

Научно-исследовательский институт по передаче электроэнергии
постоянным током высокого напряжения

ИЗВЕСТИЯ НИИ ПОСТОЯННОГО ТОКА

НАУЧНЫЙ СБОРНИК

№ 63

Издается с февраля 1957 г.

Санкт-Петербург
2008

УДК 621.311; 621.314-317

Редакционная коллегия

Главный редактор Кошечев Л. А.

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

Сборник «Известия НИИ постоянного тока» № 63 включает 19 статей, отражающих результаты работ по нескольким направлениям деятельности ОАО «НИИПТ».

В связи со все большей переориентацией тематики института в сторону решения задач системного характера ряд статей данного Сборника посвящен различным вопросам методики расчета и анализа режимов сложных энергосистем. В частности рассматриваются вопросы верификации модели Единой энергосистемы по данным системы мониторинга переходных режимов, задачи моделирования регуляторов возбуждения генераторов, методические вопросы расчета токов короткого замыкания, некоторые вопросы эквивалентирования энергосистем. Ряд статей посвящен вопросам ограничения токов короткого замыкания и управления режимами в электрических сетях.

Три статьи по высоковольтной тематике связаны с традиционными задачами грозозащиты, вопросами выбора изоляции для ВЛ постоянного тока, проектирования и эксплуатации ВЛ в лесных массивах.

Две статьи посвящены вопросам, связанным с разработкой нового устройства, совмещающего решение задач компенсации реактивной мощности и плавки гололеда на проводах и тросах воздушных линий.

В связи с увеличивающимся объемом работ института по автоматизации электросетевых объектов в Сборник помещены три статьи по этой тематике.

Открывается Сборник большой статьей, посвященной памяти академика РАН Николая Николаевича Тиходеева, выдающегося ученого в области электроэнергетики, в течение многих лет возглавлявшего редколлегия Сборника.

Главный редактор «Известий НИИ постоянного тока»
Кошечев Л. А.

Содержание

<i>Е. А. Соломоник, Л. Л. Владимирский</i> Памяти академика Николая Николаевича Тиходеева	7
<i>А. С. Герасимов, А. Х. Есипович, А. Н. Смирнов, Ю. А. Куликов</i> Опыт верификации динамической модели ЕЭС/ОЭС по данным системы мониторинга переходных режимов	20
<i>А. С. Герасимов, А. Х. Есипович, А. Н. Смирнов, Д. В. Сорокин, Й. Штефка</i> Разработка цифровых моделей отечественных и зарубежных АРВ и методика их верификации	31
<i>А. С. Герасимов, А. Х. Есипович, А. С. Зеккель, Г. В. Кирьенко, Л. А. Исаченко</i> О комплексном подходе к модернизации систем возбуждения генераторов крупных гидроэлектростанций	44
<i>А. С. Герасимов, А. В. Коробков, В. А. Шлайфштейн</i> Инженерный подход к расчету электромеханических переходных процессов при несимметричных коротких замыканиях в электрических системах	54
<i>Р. К. Адамоков, М. И. Мазуров, В. А. Шлайфштейн</i> К проблеме электроснабжения региона г. Сочи	63
<i>Н. Г. Ложинова, А. В. Николаев, О. В. Сулова, О. В. Фролов, Н. Ш. Чемборисова</i> Оптимальная расстановка устройств компенсации и реактивной мощности для корректировки параметров установившегося режима	73
<i>Н. Г. Ложинова, О. В. Сулова, О. В. Фролов, Н. Ш. Чемборисова</i> Анализ параметров сети для определения мест расстановки устройств ограничения токов трехфазного короткого замыкания	79

<i>В. Е. Фарафонов, О. А. Лопатин, Н. Ш. Чемборисова</i> Эффективный метод снижения потерь активной мощности в сети	85
<i>А. И. Волков, Ю. Ю. Чистякова</i> Оценка токов трехфазного короткого замыкания в сложносвязанных схемах больших городов при помощи однолинейных программ расчета	91
<i>Й. Штефка</i> Определение граничных узлов при эквивалентировании схем электроэнергетических систем	102
<i>Н. Н. Тиