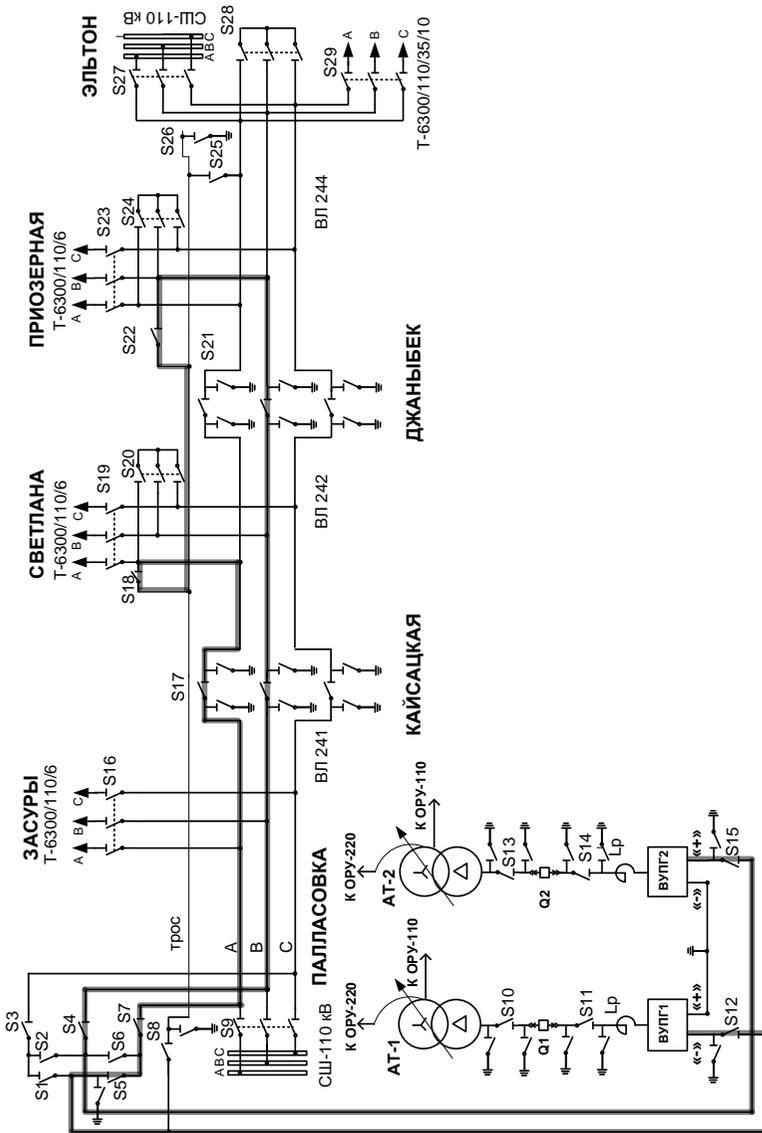
непосредственным присоединением источников питания к тросам все заземления на гололедный сезон должны быть сняты. При этом требуется подвеска тросов на изоляторах класса напряжения, соответствующего напряжению источника питания. Ежегодное проведение подобных мероприятий вызывает заметные технико-экономические трудности. Кроме того, эксплуатация по понятным причинам часто настаивает на организации плавки троса без отключения соответствующей ВЛ. Из-за большого сопротивления тросов для плавки гололеда на них требуется более высокое напряжение, чем на проводах. Тогда контур плавки, как правило, формируется с использованием «земли», что создает ряд дополнительных проблем.

При плавке от управляемых выпрямителей с использованием «земли» может быть включен только один выпрямитель с одной подстанции (последовательное соединение исключено, поскольку в этом случае ВУП имеют общее заземление в точке соединения), а значительные токи в «земле» влияют на работу РЗА. Использование высоковольтных обмоток трансформаторов для плавки гололеда на тросах переменным током ведет к необходимости усиления изоляции подвески тросов и затем изменению требований к опорам, вплоть до необходимости их замены, что в отсутствие кардинальной реконструкции ВЛ практически не реализуемо. В результате в большинстве случаев не удастся обеспечить плавку гололеда на тросах по всей их длине без отключения ВЛ. Например, при плавке гололеда на стальных тросах С 50, С 70 от одного ВУП-14/1200 удастся проплавить гололед на длине не более 40 км. Для протяженных ВЛ с транзитными и тупиковыми подстанциями проплавить гололед на тросе возможно только с выведением ВЛ из работы и использованием проводов отключенной ВЛ для подачи напряжения на участки обогреваемого троса (рис. 1).

Как о выходе из этого положения в отечественных сетях 110–500 кВ, все чаще говорят об отказе от грозозащитных тросов, функции которых по снижению грозовых перенапряжений предлагают возложить на ОПН, массово разместив их на опорах вдоль трассы ВЛ. Обоснование такой замены и методики выбора типа, количества и места установки ОПН приведены в [4, 14, 15]. Примером может служить начавшаяся с 2007г. замена грозотроса на ОПН для ВЛ 220 кВ «Шепси – Дагомыс» и ВЛ 110 кВ «Шепси – Туапсе тяговая» филиала ОАО «Кубаньэнерго» – «Сочинские электрические сети» [15].

Особый случай – плавка гололеда на грозотросе, в котором проложен оптический кабель связи (ОКГТ), поскольку ни в коем случае нельзя превышать допустимую температуру нагрева ОКГТ (обычно не более 80°C), а при подвеске на ВЛ ОКГТ наличие участков без троса не допускается

[16]. В этом случае для плавки значительно лучше использовать управляемые выпрямители с многофункциональной СУРЗА и связью с информационной системой контроля гололедообразования.



**Рис. 1.** Пример схемы плавки гололеда на участке троса «Светлана – Приозерная» через фазы А и В с ПС 220 кВ Палласовка

С июня 2009 г. ОАО «ФСК ЕЭС» на реконструируемых и вновь строящихся ВЛ рекомендало к использованию грозотросы марки МЗ-В-ОЖ-Н-Р, выполненные по СТО 71915393-ТУ 062-2008. Новый грозотрос

помимо других преимуществ имеет повышенную устойчивость при гололедно-ветровых и коррозионных воздействиях. Тем не менее, необходимость предусматривать плавку гололеда на тросе данной марки не исключается.

## **Информационная система контроля гололедообразования**

Поскольку предотвращение гололедных аварий путем плавки гололеда в значительной степени зависит от своевременной информации о начале и ходе гололедообразования на ВЛ всей территории конкретной энергосистемы, то внедрение информационной системы гололедообразования крайне желательно.

Известны различные системы. Отечественные системы телеизмерений гололедных нагрузок (СТГН) используют в основном прямой метод определения гололеда – путем взвешивания самих проводов с помощью специальных датчиков. При увеличении веса провода выше заранее определенных значений выдается сообщение о возникновении критической ситуации.

В настоящее время существует несколько разработок СТГН [1, 17, 18]:

1. СТГН с передачей информации по грозозащитному тросу, когда по тросу с линейного комплекта, установленного в месте наибольшей вероятности гололеда, подается постоянный ток, величина которого зависит от нагрузки на проводе ВЛ. Общим проводом является земля, поэтому показания о нагрузке на проводе зависят от помех, наводок, токов растекания в «земле» подстанции и в ВЛ. Эта система не применяется на ВЛ с глухозаземленным тросом.

2. СТГН с передачей информации с использованием высокочастотного (ВЧ) канала связи, когда по ВЛ передается непрерывный высокочастотный сигнал, который кодируется в линейном комплекте и раскодируется на подстанции. Линейный комплект, в зависимости от нагрузки на проводе, кратковременно шунтирует ВЧ сигнал на «землю» двумя импульсами. В длительности интервала времени между импульсами заложена информация о весе провода.

3. СТГН с передачей данных по радиоканалу, когда на линейном комплекте сигнал с датчика гололеда преобразуется в специальный сигнал, который передается радиостанцией, приемная часть на подстанции принимает данный сигнал и с помощью специального устройства преобразует его обратно в сигнал, информирующий о весе провода.

Основными элементами информационной системы контроля гололедообразования являются:

- датчики гололедной нагрузки;

- автоматические метеопосты;
- устройства передачи и приема данных;
- программное обеспечение указанных элементов, построенных на микропроцессорной базе, а также программы для ЭВМ, необходимые для централизованного сбора, обработки данных о гололедно-ветровой ситуации и формирования стратегии борьбы с ней.

В 2004 году в МЭС Юга внедрена первая очередь автоматизированной информационной системы контроля гололедной нагрузки (АИСКГН), представляющая собой единый комплекс программно-аппаратных средств.

Внедрение автоматической системы обнаружения раннего гололедообразования позволяет вести круглосуточный мониторинг гололедообразования на большой территории, повысить оперативность принятия решений о проведении плавки гололеда, сократить время проведения плавки, позволяет проводить плавку без организации наблюдения персоналом на трассе ВЛ.

## **Выводы**

1. Плавка гололеда на проводах и грозозащитных тросах ВЛ может осуществляться как от источников переменного, так и постоянного тока. Плавка переменным током требует минимального количества специально установленного оборудования, но жестко ограничивает возможность подбора греющего тока, который для имеющегося трансформатора определяется параметрами линии, на которой должна быть произведена плавка.

2. Возможности плавки постоянным током в существенной степени определяются типом источника – регулируемый или нерегулируемый выпрямитель. При использовании нерегулируемого (диодного) выпрямителя сохраняются практически все недостатки плавки переменным током, но теряется его преимущество – минимум специального оборудования. Применение управляемого (тиристорного) выпрямителя типа ВУПГ, позволяющего регулировать в широких пределах выходное напряжение и, соответственно, устанавливать необходимый ток плавки на проводах и грозозащитных тросах различных марок и протяженности, является наиболее эффективным средством плавки постоянным током. Кроме того, присущая ВУПГ многофункциональная СУРЗА позволяет согласовывать пуск и отключение ВУПГ с сигналами АИСКГН.

3. Предотвращение гололедных аварий и существенное повышение надежности ВЛ возможны при реализации комплексной системы мероприятий, включающей приоритетное применение следующих технических решений:

- реконструкция ВЛ с обоснованным отказом от грозозащитных тросов, либо заменой на стальные тросы современной конструкции;
- внедрение противогололедных и демпфирующих устройств гашения вибрации, пляски проводов и тросов, применения усиленных проводов и тросов современных конструкций;
- внедрение оптимальных схем гололеда и современных устройств плавки гололеда на проводах и грозозащитных тросах ВЛ;
- внедрение автоматизированной информационной системы наблюдения за гололедом и управления режимами его плавки.

### Список литературы

1. *Аверьянов С. В.* Анализ существующих способов, методик и технических средств систем мониторинга гололедно-ветровых нагрузок воздушных линий электропередачи // Новое в Российской электроэнергетике, № 12, 2005.
2. *Тюняев Г. А.* Скорость нарастания гололеда на высоковольтных линиях электропередачи // IV Всероссийская конференция «Прогрессивные технологии в обучении и производстве». Материалы конференции. Том 1. Камышин, 18–20 октября 2006 г.
3. *Qingfeng Li, Zheng Fan, Jingru Wang.* Investigation of Ice-covered Transmission Lines and Analysis on Transmission Line Failures Caused by Icing in China // CEPST 2008, China, Macao, 27–31 oct. 2008.
4. *Новикова А. Н., Шмараго О. В., Макашин Е. А.* Эффективность схем грозозащиты ВЛ 110 кВ и выше с использованием ОПН: расчетные оценки и опыт эксплуатации // Известия НИИ постоянного тока, № 63, 2008. С. 136–158.
5. Молниезащита энергетических объектов. НПО «Стример». Конференция «Электросетевое хозяйство регионов России. Модернизация, инвестиции, инновации», 25 февраля 2010 г. Санкт-Петербург.
6. Методические указания по применению устройств ограничения налипания мокрого снега на провода ВЛ 10–220 кВ. РД 34.20.568-91.
7. *Яковлев Л. В., Каверина Р. С., Дубинич Л. А.* Комплекс работ и предложений по повышению надежности ВЛ на стадии проектирования и эксплуатации // Третья российская с международным участием научно-практическая конференция ЛЭП 2008: проектирование, строительство, опыт эксплуатации и научно-технический прогресс, Новосибирск.
8. Компактные провода AERO-Z для высоковольтных линий электропередачи. [www.nexans-spb.ru/files/Neizolirovannie\\_provoda\\_Aero-Z.pdf](http://www.nexans-spb.ru/files/Neizolirovannie_provoda_Aero-Z.pdf).

9. Новые разработки и технологии, повышающие пропускную способность ВЛЭП // ОАО МРСК Центра. Департамент технического развития. Обзор новых технологий в энергетике. Выпуск 1, 2008.
10. Куликов А. С. AERO-Z® – высокотехнологичные провода для высоковольтных линий электропередачи // Третья Российская с международным участием научно-практическая конференция ЛЭП 2008: проектирование, строительство, опыт эксплуатации и научно-технический прогресс, Новосибирск.
11. Колосов С. В., Рыжов С. В. Повышение пропускной способности ВЛ: анализ технических решений // Материалы четвертого международного электроэнергетического семинара «Современное состояние вопросов эксплуатации, проектирования и строительства ВЛ», 23–27 марта 2009 г.
12. Дьяков А. Ф. Системный подход к проблеме предотвращения и ликвидации гололедных аварий в энергосистемах. Энергоатомиздат, Москва, 1987.
13. Baliberdin L. L., Kozlova M. A., Shershnev Y. A. Model Group of controlled Installation for Melting Ice on Transmission Line Conductors // IEEE Power Tech'2005, St. Petersburg, June 27–30, 2005.
14. Дмитриев М. В. Применение ОПН для защиты изоляции ВЛ 6–750 кВ. – СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2009. 92 с.
15. Новикова А. Н., Галкова Л. И., Шмараго О. В. и др. Опыт разработки схем гроззащиты ВЛ 110 кВ и выше с использованием ОПН // Сборник докладов МЭС-4 «Современное состояние вопросов эксплуатации, проектирования и строительства ВЛ». [www.energo-info.ru](http://www.energo-info.ru).
16. Дьяков Ф. А. Опыт эксплуатации ЛЭП 330–500 кВ в условиях интенсивных гололедно-ветровых воздействий. Распределенная система автоматического наблюдения за гололедом // Сборник докладов МЭС-4 «Современное состояние вопросов эксплуатации, проектирования и строительства ВЛ». [www.energo-info.ru](http://www.energo-info.ru).
17. Богданова О. И., Демин А. В., Смирнов Б. И. Подвеска оптического кабеля на воздушных линиях электропередачи в сложных природно-климатических условиях // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность, № 3, 2006.
18. Левченко И. И., Сацук Е. И. Автоматизированная система прогнозирования, контроля и борьбы с гололедообразованием на проводах ВЛ в энергосистемах России // Сборник докладов МЭС-4 «Современное состояние вопросов эксплуатации, проектирования и строительства ВЛ». [www.energo-info.ru](http://www.energo-info.ru).

УДК 621.314

А. В. Лобанов; А. В. Репин; А. Ю. Шершнев, к.т.н. –  
ОАО «НИИПТ», Санкт-Петербург

## **Опыт введения в эксплуатацию установки плавки гололеда на проводах ВЛ ВУПГ-14/1200 на ПС 220 кВ Тымовская ОАО «Сахалинэнерго»**

---

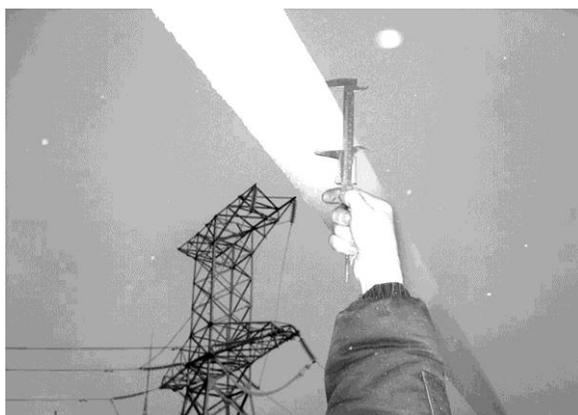
Нарушения в работе воздушных линий электропередач (ВЛ), вызванные интенсивными гололедными и гололедно-ветровыми нагрузками, являются наиболее тяжелыми по своим последствиям. При этом происходит разрушение опор, проводов, тросов, гирлянд изоляторов, арматуры; в тяжелых случаях повреждаются многие линии на большой территории. Для восстановления требуется значительное время, капитальные вложения и трудозатраты. Часто велик ущерб от аварийного недоотпуска электроэнергии в отраслях народного хозяйства и коммунально-бытовой сфере.

Интенсивные отложения (гололедные, снеговые, изморозевые и их смеси) на проводах и грозозащитных тросах ВЛ наблюдаются практически на всей территории России, особенно в приморских регионах: на Сахалине, Камчатке и Чукотке в период шквальных ветров, дующих с Тихого океана.

По материалам пресс-релиза ОАО «Сахалинэнерго» – «ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ ТЫМОВЧАН ОБЕСПЕЧЕНА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЕЙ» от 20.11.2008 г. в результате циклона 8 и 9 ноября 2008 г. была нарушена работа 101 линии электропередачи ОАО «Сахалинэнерго» напряжением 6–220 кВ, повалено 310 опор и прекращена подача электроэнергии в 48 населенных пунктах. В Тымовском районе из-за сильного ветра и гололеда на проводах линий электропередачи было повалено около 200 опор. В аварийно-восстановительных работах на объектах ОАО «Сахалинэнерго» было задействовано 244 специалиста и 63 единицы техники энергокомпании и привлеченных организаций [1].

В Тымовском районе наблюдалось мощное обледенение проводов ВЛ с толщиной стенок ледяного покрова до 15 см (рис. 1). По этой причине линии электропередачи района всех классов напряжения получили самый значительный ущерб, в том числе высоковольтные ЛЭП, обеспечивающие электроэнергией Александровск-Сахалинский и Тымовский районы, а также связь между северной и южной частями энергосистемы. В част-

ности, на ЛЭП 110 кВ «Тымовское – Александровск-Сахалинский» протяженностью 48 км под натиском гололедообразования возникло 46 дефектов различной степени сложности – повреждение 2 опор (в том числе излом одной), 18 обрывов провода, 26 повреждений провода с разрывом алюминиевых повивов и оголением стального сердечника. Еще 15 повреждений получила системообразующая ЛЭП 220 кВ «Смирных – Тымовское», до восстановления которой единственным источником электроэнергии для Тымовского, Александровск-Сахалинского и Ногликского районов оставалась Ногликская ГЭС.



**Рис. 1.** Определение диаметра наледи ЛЭП 110 кВ «Тымовское – Александровск-Сахалинский»

Для снижения последствий аварий, вызванных гололедными нагрузками на ЛЭП, в 2009 г. ОАО «Сахалинэнерго» заказало у ОАО «НИИПТ» установку для плавки гололеда ВУПГ-14/1200, представляющую собой управляемый выпрямитель, который был установлен на ПС 220/110/35/10 «Тымовская» (рис. 2). Из всей линейки поставляемых ОАО «НИИПТ» установок плавки гололеда наиболее универсальным вариантом установки является ВУПГ-14/1200, которая обеспечивает необходимый ток плавки для проводов и грозотросов ВЛ класса 35, 110, 220 кВ в районах с умеренным гололедообразованием.

В ноябре 2009 г. сотрудники отдела преобразовательных устройств ОАО «НИИПТ» завершили пусконаладочные работы по присоединению ВУПГ-14/1200 к схеме ПС 220/110/35/10 «Тымовская» и провели в

натурных условиях контрольную плавку гололеда на линии С55 ПС 220 кВ Тымовская – ПС 220 кВ Ногликская.



**Рис. 2.** Общий вид выпрямителя на ПС 220 кВ Тымовская

ВУПГ-14/1200 состоит из выпрямителя (В) и блока системы управления, регулирования, защиты и автоматики (СУРЗА).

Блок СУРЗА (рис. 3) размещается в закрытом отапливаемом помещении, например, в помещениях главного щита управления или подстанции-онного пункта управления подстанции. Силовое оборудование (В) ВУПГ-14/1200 размещено в закрытом стальном контейнере, устанавливаемом на фундаменте на открытой части подстанции. Силовое оборудование установки предназначено для эксплуатации в районах с умеренным и холодным климатом (исполнение УХЛ 1).

Установки типа ВУПГ отличает:

- возможность регулирования тока плавки, в том числе и по сигналам с датчиков гололеда;
- плавный пуск и отключение выпрямителя, что позволяет избежать перенапряжений и облегчает работу коммутационной аппаратуры;
- поддержание постоянства тока плавки, что особенно важно при плавке гололеда на грозозащитных тросах с оптическим кабелем;
- цифровая микропроцессорная система управления, регулирования, защиты и автоматики (СУРЗА);

- контейнерное исполнение силовой части (В) с принудительной воздушной замкнутой системой охлаждения;



Расшифровка обозначения:

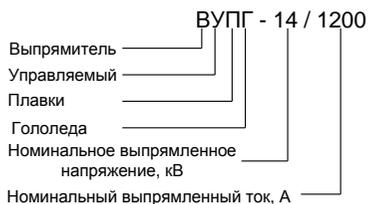


Рис. 3. Общий вид СУРЗА

- размещение измерительных трансформаторов тока и напряжения внутри контейнера;
- минимальный монтаж на объекте (требуются только легкий фундамент под контейнер и кабельный канал между МВ и шкафом СУРЗА);
- возможность транспортировки непосредственно на железнодорожной платформе или иным видом транспорта (контейнер является одновременно и корпусом ВУПГ, и тарой).

На ПС «Тымовская» напряжение питания для установки ВУПГ-14/1200 подается от трансформатора Т2 (ТДТН-110/35/10) с обмотки 10 кВ, соединенной по схеме «треугольник». Главная схема ПС 220 кВ Тымовская представлена на рис. 4.

Плавка гололеда производится на выделенной ВЛ, отключенной от потребителей и генерирующих источников мощности, или на ее участках. При этом провода подключаются к катодному (положительному) и анодному (отрицательному) выводам ВУПГ по любой из схем, обеспечивающих контур постоянного тока.

Согласно предоставленным ОАО «Сахалинэнерго» схемам и данным по ВЛ 220, 110 и 35 кВ, отходящих от ПС «Тымовская», на которых



Таблица 1

## Линии, подверженные гололедообразованию

Наименование ВЛ	Класс напряжения линии, кВ	Кол-во линий, шт.	Марка провода	Длина провода (1 фаза), км
ПС 220 кВ Тымовская – ПС 220 кВ Смирных (Д13)	220	1	АС-240/32	135,135
ПС 220 кВ Тымовская – ПС 220 кВ Ногликская (С55)	110	1	АС-240/32	114,5
ПС 220 кВ Тымовская – ПС 110 кВ Александровская (С52)	110	1	АС-120/19	48,3
Транзит ПС 220 кВ Тымовская: Адо – Тымово (Т502) Арги – Паги (Т 507)	35 35	1 1	АС-120/19 АС-70/11	33,53 27,6
Транзит ПС 220кВ Тымовская: Кировская-35 (Т504) Ясное (Т505)	35 35	1 1	АС-70/11 АС-70/11	15,6 10,9

Ввиду очень малой протяженности грозозащитных тросов – не более 5 км – плавка гололеда на них не предусматривалась заказчиком (ОАО «Сахалинэнерго»).

Обобщенная методика ввода в работу ВУПГ-14/1200 содержит следующие этапы:

- перевод ВУПГ-14/1200 из транспортного состояния в рабочее;
- контроль монтажа силовых цепей, цепей питания собственных нужд, управления В и СУРЗА;
- проверка соответствия механических параметров оборудования В и СУРЗА технической документации;
- контроль функционирования оборудования В и СУРЗА осуществляется с помощью диагностического оборудования разработки ОАО «НИИПТ» (рис. 5);
- проверка работоспособности ВУПГ-14/1200 (с контролем параметров оборудования и имитацией всего комплекса аварий) при сило-

вом питания от сети ~380В, 50 Гц на эквивалентную нагрузку (разработка ОАО «НИИПТ»);

- включение В на холостой ход при силовом питании от сети ~10 кВ, 50 Гц (при этом СУРЗА должна быть включена);
- контрольная плавка выделенной ВЛ в штатном режиме.

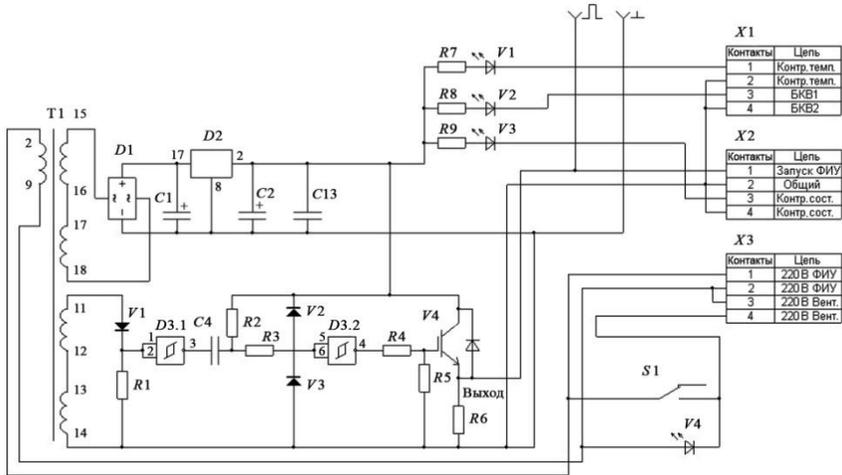


Рис. 5. Схема устройства диагностики В

Во время проведения пусконаладочных работ выявлены следующие проблемы при сопряжении ВУПГ с оборудованием существующей ПС:

1. Недостаток мощности в зимний максимум нагрузки питающего трансформатора Т2, к которому подключена ВУПГ и ряд потребителей, что привело к сложности синхронизации ВУПГ с питающей сетью из-за сильного искажения ее формы напряжения. Ситуацию исправила полная разгрузка обмотки 35 кВ трансформатора Т2.

2. Медленно действующая релейная защита высоковольтного выключателя при его аварийном отключении по команде СУРЗА ВУПГ. Время срабатывания составило примерно 200 мс и было обусловлено несовершенным оборудованием.

В качестве расчетных рассматривались схемы плавки «фаза – фаза» и «фаза – две фазы». При контрольной плавке было проведено включение по схеме «фаза – две фазы» на линию С55 в соответствии с типовой программой.

Главный недостаток организации схемы плавки гололеда был отмечен при сборке и разборке схемы плавки гололеда. Отсутствие двигательных приводов разъединителей в схеме плавки привело к времени сборки и разборки схемы примерно 4–5 часов при том, что время непосредственно плавки составляет 40–60 минут. В условиях быстро развивающегося гололеда необходимо минимизировать время на сборку схемы плавки гололеда.

### **Заключение**

Сбоев и нарушений в работе ВУПГ-14/1200 в режиме холостого хода при питании 10 кВ, 50 Гц и контрольной плавке не зафиксировано. Нужно отметить, что при проведении контрольной плавки включение установки проводили дежурные из персонала самой ПС, которые после короткого инструктажа вполне освоили управление установкой ВУПГ.

Установки ВУПГ с контейнерным исполнением силовой части (В) востребованы в гололедоопасных районах. Наилучшие результаты их применения будут обусловлены использованием современного коммутационного оборудования на ПС, средств своевременного обнаружения гололеда на проводах и тросах, правильным расчетом схем и токов плавки.

### **Список литературы**

1. Сайт ОАО «Сахалинэнерго» <http://www.sahen.elektra.ru>.

УДК 621.314

Т. Г. Горелик, к.т.н.; О. В. Кириенко – ОАО «НИИПТ»,  
Санкт-Петербург

## **Анализ способов представления данных в стандарте МЭК 61850**

---

За последнее десятилетие резко возросло использование цифровой информации в коммуникациях, мониторинге и управлении энергообъектами. Распределительные подстанции, электростанции, промышленные, коммерческие и даже бытовые потребители выражают различные аспекты своей жизнедеятельности в цифровом виде. Возникла необходимость новой информационной модели коммуникации для управления большим количеством устройств и связи различных устройств друг с другом. Такая модель была разработана и стандартизована как МЭК 61850 - сети и системы связи на подстанциях. Этот стандарт отвечает на большинство вопросов, таких как стандартизация имен данных, реализация стандартных протоколов, определение шины процесса и т. д. МЭК 61850 – это результат многолетней работы электроэнергетических компаний и поставщиков оборудования по созданию унифицированных систем связи.

Стандарт МЭК 61850 является достаточно гибким, что позволяет по-разному интерпретировать его основные положения. Гибкость стандарта позволила ведущим производителям в короткие сроки внедрить его в микропроцессорные устройства релейной защиты и автоматики. Внедрение стандарта достигалось за счет минимальной модификации существующих устройств, для приведения их в соответствие требованиям стандарта.

В ОАО «НИИПТ» для проверки работы системы АСУ ТП с устройствами различных изготовителей по различным протоколам и интерфейсам связи был создан специализированный стенд. Большая часть устройств на стенде работает по стандарту МЭК 61850. Для автоматизации процесса подключения устройств в конфигуратор МЭК 61850 была добавлена возможность экспортировать конфигурацию из устройства в библиотеку базы данных СКАДА НИИПТ. Интеграции устройств на стенде показала, что возможность импорта конфигурации из устройств позволяет значительно сократить время, необходимое на интеграцию устройства и соответственно сократить время конфигурирования и наладки АСУТП. Недостатком МЭК 61850 является отсутствие жестких требований к реализации модели данных в устройствах различных производителей. Для упрощения автоматического импорта конфигурации

устройств в АСУ ТП необходимо, чтобы устройства в полной мере использовали возможности стандарта в части модели данных, которая на сегодняшний день реализована многими разработчиками микропроцессорных устройств весьма упрощенно. Ниже приводятся предложения по организации модели данных в соответствии со стандартом МЭК 61850, которые позволяют оптимизировать процесс подключения устройств в АСУ ТП.

Для обеспечения функциональной совместимости микропроцессорных устройств требуется единое представление о модели данных в устройствах. Под моделью данных в устройстве понимается:

- выбор логических устройств (logical devices), логических узлов (logical nodes), объектов данных (data objects), атрибутов данных (data attributes);
- разработка взаимосвязей между логическими узлами;
- описание информации в рамках логических узлов.

Под логическими узлами понимаются минимальные по объему группы сигналов, объединенные по физическому смыслу. Выбор логических узлов требует разделения сигналов в рамках устройства на группы согласно части 7.4 стандарта. С части 7.4 определено большое количество стандартных логических узлов для функций защит (группа P и R), управления (группа C), общего ввода/вывода (группа G), интерфейсов (группа I), автоматики (группа A), измерений (группа M), мониторинга (группа S), коммутационных аппаратов (группа X), силовых трансформаторов (группа Y) и прочего оборудования (группа Z). В одно устройство может входить несколько экземпляров одного и того же логического узла.

Для выбора логических узлов измерения необходимо разделить измерения по физическому смыслу: параметры нормального режима (MMXU), симметричные составляющие (MSQI), гармоники (MNAI) и т. д. Экземпляры логических узлов выделяются:

- для различных интервалов усреднения: например, трехфазные измерения за период (one cycle values) osvMMXU1, трехфазные измерения за секунду (one second values) osvMMXU2;
- для различных входов токов и напряжений, если устройство позволяет подключаться к нескольким трансформаторам тока и напряжения.

Для выбора логических устройств защит необходимо разбить информацию по принципу работы защиты: МТЗ (PTOC), дифференциальные защиты (PDIF), дистанционные защиты (PDIS), функция УРОВ (RBRF) и т. д. Далее необходимо выделить экземпляры логических узлов для ступеней защиты: например, первая ступень ДЗ (PDSI1) и вторая ступень

ДЗ (PDIS2). После того, когда определены логические узлы для функций защит, необходимо предоставить информацию о действии на отключение. Для этого в стандарте МЭК 61850 предусмотрен логический узел отключения PTRC.

Организация модели управления коммутационными аппаратами требует корректного выбора логических узлов из группы X (коммутационные аппараты) и группы C (управления). Для описания силовых выключателей используется логический узел XCBR, для разъединителей и заземляющих ножей – логический узел XSWI. Логические узлы для коммутационных аппаратов позволяют осуществлять управление, однако согласно стандарту управления с учетом функций синхронизма для выключателей и оперативных блокировок для заземляющих ножей и разъединителей должно осуществляться через специальный логический узел CSWI. Для передачи данных о состоянии оперативных блокировок согласно стандарту используется логический узел CILO.

Согласно МЭК 61850 7-4 ч. 5.5.2 для организации функции осциллографирования в устройствах, соответствующих данному стандарту, создается отдельное логическое устройство (Logical Device) «Регистратор аварийных событий» (Disturbance recorder), внутри которого выделяют три вида логических узлов:

- логический узел RDRE (Disturbance recorder function);
- логический узел RADR (Disturbance recorder channel analogue);
- логический узел RBDR (Disturbance recorder channel binary).

Логический узел RDRE необходим для получения общей информации по осциллографированию в логическом устройстве и соответственно имеется только один экземпляр данного класса в устройстве. Узлы RADR выделяются отдельно на каждый аналоговый канал осциллографирования, а узлы RBDR – на каждый дискретный канал. Хранение данных осциллограмм осуществляется в виде COMTRADE файлов (IEC 60255-24), которые должны быть доступны для загрузки с помощью сервиса передачи файлов (61850-7-2 ч. 20 File transfer и 61850-8-1 ч. 23 File transfer) или дополнительно по FTP (RFC 542). Сервер, имеющий логические устройства, должен содержать в корне файловой системы директорию LD («LD»), а поддиректории LD должны называться так же, как и соответствующие им логические устройства. Файлы осциллограмм (файлы, имеющие расширение \*.hdr, \*.cfg, \*.dat, или \*.zip для упакованных COMTRADE файлов) должны находиться внутри поддиректории «COMTRADE» соответствующего логического устройства.

Для передачи общей информации о состоянии блок-контактов, реле управления, сигналов 4–20 мА согласно стандарту используются логиче-

ские узлы GGIO. В один логический узел GGIO целесообразно сгруппировать информацию от одного модуля на устройстве. Например, модуль дискретных сигналов 32 канала будет описываться одним логическим узлом diGGIO1, имеющим 32 объекта данных Ind1-Ind32. К сожалению, стандарт не запрещает использовать логический узел GGIO для передачи любой другой информации. Зачастую при переходе от протоколов передачи данных с регистровой адресацией на стандарт МЭК 61850 номера регистров просто ретранслировались в объекты данных логического узла GGIO. Например, если по протоколу МЭК 60870-5-104 передавался сигнал с адресом информационного объекта 145, то он ретранслировался в объект Ind145 логического узла GGIO. Такой подход не позволяет задействовать преимущества стандарта в части модели данных, самоописания устройства, что в конечном итоге не позволяет автоматизировать процесс подключения устройства в АСУ ТП. Для упрощения интеграции в АСУ ТП объекты данных узлов GGIO целесообразно дополнять атрибутами *dU* и *d*, в которых помещается описание или краткое наименование данного объекта (например, Ind1.dU – вход 1 модуля дискретных сигналов).

Выше были описаны наиболее часто встречающиеся функции микропроцессорных устройств и соответствующие логические узлы согласно МЭК 61850. В общем случае при создании модели данных в устройстве необходимо руководствоваться алгоритмом приведенном в части 7-1 стандарта п. 14.5. Кратко алгоритм можно описать следующим образом: необходимо разбить все функции устройства на подфункции (произвести декомпозицию) и для каждой подфункции использовать логические узлы, определенные в части 7 стандарта МЭК 61850. Логические узлы можно расширять, только в случае, если в стандарте нет необходимых объектов для представления информации в устройстве. При расширении логических узлов необходимо руководствоваться пунктом 15 части 7-1 стандарта МЭК 61850 «Способы определения новой семантики» («Approaches for the definition of a new semantic»).

После выбора логических узлов необходимо описать взаимодействие (связи) между ними. К сожалению, в стандарте нет формального описания логических взаимосвязей между узлами. Поэтому описание логических взаимосвязей должно быть представлено в документации на устройство. Пример описания взаимодействия между логическими узлами представлен на рис. 1:

- 1 – логические узлы управления;
- 2 – логические узлы коммутационных аппаратов;
- 3 – логические узлы общего ввода/вывода;
- 4 – логические узлы защит;
- 5 – логические узлы измерения;

6 – логические узлы осциллографирования.

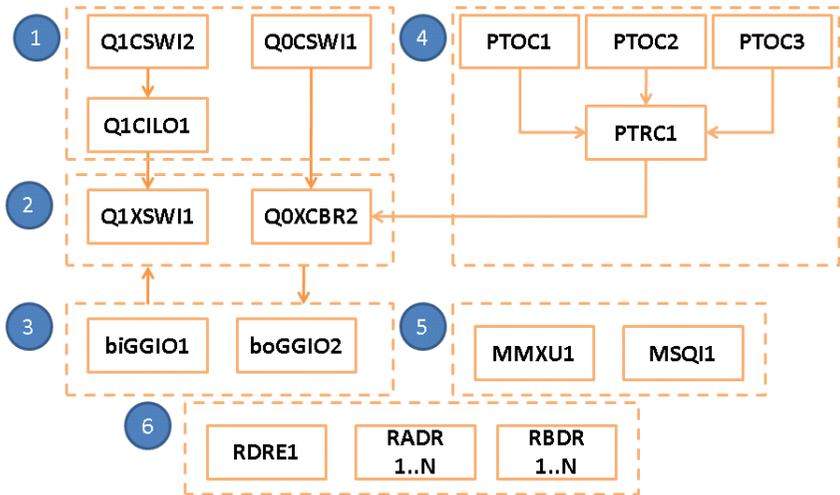


Рис. 1. Описание взаимосвязей между логическими узлами.

Логический узел Q0CSWI1 осуществляет управление силовым выключателем Q0XCBR2. Данные о положении выключателя передаются от блок-контактов biGGIO1, управление осуществляется через выходные реле boGGIO2. Аналогично логический узел Q1CSWI2 осуществляет управление разъединителем Q1XSWI1 с учетом функции оперативной блокировки Q1CILO1. Функции защит МТЗ1 (PTOC1), МТЗ2 (PTOC2), МТЗ3 (PTOC3) действуют на отключение через логический узел PTRC1, который в свою очередь отключает выключатель Q0XCBR2.

Логические узлы группируются в логические устройства. Выбор логических устройств согласно стандарту носит произвольный характер. При этом для выделения логических устройств можно использовать следующие правила:

- Логические устройства группируют наиболее взаимосвязанные узлы по схеме взаимодействия и необходимые для них сервисы, например GOOSE.
- Логические устройства могут использоваться для организации шлюзов. Например, если устройство выступает в качестве шлюза, то логическое устройство будет отражать физическое устройство за шлюзом (узел LPHD несет информацию об устройстве за шлюзом);

- Логические устройств могут представлять один модуль в рамках физического устройств и включать все узлы, выполненные в этом модуле.
- Логические устройства объединяют узлы РЗА, для которых используются единая группа уставок.

Представленные выше требования к модели данных в устройствах согласно стандарту МЭК 61850 позволяют автоматизировать процесс подключения в системы АСУ ТП, сделать прозрачным принципы функционирования, а также снизить затраты на наладку комплексных АСУ ТП на базе стандарта МЭК 61850.

УДК 621.315.62

*Л. Л. Владимирский, к.т.н.; Е. Н. Орлова; Д. С. Печалин;  
Е. А. Соломоник, к.т.н.; Т. В. Яковлева – ОАО «НИИПТ»,  
Санкт-Петербург;  
В. И. Федотов – МЭС Северо-Запада, Санкт-Петербург*

## **Исследования и выбор внешней изоляции электроустановок, расположенных вблизи автодорог с использованием в холодное время года противогололедных средств**

---

### **Введение**

Загрязнение приземного слоя атмосферы и, соответственно, внешней изоляции электрооборудования автомобильным транспортом является одним из существенных техногенных воздействий на окружающую среду. Особенно сильно ощущается его воздействие в крупных городах (мегаполисах). Наиболее опасным загрязнением, связанным с движением автотранспорта, является распространение в атмосфере в зимнее время года противогололедных химических средств, которые попадают на изоляцию расположенных вблизи электроустановок (ВЛ, ОРУ). При этом на поверхности высоковольтных изоляторов образуется проводящий слой электролита, что во многих случаях приводит к перекрытиям изоляции электрической дугой и отключению потребителей. Приведем некоторые примеры таких перекрытий. Опыт эксплуатации изоляции ОРУ, расположенных вблизи прохождения трасс крупных автодорог в Москве, показал, что зимой 1995/1996 г. из-за обильного применения на этих автодорогах противогололедных средств во время продолжительного морозного и сухого периода при наступлении оттепели произошли массовые перекрытия изоляции на ОРУ Мосэнерго. Перекрытия наблюдались на двух ОРУ 220 кВ (5–10 м от границы подстанции до автодороги) и четырех ОРУ 110 кВ (10–120 м от автодороги). Аналогичные перекрытия изоляции при мокром снеге с дождем в Москве происходили вблизи автодорог с интенсивным транспортным движением в начале 1997 г. на трех ОРУ 220 кВ и одном ОРУ 110 кВ (расстояние от автодороги 5–50 м) и одно перекрытие произошло в начале 1999 г. Во всех случаях изоляция перекрывшегося оборудования (опорные изоляторы, конденсаторы связи, трансформаторы тока и др.) была нормальной, т. е. соответствующей

1-й степени загрязнения (СЗ) с удельной длиной пути утечки  $\lambda = 1,4 - 1,6$  см/кВ. Рассмотренные перекрытия изоляции вблизи автодорог происходили при отсутствии вблизи перекрывавшихся объектов других источников загрязнения.

На основании этого опыта эксплуатации, предшествующего разработке главы 1.9 ПУЭ-7 «Изоляция электроустановок» [1], предусматривается усиление изоляции электроустановок, расположенных в непосредственной близости (до 100 м) от автодорог.

Проблема загрязнения изоляции автодорожной солью уже давно существует в промышленно развитых странах [2]. Расход противогололедных реагентов в США составляет 15 млн т, в Канаде 4–5 млн т в год. Слой загрязнения, образованный уносами солей с дорожного полотна на поверхности изоляторов, может достигать  $0,1$  мг/см<sup>2</sup>, что классифицируется как сильное загрязнение. В качестве антигололедных веществ за рубежом используются поваренная соль (NaCl), хлорид кальция (CaCl<sub>2</sub>), а также смесь различных солей. Исследования в [2] показали значительное снижение разрядных характеристик изоляторов, загрязненных солями, используемыми в качестве антигололедных реагентов на дорожных покрытиях, что является серьезной проблемой для нормальной работы внешней изоляции электрооборудования и изоляторов.

В период с 6 по 11 января 2009 г. при неблагоприятных метеорологических условиях на ОРУ 330/220/110 кВ ПС «Южная» (Санкт-Петербург) произошли неоднократные отключения электроустановок, вызванные перекрытиями внешней изоляции электрооборудования вследствие осадения на ее поверхность загрязняющих веществ из атмосферы. Перекрытия внешней изоляции происходили на оборудовании, расположенном практически на всей территории занимаемой тремя ОРУ ПС «Южная» (рис. 1). На ОРУ 110 кВ произошло 9 перекрытий, на ОРУ 220 кВ – 16, а на ОРУ 330 кВ – 13.

Для разработки мероприятий по предотвращению таких аварий в ОАО «НИИПТ» были проведены исследования в следующем объеме:

- испытания изоляторов с естественным слоем загрязнения (демонтированных с ОРУ ПС «Южная») для выбора изоляции, обеспечивающей надежную работу в этих условиях;
- измерение загрязнений на ОРУ ПС «Южная», выпадающих из приземного слоя атмосферы, определение метеофакторов сопутствующих отключениям оборудования и оценка критических условий работы изоляции;
- оценка эффективности применения водоотталкивающих покрытий (гидрофобных паст) на ОРУ ПС «Южная»;



**Рис. 1.** Многочисленные дуговые разряды на внешней изоляции электрооборудования ОРУ ПС «Южная»

- разработка нормативных требований к выбору уровней изоляции вблизи автодорог с учетом новых данных по работе изоляции при таких условиях эксплуатации.

Реализация указанных мероприятий позволила полностью предотвратить на ПС «Южная» отключения зимой 2009–2010 г. при аналогичных метеоусловиях и разработать требования к внешней изоляции ОРУ 110, 220 и 330 кВ ПС «Южная» при ее реконструкции.

## **1. Условия и опыт эксплуатации изоляторов на ОРУ ПС «Южная» (г. Санкт-Петербург)**

*Климатическая характеристика района расположения ПС «Южная»*

В Санкт-Петербурге в зимние месяцы часто наблюдаются оттепели, которые сопровождаются усилением ветров западных направлений, снегопадами, метелями и такими неблагоприятными для изоляторов электроустановок явлениями как ледяной дождь, гололед и гололедица. Оттепели чередуются с волнами холода.

В начале января 2009 г. в Санкт-Петербурге стояла морозная погода, обусловленная поступлением арктических воздушных масс. В городе ночные морозы достигали  $-11 \div -16^{\circ}\text{C}$ . В последующие дни характер погоды стал определяться влиянием циклонов, смещающихся с Атлантики через Скандинавию. Над Санкт-Петербургом восстановился сложившийся еще в декабре вынос теплых воздушных масс, что обусловило аномально высокий температурный фон. Вплоть до 30 января дневные температуры составляли  $+1 \div -4^{\circ}\text{C}$ , а в отдельные дни достигали  $+2 \div +5^{\circ}\text{C}$ . Такие погодные условия крайне благоприятны для образова-

ния льда на дорожном покрытии. В дни перекрытий на ПС «Южная» ветер в основном имел западное и северное направления, т. е. дул со стороны расположенной вблизи кольцевой автомобильной дороги (КАД), влажность воздуха была высокой, а температура воздуха была достаточно низкая ( $-7 \div -16$  °С), что потребовало повышенного расхода противогололедных веществ.

Рассмотренные климатические особенности позволяют сделать вывод, что опасным периодом для эксплуатации изоляции на ОРУ ПС Санкт-Петербурга является период с конца ноября по март. В течение этого периода на дорогах города наблюдается гололеда и производится обработка дорожного полотна противогололедными реагентами. Сочетание низкой температуры, оттепелей, влажной погоды и уносов противогололедных реагентов с дорожного покрытия создают условия, при которых электрическая прочность внешней изоляции электроустановок, расположенных вблизи таких дорог, в это время существенно снижается.

*Анализ источников загрязнения в районе расположения ПС «Южная»*

Потенциальным источником загрязнения атмосферы и, соответственно, внешней изоляции электрооборудования на ОРУ ПС «Южная» является Южная ТЭЦ, в эксплуатации с 1978 г., расположенная в пределах 500 м от ОРУ ПС «Южная». В период развития аварии ТЭЦ работала на природном газе и сверхнормативных выбросов в атмосферу твердых, жидких и газообразных веществ не было. В соответствии с главой 1.9 ПУЭ-7, уносы дымовых труб ТЭС, работающих на газе, считаются не опасными и при выборе изоляции не учитываются. Другими потенциальными источниками загрязнения в районе расположения ПС «Южная» являются находящиеся на расстоянии более 2 км от нее предприятия по производству сталелитейной и машиностроительной продукции и алюминиевых конструкций. В соответствии с главой 1.9 ПУЭ-7 эти источники промышленных загрязнений также не являются опасными, так как находятся на достаточном расстоянии и не влияют на выбор степени загрязнения (СЗ) на территории ПС «Южная». Это подтверждает положительный многолетний опыт эксплуатации внешней изоляции электрооборудования на ОРУ ПС «Южная» до января 2009 г., т. е. до ввода в действие КАД и начала интенсивного движения по ней автомобильного транспорта.

В 2008 г. введена в эксплуатацию КАД, эстакада которой (высотой 15 метров) расположена на расстоянии 100–200 м от ОРУ ПС «Южная» в северо-западном направлении. В холодное время года дорожное полотно на всем протяжении КАД обрабатывается химическими противогололедными материалами. На участках дорожного полотна используется NaCl, а на мостах, эстакадах и путепроводах – водный раствор ацетата калия

( $\text{KCH}_3\text{COO}$ ). В химическом отношении поваренная соль и ацетат калия являются электролитами, т. е. их водные растворы хорошо проводят электрический ток.

Химический анализ снеговых проб, взятых в первые дни аварии на территории ОРУ ПС «Южная» с поверхности дорожного полотна эстакады КАД (вблизи ПС «Южная»), атмосферных осадков в районе ОРУ 220 кВ ПС «Южная» и слоя загрязнения на поверхности опорного изолятора из состава разъединителя 330 кВ, установленного на ОРУ ПС «Южная», показали наличие во всех указанных пробах поваренной соли и ацетата калия.

Таким образом, было установлено, что источником загрязнения, определяющим уровни изоляции на ПС «Южная», являются уносы противогололедных веществ с эстакады КАД, расположенной в непосредственной близости от ОРУ указанной подстанции.

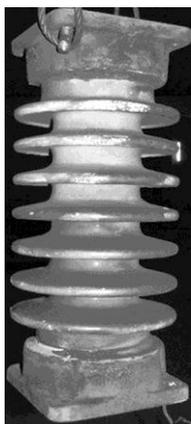
*Анализ опыта эксплуатации внешней изоляции электрооборудования и изоляторов в районе расположения ПС «Южная»*

Уровни изоляции подстанционного оборудования ПС «Южная» по главе 1.9 ПУЭ-7 в целом соответствуют 1-й, а в ряде случаев – 2-й СЗ. С 1968 г. (ввод в эксплуатацию) внешняя изоляция электрооборудования на ОРУ ПС «Южной» работала надежно без применения специальных профилактических мероприятий. Чистка внешней изоляции, покраска армировочных швов проводились при плановых и текущих ремонтах в среднем с периодичностью 1 раз в 2 года.

## **2. Исследование характеристик изоляторов в условиях экстремального естественного загрязнения**

*Объекты и методика испытания.* Характеристики загрязнения изучались на линейных и опорных изоляторах, демонтированных с ОРУ ПС «Южная» непосредственно в период развития аварии в январе 2009 г. С этой целью были демонтированы и доставлены на испытания в ОАО «НИИПТ» пять опорных фарфоровых изоляторов типа ИОС-35-1000 и четыре линейных фарфоровых тарельчатых изолятора типа ПФ-6Б. Опорные изоляторы входили в состав изоляционной конструкции разъединителя 330 кВ типа РНД-330, перекрытого электрической дугой во время аварийной ситуации на ОРУ ПС «Южная» в период 6–11.01.2009 г. Методика определения разрядного напряжения ( $U_{\text{разр}}$ ) и удельной поверхностной проводимости ( $\chi$ ) изоляторов с естественным слоем загрязнения при искусственном увлажнении соответствовала требованиям ГОСТ 10390 [3].

*Результаты испытаний.* Внешний осмотр изоляторов типа ИОС-35-1000 показал, что их поверхность равномерно покрыта слабым налетом загрязняющего вещества, легко удаляемого с помощью ветоши (рис. 2а). Поверхность изоляторов типа ПФ-6Б неравномерно покрыта слоем загрязнения: верхняя часть изолятора имеет слабый налет загрязнения, который легко удаляется с помощью ветоши; нижняя часть покрыта трудно счищающимся плотным слоем загрязнения (рис. 2б).



а – опорный фарфоровый изолятор типа ИОС-35-1000, загрязненный на ПС «Южная»



б – участок нижней поверхности фарфорового тарельчатого изолятора типа ПФ-6Б

**Рис. 2.** Внешний вид демонтированных изоляторов

В результате электрических испытаний пяти изоляторов типа ИОС-35-1000 было определено их среднее разрядное напряжение, рассчитанное на один изолятор  $U_{\text{разр}} = 47,8$  кВ.

Испытание четырех тарельчатых изоляторов типа ПФ-6Б производилось в гирлянде из двух изоляторов. Среднее значение разрядного напряжения, рассчитанное на один тарельчатый изолятор, составило  $U_{\text{разр}} = 14,4$  кВ.

По результатам испытаний изоляторов определялся коэффициент запаса ( $K_3$ ) электрической прочности изоляционной конструкции (ИК)  $U_{\text{разр(ик)}}$ , разъединителя и гирлянды изоляторов, по отношению к напряжению, при котором конструкция работает в условиях эксплуатации. Коэффициент запаса определялся следующим образом:

$$K_3 = \frac{U_{\text{разр(ик)}}}{U_{\text{н.р.}}}, \quad (1)$$

где  $U_{\text{разр(ик)}}$  – расчетное значение разрядного напряжения для изоляционной конструкции;

$U_{\text{н.р.}}$  – наибольшее рабочее фазное напряжение, при котором изоляционная конструкция работает в эксплуатации.

Изоляционная конструкция разъединителя 330 кВ, состоит из 3 колонок опорных изоляторов типа ИОС-35-1000 по 6 изоляторов в каждой. Значение  $U_{\text{н.р.}}$ , при котором работал разъединитель во время аварийной ситуации, составляло 199,4 кВ. Расчетное  $U_{\text{разр(ик)}}$  и  $K_3$  для ИК разъединителя 330 кВ по результатам испытания одиночного изолятора ИОС-35-1000 можно оценить так:

$$U_{\text{разр}} = \frac{6 \cdot U_{\text{разр(ИОС-35-1000)}}}{1,15} = 249 \text{ кВ, что соответствует } K_3 = 1,25,$$

где 1,15 – коэффициент, учитывающий наличие трех колонок с перемычками в изоляционной конструкции разъединителя [1].

Коэффициент запаса гирлянд изоляторов типа ПФ-6Б классов напряжения 110, 220 и 330 кВ составил  $K_3 = 1,8$  для ОРУ 110 и 220 кВ (9 и 18 изоляторов в гирлянде соответственно) и  $K_3 = 1,6$  для ОРУ 330 кВ (22 изолятора в гирлянде).

Многолетнее сопоставление опыта эксплуатации и лабораторных исследований показывает, что надежная работа внешней изоляции электрооборудования в условиях загрязнения и увлажнения обеспечивается в большинстве случаев при  $K_3$  в пределах 1,8–2,0 [4, 5]. При значении  $K_3 = 1,25$  надежная работа изоляции в условиях загрязнения и увлажнения не обеспечивается, что и имело место в действительности. На ОРУ ПС «Южная» фактический  $K_3$  был еще ниже, так как изоляторы в лаборатории испытывались при увлажнении паром (практически дистиллированной водой), а в реальных условиях изоляторы увлажнялись атмосферными осадками с повышенной электропроводностью (см. ниже).

Коэффициент запаса для гирлянд тарельчатых изоляторов составил 1,6–1,8, что является минимально необходимым для надежной работы при отсутствии проводящих осадков. В январе 2009 г. на ПС «Южная» перекрытий на подвесной изоляции не зафиксировано, но наблюдались многочисленные частичные разряды на поверхности тарельчатых изоляторов в основном голубовато-фиолетового, реже – оранжево-желтого цвета, что свидетельствует о возможности перекрытия.

Оценим значение  $K_3$ , которое обеспечило бы надежную работу изоляции на ПС «Южная» во время интенсивного загрязнения уносами противогололедных реагентов в январе 2009 г. с учетом электропроводящих

осадков. Многолетние исследования по определению зависимости разрядных напряжений изоляторов с естественным загрязнением от проводимости естественного увлажнения [6], показали, что при увеличении проводимости осадков  $\chi_v$  от 0,1 до 2,2 мСм/см происходит снижение разрядного напряжения примерно в 1,5 раза. Следовательно, требуемое значение коэффициента запаса в условиях проводящих осадков, характерных для ПС «Южная», составляет  $K'_3 = K_3 \cdot 1,5 = (1,8 \div 2,0) \cdot 1,5 = 2,7 \div 3,0$ . Обеспечить такую величину  $K_3$  может соответствующее усиление изоляции (что невозможно выполнить в короткий промежуток времени для оборудования трех ОРУ), либо применение профилактических мероприятий, например, покрытие поверхности изоляторов гидрофобной пастой, что было реализовано в январе 2009 г. на ПС «Южная».

### 3. Мероприятия по предотвращению перекрытий

После начала аварийных отключений внешняя изоляция электрооборудования ПС «Южная» была подвергнута ручной чистке с помощью растворителей и ветоши. Однако через сутки после ручной чистки произошло повторное перекрытие изоляторов разъединителя 330 кВ. С целью оперативного устранения опасных перекрытий внешняя изоляция электрооборудования в соответствии с рекомендациями [7] была обработана гидрофобными покрытиями. На ОРУ 110 и 330 кВ изоляция была покрыта кремнийорганической пастой КПД, а на ОРУ 220 кВ – турбинным маслом, которое впоследствии было заменено пастой КПД. После гидрофобизации изоляции электрооборудование на ОРУ ПС «Южная» работало надежно, отключений, связанных с перекрытиями внешней изоляции больше не наблюдалось.

Определение срока эффективного действия пасты КПД на ПС «Южная» проводилось на основании:

- измерения разрядных напряжений и удельной поверхностной проводимости изоляторов с гидрофобным покрытием при искусственном увлажнении;
- определения коэффициента запаса электрической прочности;
- сравнения внешнего вида гидрофобного покрытия различного срока эксплуатации;
- определения класса гидрофобности защитного покрытия [8].

В районе с осадками, обладающими повышенной электропроводностью ( $\chi_v \geq 2$  мСм/см) покрытие считалось утратившим гидрофобные свойства, если значение  $K_3 < 3$  (с учетом проводящих осадков), удельная поверхностная проводимость  $\chi > 1$  мкСм, а класс гидрофобности снизился на 2 ступени и более.

Кроме того, после испытаний производилось частичное удаление пасты с демонтированных изоляторов. При обнаружении затвердевания пасты или образования трудно снимаемой пленки независимо от результатов электрических испытаний паста считалась потерявшей гидрофобные свойства.

Для оценки срока эффективного действия гидрофобных покрытий (пасты КПД и турбинное масло) использовались опорно-стержневые изоляторы нормального исполнения классов напряжения 35 и 110 кВ, установленные на ОРУ ПС «Южная». В табл. 1 приведены результаты испытаний и оценка по разным критериям срока эффективного действия гидрофобных покрытий после 6 и 10 месяцев эксплуатации с начала их нанесения в январе 2009 г. Для сравнения в этой таблице приведены результаты испытания изоляторов без гидрофобного покрытия.

Из полученных результатов можно сделать вывод, что  $K_3 = 2,25$  не обеспечивает надежную работу изоляции без гидрофобного покрытия в условиях увлажнения осадками с повышенной электропроводностью, что подтверждено опытом эксплуатации в январе 2009 г. При отсутствии проводящих осадков  $K_3 = 2,25$  является достаточным для надежной работы изоляции на ОРУ ПС «Южная», что подтверждается отсутствием перекрытий в летне-осенний период, а также низким значением  $\chi = 0,4$  мкСм опорных изоляторов без гидрофобного покрытия. Таким образом, реально надежная работа изоляции в условиях проводящих осадков на ПС «Южная» может быть обеспечена только с помощью защитного гидрофобного покрытия.

Из результатов исследований и опыта эксплуатации следует, что турбинное масло является эффективным средством при оперативной профилактике загрязнения, что подтвердила работа изоляции, покрытой турбинным маслом во время аварии в январе 2009 г. Значения  $K_3 > 3$  для опорных изоляторов покрытых турбинным маслом, являются достаточными для обеспечения надежной работы изоляции на ПС «Южная» в условиях проводящих осадков. Однако изоляторы, покрытые турбинным маслом, имеют недостатки по другим показателям:

- класс гидрофобности в процессе эксплуатации достаточно быстро снижается ниже требуемого значения и незначительно отличается от класса гидрофобности изоляторов без гидрофобного покрытия;
- состояние гидрофобного покрытия постепенно ухудшается, становясь со временем практически гидрофильным – покрытие высыхает и затвердевает;
- удельная поверхностная проводимость изоляторов со временем постепенно увеличивается.

Таблица 1

## Оценка эффективности гидрофобных покрытий

Кри- терий оценки	Требуемый показатель	Длительность эксплуатации					Оценка эффektiv- ности гидрофобных покрытий*		
		6 месяцев			10 месяцев				
		фактический показатель			фактический показатель		без покрытия	турбинное масло	паста КПД
		без покрытия	турбинное масло	паста КПД	турбинное масло	паста КПД			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Кз	более 3	2,25	3,04	3,75	3,36	3,95	-	+	+
$\chi$ , мкСм	менее 1	0,40	0,18	0,04	0,24	0,03	+	+	+
Класс гидро- фобно- сти	1, 2 и 3	6	5	3	5	3	-	-	+
Состо- яние гидро- фобно- го покры- тия	равномер- ный слой примерно одинаковой толщины		неравно- мерный слой разной толщины	неравно- мерный слой разной толщины	неравно- мерный слой разной толщины	неравно- мерный слой разной толщины		-	-
	отсутствие затвердева- ния		затверде- вание масла	нет затверде- вания пасты	затверде- вание масла	нет затверде- вания пасты		-	+
	легко удаляется с поверх- ности изолятора		покрытие трудно удаляется	покрытие легко удаляется	покрытие трудно удаляется	покрытие легко удаляется		-	+

\* «+» – удовлетворительно; «-» – не удовлетворительно.

Паста КПД является эффективным средством профилактики загрязнения, что подтверждается опытом эксплуатации изоляции, покрытой этой пастой в течение 2009 г. Полученные значения коэффициента запаса для опорных изоляторов, покрытых пастой КПД ( $K_3 = 3,75$  и  $3,95$ ), являются вполне достаточными для обеспечения надежной работы изоляции на ПС «Южная» при работе в условиях проводящих осадков. Измеренные во время исследований в летне-осенний период низкие значения удельной поверхностной проводимости опорных изоляторов с пастой КПД ( $\chi = 0,04$  мкСм) соответствуют очень слабому загрязнению и согласуются с высокими разрядными характеристиками изоляторов. Контроль класса гидрофобности этих изоляторов показал достаточно высокое значение (3-й класс) в течение всего времени обследования, что однозначно свидетельствует о сохранении пастой КПД гидрофобных свойств. Необходимо отметить, что паста КПД в течение летне-осеннего периода исследования не затвердела и легко счищалась, загрязнение покрывало только верхний слой пасты, практически не проникая внутрь ее слоя.

#### **4. Определение характеристик атмосферных загрязнений на ПС «Южная» и оценка их опасности для работы изоляции**

Для исследования характеристик загрязнений, выпадающих из атмосферы, на ОРУ 330, 220 и 110 кВ ПС «Южная» были установлены три сборника загрязнений (по одному на каждом ОРУ). Устройство сборника загрязнений с контейнерами (рис. 3) и методика сбора атмосферных загрязнений изложены в документе МЭК 60815, 2009 [9].

Сборники загрязнений ориентировались таким образом, чтобы каждый его паз был направлен на Север, Юг, Восток и Запад соответственно. Контейнеры сборников с собранным загрязнением периодически заменялись. Содержимое контейнеров смешивалось с 500 мл деминерализованной воды, любые видимые макроскопические остатки (листья, насекомые и т. д.) удалялись, и измерялась удельная объемная проводимость раствора. После этого по формуле 2 вычислялась удельная объемная проводимость  $\chi_v$  для каждого направления, приведенная к  $20^\circ\text{C}$ , к нормированному объему 500 мл и к 30-дневному сроку:

$$\chi_v = \chi_{v20} \cdot \frac{V}{500} \cdot \frac{30}{T}, \quad (2)$$

где  $\chi_{v20}$  – удельная объемная проводимость раствора из сборника загрязнения в одном из 4 направлений приведенная к  $20^\circ\text{C}$ , мкСм/см;

$V$  – объем раствора из контейнера сборника, мл;

$T$  – число дней, в течение которых сборник загрязнений был установлен.

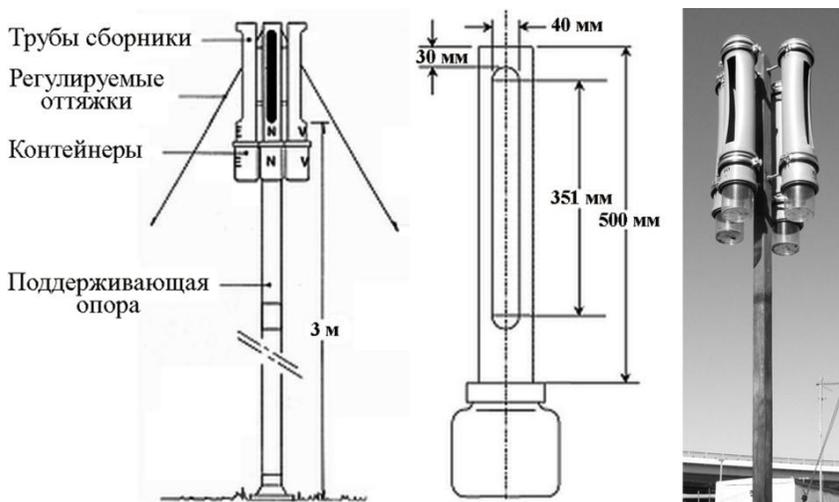


Рис. 3. Сборник загрязнения, ориентированный в различных направлениях по сторонам света

Показатель загрязнения  $\bar{\chi}_v$ , выраженный в мкСм/см, определялся как среднее значение из четырех измерений  $\chi_v$ , по формуле:

$$\bar{\chi}_v = \frac{(\chi_{v\text{Север}} + \chi_{v\text{Юг}} + \chi_{v\text{Восток}} + \chi_{v\text{Запад}})}{4}. \quad (3)$$

Для оценки количества нерастворимого осадка после измерений  $\chi_v$  имеющийся раствор был отфильтрован, используя воронку и предварительно высушенную и взвешенную фильтровальную бумагу. Затем эта бумага была снова высушена и взвешена. Разница в весе в граммах являлась количеством нерастворимого вещества (НВ).

Взаимосвязь между СЗ и показателем загрязнения  $\bar{\chi}_v$  применительно к отечественным нормам выбора уровней изоляции (глава 1.9 ПУЭ-7) представлена в табл. 2. Таблица 3 дает информацию о коррекции СЗ и необходимости проведения профилактических мероприятий в зависимости от количества НВ.

При несоответствии реальных уровней изоляции, регламентированных ПУЭ-7, степеням загрязнения, определенным по табл. 2, необходимо предусмотреть усиление изоляции и (или) проведение профилактических мероприятий.

Таблица 2

Зависимость СЗ (ПУЭ-7) от показателя загрязнения  $\bar{\chi}_v$ 

Показатель загрязнения, $\bar{\chi}_v$ (мкСм/см)		СЗ (ПУЭ-7)
Среднемесячное значение в течение одного года	Месячный максимум в течение одного года	
< 75	< 175	1
76–200	176–500	2
201–350	501–850	3
> 350	> 850	4

Таблица 3

Оценка СЗ и необходимости проведения профилактических мероприятий в зависимости от количества НВ

Количество НВ (г)		Коррекция СЗ и необходимости проведения профилактических мероприятий
Среднемесячное значение в течение одного года	Месячный максимум в течение одного года	
< 0,5	< 1,5	Усиление и профилактические мероприятия не требуются
0,5–1,0	1,5–2,5	Необходимо увеличить на одну СЗ (усилить изоляцию) или применить профилактические мероприятия
> 1,0	> 2,5	Необходимо увеличить на две СЗ (усилить изоляцию) или одну СЗ (усилить изоляцию и применить профилактические мероприятия)

Следует отметить, что показатель загрязнения  $\bar{\chi}_v$  должен корректироваться с учетом климатических воздействий. Для этого значения показателя загрязнения умножаются на климатический коэффициент ( $C_f$ ).

Климатический коэффициент определяется по формуле:

$$C_f = \sqrt{\frac{F_d + \frac{D_m}{3}}{2}}, \quad (4)$$

где  $F_d$  – ежегодное число дней с опасными увлажнениями в течение года;  
 $D_m$  – ежегодное количество сухих месяцев ( $< 20$  мм осадков) в течение года.

По результатам исследований на ПС «Южная» в течение 2009 г. определялось среднемесячное значение и ежемесячный максимум показателя загрязнения  $\bar{\chi}_v$  и по табл. 2 устанавливалась СЗ, регламентированная в ПУЭ-7 (табл. 4).

Таблица 4

**Среднемесячное значение и ежемесячный максимум в течение 2009 г.  
показателя загрязнения  $\bar{\chi}_v$**

Сборник загрязнения	Показатель загрязнения ( $\bar{\chi}_v$ ), мкСм/см		СЗ
	Среднемесячное значение в течение 2009 г.	Месячный максимум в течение 2009 г.	
№ 1	36,7	39,5	1
№ 2	35,8	42,9	1
№ 3	41,5	49,8	1

Корректировка СЗ, приведенной в табл. 4, не потребовалась, так как количество НВ оказалось очень незначительным ( $< 0,5$  г и  $< 1,5$  г среднемесячное и максимальное значения в течение 2009 г.).

Таким образом, исследования характеристик атмосферных загрязнений показали, что опасные загрязнения на ОРУ ПС «Южная» в летне-осенний период года отсутствуют, что подтверждается опытом эксплуатации изоляции в этот период года.

Произведем оценку показателя загрязнения по описанной методике в период развития аварии на ПС «Южная». 11–12 января 2009 г. на ОРУ 220 кВ были собраны атмосферные осадки. Площадь сборника осадков составляла  $650 \text{ см}^2$ , а объем собранных осадков – 125 мл. Удельная объемная проводимость этих осадков составила  $\chi_{v20} = 2200$  мкСм/см. Расчетное значение  $\bar{\chi}_v$ , вычисленное по формулам (2, 3), составило 16 500 мкСм/см. Этому значению  $\bar{\chi}_v$  по табл. 2 соответствует 4-я СЗ, что не противоречит результатам исследований загрязненных изоляторов и опыту эксплуатации изоляции электрооборудования на ОРУ ПС «Южная».

## 6. Выбор оптимальных уровней внешней изоляции электроустановок, расположенных вблизи автодорог

Выбор уровней внешней изоляции для ПС «Южная» производился с учетом близкого расположения КАД.

Определение СЗ производилось в соответствии с [1, 10] по опыту эксплуатации и результатам исследований.

*Определение СЗ по опыту эксплуатации.* Определение СЗ по опыту эксплуатации производилось на основании достоверно установленных перекрытий внешней изоляции ( $N_3$ ) и определения удельной эффективной длины пути утечки ( $\bar{\lambda}_{ОРУ}$ ) оборудования, на котором достоверно установлены эти перекрытия.

В соответствии с критериями [10] для конструкций ОРУ, на которых не проводятся профилактические мероприятия и за последние 5 лет имели место достоверно установленные перекрытия изоляции вследствие ее загрязнения, величина  $\bar{\lambda}_{ОРУ}$  должна быть увеличена на: 10% при  $N_3 = 1$ , 15% при  $N_3 = 2$ , 20% при  $N_3 = 3-4$ , при  $N_3$  более 4 – СЗ увеличивалась на одну ступень по отношению к расчетной при  $N_3 = 3-4$ . После определения СЗ  $\bar{\lambda}_{ОРУ}$  определялась по табл. 5.

Таблица 5

**Определение СЗ по данным опыта эксплуатации**

$\bar{\lambda}_{ОРУ}$ , см/кВ	СЗ
до 1,6 включительно	1
более 1,6 до 2,0 включительно	2
более 2,0 до 2,5 включительно	3
более 2,5 до 3,1 включительно	4
более 3,1	> 4

Расчетное значение  $\bar{\lambda}_{ОРУ}$ , определенное в соответствии с [10], составило  $\bar{\lambda}_{ОРУ} = 1,6$  см/кВ. С 6 по 7 января 2009 г. на ОРУ ПС «Южная» произошло более четырех перекрытий изоляции вследствие загрязнения. В этом случае, в соответствии с вышеизложенным,  $\bar{\lambda}_{ОРУ}$  должна быть увеличена на 20%, т. е.  $\bar{\lambda}_{ОРУ} = 1,6 \cdot 1,2 = 1,92$  см/кВ, что по табл. 5 соответствует 2-й СЗ. Всего за период аварийной ситуации на ОРУ 330/220/110 кВ ПС «Южная» произошло более 30 перекрытий, и в этом случае предварительно определенная 2-я СЗ должна быть увеличена на

одну ступень и окончательная СЗ на ОРУ ПС «Южная» по данным опыта эксплуатации должна быть не менее 3-й. Зафиксированное во время аварии перекрытие трансформатора тока с  $\lambda = 2,16$  см/кВ непосредственно подтверждает, что изоляция, соответствующая 2-й СЗ, для ОРУ ПС «Южная» недостаточна.

Полученные по опыту эксплуатации значения СЗ уточнялись по результатам исследований на основе методики, изложенной ниже.

*Определение СЗ по результатам исследований.* Основой для определения СЗ в месте расположения конкретных электроустановок по результатам исследований являются разрядная удельная длина пути утечки  $\lambda_{\text{разр}}$  и/или удельная поверхностная проводимость  $\chi$  изоляторов, загрязненных в естественных условиях, а также удельная объемная проводимость атмосферных осадков  $\chi_v$ .

Расчетное значение  $\lambda_{\text{разр}}$  определялось по формуле (5):

$$\bar{\lambda}_{\text{разр}} = \frac{L}{U_{\text{разр}}}, \quad (5)$$

где  $U_{\text{разр}}$  – разрядное напряжение опорного или тарельчатого изолятора,  
 $L$  – длина пути утечки изолятора, см.

В соответствии с результатами испытаний (п. 2) разрядное напряжение изоляторов типа ИОС-35-1000, демонтированных с ОРУ 330 кВ ПС «Южная» во время аварии, составило  $U_{\text{разр}} = 47,8$  кВ. Значение  $\bar{\lambda}_{\text{разр}}$ , определенное по формуле (5), для изолятора ИОС-35-1000 ( $L = 90$  см и  $K_L = 1$ ) составило  $\bar{\lambda}_{\text{разр}} = 90/47,8 = 1,88$  см/кВ. При определении объемной проводимости атмосферных осадков ( $\chi_v$ ) использовалась дождевая вода, собранная с помощью сборников, установленных на ОРУ. За расчетное принималось значение  $\chi_v = 2,2$  мСм/см, полученное при аварийной ситуации на ПС «Южная» в январе 2009 г.

Для  $\chi_v = 2,2$  мСм/см, т. е. в диапазоне «более 2 до 5 мСм/см» и  $\bar{\lambda}_{\text{разр}} = 1,9$  см/кВ по табл. 6 определяем, что уровни внешней опорной изоляции электрооборудования на ПС «Южная», должны соответствовать 4-й СЗ.

По результатам испытания (п. 2) разрядное напряжение фарфоровых тарельчатых изоляторов типа ПФ-6Б, составило  $U_{\text{разр}} = 14,4$  кВ. Значение  $\bar{\lambda}_{\text{разр}}$ , определенное по формуле (5), для изолятора ПФ-6Б ( $L = 28$  см и  $K_L = 1$ ) составило  $\bar{\lambda}_{\text{разр}} = 28/(14,4 \cdot 1) = 1,9$  см/кВ. Для  $\chi_v = 2,2$  мСм/см, т. е. в диапазоне «более 2 до 5 мСм/см» и  $\bar{\lambda}_{\text{разр}} = 1,9$  см/кВ по табл. 6 определяем, что уровни внешней линейной изоляции электрооборудования на ПС «Южная», должны соответствовать 4-й СЗ.

Таблица 6

**Определение СЗ и  $\bar{\lambda}_{ОРУ}$  электроустановок по результатам измерений  $\bar{\lambda}_{разр}$  и  $\chi$  [10] (при  $\chi_v$  от 2 до 5 мСм/см)**

$\chi$ , мкСм	$\bar{\lambda}_{разр}$ , см/кВ	$\bar{\lambda}_{ОРУ}$ , см/кВ (не менее)	СЗ
до 1,0	до 1,2	2,0	2
более 1 до 7	более 1,2 до 1,8	2,50	3
более 7 до 12	более 1,8 до 2,2	3,10	4
более 12 до 22	более 2,2 до 2,8	3,70	> 4

При определении СЗ по величине  $\chi$  использовались результаты исследований фарфоровых тарельчатых изоляторов типа ПФ-6Б. По результатам испытания (п. 2) максимальное значение  $\chi$  из всех испытанных изоляторов составило  $\chi = 7,2$  мкСм. Для  $\chi_v = 2,2$  мСм/см, т. е. в диапазоне «более 2 до 5 мСм/см» и  $\chi = 7,2$  мкСм по табл. 6 определяем 4-ю СЗ.

Таким образом, по результатам исследований ( $\bar{\lambda}_{разр}$ ,  $\chi$  и  $\chi_v$ ), уровни изоляции на ОРУ ПС «Южная» должны соответствовать 4-й СЗ.

*Рекомендации по уровням изоляции вновь устанавливаемого оборудования на территории ПС «Южная».* Выше было определено, что уровень внешней изоляции электрооборудования на ПС «Южная», включая подвесную изоляцию, по данным опыта эксплуатации должен соответствовать не менее 3-й СЗ, а по результатам исследований – должен соответствовать 4-й СЗ. Окончательное значение СЗ принимается по наибольшему значению, полученному двумя методами, т. е. уровни изоляции на ОРУ ПС «Южная» должны соответствовать 4-й СЗ.

На основании выполненных исследований разработаны требования к выбору изоляции электроустановок вблизи автодорог (эстакады, путепроводы), расположенных выше уровня земли (от 5 метров включительно и более), с интенсивным использованием в зимнее время химических противогололедных средств, вошедшие в [11]. Эти нормированные требования приведены в табл. 7.

## Выводы

1. Проанализированы условия работы и опыт эксплуатации внешней изоляции электрооборудования ОРУ 330, 220 и 110 кВ ПС «Южная» в Санкт-Петербурге, рассмотрены источники загрязнения изоляции этих ОРУ. Определены разрядные характеристики линейных и опорных изоляторов

Таблица 7

**СЗ вблизи автодорог (эстакады, путепроводы), расположенных выше уровня земли (от 5 м включительно), с интенсивным использованием в зимнее время химических противогололедных средств**

<b>СЗ при расстоянии от «высоких» автодорог (эстакады, путепроводы), м</b>			
<b>до 500</b>	<b>от 500 до 1000</b>	<b>от 1000 до 1500</b>	<b>от 1500</b>
4	3	2	1

с защитным гидрофобным покрытием и без него, демонтированных с ОРУ ПС «Южная», и характеристик выпадающих из атмосферы загрязняющих изоляцию веществ, что позволило обоснованно определить требуемые уровни изоляции.

2. Экстремальное загрязнение внешней изоляции электрооборудования на ОРУ 330, 220 и 110 кВ ПС «Южная» в январе 2009 г. было вызвано уносами загрязняющих веществ (противогололедных реагентов) с дорожного полотна расположенной вблизи (~200 м) эстакады КАД, ПС «Южная». Эти уносы отсутствуют в летне-осенний период, что согласуется с положительным опытом эксплуатации изоляции в этот период года.

3. Существующая изоляция электрооборудования нормального (1-я СЗ) исполнения на ОРУ 330/220/110 кВ ПС «Южная» не обеспечивала надежную работу этих электроустановок при рабочем напряжении и экстремальных загрязнениях поверхности изоляторов в январе 2009 г., что подтверждают многочисленные перекрытия изоляции электрооборудования и низкие разрядные напряжения изоляторов, определенные в лабораторных условиях. Уровни изоляции ОРУ ПС «Южная», при экстремальных загрязнениях, обусловленных уносами противогололедных реагентов, должны соответствовать 4-й СЗ.

4. Турбинное масло является эффективным средством только при оперативной профилактике загрязнения, но оно не обеспечивает надежную работу в течение длительного времени в условиях проводящих осадков. Паста КПД является эффективным средством как для плановой, так и оперативной профилактики, срок ее эффективного действия может достигать двух лет.

5. Измерения в сборниках загрязнений по методике МЭК 60815 (2009) показали, что опасные загрязнения на ОРУ ПС «Южная» в летне-осенний период года отсутствуют, а в условиях проводящих осадков должны соответствовать 4-й СЗ, что совпадает с обоснованием выбора СЗ по результатам исследования загрязненных изоляторов по российским нормам.

6. По результатам выполненных исследований разработаны требования к выбору изоляции электроустановок вблизи автодорог (эстакад, путепроводов), расположенных выше уровня земли (от 5 м включительно), с интенсивным использованием в зимнее время химических противогололедных средств, вошедшие в проект СТО «ФСК ЕЭС» «Инструкция по выбору изоляции электроустановок».

### **Список литературы**

1. Правила устройства электроустановок, 7 издание, раздел 1, глава 1.9 «Изоляция электроустановок», Москва, «НЦ ЭНАС», 2002 г.
2. R. Gorur, S.Venkataraman. Insulators for cold urban areas: The problem of Road Salt. Rep. PSERC, 2005, N05-22
3. ГОСТ 10390-86. Электрооборудование на напряжение свыше 3 кВ. Методы испытаний внешней изоляции в загрязненном состоянии
4. Мерхалев С. Д., Соломоник Е. А. Изоляция линий и подстанций в районах с загрязненной атмосферой. Энергия, Л.О., 1973
5. Мерхалев С. Д., Соломоник Е. А. Выбор и эксплуатация изоляции в районах с загрязненной атмосферой. Л., Энергоатомиздат, Л.О., 1983
6. Пичугин В. М. Выбор изоляции подстанций в районах с промышленными цементирующимися загрязнениями с применением статистического метода // Сборник научных трудов НИИПТ, 1983
7. Инструкция по эксплуатации изоляции электроустановок в районах с загрязненной атмосферой (РД 34.51.503-93)
8. ГОСТ Р 52082-2003 Изоляторы полимерные опорные наружной установки на напряжение 6–220 кВ. Общие технические условия
9. МЭК 60815-1 (2009) Изоляторы высокого напряжения для работы в загрязненных условиях. Выбор и определение размеров
10. СТО «ФСК ЕЭС». Указания по составлению карт степеней загрязнения на территории расположения ВЛ и ОРУ ПС (проект, 2008).
11. СТО «ФСК ЕЭС». Инструкция по выбору изоляции электроустановок (проект, 2009).

УДК 621.316.933.9

А. Н. Новикова, С. С. Данилевский, А. Н. Лубков, О. В. Шмараго –  
ОАО «НИИПТ», Санкт-Петербург

## Опыт разработки схем грозозащиты модернизируемых к Олимпийским играм 2014 г. ВЛ 110 и 220 кВ в Сочинском регионе с использованием ограничителей перенапряжений

### Введение

Трассы ВЛ 110 и 220 кВ Сочинского региона проходят вдоль побережья Черного моря от границы с Абхазией на запад (~145 км) и от г. Туапсе на север примерно на 90 км (рис. 1).

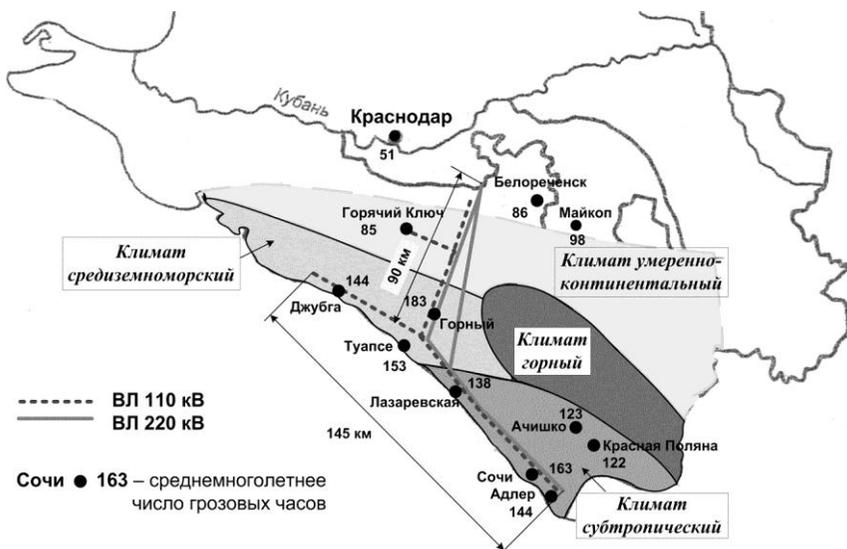


Рис. 1. Климатические зоны и грозовая активность в районе прохождения трасс ВЛ 110 и 220 кВ на территории Сочинского региона

Эта сравнительно небольшая по площади территория принадлежит трем климатическим зонам: субтропической, средиземноморской и умеренно-континентальной. Регион характеризуется самой высокой в России интенсивностью грозовой деятельности (в среднем 150 грозовых часов в год) и частыми экстремальными снего-гололедно-ветровыми нагрузками.

Первые ВЛ 110 кВ были введены в эксплуатацию в 1949 г. По мере развития Сочинских электросетей основные группы ВЛ 110 кВ вводились в эксплуатацию в 1958, 1963, 1973, 1978 и 1989 гг. ВЛ 110 кВ выполнены в основном на двухцепных башенных опорах. Вновь вводимые ВЛ обычно строились на опорах большей высоты, чем предыдущая группа линий.

Номинальное напряжение 220 кВ появилось в Сочинских электросетях с 1966 г. ВЛ 220 кВ выполнены на одноцепных башенных опорах. В 1998 г. введена в эксплуатацию на рабочее напряжение 220 кВ ВЛ «Центральная – Дагомыс» длиной 141 км<sup>1</sup>, построенная на металлических порталных опорах с оттяжками в габаритах и с изоляцией 500 кВ.

Все ВЛ 110 и 220 кВ на башенных опорах при вводе в эксплуатацию были защищены одним тросом по всей длине. ВЛ 220 кВ «Центральная – Дагомыс» была спроектирована и построена без тросовой защиты на участке интенсивного гололедообразования длиной 36,7 км. На остальной трассе ВЛ была защищена двумя тросами.

Реконструкция ВЛ 110 и 220 кВ Сочинского региона вызвана необходимостью повышения надежности электроснабжения. В табл. 1 приведены данные по автоматическим отключениям ВЛ 110 и 220 кВ Сочинского региона за десятилетний период эксплуатации (до 2002 г.).

Для сравнения приведем эксплуатационные показатели по числу автоматических отключений в среднем по энергопредприятиям России:

$U_n$ , кВ	Число отключений на 100 км в год	
	общее	грозовых
110	9,0	1,0
220	3,0	0,45

Учитывая намного более интенсивную грозовую деятельность в Сочинском регионе, чем в среднем по России (50 грозовых часов), эксплуатационные показатели ВЛ 110 кВ Сочинских электросетей по общему

<sup>1</sup> Часть трассы ВЛ на подходе к ПС «Дагомыс» (15,7 км) выполнена на двухцепных башенных опорах 220 кВ и защищена одним тросом.

Таблица 1

**Эксплуатационные показатели ВЛ 110 и 220 кВ  
Сочинских электросетей по автоматическим отключениям**

№ п/п	Название ВЛ (или группы ВЛ)	Объем опыта эксплуатации, км·лет	Общее число отключений из-за к.з. на ВЛ	Коэффициент успешности АПВ	Число отключений/ число отказов (на 100 км в год)			Доля поврежденных при снеге – гололеде – ветре, %
					по всем причинам	грозовых	ветер, снег – гололед – ветер	
<b>ВЛ 220 кВ</b>								
1	Центральная – Дагомыс (в габаритах 500 кВ)	423	28	0,71	$\frac{6,6}{1,9}$	$\frac{4,5}{0,95}$	$\frac{2,1}{0,95}$	100
2	Центральная – Шепси	822	69	0,64	$\frac{8,4}{3,0}$	$\frac{5,1}{0,85}$	$\frac{3,0}{1,5}$	100
3	Шепси – Дагомыс	614	121	0,60	$\frac{19,7}{8,0}$	$\frac{8,6}{2,5}$	$\frac{9,4}{4,9}$	76
<b>ВЛ 110 кВ – основные источники электроснабжения</b>								
4	Тверская – Туапсе тяговая	1082	53	0,28	$\frac{4,9}{3,5}$	$\frac{0,65}{0,37}$	$\frac{4,1}{3,0}$	52
5	Горячий Ключ – Шепси	857	79	0,7	$\frac{9,2}{2,8}$	$\frac{3,4}{0,82}$	$\frac{5,1}{1,7}$	59
6	КППГЭС – Верещагинская/ КППГЭС – Сочи	1092	104	0,27	$\frac{9,5}{7,0}$	$\frac{0,55}{0,18}$	$\frac{6,4}{4,9}$	30
<b>Группы ВЛ 110 кВ на побережье Черного моря</b>								
7	К западу от ПС «Шепси» до ПС «Небуг»	1028	133	0,52	$\frac{12,9}{6,1}$	$\frac{1,7}{0,10}$	$\frac{9,9}{5,1}$	61
8	От ПС «Шепси» до ПС «Дагомыс»	1464	174	0,63	$\frac{11,9}{4,4}$	$\frac{2,3}{0,55}$	$\frac{8,7}{3,4}$	55
9	Между ПС «Дагомыс» и ПС «Верещагинская»	636	69	0,45	$\frac{10,8}{6,0}$	$\frac{1,9}{0,79}$	$\frac{7,1}{4,2}$	26
10	Западнее ПС «Хоста»	699	41	0,54	$\frac{5,9}{2,7}$	$\frac{3,4}{0,72}$	$\frac{2,1}{1,9}$	59
	Все ВЛ 110 кВ СЭС	6859	653	0,51	$\frac{9,5}{4,7}$	$\frac{1,9}{0,47}$	$\frac{6,3}{3,6}$	

числу отключений и по грозovým находятся на уровне средних по отрасли, но при этом отключения из-за снего-гололедно-ветровых нагрузок для ВЛ, проходящих в зоне субтропического и средиземноморского климата, составляют в среднем 66% и являются основной причиной повреждения элементов ВЛ.

ВЛ 220 кВ имеют намного худшие эксплуатационные показатели как по грозovým отключениям, так и по общему числу отключений. Особенно это относится к ВЛ 220 кВ «Шепси – Дагомыс», идущей вдоль побережья. Низкая грозоупорность ВЛ 220 кВ связана с неполноценной тросовой защитой: на ВЛ 220 кВ «Центральная – Дагомыс» тросы не были предусмотрены на части трассы проектом; на ВЛ 220 кВ «Центральная – Шепси – Дагомыс» анализируемый период эксплуатации совпал с массовым демонтажем поврежденного и изношенного троса.

ВЛ 220 кВ «Центральная – Дагомыс», выполненная в габаритах 500 кВ, имеет не только плохую грозоупорность, но низкую общую надежность по сравнению с ВЛ 500 кВ в других регионах России, имеющих 0,6 отключений по всем причинам и 0,1 грозвое отключение на 100 км в год.

Исходя из опыта эксплуатации, основной целью реконструкции ВЛ 110 и 220 кВ Сочинского региона должно быть повышение надежности ВЛ в осенне-зимний период при обеспечении показателей грозоупорности, не хуже достигнутых в эксплуатации для ВЛ, защищенных тросом по всей длине. Поскольку тросы являлись частой причиной перерывов электроснабжения, а в отдельных случаях, как будет показано ниже, не обеспечивали необходимой защиты от прорывов молнии на провода, было принято решение обоснованного отказа от тросовой защиты с обеспечением требуемой грозоупорности за счет использования ограничителей перенапряжений (ОПН).

Список объектов, в проектах реконструкции которых ОАО «НИИПТ» была разработана схема грозозащиты, приводится в хронологическом порядке:

- ВЛ 110 кВ «Шепси – Туапсе тяговая», 2007 г.;
- ВЛ 110 кВ «Шепси – Чилипси», 2007 г.;
- ВЛ 220 кВ «Шепси – Дагомыс», 2008 г.;
- ВЛ 110 кВ «Сочинская ТЭС – Сочи», 2009 г.;
- ВЛ 110 кВ «Сочинская ТЭС – Хоста», 2009 г.

Ниже рассмотрены особенности каждого из проектов.

**ВЛ 110 кВ «Шепси – Туапсе тяговая» (10,3 км).** ОАО «Энерго-Юг» (г. Ростов) был выполнен проект полной реконструкции двухцепной ВЛ с заменой опор, устанавливаемых на прежних отметках и рассчитанных на повышенные механические нагрузки. Новая ВЛ 110 кВ «Шепси – Туапсе

тяговая» была поставлена под напряжение в ноябре 2007 г. На ВЛ установлены только анкерные и анкерно-угловые опоры – 55 штук:

- 43 шт. – У220-2В (в том числе, с подставками – 30 шт.);
- 12 шт. – У110-2, (в том числе, с подставками – 4 шт.).

Трасса ВЛ проходит на расстоянии 4,0–5,5 км от побережья Черного моря по отрогам Главного хребта Западного Кавказа. Местность изрезана глубокими оврагами, долинами рек и ручьев. ВЛ пересекает множество протяженных металлических коммуникаций (железную дорогу, трубопроводы различного назначения, эстакады и пр.). Длины пролетов меняются от 60 до 360 м; высоты опор – от 24,7 до 45,6 м; высота установки фундаментов над уровнем моря – от 12 до 415 м; разность высот установки соседних опор достигает 100 м и более.

Система грозозащиты предполагала отказ от троса и установку ОПН на верхних фазах каждой опоры. Необходимо было проверить, обеспечит ли принятая система грозозащиты при большей высоте опор достигнутые в предшествующий период эксплуатации показатели грозоупорности – ВЛ 110 кВ «Шепси – Туапсе тяговая» в прежнем конструктивном выполнении, т. е. на опорах У110-2 и с одним тросом на всей длине трассы.

Грозовые отключения ВЛ, изоляция верхних проводов которой защищена ОПН, возможны практически только при обратных перекрытиях изоляции, незащищенных ОПН фаз, при ударах молнии в опоры и в провода верхних фаз. Прорывы на провода, подвешенные на средней траверсе, менее вероятны, чем на верхние провода на прежней ВЛ, защищенной тросом. Реконструируемая ВЛ (с ОПН на верхних проводах), с точки зрения грозозащиты, идентична ВЛ с двумя тросами. Как показали расчеты, при принятом в проекте усилении изоляции ВЛ (натяжные гирлянды – 11× ПС-120Б; поддерживающие шлейфы – 10× ПС-70Е) по сравнению с 8 и 7 изоляторами П-4,5 на прежней ВЛ и подвеске ОПН на верхних проводах, несмотря на большую высоту опор, после модернизации ВЛ будет иметь грозоупорность не хуже, чем прежняя. Расчетное число грозовых отключений ВЛ 110 кВ «Шепси – Туапсе тяговая» до и после модернизации составит, соответственно, 0,72 и 0,55 в год при 160 грозовых часах.

На рис. 2 показаны фотографии, иллюстрирующие установку ОПН на ВЛ.

Начальный период эксплуатации показал, что отдельные конструктивные особенности ВЛ не были учтены при установке ОПН, а именно: наличие множества шлейфов и длинных заземляющих спусков ОПН; разность высот установки опор, ограничивающих пролет. За короткий период эксплуатации (до 27.01.08 г.) при сильном ветре произошло 11 отключений из-за приближения заземляющего провода к шлейфу или шлейфа

провода к телу опоры. При обходе ВЛ после отключений 27 января 2008 г. на опоре № 15 был обнаружен ОПН с отделившимся заземляющим проводом. По результатам испытаний, проведенных в Сочинских электросетях и в ОАО «НИИПТ», можно заключить, что через столб варисторов ОПН не протекал ток к.з.: контролируемые параметры ОПН остались неизменными, табл. 2.

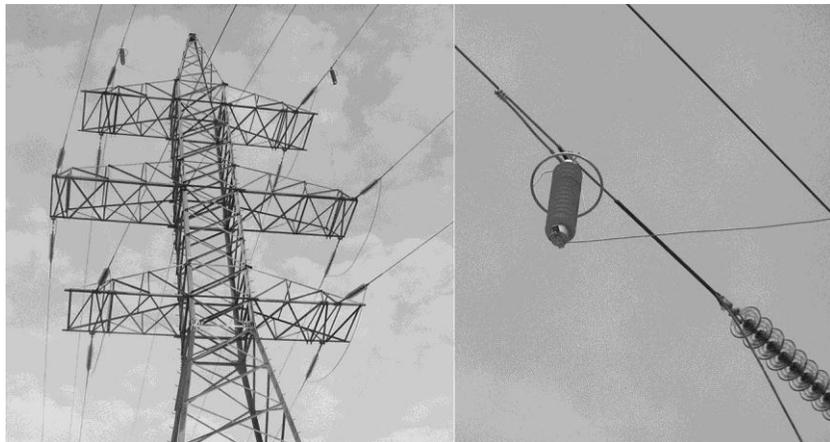


Рис. 2. ОПН на ВЛ 110 кВ «Шепси – Туапсе тяговая»

Таблица 2

Результаты испытаний ОПН с поврежденным отделителем

Контролируемые параметры		Значения при испытаниях				Нормируемые значения
		приемо-сдаточные	перед вводом в эксплуатацию	после взрыва капсулы		
				Сочинские ЭС (30.01.08)	НИИПТ (04.02.08)	
Ток проводимости (действующее значение), мА, при напряжении промышленной частоты	50 кВ	–	0,3	0,3	0,36	≤ 1,0
	88 кВ	0,6	–	–	0,61	
Напряжение при классификационном токе 3 мА, кВ		113	–	–	113,5	не менее 111

По данным, полученным от местных жителей и линейного персонала, в районе трассы наблюдалась гроза, поэтому была поставлена под сомнение способность ОПН предотвратить грозовое отключение. Был сделан официальный запрос о метеоданных в Краснодарское УГМС. На рис. 3а показаны ближайшие к трассе ВЛ гидрометеостанции (ГМС) «Туапсе» и «Горный». ГМС «Горный», расположенная на расстоянии около 24 км от места аварии, отмечала местную грозу в районе горы «Индюк».

Удаленная на 9 км от «проблемной» опоры ГМС «Туапсе» не зафиксировала грозу, но отмечала усиление ветра от 20 до 24 м/с во второй половине дня, когда начались отключения ВЛ.

При внешнем осмотре на верхнем фланце ОПН были видны следы деформации от качания аппарата в зажиме, рис. 3б. Аппарат подвешен в пролете длиной 130 м с разностью высот подвески провода на опорах 50 м, т. е. висит под углом  $70^\circ$  к проводу, рис. 3в. При порывах ветра нижний фланец ОПН может приближаться к проводу на расстояние около 50 см, рис. 3г. Пробивное напряжение такого промежутка на промышленной частоте составляет 150–175 кВ<sub>действ.</sub>, поэтому он не может быть перекрыт фазным рабочим напряжением.

Причиной перекрытия могли быть коммутационные перенапряжения при включении ВЛ после паузы АПВ. Для этого достаточно двукратного перенапряжения, что вполне вероятно при этом виде коммутации. Причиной же отключения ВЛ могло быть, как и в других случаях, приближение шлейфа к опоре (необязательно именно на опоре № 15). Взрыв капсулы и «отстрел» отделителя предотвратил устойчивое к.з. на ВЛ и цикл АПВ закончился успешно. Аварийную ситуацию с ОПН на опоре № 15 можно было предотвратить при подвеске ОПН в более длинном пролете по другую сторону от оси опоры (255 м).

**ВЛ 110 кВ «Шепси – Чилипси» (33,7 км).** ВЛ является последним звеном транзита ВЛ 110 кВ от ПС «Горячий Ключ» до ПС «Шепси». ВЛ 110 кВ «Шепси – Чилипси», имеет самые худшие эксплуатационные показатели надежности, как по грозовым отключениям, так и при снегогололедно-ветровых нагрузках, табл. 3. Неполноценная тросовая защита является следствием демонтажа троса, поврежденного в осенне-зимний период.

Ситуация с мероприятиями по повышению надежности электроснабжения по транзиту складывалась следующим образом. К декабрю 2006 г. на ВЛ 110 кВ «Шепси – Чилипси» по всей трассе был снят старый и подвешен новый трос. В середине 2007 г. перед ОАО «НИИПТ» был поставлен вопрос о разработке схемы грозозащиты ВЛ с использованием ОПН. Задача решалась с позиции обеспечения общей надежности ВЛ. Следовало исходить из того, что обрыв нового троса в первые годы эксплуатации

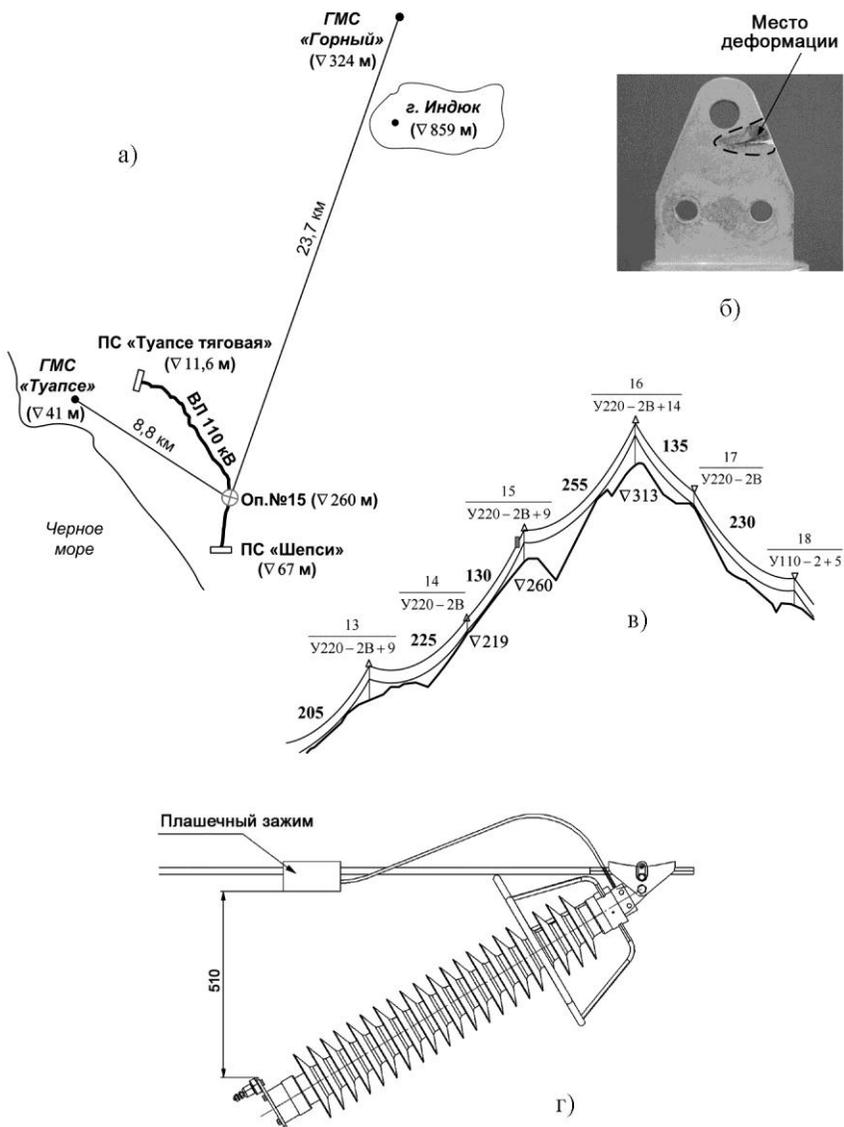


Рис. 3. К анализу причин срабатывания отделителя ОПН, установленного на опоре № 15

маловероятен. Однако при снегоналипанию и гололеде, в том числе, в сочетании с ветром будут создаваться дополнительные механические нагрузки на старые опоры. Поэтому трос на отдельных участках и пролетах целесообразно было демонтировать.

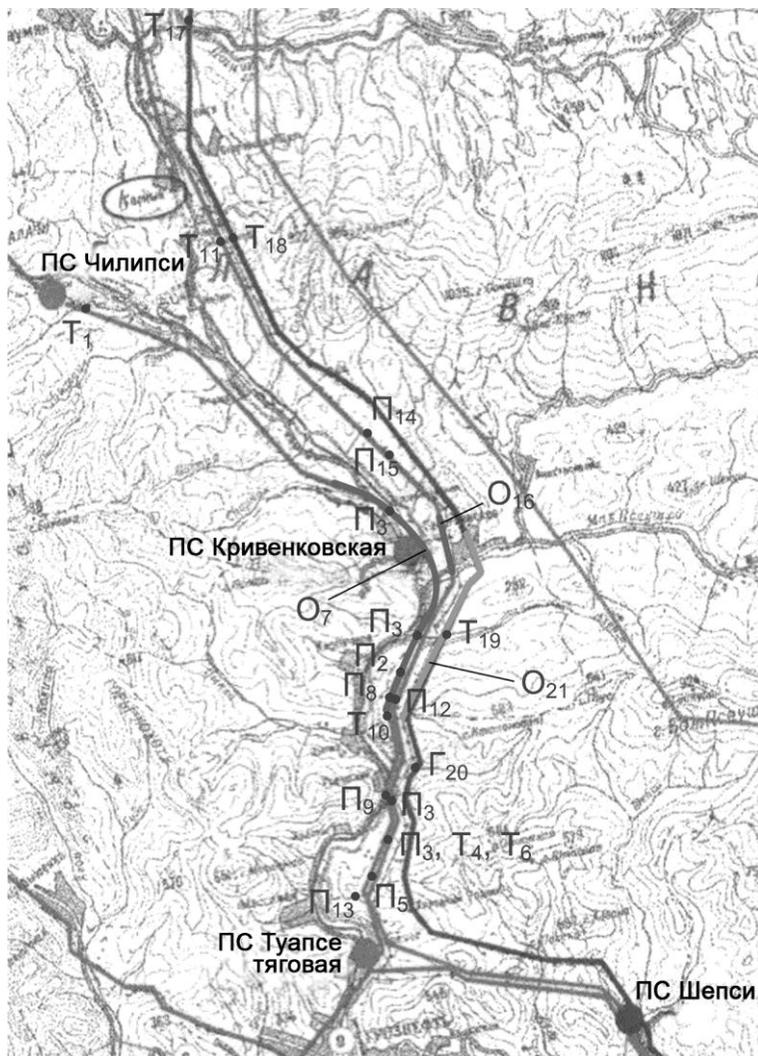
Таблица 3

**Эксплуатационные показатели по автоматическим отключениям ВЛ 110 кВ «Горячий Ключ – Шепси»**

Характеристика ВЛ				Число отключений из-за к.з. на ВЛ в год			Удельное число отключений на 100 км в год		
Название ВЛ	длина, км	тросовая защита, %	число грозовых часов	общее	грозовых	снег – гололед – ветер	общее	грозовых	снег – гололед – ветер
Горячий Ключ – Финагорийская	17,8	100	114	0,8	0,3	0,3	4,5	1,7	1,7
Финагорийская – Афпостик	11,0	97	130	0,4	0,2	0,2	3,6	1,8	1,8
Афпостик – Чинары	9,1	97	146	0,5	0,3	0,2	0,6	3,3	2,2
Чинары – Чилипси	14,1	93	161	1,0	0,3	0,6	7,1	2,1	4,3
<b>Чилипси – Шепси</b>	<b>33,7</b>	<b>76</b>	<b>156</b>	<b>5,2</b>	<b>2,1</b>	<b>2,8</b>	<b>15,4</b>	<b>6,2</b>	<b>8,3</b>

По результатам анализа опыта эксплуатации, характеристик и особенностей трассы, критериями для выбора пролетов для демонтажа троса были следующие факторы:

- наличие на трассе явно выраженного участка повышенного гололедообразования в сочетании с сильным ветром – межгорных впадин в долинах рек Чилипси и Туапсе, где произошли все, кроме одного, случаи повреждения элементов ВЛ 110 кВ «Шепси – Чилипси», а также ВЛ 110 и 220 кВ, идущих с ней в одном коридоре, рис. 4;
- длины пролетов более 300 м, именно в таких пролетах произошли повреждения троса С-50;
- большой перепад высот установки опор, ограничивающих длинные пролеты;



**Рис. 4.** Распределение поврежденных элементов ВЛ 110 и 220 кВ, проходящих в одном коридоре:

О – опор; П – проводов; Т – тросов (индекс при обозначениях от 1 до 8 соответствует порядковому номеру аварийного отключения ВЛ 110 кВ «Шепси – Чилипси»)

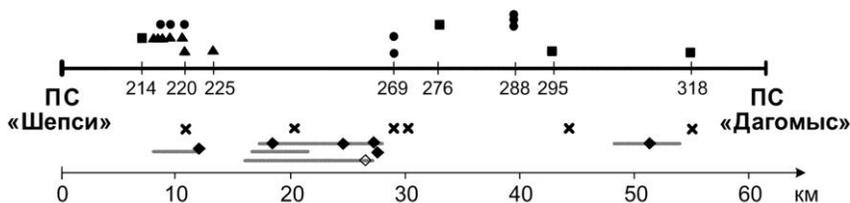
- пролеты, в которых имели место обрывы троса в период эксплуатации.

Одноцепная ВЛ неоднородна по конструкции опор: от ПС «Чилипси» ВЛ проходит на одноцепных опорах (17,8 км), далее до ПС «Шепси» – на двухцепных (15,6 км). На всех опорах необходимо подвешивать по 2 ОПН. При рассмотрении всего комплекса вопросов, связанных с демонтажем троса, в том числе, закрепление оставшегося троса, исключения повышения нагрузки на опору от одностороннего тяжения троса и пр., необходимо установить ОПН на 67 из 147 опор.

Трос остается подвешенным в 92 пролетах. Общая схема грозозащиты ВЛ 110 кВ «Шепси – Чилипси» с чередованием участков (или отдельных пролетов) с тросом и без троса представлена в табл. 4.

Такую схему (с демонтажем троса), как средство обеспечения ее общей надежности, целесообразно реализовывать на существующей ВЛ. На вновь строящейся ВЛ по условиям строительства и эксплуатации лучше избегать частого чередования схем грозозащиты.

**ВЛ 220 кВ «Шепси – Дагомыс» (61,5 км).** Из опыта эксплуатации следует, что практически вся трасса ВЛ, проходящая по побережью, находится в одинаковых условиях по снего-гололедным нагрузкам (рис. 5). Критические провисания, повреждения и обрывы троса С-70 имели место в пролетах длиннее 600 м, доля которых на трассе составляет 27%.



**Рис. 5.** Повреждение элементов ВЛ 220 кВ «Шепси – Дагомыс», при снего-гололедных нагрузках:

- – обрывы тросов, проводов и гирлянд; ▲ – провисание тросов; ■ – повреждение тросов;
- × – ремонтные работы и демонтаж изношенных тросов; ◆ – места, определенные по показаниям фиксирующих приборов; ◇ – визуальное наблюдение гололеда при обходе
- после аварии 30.01.2007 г.; — – участки обходов после отключений при «С-Г-В»

Можно выделить два периода: шесть лет (1986, 1987, 1994–1997 гг.), когда на ВЛ был подвешен трос, находящийся в эксплуатации с 1967 г.

(т. е. 20 и более лет) и 5 лет (2003–2007 гг.) эксплуатации ВЛ с новым тросом, табл. 5.

Таблица 4

**Схема грозозащиты ВЛ 110 кВ «Шепси – Чилипси» с использованием ОПН**

Средства грозозащиты				
ОПН			Трос	
Номера пролетов	Число пролетов	Число ОПН	Номера пролетов	Число пролетов
Портал ПС «Чилипси» – 3ч – 1ч – 218 – 223	8	18	223 – 227	6
227 – 228	1	4	228 – 233	5
233 – 236	3	8	237 – 249	12
249 – 250	1	4	250 – 254	4
254 – 255	1	4	255 – 272	17
272 – 273	1	4	273 – 278	5
278 – 279	1	4	279 – 282	3
282 – 286	4	10	286 – 288	2
288 – 308	10	22	308 – 312	4
312 – 314	2	6	314 – 318	4
318 – 321	3	8	321 – 326	5
326 – 327	1	4	327 – 331	4
331 – 338	7	16	338 – 340 – 55 – 341	4
341 – 342	1	4	341 – 344 – 60 – 345 – 346	6
346 – 347	1	4	347 – 352	5
352 – 353	1	4	352 – 354 – 73 –	7

			355 – 75 – 356 – 357 – Портал ПС «Шепси»	
--	--	--	--	--

Таблица 5

**Сравнение показателей надежности ВЛ 220 кВ «Шепси – Дагомыс»  
в осенне-зимнее время в периоды эксплуатации со старым и новым тросом**

Период	Число отключений (числитель – всего; знаменатель – с неуспешным АПВ)	
	за период	в год
<b>6 лет со старым тросом</b> (1986, 1987, 1994 – 1997 гг.)	13/10	2,2/1,7
<b>5 лет с новым тросом</b> (2003 – 2007 гг.)	12/5	2,4/1,0

Значения общего числа отключений из-за снего-гололедных нагрузок в периоды эксплуатации со старым и новым тросом близки. Отключения с неуспешным АПВ в первый период носили более тяжелый характер - с обрывами тросов, проводов (после падения на них тросов), расцеплением гирлянд с падением проводов. Во второй период отключения с неуспешным АПВ имели место при сокращении габарита трос-провод. Обрывов нового троса не было. Однако и такие ситуации приводили к многочасовому перерыву электроснабжения. Таким образом, подвеска на всей трассе нового троса к началу 2003 г. не решила полностью проблемы повышения надежности ВЛ в осенне-зимний период.

Из анализа данных за 16-летний период эксплуатации (табл. 6) видно, что ВЛ 220 кВ «Шепси – Дагомыс» и при полноценной тросовой защите имела низкую для данного класса номинального напряжения грозоупорность: 4,1–5,5 грозовых отключений на 100 км в год при средней продолжительности грозовой деятельности – 150 грозовых часов.

Причиной низкой грозоупорности ВЛ 220 кВ является снижение эффективности тросовой защиты от прорывов молнии на провода из-за особенностей трассы и конструктивного выполнения ВЛ. В табл. 7 дано распределение мест установки опор по типам рельефа, а на рис. 6 показаны эскизы основных типов опор. На опорах типа ЦУ-35 и ЦУ-37 средний провод крепится к стойке опоры, верхняя траверса предназначена для поддержки его шлейфа.

На этих опорах разность высот подвеса троса и провода составляет  $\Delta h = 11 - 14$  м, а на опорах с треугольным расположением проводов (типа ЦП-24 и ЦПУ-31) значительно меньше ( $\Delta h = 6,4 - 7,2$  м).

На рис. 7 показан типичный фрагмент профиля трассы ВЛ 220 кВ «Шепси–Дагомыс» с установкой опор ЦПУ-31 на гребнях при пересечении ВЛ ущелья с длиной пролета около 700 м.

Таблица 6

**Тросовая защита и показатели грозоупорности ВЛ 220 кВ «Шепси – Дагомыс» за 16-летний период эксплуатации до 2007 г.**

Год	Нг.ч, ч по ГМС			Тросовая защита		Число грозовых отключений	
	Туапсе	Сочи	среднее по трассе	длина, км	%	по годам	за период
1986	68	114	91	с тросом 61,45–56,25 км без троса 0–2,66 км	100	3	15
1987	56	52	54		97	1	
1994	109	97	103		97	1	
1995	228	184	206		96	3	
1996	196	172	184		96	4	
1997	151	253	202		96	3	
среднее	137	145	141			2,5	
1998	79	104	92	Демонтаж троса		6	
1999	175	155	165	с тросом 7,93–22,79 км без троса 53,47–41,31 км	12,9	14	44 <sup>*)</sup>
2000	124	115	120		20,7–30,2	2	
2001	209	171	190		32,0–37,1	18	
2002	288	325	306		37,1	12	
среднее <sup>*)</sup>	224	217	220			14,7 <sup>*)</sup>	
2003	132	136	134	с тросом 61,45 км	100	2	17
2004	189	126	157			3	

2005	180	214	197	без троса 0 км	1
2006	158	183	170		2
2007	146	228	187		9
среднее	161	177	169		3,4

\*) Без 2000 г.

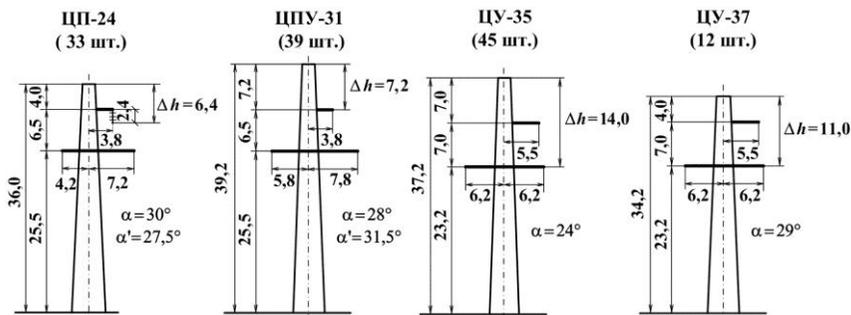


Рис. 6. Эскизы опор, установленных на ВЛ 220 кВ «Шепси – Дагомыс» ( $\alpha$  – угол защиты троса;  $\alpha'$  – угол защиты нижнего провода верхним проводом)

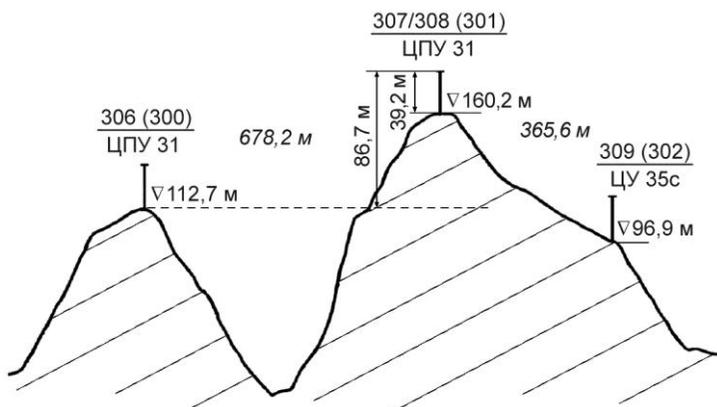
Таблица 7

**Распределение мест установки опор  
ВЛ 220 кВ «Шепси- Дагомыс» по типам рельефа**

Тип рельефа	Количество опор	
	всего	с высотой над уровнем моря $\nabla > 200$ м
Гребни	50	19
Горные плато	20	18
Склоны	49	27
Впадины	18	–
Общее число опор	137	64

Опора № 307/308 (301)<sup>1</sup> установлена на гребне, доминирующем над местностью. Гребень выше отметки  $\nabla 112,7$  м с установленной на нем опорой можно рассматривать как молниеотвод высотой, равной  $(160,2 - 112,7 + 39,2) = 86,7$  м.

Его эффективная высота при надежности защиты, равной 0,9, составит  $h_{эф} = 0,8 \cdot 86,7 = 69,4$  м. Граница зоны защиты опускается на 17,3 м., т. е. для опоры ЦПУ-31 ниже нижней траверсы. При этом вероятность



защиты проводов оказывается меньше 0,9: чаще, чем один из 10 разрядов молнии может прорываться на провода. На этой опоре были зафиксированы повреждения изоляции: 1 случай при защите примыкающих к ней участков тросами и 2 случая, когда трос в этих пролетах отсутствовал. Следует отметить, что повреждения изоляции наиболее вероятны при ударах молнии в провод.

**Рис. 7.** К анализу повышенной вероятности прорыва молнии на провода ВЛ 220 кВ «Шепси – Дагомыс»

Из 72 опор, имеющих небольшое значение  $\Delta h$ , 30 опор установлены на гребнях и горных плато. Таким образом, не реже, чем каждая пятая опора по сочетанию конструкции и места установки оказывается в условиях, когда тросы имеют пониженную эффективность защиты от прорывов молнии.

Кроме того, для 45% этих опор (с прилегающими пролетами длиной более 400 м) не выполнено требование ПУЭ по наименьшему допустимому расстоянию между проводом и тросом по вертикали, что может

<sup>1</sup> Проектная (эксплуатационная) нумерация опор.

приводить к перекрытию воздушного промежутка трос – провод при ударе молнии в трос в полете.

ВЛ 220 кВ «Шепси–Дагомыс» в периоды со 100%-ной тросовой защитой отключалась из-за грозы 2,5–3,4 (см. табл. 6), а из-за «С-Г-В» – 2,2–2,4 раза в год (см. табл. 5). Следовательно, модернизация схемы грозозащиты была целесообразна как с позиции повышения надежности ВЛ в осенне-зимний период, так и с точки зрения повышения грозоупорности.

Разработка схем грозозащиты с использованием ОПН проводилась поэтапно. По двум условиям («С-Г-В» и «гроза») была намечена установка ОПН на 99 опорах: в зоне интенсивного гололедообразования; на опорах, ограничивающих пролеты длиной от 600 м; в зоне повышенной грозовой интенсивности; на опорах, на которых произошли повреждения изоляции. С целью избежать неудобной в эксплуатации «рваной» схемы грозозащиты было принято решение о подвеске ОПН на оставшихся опорах. Трос сохраняется на подходах к ПС «Шепси» и «Дагомыс» (длиной около 1,2 км каждый).

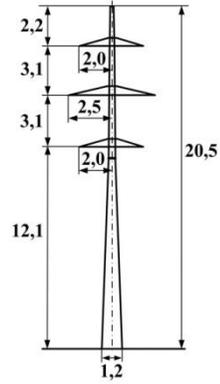
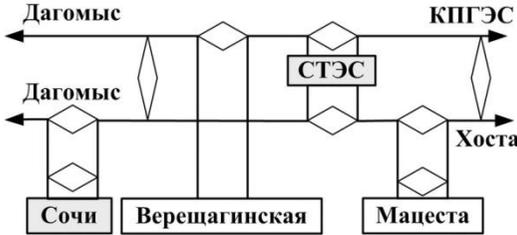
Специального рассмотрения потребовал выбор количества ОПН на опорах. При сравнительно небольшом расстоянии между фазами (6,6 м) и, с учетом экранировки ВЛ лесом, для опор с горизонтальным расположением проводов было принято решение – установить ОПН только на крайних фазах. Следует заметить, что для ВЛ с треугольным расположением проводов, проходящих по равнинной местности, достаточно установить ОПН на двух фазах, подвешенных на верхней и нижней траверсе по разные стороны от оси опоры. Для рассматриваемой ВЛ, как было показано выше, при установке опоры на гребне эффективность защиты нижнего провода верхним с установленным ОПН может быть снижена. С учетом этого обстоятельства, конкретных условий установки опоры и экранировки ВЛ лесом, была предложена следующая компоновка 294 ОПН на опорах с различным расположением проводов: с треугольным – 42 опоры с тремя ОПН и 34 с двумя ОПН; с горизонтальным – 54 опоры с 2-мя ОПН. При такой схеме грозозащиты по самым пессимистическим прогнозам ВЛ будет иметь не более 1 грозового отключения в год.

**ВЛ 110 кВ «Сочинская ТЭС – Сочи 1 и 2» (3,9 и 4,0 км).** По осуществляемому плану электроснабжения г. Сочи между Сочинской ТЭС (СТЭС) и ПС «Сочи» предполагается использовать четырехцепные опоры 220 кВ высотой от 39 до 51,5 м, на которых будут подвешены провода ВЛ 110 кВ «СТЭС – Сочи 1», «СТЭС – Сочи 2», а также частично – «СТЭС – Верещагинская», «Дагомыс – Верещагинская», «Сочи – Пасечная» и «Сочи – Родниковская». Электрическая схема соединения под-

станций «Сочи», «СТЭС» и «Верещагинская» при этом принципиально меняется (рис. 8). Из-за увеличения высоты опор возрастает поражаемость разрядами молнии, При этом перекрытия изоляции будут происходить на цепях, подвешенных на верхних траверсах и принадлежащих в основном ВЛ 110 кВ «СТЭС – Сочи 1» и «СТЭС – Сочи 2».

При модернизации необходимо сохранить показатели грозоупорности реконструируемых ВЛ на уровне, достигнутом в предшествующий период эксплуатации, а именно 0,2 отключения в год. Для этого необходимо обеспечить расчетный удельный показатель грозоупорности не более  $n_r = 3,55$  грозовых отключений на 100 км и 100 грозовых часов, который получен для ВЛ 110 кВ в прежнем конструктивном исполнении: на двухцепных опорах 110 кВ с одним тросом для сопротивления заземления  $R_3 = 10$  Ом и изоляции 8×ПСД-70Е (табл. 8).

а) До модернизации (с 2005 г.)



б) После модернизации (по проекту)

$$L_{C-C-1} = 3,860 \text{ км}$$

$$L_{C-C-2} = 4,044 \text{ км}$$

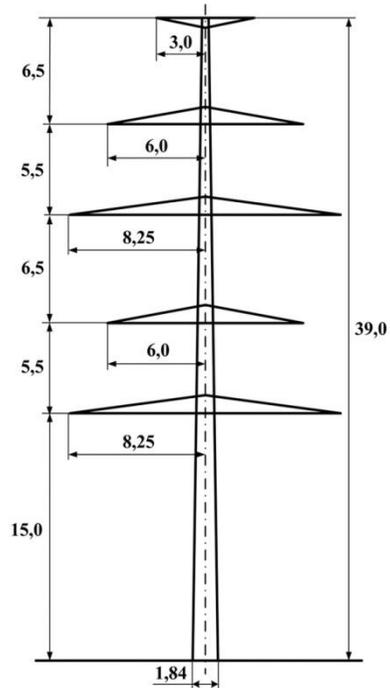
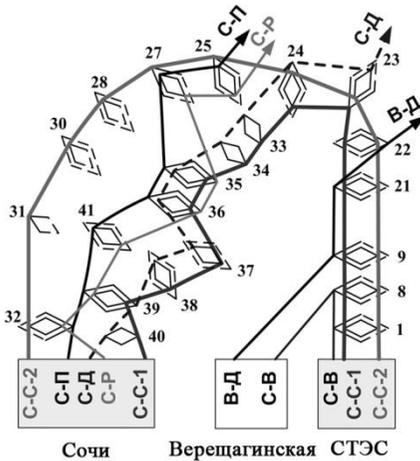


Рис. 8. Схема ВЛ 110 кВ между ПС «СТЭС» и «Сочи» до (а) и после (б) модернизации

Таблица 8

**Сравнение показателей грозоупорности ВЛ 110 кВ  
на двухцепных и четырехцепных опорах**

Исходные данные			$n_r$ на 100 км и 100 грозových часов	
опора	провод	длина пролета, м		
рис. 8а	М-70	170	на 2 цепи – 7,1	на цепь – 3,55
рис. 8б	Aero-Z	130	на 4 цепи – 22,4	на 2 цепи с одной стороны опоры – 11,2

При небольших пролетах и выполнении ВЛ 110 кВ на опорах 220 кВ не должно быть провисаний троса с приближением его к проводам на пробивное расстояние, т. е. использование троса не приведет к снижению надежности электроснабжения ВЛ в осенне-зимний период. Однако, как показывают результаты расчета (см. табл. 8), тросовая защита не обеспечивает требуемых показателей грозоупорности.

Основной причиной отключений являются обратные перекрытия при ударах молнии в опору. Два троса с углом защиты  $\alpha = 25^\circ$  защищают провода от прорывов молнии.

Если, как это реализовано в проекте, фазировка цепей, подвешенных на разных ярусах, полностью совпадает, грозовые перекрытия изоляции всегда будут происходить на верхних цепях.

Значение  $n_r = 11,2$  будет относиться к верхней цепи. Нижние цепи отключаться при грозе не будут. Ситуация меняется при отсутствии тросов и подвеске ограничителей перенапряжений. Основной причиной отключений в этом случае также являются обратные перекрытия как при поражении молнией верхних проводов, так и при ударах в опору. Верхние провода с ОПН выполняют функцию троса и защищают нижние провода от прорывов лучше, чем «настоящие» тросы – верхние провода. Угол защиты верхних проводов меньше ( $\alpha = 23^\circ$ ) и они будут подвешены на меньшей высоте. При такой схеме грозозащиты изоляция защищенных ОПН фаз перекрываться не будет. В случаях, когда  $U_{\text{раб}}$  фаз нижней цепи, одноименных с фазами, защищенными ОПН, будет складываться с импульсным напряжением, возможно перекрытие фаз нижней цепи, что и подтверждают расчеты (табл. 9).

Если на четырехцепной опоре на нижнем ярусе подвешена одна цепь, то она воспримет все перекрытия, приходящиеся на изоляцию двух цепей при полной завеске проводами нижнего яруса. Например, нижняя цепь в отсутствие соседней цепи будет иметь при использовании двух или че-

тырех ОПН, соответственно, 3,0 и 2,6 грозовых отключений. В табл. 9 рассмотрены два варианта с усилением линейной изоляции до 10 изоляторов. Добавление изоляторов при использовании двух ОПН позволяет уменьшить число перекрытий на верхней цепи в 2 раза и достичь требуемого показателя грозоупорности  $n_r \leq 3,55$ .

Таблица 9

**Удельные числа грозовых отключений ВЛ 110 кВ  
на четырехцепных опорах при различных схемах грозозащиты  
(на 100 км и 100 грозовых часов)**

Изоляция	Варианты грозозащиты	$n_r$		
		на 4 цепи	на каждую верхнюю цепь	на каждую нижнюю цепь
8×ПСД-70Е	2 троса без ОПН	22,4	11,2	–
	без троса, 2 ОПН (на верхних фазах верхних цепей)	17,0	7,0	1,5
	без троса, 4 ОПН (на верхних и крайних фазах верхних цепей)	5,0	1,2	1,3
10× ПСД-70Е	2 троса без ОПН	14,0	7,0	–
	без троса, 2 ОПН (на верхних фазах верхних цепей)	8,3	3,5	1,15

На каждой из проектируемых ВЛ использовано 7 вариантов расположения цепи в сочетании с цепями других ВЛ на общих опорах. В табл. 10 в качестве примера даны промежуточные и конечные результаты расчета ожидаемого числа грозовых отключений ВЛ 110 кВ «СТЭС – Сочи 1» при использовании ОПН и отказе от троса. (Фазы рассматриваемой цепи (ВЛ) обведены сплошной, фазы другой проектируемой ВЛ – пунктирной окружностью.) Близкие значения  $N_{г\text{ВЛ}}$  были получены и для ВЛ 110 кВ «СТЭС – Сочи 2».

Учитывая, что для сохранения показателя грозоупорности на уровне, достигнутом в эксплуатации, достаточно обеспечить 1 грозовое отключение в 5 лет, вариант с двумя ОПН оказывается недостаточным, а с четырьмя ОПН – избыточным по грозоупорности. Оптимальным оказывается вариант с использованием двух ОПН и увеличением числа изоляторов до десяти в каждой незащищенной ОПН поддерживающей гирлянде.

Таблица 10

**Расчет ожидаемого числа грозových отключений при использовании ОПН  
и отказе от троса на ВЛ 110 кВ «СТЭС – Сочи 1»**

№ варианта	Расположение фаз на опоре	Типы опор	Номера опор/длина участка, м	Общая длина участков, м	$n_{г}$		$\Delta N_{г_i} = n_{г_i} \cdot \frac{l_{уч_i}}{100} \cdot \frac{N_{г.п}}{100}$	
					2 ОПН	4 ОПН	2 ОПН	4 ОПН
1		УММ 220-4.2* УММ 220-4.2+5* ПММ 220-4.2*	1–8/766 10–21/1856,5 22/102,5 24/150,5	2875,5	7,0	1,2	0,342	0,059
2		УММ 220-4.2*	23	115,5	1,5	1,3	0,003	0,003
3		УММ 220-4.2т* УММ 220-4.2*	37–38	142,0	7,8	2,1	0,019	0,005
4		МУ110+14**	35–36/125,5 39/71,5	197,0	7,0	1,2	0,023	0,004
5		УММ 220-4.2+5*	9	227,0	16,2	3,2	0,062	0,012
6		УММ220-2.30т*	33–34	267,0	18,4	3,5	0,084	0,016
7		У110-2*	40	28,0	1,2	–	0,001	0,001*
Ожидаемое число грозových отключений ВЛ в год $N_{г.вл} = \sum_{i=1}^m \Delta N_{г_i}$							0,5353	0,100

\* На опоре № 40 устанавливаются 2 ОПН, использование 4 ОПН излишне.

При выборе типа ОПН по энергоемкости необходимо учитывать следующее: количество энергии, выделяемое в ОПН, установленном на ВЛ, будет зависеть, в основном, от места удара молнии. Наибольшая энергия выделяется в ОПН при ударах молнии в провод (рис. 9а) в аппарате, установленном на пораженном проводе – от 0,5 тока молнии и более; при ударе молнии в опору (рис. 9б) большая доля импульсного тока молнии будет протекать через хорошо заземленную опору, меньшая – через два ОПН.

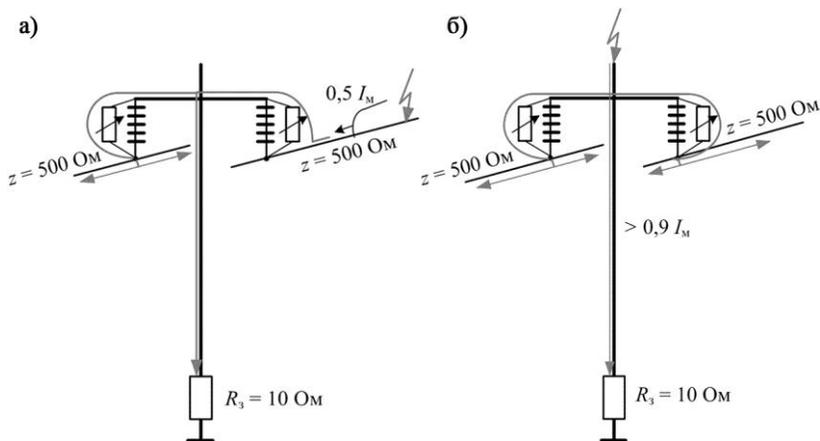


Рис. 9. К оценке доли импульсного тока через ОПН при ударе молнии:  
а) в провод; б) в опору

При небольших длинах пролета ограничивающие пролет опоры можно рассматривать как совместно действующие стержневые молниеотводы. В соответствии с рекомендациями «Инструкции по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций» [1] стержневые молниеотводы высотой от 30 до 100 м имеют общую зону защиты при расстоянии между ними  $L_{max}$ , равном

$$L_{max} = (5,75 - 3,57 \cdot 10^{-3}(h - 30)) \cdot h.$$

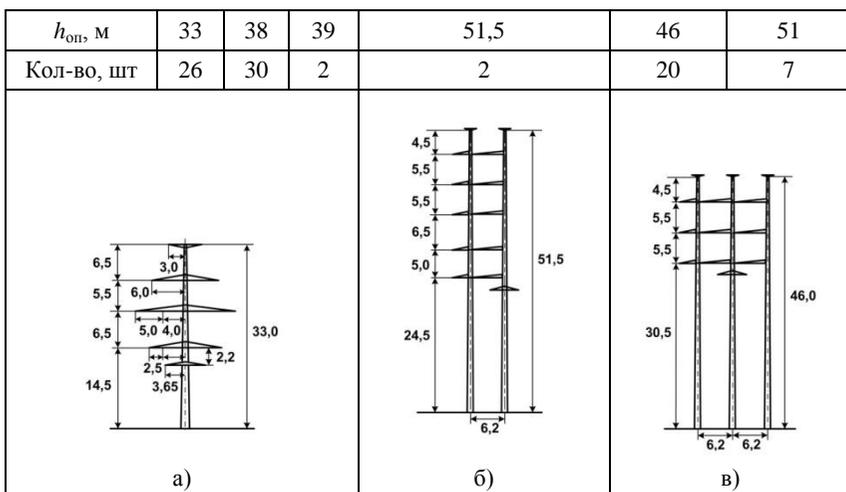
При высоте опоры  $h = 40$  м  $L_{max} = 228$  м.

При расстоянии между опорами, равном  $L_c = 2,5 h = 100$  м, верхняя граница зоны совместной защиты двух опор проходит параллельно земле.

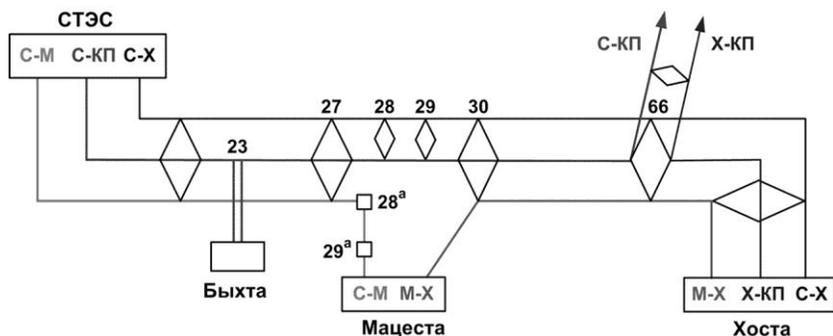
На трассах проектируемых ВЛ наибольшая длина пролетов не превышает 300 м, а 14 из 39 пролетов имеют длину менее 100 м. Учитывая, что провод висит не параллельно земной поверхности, а имеет стрелу провеса, можно принять предельную длину, при которой поражение верхних проводов молнией маловероятно, равную  $l_{пред} = 130$  м.

Таким образом, на проектируемых ВЛ в зависимости от длины пролета целесообразно использовать ОПН двух категорий по энергоемкости: I – ОПНп-110/800/88/10-III-УХЛ1-П, энергоемкость – 4,63 кДж/кВ и II – ОПНп-110/550/88/10-III-УХЛ1-П, энергоемкость – 3,24 кДж/кВ. Число ОПН, необходимое для схемы грозозащиты ВЛ 110 кВ «СТЭС – Сочи 1» и «СТЭС – Сочи 2» с двумя ОПН, шт.: I категории – 48; II категории – 32. Общее количество – 80.

**ВЛ 110 кВ «Сочинская ТЭС – Хоста» (17,4 км).** По проекту модернизации Сочинских электросетей между СТЭС и ПС «Хоста» на трассе ВЛ будут установлены опоры 220 кВ высотой от 33 до 51,5 м (одностоечные, двухстоечные и трехстоечные, рис. 10), на которых на трех уровнях будут подвешены провода ВЛ 110 кВ «СТЭС – Хоста», «СТЭС – Мацеста», «Мацеста – Хоста» и частично ВЛ 110 кВ «СТЭС – КППЭС» (рис. 11).



**Рис. 10.** Эскизы опор проектируемых ВЛ 110 кВ между ПС «Сочи» и «Хоста»: а) одностоечные; б) двухстоечные; в) трехстоечные

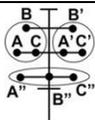


**Рис. 11.** Схема ВЛ 110 кВ между ПС «СТЭС» и ПС «Хоста» после модернизации

Особенностью подхода к разработке схемы грозозащиты этой группы ВЛ является необходимость обеспечения грозоупорности всех указанных ВЛ на уровне, достигнутом в эксплуатации. В данном случае не более 3,7 грозовых отключений на 100 км при 100 грозовых часах в году. В табл. 11 и 12 даны результаты расчета удельного числа грозовых отключений ВЛ 110 кВ, выполненных на трехцепных одностоечных (рис. 10а) и трехстоечных (рис. 10в) опорах 220 кВ разной высоты с принятой фазировкой и расположением цепей при различных схемах грозозащиты. Без использования ОПН, только при подвеске двух тросов, грозоупорность ВЛ верхнего уровня будут намного хуже требуемого показателя – 3,7 грозовых отключений на 100 км при 100 грозовых часах. Наихудшие удельные показатели получились для участков ВЛ 110 кВ «СТЭС – Мацеста» на трехстоечных опорах, так как две фазы этой ВЛ расположены на верхнем уровне, поэтому составляющая индуктированных перенапряжений на изоляции этих фаз будет больше и, следовательно, вероятность их перекрытия выше.

Таблица 11

Результаты расчета удельного числа грозовых отключений ВЛ 110 кВ, выполненных на одностоечных опорах 220 кВ

 Вариант грозозащиты	n <sub>г</sub> на 100 км и 100 грозовых часов при высоте опор (м)					
	33			38		
	на 3 цепи	на каждую верхнюю цепь	на нижнюю цепь	на 3 цепи	на каждую верхнюю цепь	на нижнюю цепь
2 троса, без ОПН	12,6	6,3	□	19,1	9,55	□
без троса, 2 ОПН	7,4	3,15	1,1	12,4	5,2	2,0
				6,0*	2,7*	0,6*
без троса, 4 ОПН	2,0	□	2,0	3,1	□	3,1

\* Для изоляции 10×ПСД-70Е

Варианты грозозащиты с использованием ОПН, обеспечивающие требуемые удельные показатели грозоупорности, выделены в табл. 11 и 12 жирным шрифтом.

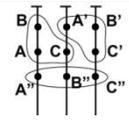
В табл. 13 даны результаты расчета абсолютного числа грозовых отключений для каждой ВЛ на общих опорах при ожидаемой в ближайшие годы интенсивности грозовой деятельности (160 грозовых часов), полученные с использованием удельных показателей грозоупорности табл. 11 и 12, для пяти комбинированных вариантов грозозащиты. Результаты

сопоставлены с допускаемыми для каждой из ВЛ абсолютными числами грозových отключений (даны курсивом в скобках).

Требованиям по грозоупорности удовлетворяют 4-й и 5-й варианты, но из них 5-й вариант более экономичен по затратам на ОПН: вместо двух дополнительных ОПН на каждой из 30 одноствоечных опор высотой 38 м используется 14 дополнительных изоляторов. Экономия ОПН составляет 60 штук.

Таблица 12

**Результаты расчета удельного числа грозových отключений ВЛ 110 кВ, выполненных на трехствоечных опорах 220 кВ**

 Вариант грозозащиты		Высота опор, м	$n_{г}$ на 100 км и 100 грозových часов			
			на 3 цепи	верхние цепи		нижняя цепь СТЭС – КПГЭС
				СТЭС – Хоста	СТЭС – Магеста – Хоста	
2 троса, без ОПН		46	20,5	4,4	16,1	□
		51	25,9	5,5	20,4	□
без троса, 2 ОПН		46	23,0	□	$18,5 + 1,4^* = 19,9$	<b>3,1</b>
		51	29,3	□	$23,8 + 1,4^* = 25,2$	4,1
без троса, <b>3</b> ОПН	8×ПСД-70Е	46	13,2	<b>3,1</b>	<b>3,1</b>	7,0
		51	17,5	4,0	4,0	9,5
	10×ПСД-70Е	46	6,0	1,3	<b>1,3</b>	<b>3,4</b>
		51	8,2	<b>1,7</b>	<b>1,7</b>	4,8

\* Составляющая от ударов молнии в средний верхний провод.

## Заключение

1. Разработка схем грозозащиты должна базироваться на результатах анализа опыта эксплуатации модернизируемых ВЛ по автоматическим отключениям, а также на исчерпывающей информации по конструктивному исполнению ВЛ, особенностям трассы и природно-климатическим условиям региона.

2. Во избежание внештатных ситуаций – приближения фланца с отделителем к фазному проводу при ветре, место подвески ОПН следует выбирать с учетом длины прилегающих к опоре пролетов и разности высот установок фундаментов соседних опор.

Таблица 13

**Выбор варианта схемы грозозащиты проходящих на общих опорах  
ВЛ 110 кВ между ПС «СТЭС» и ПС «Хоста»**

Вариант грозозащиты		Число ОПН	Число грозовых отключений в год, $N_{ГВЛ}$			
			СТЭС – Мацеста – (0,26)	Мацеста – Хоста (0,65)	СТЭС – Хоста (0,91)	Участок ВЛ СТЭС – КПГЭС (0,91)
1	2 ОПН на всех опорах	178	0,80	2,61	0,84	0,75
2	2 ОПН на одно- и двух- стоечных опорах, 3 ОПН на трехстоечных опорах	205	0,39	0,83	1,24	1,27
3	2 ОПН на одно- и двух- стоечных опорах, 3 ОПН на трехстоечных опорах + усиление изо- ляции	205	0,35	0,64	1,01	0,80
4	2 ОПН на одностоечных ( $h_{оп} = 33, 39, 40, 45$ м) и двухстоечных опорах, 4 ОПН на одностоечных опорах ( $h_{оп} = 38$ м), 3 ОПН на трехстоечных опорах + усиление изо- ляции	265	0,19	0,27	0,50	0,91
5	2 ОПН на одностоечных ( $h_{оп} = 33, 39, 40, 45$ м) и двухстоечных опорах, 2 ОПН на одностоечных опорах ( $h_{оп} = 38$ м) + усиление изоляции, 3 ОПН на трехстоечных опорах усиление изоляции	205	0,26	0,46	0,75	0,66

3. В условиях Сочинского региона критическими по снего-гололедно-ветровым нагрузкам являются длины пролетов: от 300 м и более для троса С-50; от 600 м и более для троса С-70.

Использование в условиях горной местности (при больших длинах пролетов и разности высот установки фундаментов в десятки метров) опор, предназначенных для равнинной местности, а именно с разностью высот подвеса проводов и тросов, равной 6,4 – 7,2 м, является причиной неэффективности тросовой защиты от прорывов молнии на провода на ВЛ 220 кВ. Обеспечение грозоупорности ВЛ в таких условиях возможно только с использованием ОПН.

4. Подвеска двух тросов на многоцепных опорах 220 кВ, используемых при модернизации ВЛ 110 кВ, не обеспечивает грозоупорности ВЛ, подвешенных на верхних траверсах, на уровне показателей грозоупорности, достигнутых в эксплуатации ВЛ 110 кВ на двухцепных опорах с одним тросом.

5. Конкурентоспособными являются схемы грозозащиты ВЛ 110 кВ на многоцепных опорах без троса с подвеской ОПН на верхних фазах и усилением изоляции фаз без ОПН на 2 изолятора.

6. Выбор ОПН по энергоемкости для защиты ВЛ 110 кВ на многоцепных опорах должен проводиться с учетом длины пролетов, примыкающих к опоре: при длине пролета меньше 130 м даже на верхних фазах достаточно использовать ОПН меньшей энергоемкости. При использовании дополнительно ОПН на следующем по высоте уровне, эти аппараты могут быть выбраны на меньшую энергоемкость независимо от длины прилегающих пролетов.

## **Список литературы**

1. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006.

УДК 06.05: 621.311

А. С. Герасимов, к.т.н. – ОАО «НИИПТ», Санкт-Петербург

## **Экспериментально-исследовательский центр «Электродинамика» – вчера, сегодня, завтра...**

---

Одной из важнейших проблем современной электроэнергетики является обеспечение устойчивости параллельной работы всех элементов энергосистемы и сохранение живучести энергообъединения в аварийных ситуациях. Этой проблемой начали заниматься еще на заре развития техники передачи электроэнергии переменным током. Над проблемой устойчивости работали многие замечательные ученые, такие как Александр Александрович Горев, один из основателей НИИПТ, Николай Николаевич Щедрин и многие другие.

Именно этими вопросами занимается в составе ОАО «НИИПТ» Экспериментально-исследовательский центр «Электродинамика» (ЭИЦЭ), который был создан в 2008 г. на базе научно-исследовательского отдела электроэнергетических систем.

История отдела, а затем и Экспериментально-исследовательского центра насчитывает уже более 55 лет. За эти годы выполнен большой объем исследований в области устойчивости, надежности и живучести энергосистем. Разработаны методы расчета балансовой надежности энергосистем (Зелигер А. Н. и др.), надежности параллельной работы энергосистем при случайных эксплуатационных и аварийных возмущениях (Андреюк В. А., Марченко Е. А. и др.). За создание и внедрение первой в России и в мире централизованной системы противоаварийного управления, четверо сотрудников отдела получили Государственную премию: Лев Ананьевич Кошечев, Юрий Дмитриевич Садовский, Пинкус Янкелевич Кац и Инна Алексеевна Богомолова.

География работ, выполняемых ЭИЦЭ, охватывает практически всю территорию России (рис. 1). Высокое качество выполнения научно-исследовательских работ позволили подразделению занять позиции одного из ведущих научных центров электроэнергетической отрасли России, занимающихся вопросами управляемости, устойчивости, надежности и живучести электроэнергетических систем. Среди заказчиков работ, выполняемых ЭИЦЭ можно назвать такие компании как ОАО «СО ЕЭС», ОАО «РусГидро», ОАО «Концерн Росэнергоатом», ОК «РУСАЛ» и др.

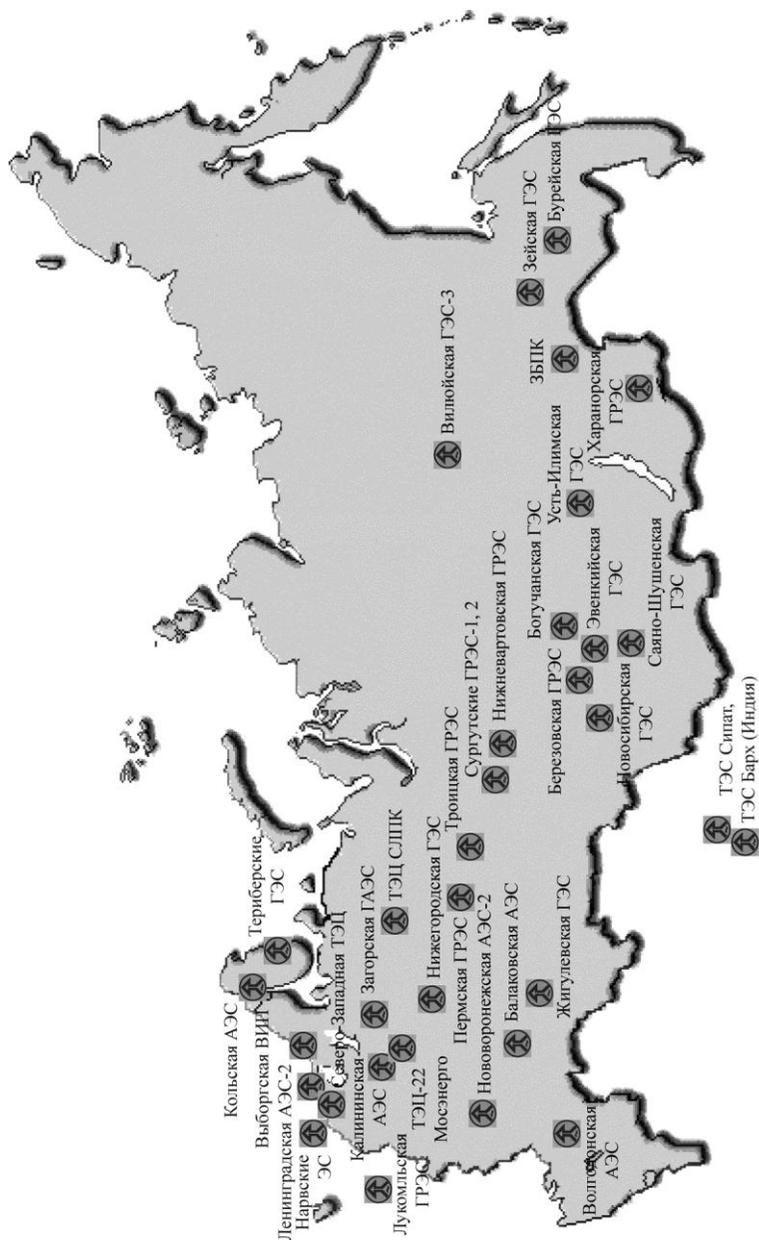


Рис. 1. География работ ЭИЦ «Электродинамика»

За последние годы проделана большая работа по совершенствованию методов и средств исследования режимов, устойчивости и живучести отдельных энергосистем и ЕЭС России в целом. Под руководством В. А. Андreyюка разработан программный комплекс для расчетов электромагнитных и электромеханических переходных процессов. Группой разработчиков во главе с А. С. Зеккелем разработаны комплексы программ для экспресс-оценки устойчивости электрических режимов, расчета и анализа колебательной устойчивости, оптимизации настройки системных стабилизаторов APB генераторов электростанций, расчета шунтов несимметричных коротких замыканий.

С переходом на новое программное обеспечение для расчета установленных режимов и электромеханических переходных процессов в энергосистемах (EUROSTAG, PSS/E), позволяющее практически без упрощений моделировать системы регулирования, автоматики и защиты энергосистем, анализ устойчивости и надежности работы энергообъединений перешел на качественно новый уровень. Появилась возможность создавать цифровые динамические модели крупных энергообъединений с подробным представлением энергоблоков электростанций и их систем регулирования и, верифицируя их по данным системы мониторинга переходных режимов, созданной в ЕЭС России, добиваться практически точного количественного воспроизведения процессов, протекающих в энергосистеме. Это, в свою очередь, открыло путь целому направлению работ, выполняемых на цифровых моделях и связанных с определением технических требований к силовой части систем возбуждения генераторов, настройкой регуляторов возбуждения генераторов электростанций, выбором настроек и параметров систем регулирования, релейной защиты и противоаварийной автоматики. Подобные работы были выполнены для Кольской АЭС, Северо-Западной ТЭЦ, Усть-Илимской ГЭС, Зейской ГЭС, Богучанской ГЭС и др. Квалификация сотрудников Центра в области цифрового моделирования элементов энергосистем и энергообъединений в целом нашла признание и за рубежом. Сотрудники ЭИЦЭ привлекались ОАО «СО ЕЭС» для участия в международном проекте «ТЭО синхронного объединения энергосистем ЕЭС/ОЭС с энергосистемой USTE» и играли в нем ключевую роль в решении вопросов цифрового моделирования, исследований режимов и устойчивости.

Развивается направление, связанное с разработкой методических и нормативных документов электроэнергетической отрасли. Специалисты ЭИЦЭ участвовали в разработке таких основополагающих нормативных документов отрасли, как «Руководящие указания по устойчивости энергосистем» и «Концепция обеспечения надежности в электроэнергетике».

Экспертами центра были разработаны проекты стандартов Системного Оператора ЕЭС России:

- по выбору типа и параметров систем возбуждения синхронных генераторов в энергосистемах;
- требования к программному обеспечению по моделированию электрических режимов при решении задач диспетчерского управления и проектирования;
- методические указания по верификации цифровых динамических моделей энергосистем.

В ближайшем будущем планируется развивать направления работ, связанные с анализом живучести энергосистем, разработке методических подходов к анализу и проектированию развития ЕЭС России, а также отдельных энергосистем, разработке технологий управления установившимися и переходными режимами энергосистем с использованием данных векторных измерений параметров электрического режима.

В составе ЭИЦЭ с успехом функционирует испытательный полигон ОАО «СО ЕЭС» – цифро-аналого-физический комплекс (ЦАФК), имеющий в своем составе крупнейшую в мире электродинамическую модель. Уникальные возможности комплекса обеспечивают проведение на его базе испытаний на функционирование, наладку и настройку головных образцов микропроцессорных устройств управления, регулирования, защиты и противоаварийной автоматики в условиях, максимально приближенных к условиям будущей эксплуатации конкретных энергосистем и энергообъектов.

Комплексные испытания новых образцов микропроцессорных устройств позволяют провести экспертизу этих устройств, устранить скрытые недостатки алгоритмического и программного обеспечения, подготовить по результатам испытаний экспертное заключение об их соответствии системным требованиям и научно-технические рекомендации по применению на объектах ЕЭС России. Испытания регуляторов возбуждения проводятся по разработанной в ЭИЦЭ и утвержденной ОАО РАО «ЕЭС России» и согласованной с головной эксплуатирующей (ОАО «СО ЕЭС») и проектной (ОАО «Институт ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ») организациями типовой «Программе комплексных системных испытаний микропроцессорных автоматических регуляторов возбуждения синхронных генераторов». За последние годы для целого ряда регуляторов возбуждения генераторов, произведенных такими фирмами как ОАО «Силовые машины» (филиал «Электросила»), АББ, Basler Electric, НПО «Элсиб», ОАО «НИИЭлектромаш», SIEMENS, ALSTOM, ЗАО «НПП "РУСЭЛПРОМ-ЭЛЕКТРОМАШ"», проведены аттестационные испыта-

ния и выпущены научно-технические рекомендации по применению этих регуляторов в ЕЭС России.

Разработаны методики настройка АРВ, а также систем ГРАМ и ГРНРМ электростанций «под ключ». Проведение такой настройки на ЦАФК обеспечивает повышение надежности функционирования энергообъектов, позволяет сократить сроки и объем пусконаладочных работ, снизить их стоимость. Начиная с 2001 г., были произведены испытания и настройка заводских образцов АРВ различных фирм для генераторов Саяно-Шушенской ГЭС, Усть-Илимской ГЭС, Вилюйской ГЭС-3, Загорской ГАЭС, ТЭЦ-22 Мосэнерго, Ленинградской АЭС-2, Кольской АЭС, Смоленской АЭС и др. Настройка и наладка систем ГРАМ и ГРНРМ проведена для Саяно-Шушенской ГЭС, Нижегородской ГЭС, Зейской ГЭС, Новосибирской ГЭС.

На ЦАФК ведутся работы по разработке новых и испытаниям головных образцов устройств противоаварийной автоматики, режимного и противоаварийного управления. Разработана методика и проводится аттестация устройств автоматической ликвидации асинхронных режимов (АЛАР). С успехом были проведены работы по разработке технологии режимного и противоаварийного управления турбинами с использованием информации об абсолютном угле напряжения, получаемой с помощью создаваемой в настоящее время системы мониторинга переходных режимов (СМПР). Проводятся сравнительные испытания регистраторов переходных процессов нового поколения.

Цифро-аналого-физический комплекс используется также для целей обучения студентов ВУЗов и повышения квалификации специалистов электроэнергетической отрасли. На ЦАФК регулярно проводятся лабораторные работы. В 2009 г. в составе ЦАФК создана и принята в опытную эксплуатацию учебная модель электроэнергетической системы.

В настоящее время идет разработка программы модернизации цифро-аналого-физического комплекса, в частности системы регистрации и управления экспериментом, реализация которой позволит расширить номенклатуру и количество выполняемых на ЦАФК работ.

Накопленный за годы существования отдела электроэнергетических систем, а затем и ЭИЦ «Электродинамика» опыт позволяет центру уверенно занимать позицию одного из ведущих подразделений ОАО «НИИПТ» и экспертного центра Системного оператора ЕЭС России по вопросам цифрового и физического моделирования энергосистем, анализа устойчивости и надежности работы энергообъединений, испытаний и наладки систем режимного и противоаварийного управления.

## **Становление ЛТВН НИИПТ (1948–1960)**

---

### **Краткий исторический очерк**

Лаборатория (отдел) техники высоких напряжений (ЛТВН) НИИПТ в разные годы существовала под различными названиями (ЛПиГЗ, ЛТВН, НИЛ-6, НИО-2 и др.). В 1960-е годы отдел состоял из двух-трех десятков сотрудников (из них – 7 кандидатов технических наук). Зато в середине 1970-х годов, в годы наибольшего научного расцвета коллектива, численность его составляла 150–170 человек, включая 3–4 докторов технических наук и 25–30 кандидатов технических наук.

В настоящем очерке сделана попытка вспомнить краткую историю нашего коллектива и некоторых выдающихся его сотрудников, внесших самый заметный творческий вклад в наши научные и практические достижения. Еще не залечилась рана, вызванная уходом из жизни нашего любимого руководителя (в течении полувека) академика Николая Николаевича Тиходеева и хочется посвятить эти заметки его светлой памяти. В первой части очерка кратко излагается научная деятельность ЛТВН НИИПТ с момента ее создания до 1960 г., когда лабораторию возглавил Н. Н. Тиходеев.

Нынешний 2-й корпус НИИПТ во второй половине 30-х годов прошлого века был специально построен для размещения испытательной высоковольтной базы «Бюро Куйбышевских работ», руководимого академиком А. А. Чернышевым. Бюро работало совместно с лабораторией ТВН ЛПИ и ленинградским Физико-техническим институтом. Оно было создано в 1937 г. для исследования проблем (в том числе высоковольтных), связанных со строительством Куйбышевской ГЭС и проектированием линии электропередачи 400 кВ Куйбышев – Москва. Бюро Куйбышевских работ продуктивно работало вплоть до начала Великой Отечественной войны. В предвоенное время в здании на ул. Курчатова, д. 14 (в те годы Яшумов переулок) действовала уже достаточно крупная высоковольтная лаборатория, укомплектованная испытательными установками предвоенного уровня. Например, здесь уже до Великой Отечественной войны располагался генератор импульсных напряжений башенного типа на напряжение свыше 4 МВ. Из будущих ведущих сотрудников ЛТВН НИИПТ здесь работал только А. В. Корсунцев. К началу 40-х годов прошлого века это был крупнейший по габаритам испытательного

зала высоковольтный центр страны. Во время Великой Отечественной войны высоковольтное значение этого здания было утрачено и оно использовалось для ремонта двигателей военных самолетов.

В связи с образованием в 1945 г. НИИПТ было решено возобновить высоковольтное использование здания, специально сконструированного для целей высоковольтных исследований (большая площадь, высокий потолок). Отдел ТВН (первоначально в 1948–1949 гг. – лаборатория перенапряжений и грозозащиты, затем с 1949 г. – лаборатория ТВН) был организован А. К. Герциком в 1948 г. Лаборатория ТВН первоначально располагалась во 2-м корпусе НИИПТ и на испытательной площадке (так называемом «каскаде») вблизи нынешнего проспекта Науки (в районе современных 3-го и 4-го корпусов НИИПТ).

Создавая ЛТВН НИИПТ, А. К. Герцик сумел привлечь к работе в коллективе опытных сотрудников-высоковольтников и электротехников различной специализации с большим, в ряде случаев еще довоенным, стажем работы в отрасли:

- А. В. Корсунцева – грозовые перенапряжения и грозозащита, заземление электроустановок (вернулся в Ленинград из эвакуации);
- Е. В. Калинина-перенапряжения, электрическая прочность внешней изоляции (вернулся в Ленинград из Свердловска);
- С. С. Шура – коммутационные перенапряжения и защита электроустановок от них (воевал на фронтах Великой Отечественной войны, после ранения окончил ЛПИ в 1945 г. по специальности ТВН, затем там же учился в аспирантуре);
- Н. М. Соломонова – импульсная электрическая прочность изоляции (воевал на фронтах Великой Отечественной войны);
- А. К. Манна – электрическая изоляция кабелей и конденсаторов (во время Великой Отечественной войны обеспечивал Ленинград электроэнергией, прообраз главного героя в романе Д. А. Гранина «Искатели»);
- С. Д. Мерхалева – линейная изоляция и арматура, электрическая прочность внешней изоляции при загрязнении и увлажнении, электрическая прочность внешней изоляции при постоянном напряжении и соответствующих коммутационных импульсах (приехал из Ташкента).

**Абрам Константинович Герцик** (1908–1958 гг.) – основоположник и первый руководитель коллектива ЛТВН НИИПТ, работал в НИИПТ с его основания, руководил ЛТВН НИИПТ с 1948 по 1958 г. и много сделал для роста авторитета НИИПТ в стране в части высоковольтной тематики. Окончил в 1932 г. московский машиностроительный институт. Длитель-

ное время работал в Уралэнерго. Опытный электроэнергетик, во время Великой Отечественной войны он был главным инженером высоковольтной сети Горэнерго. С небольшим коллективом в короткий срок он частично восстановил, а в основном вновь подготовил в НИИПТ на отечественном оборудовании крупнейшую в СССР экспериментальную базу для проведения всесторонних высоковольтных исследований. Основные исследования ЛТВН под его руководством были направлены на решение вопросов ТВН для проектируемых ВЛ 400 кВ Волжская ГЭС – Москва (переменного тока) и  $\pm 400$  кВ Сталинград – Донбасс (постоянного тока).

А. К. Герцик не только успешно руководил коллективом, но занимался также самостоятельной научно-исследовательской работой. Результаты изучения им ионизационных характеристик бумажно-масляной конденсаторной изоляции при воздействии пульсирующего напряжения легли в основу подготовленной к защите кандидатской диссертации.

Главной заслугой А. К. Герцика было приглашение на работу в ЛТВН будущего многолетнего ее заведующего, будущего академика РАН, крупнейшего ученого Николая Николаевича Тиходеева. В 1953 г. в коллектив ЛТВН пришли сокурсники Н. Н. Тиходеева по ЛПИ Дмитрий Егорович Артемьев, Александр Иванович Скойбеда, Александр Алексеевич Филиппов. С участием перечисленных опытных и молодых специалистов в 1960–1970-х гг. Н. Н. Тиходеев создал большой научно-технический коллектив высоковольтников, которым он успешно руководил в течение 50 лет и который сумел решить самые сложные высоковольтные задачи электроэнергетики, включая все аспекты ТВН для ВЛ УВН 1150 кВ переменного тока и  $\pm 750$  кВ постоянного тока.

**Алексей Васильевич Корсунцев** (1906–1995 гг.). Окончил электромеханический факультет ЛПИ в 1930 г. по специальности «Техника высоких напряжений». После окончания ЛПИ был направлен в Высоковольтную Лабораторию Государственного Физико-технического института (ГФТИ), ныне принадлежащую НИИПТ, где проработал до 1938 г. Эта лаборатория в процессе реорганизаций входила сначала в ГФТИ, затем в Электрофизический институт (ЛЭФИ), в НИИ № 9 Наркомата оборонной промышленности и, наконец, в ЛПИ. Лаборатория располагалась как в высоковольтном корпусе ЛПИ, так и (с 1937 г.) в здании, где в настоящее время находится 2-й корпус НИИПТ. С 1948 г. в этом здании расположена ЛТВН НИИПТ, в создании которой, как до Великой Отечественной войны, так и в послевоенные годы самое активное участие принимал А. В. Корсунцев.

Еще в предвоенное время А. В. Корсунцев занимался вопросами грозозащиты и переходных процессов в электрических сетях, а также

проектированием различного специального высоковольтного оборудования (в НИИ № 9), в частности, разработкой мощного дугового вентилля. В научно-технической литературе того времени указывается, что высоковольтная лаборатория, в которой работал А. В. Корсунцев входила в «Бюро Куйбышевских работ ЛПИ».

В 1938 г. в связи с консервацией лаборатории ТВН в НИИ № 9 А. В. Корсунцев поступил на работу в лабораторию ТВН ЛПИ. В этой лаборатории он работал в качестве старшего инженера «Бюро Куйбышевских работ», занимался вопросами проектирования оборудования новой лаборатории ТВН ЛПИ, в том числе проектом импульсного генератора на 8 МВ и проектом установки для испытаний быстродействующих выключателей на отключающую способность («колебательный контур А. А. Горева»). В эти годы А. В. Корсунцевым опубликован ряд важных работ, в том числе в соавторстве с профессором А. А. Горевым статью «Высоковольтная лаборатория ЛПИ – экспериментальная база научно-исследовательских работ по Куйбышевским линиям передачи» (1938 г.). Таким образом, уже в 1930-е годы А. В. Корсунцев наряду с Е. В. Калининым получил признание как один из ведущих высоковольтников страны.

Эти работы были прерваны началом ВОВ. В войне не участвовал, так как с 1932 г. болел туберкулезом легких. После возвращения из эвакуации (г. Саратов, где работал на нефтегазовом заводе начальником электроцеха и затем главным энергетиком), А. В. Корсунцев с начала 1946 г. работал в Ленгидроэнергопроекте. Здесь он занимался вопросами устойчивости параллельной работы, режимами и грозозащитой энергосистем.

С августа 1948 г. А. В. Корсунцев работает в НИИПТ начальником лаборатории перенапряжений и грозозащиты (ЛПИГЗ). В январе 1950 г., когда ЛТВН НИИПТ уже набрала силу, А. В. Корсунцев переводится на должность руководителя группы, а ЛПИГЗ вливается в состав ЛТВН НИИПТ. Под его руководством проведено оснащение лаборатории уникальными для того времени установками, на которых, в частности, были испытаны защитные устройства для опытной передачи постоянного тока Кашира-Москва и для испытательной станции НИИПТ. С января 1950 г. А. В. Корсунцев работает научным руководителем ЛТВН, а с июня 1952 г. – заместителем начальника ЛТВН.

В 1953 г. А. В. Корсунцев защитил в ЛПИ кандидатскую диссертацию (основы которой были получены еще до ВОВ) на тему «Токоограничивающие плавкие предохранители для защиты конденсаторных батарей высокого напряжения от повреждений при пробое конденсаторов». С июня 1953 г. А. В. Корсунцев – старший научный сотрудник ЛТВН, а с

мая 1961 г. – руководитель сектора перенапряжений этой лаборатории. Он проработал в НИИПТ до 1979 г., кратковременно возвращался на работу в 1981 и 1988 гг.

**Евгений Васильевич Калинин** прожил долгую и насыщенную событиями жизнь. Родился в 1901 г. в семье пограничного офицера из терских казаков (г. Ленкорань, Азербайджан), в годы гражданской войны входившего в правительство генерала Деникина. В 1918 г. закончил Тифлисскую гимназию военного ведомства (б. кадетский пажецкий корпус). В 1918 г. в г. Ставрополе был мобилизован в Белую армию, где служил рядовым в 1918–1919 гг., затем был мобилизован в г. Геленджике в Красную армию, где служил красноармейцем в 1920–1923 гг.

В 1930 г. окончил Ленинградский Политехнический институт по кафедре «Техника высоких напряжений». С 1926 по 1941 г. работал в Ленинграде (в Ленэнерго и на заводе «Электроаппарат»), занимался высоковольтными испытаниями изоляторов и электрооборудования. В эти годы Е. В. Калинин приобрел значительный исследовательский и практический опыт в области высоковольтных испытаний и исследований. Еще в 1938 г. им была написана монография «Исследование перенапряжений в электроустановках», выпущенная Госэнергоиздатом и поставившая его в ряды лучших высоковольтников страны. Первая его «высоковольтная» статья об исследованиях в высоковольтной лаборатории Ленэнерго, созданной им для испытаний электрооборудования Волховской ГЭС, опубликована в историческом (первом!) номере журнала «Электрические станции» (1930 г.).

С 1941 по 1951 гг. Е. В. Калинин работал в г. Свердловске, с 1941 по 1948 гг. на заводе «Уралэлектроаппарат» (руководитель высоковольтной лаборатории), в 1948–1951 гг. он занимался преподавательской работой в Уральском Политехническом институте, там же в 1949 г. защитил кандидатскую диссертацию на тему «Методика измерений перенапряжений при исследовании в аппаратах и вращающихся машинах».

Поступил в НИИПТ в 1951 г., проработал здесь 25 лет (с 1961 г. – руководитель сектора) и уволился в 1976 г. Он был одним из старейших высоковольтников страны.

Основными своими практическими достижениями Е. В. Калинин, как он отмечал в своей автобиографии (1951 г.), было создание им «на ровном месте» высоковольтных лабораторий в Ленэнерго и на заводах «Электроаппарат» и «Уралэлектроаппарат». Во всех этих лабораториях Е. В. Калинин работал руководителем. Большой объем накопленных экспериментальных данных позволил ему защитить в 1967 г. в ЛПИ докторскую диссертацию, в которой Евгений Васильевич обобщил и статистически обосновал результаты всех проведенных им испытаний и ис-

следований, дал рекомендации по выбору внешней изоляции аппаратов высокого напряжения. Е. В. Калинин блестяще владел методиками математической обработки экспериментальных данных и основными европейскими языками.

**Сергей Дмитриевич Мерхалев** (1916–1986 гг.) был, по-видимому, единственным из старейших сотрудников-корифеев ЛТВН, не получившим специального «высоковольтного» образования и практики. Несмотря на это, природная смекалка и хорошая общая электротехническая подготовка быстро выдвинули С. Д. Мерхалева в ряд специалистов, способных эффективно решать самые разнообразные высоковольтные задачи и проблемы. При этом ему удалось создать лучшую в стране и одну из лучших в мире школу исследований работы внешней изоляции электроустановок в условиях загрязнения и увлажнения, особенно в реальных условиях эксплуатации.

В 1939 г. С. Д. Мерхалев окончил энергетический факультет Средне-Азиатского Индустриального института (г. Ташкент) по специальности инженер-электрик. В 1939–1944 гг. работал на различных промышленных предприятиях, в том числе начальником электроцехов заводов в Киргизии, Узбекистане и Туркмении. В 1944–1945 гг. был курсантом военного училища. В 1945–1946 гг. работал младшим научным сотрудником в Энергетическом институте АН УзССР (г. Ташкент), в 1946–1948 гг. преподавал физику и математику в старших классах средней школы (Ташкентская обл.).

В НИИПТ Сергей Дмитриевич работал с 1948 по 1986 г. и проявил себя как специалист-электротехник весьма широкого профиля. С 1948 г. – старший инженер, затем младший научный сотрудник и старший научный сотрудник вновь созданной ЛТВН НИИПТ, с 1952 г. – ответственный исполнитель работ, с 1953 г. – руководитель научно-исследовательской группы, с 1964 г. – руководитель сектора загрязненной изоляции.

В период становления ЛТВН он занимался вопросами выбора внешней изоляции электропередачи постоянного тока  $\pm 400$  кВ, исследованиями импульсных характеристик гирлянд изоляторов и аппаратов для электропередач переменного тока 110–500 кВ, а также исследованиями заземлителей при протекании импульсных токов. В 1960 г. он защитил в ЛПИ кандидатскую диссертацию на тему «Исследование мокроразрядного напряжения изоляторов при воздействии постоянного напряжения». Принимал непосредственное и очень активное участие в создании, обновлении и наладке экспериментальной базы ЛТВН НИИПТ.

Начиная с 1958 г. С. Д. Мерхалевым и его сотрудниками проведены многолетние обширные работы по исследованию разрядных напряжений изоляторов и изоляционных конструкций в загрязненном и увлажненном

состоянии, создана современная экспериментальная база для таких исследований. С. Д. Мерхалев и его школа получили неформальный, а затем и формальный статус ведущей организации страны по этому направлению, имевшей очень большой авторитет.

Широкий спектр проведенных С. Д. Мерхалевым исследований и работок позволил ему в 1973 и 1983 годах выпустить в соавторстве монографии, посвященные вопросам выбора и эксплуатации линейной и подстанционной изоляции в загрязненных районах. Он очень любил работать с молодежью, прививать молодым сотрудникам необходимые для успешной работы знания.

**Николай Морицевич Соломонов** (1908–1968 гг.) родился в семье члена партии «Народная Воля», в 1930 г. окончил Белорусский Государственный Университет, физико-математическое отделение. В 1930–1931 гг. работал главным метрологом палаты мер и весов Белоруссии. В 1936 г. окончил также физико-механический факультет ЛПИ. Получив отличное физико-математическое образование, Н. М. Соломонов еще в конце 1930-х годов провел обширные исследования и расчеты, на основе которых опубликовал статьи по генераторам импульсных напряжений (ГИН) и генераторам импульсных токов (ГИТ), а также теоретически обосновал и внедрил в ЛПИ схемы их синхронизации. Эти классические работы как практическое руководство для создания ГИН и ГИТ, а также схем их совместной работы, были реализованы в нескольких высоковольтных лабораториях страны. В 1936–1941 гг. с перерывом на армейскую службу (война с Финляндией) Н. М. Соломонов работал научным сотрудником на кафедре ТВН ЛПИ.

Участник ВОВ, которую заканчивал на территории Румынии, Венгрии, Австрии. Был помощником начальника штаба артиллерийской дивизии, в 1946 г. демобилизовался в звании майора. Во время войны был контужен. Награжден несколькими боевыми орденами и медалями.

В 1934–1936 и 1946–1947 гг. преподавал в высшей электротехнической военной Академии. В 1948 г. бывший боевой офицер, прослуживший в армии около 8 лет, и высококвалифицированный высоковольтник поступил на работу в НИИПТ на должность старшего научного сотрудника. В НИИПТ быстро наладил импульсные исследования высоковольтной изоляции, но успел проработать только немногим более года. В 1949 г. по ложному доносу Н. М. Соломонов был арестован, обвинен в антисоветской агитации и осужден на 25 лет. С 1949 по 1954 г. во время заключения работал инженером в проектно бюро МВД. В 1954 г. полностью реабилитирован и освобожден. В 1955 г. вернулся на работу в НИИПТ на должность старшего научного сотрудника. Это был человек,

сохранивший жизненный оптимизм, но больной и физически совершенно разбитый.

В течение оставшихся сравнительно недолгих лет работы в ЛТВН НИИПТ Николай Морицевич проявил себя как высококвалифицированный специалист в области импульсных исследований электрической прочности линейной и подстанционной изоляции для электропередач высокого и сверхвысокого напряжения переменного и постоянного тока. В 1957 г. защитил в ЛПИ кандидатскую диссертацию на тему «Схема синхронизации генератора импульсов высоких напряжений и генератора импульсов тока».

Большое внимание Н. М. Соломонов уделял совершенствованию лабораторной испытательной базы, в частности, модернизировал ГИН 4,3 МВ и разработал новую мощную установку постоянного напряжения на 1,5 МВ. Он проработал в НИИПТ до 1968 г., практически до конца своих дней.

**Анатолий Карлович Манн** (1913–1986 гг.) – крупный специалист в научном и практическом освоении силовых кабельных линий электропередачи и в других вопросах ТВН работал в ЛТВН НИИПТ с 1955 по 1986 г. Окончил ЛПИ в 1938 г. по специальности «тепловые электрические станции». В 1941–1955 гг. работал в кабельной сети Ленэнерго, последние должности – начальник службы изоляции и испытаний и главный инженер Северного района. Во время ВОВ обеспечивал электроэнергией население и предприятия города, за эту работу награжден правительственными наградами. За годы работы в Ленинградской кабельной сети А. К. Манн научно обосновал и практически внедрил эффективные методы отыскания мест повреждения кабелей, получившие широкое распространение во многих регионах страны и легшие в основу его кандидатской диссертации. Диссертационная работа на тему «Методы непосредственного нахождения мест повреждения изоляции силовых кабелей» была защищена Анатолием Карловичем в ЛПИ в июне 1955 г. и тогда же он поступил на работу в НИИПТ, сначала старшим научным сотрудником в измерительную лабораторию, а с 1961 г. до последних дней жизни работал руководителем сектора бумажно-масляной изоляции ЛТВН НИИПТ.

В НИИПТ под руководством А. К. Манна разработаны и внедрены изоляционные конструкции ВТВ, конденсаторов для мощных батарей, вводов и токопроводов. Кроме этого Анатолий Карлович занимался исследованиями работы бумажно-масляной изоляции силовых конденсаторов, кабелей и вводов; совершенствованием методов регистрации частичных разрядов, разработкой методики длительных испытаний силовых конденсаторов, определением мест повреждения изоляции в

кабельных линиях дальних передач постоянного тока (метод проверен на ППТ Кашира – Москва).

О творческом пути **С. С. Шура** см. статью «Памяти Соломона Саулловича Шура» в настоящем сборнике.

Это были самые опытные ветераны-высоковольтники нашей лаборатории. Кроме перечисленных крупнейших специалистов при А. К. Герцике в лаборатории работали опытные инженеры электрики и высоковольтники: Николай Александрович Воскресенский, к.т.н. Лидия Владимировна Егорова, Галина Борисовна Зобова, Ольга Владимировна Карпова, Ольга Тимофеевна Ковальская, Елена Вячеславовна Корбут, Николай Константинович Никольский, Луиза Васильевна Петрова, Кира Ивановна Покровская, Виктор Степанович Степанов, Галина Николаевна Струнина, Алексей Николаевич Тушнов, Лидия Павловна Цепакина и другие. Отметим, что в 1950–1953 гг. в ЛТВН работали в дальнейшем крупные специалисты других подразделений НИИПТ Е. С. Гройс, Д. Е. Кадомский и Е. А. Марченко.

Экспериментальные установки ЛТВН в 1950-е годы располагались во втором корпусе НИИПТ (большой и два малых высоковольтном зала) и на «каскаде».

Во втором корпусе НИИПТ располагались:

- созданный еще до ВОВ генератор импульсных напряжений 4,3 МВ, с емкостью в ударе около 0,016 мкФ;
- испытательная установка переменного напряжения с немецким трансформатором 500 кВ·А, 1000 кВ, питающаяся от специального мотор-генератора;
- кенотронная многоступенчатая установка постоянного напряжения на 1500 кВ, изготовленная по разработке НИИПТ в г. Дрезден, а также ряд других испытательных установок.

На «каскаде» располагались:

- каскад испытательных трансформаторов 3×750 кВ; 1 А;
- небольшие опытные пролеты ВЛ 400 кВ постоянного напряжения и 500 кВ переменного напряжения;
- простейшие установки для измерения потерь на корону при переменном и постоянном напряжениях, а также ряд других испытательных установок.

В целом испытательные установки постоянного и переменного напряжения ЛТВН НИИПТ к 1960 г. не имели достаточной мощности, а также не обеспечивали достаточного уровня испытательного напряжения для проектируемых электропередач СВН.

Основными направлениями работ ЛТВН в рассматриваемый период (приблизительно до 1960 г.) были:

- выдача рекомендаций на основе исследований и расчетов по всем вопросам ТВН для проектируемой электропередачи постоянного тока  $\pm 400$  кВ;
- выдача рекомендаций на основе исследований и расчетов по всем вопросам ТВН для первых электропередач переменного тока 400–500 кВ;
- усовершенствование экспериментальной базы лаборатории первого поколения;
- оснащение и освоение во 2-м корпусе кроме большого испытательного зала двух малых испытательных залов для испытаний соответственно внешней и внутренней изоляции;
- создание в одном из малых залов испытательной камеры увлажнения изоляторов и первые шаги по освоению реалистичной методики испытаний на переменном и постоянном напряжениях искусственно загрязненных и увлажненных изоляторов;
- часто и поныне цитируемая за рубежом, вероятно, первая в мире работа по исследованию разрядных напряжений загрязненных изоляторов при постоянном напряжении (см. статью А. К. Герцика, А. В. Корсунцева и Н. К. Никольского в первом выпуске «Известий НИИПТ»), для проведения которой была выделена большая площадь на 2-м этаже 2-го корпуса НИИПТ. Однако эта работа была чрезвычайно слаба в методическом отношении, и полученные результаты неверно отражали влияние загрязнения на работу изоляторов при постоянном напряжении.
- исследование разрядных напряжений изоляторов и воздушных промежутков при постоянном напряжении и перенапряжениях для ВЛ ППТ в сухом состоянии и под дождем;
- выбор защитной арматуры для изоляторов и изоляционных конструкций, выбор заземляющих устройств и др.

В 1948 г. выпущено 6 первых отчетов о НИР (все расчетного характера, среди авторов Н. К. Никольский, С. С. Шур и сотрудники ЛТВН ЛПИ). В 1949 г. выпущено уже 11 отчетов по НИР, в том числе первые работы по высоковольтным испытаниям изоляторов и воздушных промежутков (С. Д. Мерхалев) и по расчету потерь на корону (Л. В. Егорова), в 1950 г. – 15 отчетов. При этом следует отметить, что если во 2-м корпусе НИИПТ с самого начала рассматриваемого периода велись достаточно серьезные

экспериментальные предпроектные исследования, то на «каскаде» большинство работ до прихода Н. Н. Тиходеева были расчетно-обзорными. О творческом и жизненном пути Н. Н. Тиходеева см. «Известия НИИ постоянного тока», 2008, № 63.

Первыми отчетами, подготовленными и выпущенными Н. Н. Тиходеевым в НИИПТ были «Разработка схемы выпрямительной установки для профилактических испытаний кабеля, линии Сталинградская ГЭС – Донбасс» (1955 г.); «Выбор изоляции, габаритных расстояний и расчет потерь на корону (1955 г.)», «К расчету поля между анодом и катодом вентиля» (1955 г.), «Обзор по короне на постоянном и переменном токе (1955 г.)». В 1956 г. Николай Николаевич выпустил отчеты по выбору изоляции и электрических габаритов, а также по расчету потерь на корону для проектируемой ППТ Сталинградская ГРЭС – Донбасс, по исследованию физических процессов, связанных с короной, на проводах ВЛ при изморози, инее, гололеде и дожде и ряд других. Таким образом, первые и последние (в 21 веке) работы Н. Н. Тиходеева были посвящены проблемам электропередач постоянного тока, в то время как подавляющую часть своей творческой жизни он посвятил электропередачам переменного тока.

В 1956 г. Н. Н. Тиходеев совместно с А. Н. Тушновым приступил к своей фундаментальной экспериментальной работе, продолженной в последующие годы, по исследованию электрической прочности воздушных промежутков. Первыми были простейшие промежутки «стержень–стержень» и «стержень–плоскость». Важно отметить, что полученные в рассматриваемый период становления ЛТВН НИИПТ данные об электрической прочности воздушных промежутков различной конфигурации при постоянном и переменном напряжениях не устарели и в настоящее время широко используются при проектировании новых электропередач сверхвысокого напряжения.

В период становления ЛТВН ее заведующим был А. К. Герцик, а заместителем его Н. А. Воскресенский. Отметим, что в дальнейшем (по настоящее время) заведующими ЛТВН также были Н. Н. Тиходеев, В. Л. Дмитриев, Л. Л. Владимирский. Заместителями заведующего ЛТВН в разные годы были А. В. Корсунцев, А. К. Манн, Г. Э. Крастин, А. И. Скойбеда, В. И. Попков, Г. А. Шаталин, М. В. Ушакова и др.

Примерно первые 10 лет ЛТВН подразделялась на научно-исследовательские группы, которыми руководили Н. Н. Тиходеев, А. В. Корсунцев, А. К. Манн, Е. В. Калинин. В 1960-е годы в лаборатории были созданы научно-исследовательские сектора, в середине 70-х годов их число возросло до девяти. Первыми руководителями секторов еще при А. К. Герцике

были Н. Н. Тиходеев, А. В. Корсунцев, А. К. Манн. Позднее уже при Н. Н. Тиходееве Е. В. Калинин, С. С. Шур, С. Д. Мерхалев, Л. С. Перельман, Г. Э. Крастин, А. Г. Левит, Ю. М. Гутман, А. И. Скойбеда, В. И. Попков, Ю. И. Иоссель и др.

В рассматриваемые годы ЛТВН установила прочные контакты с проектировщиками дальних электропередач из ОДП (Москва) и СЗО (Ленинград) института «Энергосетьпроект», сохранившиеся до 1990-х годов (особо дружеские и прочные контакты были с Б. И. Смирновым, А. С. Зеличенко, В. А. Горошкиной, Л. Л. Петерсоном, А. И. Курносковым, К. П. Крюковым, М. Л. Фельдманом и другими). ЛТВН активно взаимодействовала с работниками Главного технического управления по эксплуатации энергосистем Минэнерго СССР, в особенности с К. М. Антиповым и С. Е. Алферовым. Сотрудники ЛТВН часто выезжали на расследования аварий в электрических сетях, хотя широких контактов с энергосистемами до 1960 г. еще не было.

На стыке двух эпох – становления и подъема ЛТВН НИИПТ – появилась новая творческая волна высококвалифицированных сотрудников (Наталья Павловна Александрова, Елена Евгеньевна Бресткина, Нина Николаевна Бушихина, Лев Львович Владимирский, Анатолий Викторович Воробьев, Борис Иосифович Гордин, Ольга Никитична Гречко, Юлий Матусберович Гутман, Людмила Ивановна Давыдова, Елизавета Израилевна Казачкова, Феликс Гиршевич Кайданов, Геннадий Эдуардович Крастин, Вадим Викторович Крыжановский, Лидия Ефимовна Кузнецова, Александр Григорьевич Левит, Елена Самуиловна Майзель, Лазарь Соломонович Перельман, Владимир Иванович Попков, Софья Наумовна Рожавская, Павел Залманович Рохинсон, Вера Михайловна Рудакова, Евгений Аронович Соломоник, Александр Серафимович Сохранский, Нина Ивановна Степина, Мария Петровна Табарданова, Николай Иванович Тесов, Вячеслав Александрович Тихомиров, Бецалель Рувим-Танхунович Шперлинг, Тамара Васильевна Яковлева и многие другие), о некоторых из них предполагается рассказать в следующей части очерка.

Для полноты картины нельзя не вспомнить сотрудников-ветеранов ЛТВН, непосредственно не участвовавших в проведении НИР, но внесших большой вклад в выполнение и оформление работ, в атмосферу взаимопонимания и товарищества в коллективе: секретарей-машинисток Людмилу Васильевну Багирову, Галину Анатольевну Кукуричкину и Нелли Владимировну Антонову, фотографа Александра Ивановича Пикалова, редактора Лидию Константиновну Холодякову, специалистов по уходу за оборудованием и высококвалифицированных электромонтеров,

обеспечивавших подготовку и проведение испытаний: Николая Федосеевича Гармаша, Геннадия Григорьевича Иванова, Василия Яковлевича Кудряшова, Константина Алексеевича Павлова, Серафима Сергеевича Преображенского, Виктора Степановича Степанова, Галину Николаевну Струнину, Виктора Васильевича Чернышова, Владимира Олеговича Щербачева, Леонида Владимировича Яшкова и других.

С грустью приходится отметить, что в последнее время питерская школа ТВН понесла невосполнимые потери: Георгий Николаевич Александров, Владимир Евгеньевич Кизеветтер, Михаил Владимирович Костенко, Георгий Станиславович Кучинский, Николай Николаевич Тиходеев, Михаил Львович Фельдман. К этому скорбному списку приходится добавить Юрия Яковлевича Иоссея и Дмитрия Евгеньевича Кадомского, также работавших в нашем высоковольтном коллективе в 1980–1990-е годы.

В 2009–2010 гг. ушли из жизни старейшие сотрудники ЛТВН НИИПТ Вадим Викторович Крыжановский (1933–2010 гг.) и Георгий Александрович Шаталин (1932–2009 гг.). Вадим Викторович после окончания в 1958 г. ЛПИ по кафедре ТВН был направлен на работу в НИИПТ в группу перенапряженцев, где быстро стал ведущим специалистом в области коммутационных перенапряжений и средств защиты от их действия. Он был прекрасным экспериментатором и глубоким профессионалом в части вентильных разрядников и ограничителей перенапряжений. Всю свою творческую жизнь он связал с НИИПТ, где проработал до 1996 г. Георгий Александрович окончил в 1954 г. ЛПИ по кафедре ТВН и долгие годы посвятил работе на заводе «Севкабель». Здесь он стал ведущим специалистом по высоковольтным кабелям, работал на заводе в различных должностях, в том числе главным инженером и генеральным директором. В ЛТВН НИИПТ работал с 1984 по 2002 г.

УДК 06.05: 621.311

Ю. А. Асанбаев, д.т.н.; Т. Г. Горелик, к.т.н. – ОАО «НИИПТ»,  
Санкт-Петербург

## **ОАО «НИИПТ»: Отдел АСУ вчера, сегодня, завтра!**

---

История разработки российских автоматизированных систем управления началась в 1960-х годах одновременно с возникновением отечественных средств вычислительной техники. В это время в СССР появились специальные лаборатории, занимающиеся работой в данной области. В НИИПТ была создана лаборатория автоматизированных систем управления, положившая начало работам данного направления в институте. Основным видом деятельности данного подразделения ОАО «НИИПТ» стала разработка систем управления для передач и вставок постоянного тока. С 1985 г. отдел начал разработки систем управления для подстанций переменного тока.

Первая промышленная автоматизированная система управления, созданная специалистами отдела АСУ, была разработана на базе первого в СССР полупроводникового вычислительного комплекса «Днепр». Система была внедрена в 1976 г. на подстанции постоянного тока  $\pm 400$  кВ «Михайловская». Несмотря на скромные возможности вычислительной техники первого поколения, в системе решался комплекс задач установившегося режима. Особенно значимой стала реализация для эксплуатационных служб подстанции контроля углов зажигания ртутных вентилей, которая на тот период времени не имела решения другими способами.

При разработке и внедрении промышленной системы АСУ ТП ПС  $\pm 400$  кВ «Михайловская» специалистами ОАО «НИИПТ» впервые был реализован целый комплекс мероприятий по проектированию, шеф-монтажу и сопровождению системы. В тесном сотрудничестве с эксплуатационными службами были решены задачи наладки, испытаний, питания, заземления и экранирования. Все эти вопросы рассматривались впервые, на подстанциях переменного тока не существовало систем, работающих в реальном времени.

Значительным достижением отдела АСУ стало создание системы автоматизации мощного стенда 500 кВ, предназначенного для испытаний в Минэнерго СССР оборудования сверхмощной передачи постоянного тока 1500 кВ Экибастуз–Центр. Данная система была создана на базе управляющего вычислительного комплекса УВК М-6000 и введена в

промышленную эксплуатацию в 1979 г. На ней был проведен значительный объем исследований:

- помехообразующих влияний;
- методов заземления комплекса (предоставлялась уникальная возможность выбора между общеподстанционным заземлением и автономным, вынесенным за общий контур заземлением);
- путей распространения помех (что особенно важно для преобразовательных подстанций, где при коммутации вентилей 12 раз в период генерируются килогерцовые импульсы длительностью около 300 мкс);
- форм представления информации дежурному персоналу;
- общей структуры архивов.

Следующий этап развития АСУ ТП в отделе пришелся на середину 1980-х годов и ознаменовался созданием мощных комплексов, которые могли составить достойную конкуренцию европейским разработкам. Одна из первых таких автоматизированных систем управления была установлена на Выборгской преобразовательной подстанции 330/400 кВ, осуществляющей передачу электроэнергии в Финляндию. Созданная АСУ ТП на базе управляющих вычислительных комплексов СМ-2М и СМ-1М охватывала около 500 аналоговых и 2500–3000 дискретных сигналов. Она обеспечивала отображение технологической информации о состоянии оборудования для оперативного персонала в нормальном режиме работы энергообъекта. Данная система побила все рекорды надежности и живучести вычислительных средств, проработав в режиме непрерывной эксплуатации более 25 лет.

Особые требования предъявлялись к интерфейсу «оператор-система», который разрабатывался в тесном контакте с эксплуатационным персоналом Выборгской преобразовательной подстанции и учитывал особенности данной конкретной подстанции. При разработке и внедрении Выборгского комплекса впервые в отечественной электроэнергетической практике отделом АСУ ОАО «НИИПТ» были решены следующие задачи:

- в 1985 г. внедрен первый отечественный цифровой осциллограф для электроэнергетики разработки НИИПТ, который использовался около двадцати лет. На его базе специалистами отдела АСУ был впоследствии создан программный комплекс для обработки и отображения аварийной информации от распределенных разнородных устройств регистрации, представленный в настоящее время в составе системы АСУ ТП на многих объектах ОАО «ФСК ЕЭС»;
- произведена метрологическая аттестация комплекса по специальной программе, утвержденной Минэнерго, Госстандартом и Ленэнерго.

По разработанной отделом АСУ методике впоследствии был аттестован ОИК Ленэнго;

- разработаны и внедрены датчики аналоговых и дискретных сигналов, ставшие базой для витебских датчиков серии Е, выпускаемых и в настоящее время;
- разработана и внедрена уникальная система регистрации качества электроэнергии на соответствие контрактным условиям. Данная система регистрировала влияние энергосистем Финляндии и Норвегии, короны в сети 400 кВ и даже воздействие возмущений солнечной активности;
- совместно с ФГУП «ВЭИ» созданы системы диагностики синхронных компенсаторов 100 и 150 МВ·Ар, внедренные в конце 1990-х годов, и системы диагностики силовых трансформаторов.

Особенно важным являлся комплекс работ по отображению и хранению аналоговой и дискретной информации в нормальных и аварийных режимах. Данный комплекс прошел на подстанции многолетнюю проработку с целью максимального учета конкретных особенностей автоматизируемого объекта и специфики восприятия информации оперативным и неоперативным персоналом. Результаты работы над данным комплексом позволили оптимизировать требования электроэнергетики к объему дискретной информации, предоставляемой оператору. Была сформирована современная концепция системы представления информации.

В середине 1990-х годов отдел АСУ ОАО «НИИПТ» вышел за рамки постоянного тока и начал вести разработки для крупных подстанций переменного тока. Особенно успешно внедрялись цифровые осциллографы на базе машин РМОТ и ТВСО Северодонецкого НПО «Импульс». Осциллографы были установлены на всех подстанциях 1150 кВ «Экибастузская», «Кокчетавская», «Кустанайская», на подстанции 750 кВ «Белый Раст», на подстанциях 500 кВ «Владимирская» и «Луч», на Колымской ГЭС и на других объектах. В этот же период по договору с ОАО «Газпром» была разработана и прошла успешные натурные испытания АСУ ТП для блочной газотурбинной электростанции. АСУ обеспечивала автоматический разогрев контейнеров, запуск двигателя и синхронизацию генератора. Реализация данного проекта позволила специалистам отдела приобрести первоначальный опыт интеграции в единую систему комплексов разных изготовителей с самыми различными техническими характеристиками и интерфейсами.

К этому моменту отделом АСУ ОАО «НИИПТ» был уже накоплен значительный опыт практического внедрения разных систем автоматизации в электроэнергетике. Это позволило поставить вопрос о разработке

отечественного управляющего вычислительного комплекса (УВК). Партнером ОАО «НИИПТ» по решению данной задачи стал Российский научно-исследовательский институт космического приборостроения (ФГУП «РНИИ КП»), специалистами которого был создан набор входных модулей УСО. Данная разработка являлась единственной в своем роде за счет специализации комплекса непосредственно на использование его в электроэнергетике, тогда как другие системы были ориентированы на решение задач автоматизации тепловых электростанций. Назначение комплекса обусловило модульность его построения и наличие в нем системы единого времени. Указанные требования были написаны в начале 1990-х годов. Потребовалось более 10 лет, чтобы убедить производителей технических средств в правильности данного подхода к построению систем автоматизации для электроэнергетики.

Результатом сорокалетней научно-исследовательской работы и практического опыта внедрения АСУ ТП стал уникальный программный комплекс СКАДА-НИИПТ. Его созданию предшествовала работа по решению основополагающих вопросов создания АСУ ТП. Проводился детальный анализ особенностей отечественных энергообъектов, определялись задачи для автоматизированных систем управления, разрабатывались различные варианты программно-технических решений.

СКАДА-НИИПТ является специализированной системой, направленной на решение задач автоматизации энергообъектов. Получая разностороннюю информацию от интегрированных в АСУ ТП подсистем, СКАДА-НИИПТ позволяет производить сбор и регистрацию в реальном масштабе времени информации об аварийных и установившихся процессах, проводить комплексную обработку информации, создавать архивы и отображать информацию в графических и табличных формах. СКАДА-НИИПТ дает возможность обслуживающему персоналу управлять энергетическим объектом, проводить анализ установившихся режимов и аварийных процессов и создавать различные отчетные документы и ведомости по состоянию энергообъекта.

В последнее десятилетие отдел АСУ активно развивается: увеличиваются производственные возможности, расширяется численный состав отдела, повышается профессиональный уровень персонала, растут объем и качество продукции. Основной нашей задачей, по-прежнему, остается отслеживание и учет постоянно меняющихся требований к системам, потребностей заказчиков, разработка и освоение новых техник и технологий. В настоящее время основная продукция отдела – программный комплекс СКАДА-НИИПТ, представлен на 25 объектах ОАО «ФСК ЕЭС» и на многих энергообъектах, находящихся в ведении других компаний.

В настоящий момент специалистами ОАО «НИИПТ» устанавливаются системы АСУ ТП на энергообъектах, имеющих стратегическое значение для проведения зимних Олимпийских игр – Сочи 2014: ПС 110 кВ «Роза Хутор», «Лаура», ПС 220 кВ «Поселковая», «Псоу» и Краснополянская ГЭС. Специалистами отдела осуществляются все этапы разработки и внедрения автоматизированных управляющих систем, начиная от проектирования и заканчивая сопровождением уже работающих комплексов.

Мы – российские разработчики, с оптимизмом смотрим в будущее, создавая и разрабатывая свои системы АСУ ТП на базе инновационных технологий и с максимальным учетом требований российской энергетики.

## Памяти Соломона Сауловича Шура

---



**Соломон Саулович Шур**  
(1920–2009 гг.)

В августе 2009 г. на 90-м году жизни скончался старейший сотрудник НИИПТ, **доктор технических наук, профессор, заслуженный** деятель науки и техники РФ Соломон Саулович Шур.

Соломон Саулович Шур родился 9 января 1920 г. в г. Орша (Белоруссия). С 1922 г. проживал в Ленинграде (Санкт-Петербурге). В 1937 г. он окончил среднюю школу и тогда же поступил на электромеханический факультет Ленинградского Политехнического института (ЛПИ). Успешную учебу прервала Великая Отечественная война: С. С. Шур добровольцем ушел на фронт. В качестве рядового и командира отделения связи он участвовал в боевых действиях на Ленинградском, Волховском и Сталинградском фронтах. С. С. Шур был дважды ранен и в 1943 г. демобилизован по инвалидности вследствие ранения. За участие в Великой Отечественной войне С. С. Шур был награжден орденом «ВОВ II степени» и боевыми медалями, в том числе «За боевые заслуги», «За оборону Ленинграда» и «За оборону Сталинграда».

В 1943 г. С. С. Шур продолжил учебу в ЛПИ и окончил институт в 1945 г. по специальности «Техника высоких напряжений». Уже в те годы в нем проявилась яркая способность к самостоятельной научно-исследовательской работе, глубокие познания в математике и физике. С. С. Шур был принят в аспирантуру ЛПИ по кафедре «Электрические сети и системы», где проучился в 1945–1948 гг.

В 1948 г. Соломон Саулович поступил на работу в недавно созданный научно-исследовательский институт постоянного тока (НИИПТ) в Лабораторию перенапряжений и грозозащиты на должность младшего научного сотрудника. В эти годы С. С. Шур повышал свой научный уровень и творческий потенциал под влиянием таких крупных специалистов и творческих личностей, как Н. Н. Щедрин, М. Л. Левинштейн, О. В. Щербачев. С этого времени и до конца жизни научная деятельность С. С. Шура

была связана с изучением переходных процессов и перенапряжений в электрических сетях и разработкой методов защиты от них. С середины 1950-х годов научная работа близко свела С. С. Шура с выдающимся ученым, многолетним руководителем Отдела техники высоких напряжений (ТВН) НИИПТ Н. Н. Тиходеевым. Это творческое сотрудничество продолжалось около 50 лет и принесло крупные научные и практические результаты.

Еще в 1956 г. научный консультант НИИПТ, профессор Н. Н. Щедрин писал: «Соломон Саулович Шур несомненно является одним из способнейших сотрудников НИИПТ. Лично С. С. Шуром и под его руководством выполнен целый ряд важных исследований по раскрытию природы внутренних перенапряжений и установлению эффективных мер борьбы с ними».

К концу 60-х – середине 70-х годов прошлого века созданная и руководимая С. С. Шуром группа высококвалифицированных специалистов в области исследований внутренних (коммутационных и резонансных) перенапряжений в электрических сетях стала одной из самых авторитетных не только в СССР, но и за рубежом. Группой было проведено большое количество натуральных измерений характеристик перенапряжений в энергосистемах, которые подтвердили результаты теоретических исследований и расчетов.

Все «перенапряженцы» из группы С. С. Шура и, в первую очередь, он сам прекрасно владели необходимым математическим аппаратом и сложной техникой измерения параметров переходных процессов в электрических сетях. Немало специалистов из группы С. С. Шура, ныне работают в различных организациях электроэнергетической отрасли.

Тесное сотрудничество С. С. Шура с Н. Н. Тиходеевым и Д. Е. Артемьевым под идейным руководством Н. Н. Щедрина привело к созданию широко известных монографий по исследованиям перенапряжений и переходных процессов в электрических сетях и по статистическим методам выбора изоляции электроустановок с учетом применения средств ограничения перенапряжений.

В 1949 г. С. С. Шур защитил кандидатскую диссертацию на тему «Резонансные явления в системах передачи энергии постоянным током», а в 1968 г. – докторскую диссертацию на тему «Статистическая теория внутренних перенапряжений для электропередач переменного тока высших классов напряжения».

В 1988 г. Соломону Сауловичу было присвоено звание «Заслуженный деятель науки и техники РФ» и ученое звание профессора.

Основные научные достижения С. С. Шура и его коллег были получены по следующим направлениям ТВН и электроэнергетики:

- разработка нелинейной теории резонансных перенапряжений;
- разработка и внедрение в исследовательскую и проектную практику базирующихся на результатах многолетних сетевых испытаний статистических методов прогнозирования внутренних перенапряжений;
- разработка и внедрение на электропередачах напряжением до 1150 кВ системы защиты от внутренних перенапряжений;
- разработка методики формирования технических требований и статистического контроля качества ограничителей перенапряжений;
- создание компактных подстанций напряжением 500 и 750 кВ;
- выявление областей рационального применения нелинейных ограничителей перенапряжений и внедрение их в проектную практику;
- разработка теоретических вопросов, экспериментальные исследования и разработка термогрязестойких ограничителей перенапряжений.

В течение ряда лет С. С. Шур был научным руководителем комплексной темы РАО «ЕЭС России» «Разработка руководящих указаний по защите от внутренних и грозовых перенапряжений сетей 6–1150 кВ». В 1999 г. эта разработка С. С. Шура и его коллег была обобщена в Руководящих указаниях, изданных в качестве директивного документа.

Основные результаты работ С. С. Шура отражены в 4 монографиях, более чем в 50 опубликованных в открытой печати статьях. Им было получено более 20 авторских свидетельств на изобретения. С 1973 (№ 19) по 2001 г. (№ 58) С. С. Шур был членом редколлегии «Известий НИИПТ».

В 2006 г. издательством «Гуш-Дан Университет» была выпущена последняя работа С. С. Шура «Некоторые нелинейные задачи электроэнергетики».

Светлая память о выдающемся специалисте и прекрасном высокоэрудированном человеке Соломоне Сауловиче Шуре навсегда сохранится в памяти всех, кто работал с ним в НИИПТ, а опубликованные им работы еще долгие годы будут использоваться электроэнергетиками.

## **Список научных трудов Соломона Сауловича Шура**

### **Монографии**

1. Марченко Е. А., Розовский Ю.А., Шур С. С. Продольная емкостная компенсация линий электропередачи. Госэнергоиздат, 1957, 48 с.
2. Артемьев Д. Е., Тиходеев Н. Н., Шур С. С. Статистические основы выбора изоляции линий электропередачи. М.–Л., Энергия, 1965, 376 с.

3. Артемьев Д. Е., Тиходеев Н. Н., Шур С. С. Координация изоляции линий электропередачи. М.–Л., Энергия, 1966, 282 с.
4. Тиходеев Н. Н., Шур С. С.. Изоляция электрических сетей. Методика выбора, статистической координации и приведения к норме. Л.: Энергия, 1979, 302 с.

### **Публикации в сборниках трудов НИИПТ**

5. Шур С. С. Стационарный режим линии передачи, нагруженной реактором, имеющим нелинейную характеристику намагничивания. Известия НИИПТ, 1957, № 1, с. 288–302.
6. Герцик А. К., Шур С. С. Соображения по выбору уровней изоляции электропередач класса 400 – 600 кВ. Известия НИИПТ, 1957, № 2, с. 189–207.
7. Шур С. С. Деление частоты в сложных цепях, содержащих один нелинейный ферромагнитный элемент, характеристика которого близка к кубичному двучлену. Известия НИИПТ, 1957, № 2, с. 219–238.
8. Шур С. С. Расчет перенапряжений, возникающих при отключении холостых трансформаторов. Известия НИИПТ, 1960, № 6, с. 203–215.
9. Артемьев Д.Е., Шур С. С. К выбору междуфазовой изоляции в сетях высших классов напряжения. Известия НИИПТ, 1961, № 7, с. 133–147.
10. Левин И. Я., Шур С. С. Методика выбора параметров разрядника, предназначенного для ограничения внутренних перенапряжений. Известия НИИПТ, 1961, № 7, с. 148–175.
11. Артемьев Д. Е., Крыжановский В.В., Шур С. С. Полевые испытания коммутационных разрядников. Известия НИИПТ, 1961, № 8, с. 229–259.
12. Шперлинг Б.-Р. Т., Шур С. С. Распределение вероятностей отношения амплитуд коммутационных перенапряжений, возникающих на разомкнутом и питающем концах в электропередачах с выключателями на стороне высшего напряжения. Известия НИИПТ, 1965, № 11, с. 176–190.
13. Шур С. С. Статистические характеристики вынужденной составляющей переходного процесса перенапряжений. Известия НИИПТ, 1966, № 12, с. 70–82.
14. Артемьев Д. Е., Бронфман А. И., Вонсович М. Я., Крыжановский В. В., Шперлинг Б.-Р.Т., Штеренберг Г. П., Шур С. С. Испытания разрядников 330 кВ для глубокого ограничения коммутационных перенапряжений. Известия НИИПТ, 1967, № 13, с. 3–28.
15. Петрова Л. В., Струнина Г. Н., Артемьев Д. Е., Крыжановский В. В., Шперлинг Б.-Р. Т., Штеренберг Г. П., Шур С. С. Результаты изме-

- рений коммутационных перенапряжений в сетях с эффективно заземленной нейтралью. Известия НИИПТ, 1967, № 13, с. 149–269.
16. Тиходеев Н. Н., Шур С. С. О «приведении к норме» изоляции воздушной линии и аппаратуры высших классов напряжения. Известия НИИПТ, 1971, № 17, с. 144–174.
  17. Казачкова Е. И., Рожавская С. Н., Тиходеев Н. Н., Шперлинг Б.-Р. Т., Шур С. С. и др. Руководящие указания по защите от внутренних и грозовых перенапряжений сетей 3–750 кВ (проект). Известия НИИПТ, 1975, № 21–22, с. 53–154, 201–288.
  18. Северюхин Д. Я., Шур С. С. Обобщение опыта эксплуатации ограничителей перенапряжений и защищаемой ими сокращенной воздушной изоляции. Сборник научных трудов НИИПТ «Исследования и области применения ограничителей перенапряжений», 1981, с. 3–9.
  19. Бородулина Л. В., Брацлавский С. А., Гутман Ю. М., Лысков Ю. И., Максимов В. М., Тиходеев Н. Н., Шур С. С. Научно-техническое обоснование нормативов для воздушных изоляционных расстояний распределительных устройств 110–500 кВ, защищенных ограничителями перенапряжений. Сборник научных трудов НИИПТ «Исследования и области применения ограничителей перенапряжений», 1981, с. 9–18.
  20. Казачкова Е. И., Шур С. С. Особенности защиты от коммутационных перенапряжений в линиях электропередачи с повышенной натуральной мощностью. Сборник научных трудов НИИПТ «Линии электропередачи повышенной пропускной способности», 1985, с. 32–39.
  21. Редругина М. Н., Шур С. С. Многоэтапный выборочный контроль окисноцинковых резисторов на срок службы и пропускную способность при коммутационных волнах. Сборник научных трудов НИИПТ «Эффективность и надежность нелинейных ограничителей перенапряжений», 1987, с. 56–64.
  22. Редругина М. Н., Шур С. С. Методика оценки надежности работы нелинейных ограничителей перенапряжений, защищающих электропередачи 110–1150 кВ. Известия НИИПТ, 1997, № 56, с. 119–134.

**Кроме того более 40 публикаций в различных изданиях:** «Электричество», «Известия АН СССР. Энергетика и транспорт», «Электрические станции», сборники докладов CIGRE и др.

## Рефераты публикуемых статей

---

УДК 621.311

### **Повышение эксплуатационной надежности ЕЭС России средствами противоаварийного автоматического управления.**

*Шульгинов Н. Г., Жуков А. В., Демчук А. Т., Кощев Л. А., Кац П. Я., Эдлин М. А.* – Известия НИИ постоянного тока, № 64, 2010, с. 12–22.

В статье приводятся данные опыта разработки и эксплуатации централизованных систем противоаварийной автоматики предотвращения нарушения устойчивости в ЕЭС России.

Рассмотрены основные алгоритмические подходы к решению задачи предотвращения нарушения устойчивости в эксплуатирующихся и разрабатываемой в настоящее время системах.

Ил. 1, библи. назв. 4.

УДК 621.311

### **Организация системы автоматической ликвидации асинхронных режимов.**

*Жуков А. В., Демчук А. Т., Кац П. Я., Невельский В. Л., Эдлин М. А., Николаев А. В.* – Известия НИИ постоянного тока, № 64, 2010, с. 23–28.

В настоящей статье сформулированы условия функционирования системы АЛАР и технические требования к устройствам АЛАР для обеспечения эффективной защиты энергосистем ЕЭС от асинхронных режимов.

Библи. назв. 2.

УДК 621.314

### **Оценка эффективности алгоритма управления переходными режимами протяженных транзитов с использованием информации об относительных углах по данным системы мониторинга переходных режимов.**

*Андреюк В. А., Гущина Т. А., Кияткина С. Р., Семенов Н. К.* – Известия НИИ постоянного тока, № 64, 2010, с. 29–42.

Проверена эффективность использования данных, получаемых от СМНР для целей регулирования перетоков активной мощности по межсистемным связям на примере транзита 500 кВ Сургутские ГРЭС – ПС Тюмень – Рефтинская ГРЭС. Показаны преимущества предлагаемого алгоритма управления по сравнению с противоаварийным управлением от ЦСПУ.

Ил. 10, табл. 4, библи. назв. 2.

УДК 621.311

**Требования к электропередаче, обеспечивающей связь нагрузочного узла с системой (предельная мощность удаленного узла нагрузки).**

*Невельский В. Л., Тен Е. А.* – Известия НИИ постоянного тока, № 64, 2010, с. 43–57.

В статье определены требования к параметрам сети, обеспечивающей связь с системой нагрузочного узла, а также требования к мощности конденсаторной батареи для снятия ограничений по условию недопустимого уровня напряжения в предельных режимах загрузки связи.

Проведен сравнительный анализ условий статической устойчивости для узлов нагрузки, представляющих собой: синхронный двигатель без регулирования возбуждения, синхронный двигатель с регулированием возбуждения, асинхронный двигатель.

Ил. 4, табл. 1, библиограф. назв. 2.

УДК 621.314

**О критериях достоверности динамических моделей сложных электроэнергетических систем.**

*Герасимов А. С., Есинович А. Х., Смирнов А. Н.* – Известия НИИ постоянного тока, № 64, 2010, с. 58–73.

Рассмотрен отечественный и зарубежный опыт верификации цифровых динамических моделей энергосистем. На основании опыта верификации БДМ ЕЭС/ОЭС разработан проект «Методических указаний по принципам и критериям верификации динамических моделей». В статье изложены основные принципы и критерии верификации динамических моделей сложных энергообъединений, содержащиеся в данных «Методических указаний...». Предложены количественные показатели качества верификации, позволяющие получать объективную оценку качества динамических моделей. Приведен пример оценки качества динамической модели по количественным показателям.

Ил. 3, табл. 9, библиограф. назв. 6.

УДК 621.311

**Определение максимумов и минимумов потребления мощности в перспективных схемах ЕЭС России.**

*Кутузова Н. Б., Кынев С. С., Смирнова Л. С., Чудный В. С.* – Известия НИИ постоянного тока, № 64, 2010, с. 74–87.

Предложена методика оценки потребления мощности ОЭС в максимуме и минимуме потребления мощности ЕЭС и распределения потребления ОЭС по региональным энергосистемам в условиях неполной ин-

формации о перспективных режимах. При прогнозе максимального и минимального потребления ЕЭС России учтен эффект совмещения графиков нагрузки ОЭС. Прогноз максимума и минимума потребления ЕЭС в перспективных схемах сведен к задаче определения коэффициентов участия ОЭС в экстремумах потребления ЕЭС. Определены реальные коэффициенты участия ОЭС в экстремумах потребления ЕЭС за 2008 г., полученные по данным годовых отчетов ОАО «СО ЕЭС» и его филиалов, которые могут быть использованы для формирования перспективных балансов мощности ЕЭС.

Ил. 4, табл. 3.

УДК 621.311

### **Проектирование базы данных для хранения и актуализации информации по перспективному развитию ЕЭС России.**

*Герасименко К. В., Кутузова Н. Б., Романовский М.С.* – Известия НИИ постоянного тока, № 64, 2010, с. 88–97.

Изложены задачи и принципы создания в НИИПТ системы базы данных, содержащей информацию о действующих и планируемых сетевых и генерирующих объектах ЕЭС России. База данных предназначена для использования в рамках ежегодной работы по актуализации перспективной математической модели ЕЭС России, а также при формировании и актуализации расчетных схем произвольной территориальной принадлежности.

Ил. 4, библиогр. назв. 2.

УДК 621.311

### **Алгоритмы подготовки исходных данных для расчета токов короткого замыкания сложных энергосистем.**

*Брилинский А. С., Смоловик С. В.* – Известия НИИ постоянного тока, № 64, 2010, с. 98–110.

Статья посвящена подготовке исходных данных для оперативного создания однолинейного эквивалента сети, информация о которой представлена в формате ЦДУ. Изложенный в статье алгоритм может быть полезен для определения величины шунта, эквивалентирующего несимметричное короткое замыкание, что позволяет проводить расчеты электромеханических переходных процессов. Использование рассмотренных в статье алгоритмов получения уточненных исходных данных для расчетов токов короткого замыкания обеспечивает достаточную точность результатов для обоснования проектных решений по перспективным схемам электрических сетей.

Ил. 4, табл. 2, библиогр. назв. 7.

УДК 621.311

**Сравнительное сопоставление математических моделей трех- и четырехконтурных синхронных машин различных программных комплексов.**

*Андреюк В. А., Сказываева Н. С., Богданов Е. В.* – Известия НИИ постоянного тока, № 64, 2010, с. 111–128.

Приведены сравнительные расчеты для трех и четырехконтурных моделей СМ для отечественных ПК RUSTAB для анализа динамической устойчивости энергосистем, программ НИИПТ и зарубежных ПК EUROSTAG и PSS<sup>TME</sup>. Определены предельные длительности коротких замыканий и предельные по динамической устойчивости активные мощности исследуемого генератора. Приведен анализ самих переходных процессов для всех моделей, оценены погрешности расхождений между моделями и выявлены причины расхождений.

Ил. 7, табл. 4, библиогр. назв. 9.

УДК 621.3.088

**Компенсация частотной погрешности при цифровых измерениях параметров электрического тока промышленной частоты.**

*Штефка Й.* – Известия НИИ постоянного тока, № 64, 2010, с. 129–135.

В статье проведено исследование влияния частоты сигнала на результаты вычисления основных параметров режима электрической сети и предложена методика компенсации погрешности, обусловленной вариацией частоты. Приведены формулы, позволяющие определять текущее значение частоты сигнала и на этой основе производить коррекцию соответствующих погрешностей. Также приводятся формулы для оценки частотной погрешности расчетов, выполненных без компенсации отклонения частоты.

Ил. 3, библиогр. назв. 1.

УДК 621.3.088

**Определение частот полигармонических колебаний методом Прони.**

*Штефка Й.* – Известия НИИ постоянного тока, № 64, 2010, с. 136–141.

В статье приведена модификация метода Прони, позволяющая для вещественных установившихся колебаний уменьшить степень полинома, корни которого определяют частоты составляющих сигнала, в два раза. Проведена оценка погрешности метода, и показано, что она существенно зависит от шага дискретизации сигнала по времени, и удовлетворительную точность метод имеет для сигналов с ограниченным частотным диапазоном. Приведен пример использования представленного метода.

Ил. 2, библиогр. назв. 6.

УДК 621.314

**Опыт проведения испытаний систем группового регулирования напряжения и реактивной мощности на цифро-аналого-физическом комплексе ОАО «НИИПТ».**

*Гуриков О. В., Гуцина Т. А., Кияткина С. Р., Семенов Н. К.* – Известия НИИ постоянного тока, № 64, 2010, с. 142–152.

Проведен анализ алгоритмов и выполнены экспериментальные исследования систем группового регулирования напряжения и реактивной мощности (ГРНРМ) для различных гидроэлектростанций. Сформулированы и проверены в процессе проведения испытаний дополнения и исправления в разработанные алгоритмы, обеспечивающие оптимизацию процессов регулирования реактивной мощности многоагрегатных электростанций.

Ил. 5, библиогр. назв. 8.

УДК 621.314

**Испытания цифровых устройств автоматики ликвидации асинхронных режимов на цифро-аналого-физическом комплексе.**

*Кузьмина А. А., Кабанов Д. А.* – Известия НИИ постоянного тока, № 64, 2010, с. 153–165.

В статье изложены результаты испытаний устройств АЛАР-М (ОАО «Энергосетьпроект»), АЛАР-Ц (ОАО «НИИПТ») и алгоритма АЛАР (ДВГТУ и ООО «Пассат»). Испытания обеспечивают полномасштабную проверку алгоритмов АЛАР в широком диапазоне схемно-режимных условий и аварийных ситуаций, что позволяет выявить ошибки алгоритмического и программного характера и определить область применения устройств.

Ил. 13, библиогр. назв. 3.

УДК 621.314

**Электропередача Россия – Финляндия с ВПТ – этап в развитии техники постоянного тока.**

*Балыбердин Л. Л., Гусаковский К. Б., Змазов Е. Ю., Лозинова Н. Г.* – Известия НИИ постоянного тока, № 64, 2010, с. 166–178.

Обобщены результаты работ по развитию и модернизации оборудования с ВПТ, направленные на повышение ее функциональных возможностей и надежности в последние 5 лет ее эксплуатации.

Эти работы позволили автоматизировать перевод одного из преобразовательных блоков в резервную схему, усовершенствовать блочные и подстанционные регуляторы, ввести в эксплуатацию алгоритмы ликвидации «лавины напряжения» при снижении ОКЗ в узле примыкания ин-

верторов, разработать и испытать в реальных условиях способ и устройства перевода КВПУ в реверсивный режим.

Сделан вывод о том, что ВПТ является надежным и высокоманевренным элементом электропередачи на несинхронной связи энергосистем, уникальным объектом в технике постоянного тока и полигоном для отработки новых технических решений для этой техники.

Ил. 3, библ. наз. 3.

УДК 621.314

**Многомодульные вставки постоянного тока как одно из средств ограничения токов короткого замыкания и повышения управляемости энергосистем мегаполисов.**

*Балыбердин Л. Л., Дьячков В. А., Капитула Ю. В., Лозина Н. Г.* – Известия НИИ постоянного тока, № 64, 2010, с. 179–186.

Предложено новое устройство – многомодульная вставка постоянного тока (МВПТ) и способ ограничения токов короткого замыкания в сетях мегаполиса с помощью МВПТ. На примере энергосистемы Московского региона проведена оценка токов короткого замыкания рассматриваемой энергосистемы на перспективу и по результатам исследований найдено оптимальное место для установки МВПТ. Проверена эффективность применения МВПТ по ограничению токов КЗ.

Ил. 3, библ. назв. 4.

УДК 621.314.632

**Расчет областей устойчивости системы регулирования вставки постоянного тока с преобразователями напряжения на полностью управляемых вентилях.**

*Берх И. М.* – Известия НИИ постоянного тока, № 64, 2010, с. 187–209.

Разработана методика расчета областей устойчивости вставок постоянного тока с преобразователями напряжения на полностью управляемых вентилях. Показано, что при использовании метода широтной модуляции для управления вентилями линеаризованная система уравнений, описывающих исследуемую схему, включает в себя уравнения с переменными коэффициентами. Предложен метод, позволяющий использовать частотные методы для построения областей устойчивости такой схемы. Результаты расчетов, выполненных по разработанной методике, сопоставлены с результатами построения областей устойчивости, произведенными на цифровой модели ВПТ с трехуровневыми преобразователями напряжения.

Ил. 11, табл. 1, библ. назв. 3.

УДК 621.314

**Методика выбора индуктивности линейного реактора для кабельно-воздушной линии постоянного тока.**

*Иванова Е. А., Мазуров М. И.* – Известия НИИ постоянного тока, № 64, 2010, с. 210–222.

Предложено на начальной стадии выбора индуктивности линейного реактора для биполярной кабельно-воздушной линии постоянного тока составлять расчетную схему замещения линии с полюсными линейными реакторами и П-ячейками.

При расчете частотных характеристик входного сопротивления полюсов в схеме замещения учитываются неоднородность и несимметрия линии а также зависимость ее параметров от частоты.

Вариация индуктивности линейных реакторов при расчетах частотных характеристик входного сопротивления полюсов со стороны выпрямителя и инвертора для разных состояний схемы (монополярный режим, металлический возврат тока, ремонтное заземление одной полупеци линии) позволяет выбрать предпочтительное значение индуктивности линейного реактора для отстройки от возможных резонансов в схеме.

Ил. 8, библи. назв. 7.

УДК 621.311

**Моделирование вставки постоянного тока на преобразователях напряжения в среде ПВК «EUROSTAG».**

*Герасимов А. С., Ефимова Е. В., Коробков А. В., Шлайфштейн В. А.* – Известия НИИ постоянного тока, № 64, 2010, с. 223–234.

Предложен алгоритм моделирования вставки постоянного тока на преобразователях напряжения в среде ПВК «EUROSTAG». На основании разработанной модели выполнены тестовые расчеты для типовых аварийных возмущений.

Ил. 9, библи. назв. 1.

УДК 621.314

**Способы предотвращения аварий, вызванных гололедообразованием на проводах и грозозащитных тросах ВЛ.**

*Гуревич М. К., Козлова М. А., Ретин А. В., Шеринев Ю. А.* – Известия НИИ постоянного тока, № 64, 2010, с. 235–246.

Приведены некоторые статистические данные по гололедным авариям в энергосистемах России и за рубежом. Рассмотрены мероприятия по предотвращению гололедных аварий на ВЛ, включая применение различных противогололедных и демпфирующих устройств, новых кон-

струкций проводов и грозозащитных тросов ВЛ, отказ от грозозащитных тросов. Рекомендуется независимо от применения противогололедных конструкций предусматривать мероприятия по плавке гололеда электрическим током. Отмечена необходимость внедрения автоматизированной информационной системы наблюдения за гололедом и управления режимами его плавки.

Ил. 1, табл. 3, библиограф. назв. 18.

УДК 621.314

**Опыт введения в эксплуатацию установки плавки гололеда на проводах ВЛ ВУПГ-14/1200 на ПС 220 кВ Тымовская ОАО «Сахалинэнерго».**

*Лобанов А. В., Репин А. В., Шершнев А. Ю.* – Известия НИИ постоянного тока, № 64, 2010, с. 247–254.

В статье приведены статистические данные по гололедным авариям в энергосистеме Сахалинэнерго в 2008 году. Описан опыт внедрения установки плавки гололеда ВУПГ-14/1200 на ПС 220 кВ Тымовская о. Сахалин. Изложена обобщенная методика ввода в работу ВУПГ-14/1200. Отмечена необходимость внедрения автоматизированной системы обнаружения гололеда и современного коммутационного оборудования, образующего контур плавки.

Ил. 5, табл. 1, библиограф. назв. 1.

УДК 621.314

**Анализ способов представления данных в стандарте МЭК 61850.**

*Горелик Т. Г., Кириенко О. В.* – Известия НИИ постоянного тока, № 64, 2010, с. 255–260.

На современном этапе развития энергетики к использованию предлагается обширный ассортимент микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики (МП РЗА), устройств противоаварийной автоматики, регистраторов аварийных процессов, измерительных устройств и др. Оптимизация интеграции всей разнородной информации о нормальных и аварийных режимах энергообъекта, в единый информационный комплекс АСУ ТП, начала быстро развиваться после разработки МЭК специальных стандартов коммуникации на подстанциях. В статье изложены требования к модели данных в устройствах согласно стандарту МЭК 61850, которые позволяют автоматизировать процесс подключения микропроцессорных устройств в системы АСУ ТП, сделать прозрачным принципы их функционирования, а также снизить затраты на наладку комплексных АСУ ТП на базе стандарта МЭК 61850.

Ил. 1.

УДК 621.315.62

**Исследования и выбор внешней изоляции электроустановок, расположенных вблизи автодорог с использованием в холодное время года противогололедных средств.**

*Владимирский Л. Л., Орлова Е. Н., Печалин Д. С., Соломоник Е. А., Яковлева Т. В., Федотов В. И.* – Известия НИИ постоянного тока, № 64, 2010, с. 261–279.

Проанализированы условия работы, опыт эксплуатации и источники загрязнения внешней изоляции электрооборудования ОРУ 330, 220 и 110 кВ ПС «Южная» (г. Санкт-Петербурге) во время экстремального загрязнения в январе 2009 г., вызванного уносами противогололедных реагентов с близко расположенной эстакады КАД, и в остальное время года. Определены разрядные характеристики линейных и опорных изоляторов с защитным гидрофобным покрытием и без него, демонтированных с ОРУ ПС «Южная», и характеристики выпадающих из атмосферы загрязняющих изоляцию веществ на территории ОРУ ПС «Южная», что позволило обосновать требуемые уровни изоляции.

По результатам выполненных исследований разработаны требования к выбору изоляции электроустановок вблизи автодорог (эстакад, путепроводов), с интенсивным использованием в зимнее время химических противогололедных средств, вошедшие в СТО «ФСК ЕЭС» «Инструкция по выбору изоляции электроустановок», и даны рекомендации по уровням изоляции проектной организации, осуществляющей разработку проекта реконструкции ОРУ 330, 220 и 110 кВ ПС «Южная».

Ил. 3, табл. 7, библиогр. назв. 11.

УДК 621.316.933.9

**Опыт разработки схем грозозащиты модернизируемых к Олимпийским играм 2014 г. ВЛ 110 и 220 кВ в Сочинском регионе с использованием ограничителей перенапряжений.**

*Новикова А. Н., Данилевский С. А., Лубков А. Н., Шмараго О. В.* – Известия НИИ постоянного тока, № 64, 2010, с. 280–306.

По результатам анализа опыта эксплуатации ВЛ 110 и 220 кВ в Сочинском регионе показано, что общая надежность электроснабжения по ВЛ, проходящих в сложных природно-климатических условиях (повышенные и экстремальные гололедно-ветровые нагрузки, интенсивная грозовая деятельность, горная местность) может быть обеспечена только при использовании для грозозащиты ВЛ ограничителей перенапряжений (ОПН) с частичным или полным отказом от грозозащитных тросов.

На примере разработки схем грозозащиты четырех ВЛ 110 кВ и одной ВЛ 220 кВ (на одно-, двух-, трех- и четырехцепных опорах) продемон-

стрированы особенности выбора схем расстановки ОПН на опорах и тросах, а также энергоемкости аппаратов.

Ил. 11, табл. 13, библиогр. назв. 1.

УДК 06.05: 621.311

**Экспериментально-исследовательский центр «Электродинамика» – вчера, сегодня, завтра...**

*Герасимов А. С.* – Известия НИИ постоянного тока, № 64, 2010, с. 307–311.

В статье приводится общее описание тематики работ экспериментально-исследовательского центра «Электродинамика».

Ил. 1.

УДК 06.5: 621.3.027.3

**Становление ЛТВН НИИПТ (1948–1960). Краткий исторический очерк.**

*Соломоник Е. А.* – Известия НИИ постоянного тока, № 64, 2010, с. 312–324.

Очерк о первых годах работы лаборатории техники высоких напряжений НИИПТ, об основных научно-технических направлениях деятельности этого коллектива в 1948–1960 гг. Приведены краткие биографические сведения об основоположниках лаборатории, внесших наибольший вклад в становление лаборатории, и об их важнейших работах в области техники высоких напряжений.

УДК 06.05: 621.311

**ОАО «НИИПТ»: Отдел АСУ вчера, сегодня, завтра!**

*Асанбаев Ю. А., Горелик Т. Г.* – Известия НИИ постоянного тока, № 64, 2010, с. 325–329.

В статье излагается история возникновения, становления и развития в ОАО «НИИПТ» направления, связанного с созданием систем управления. Показано, что на первоначальном этапе все работы концентрировались вокруг проектов создания передач и вставок постоянного тока. В статье приведена характеристика основных направлений работы отдела. Основной объем работ приходится сейчас на большую энергетику переменного тока – магистральные подстанции 220–500 кВ, гидро- и тепловые электростанции, подстанции распределительных сетей. В работе приведены новые технические решения для построения АСУ ТП, основанные на применении современных информационных технологий.

**Памяти Соломона Сауловича Шура.**

*Соломоник Е. А.* – Известия НИИ постоянного тока, № 64, 2010, с. 330–334.

Приведены материалы о жизненном и творческом пути старейшего сотрудника НИИПТ, заслуженного деятеля науки и техники РФ Шура С. С. (1920–2009), крупного специалиста в области защиты электроустановок от коммутационных перенапряжений.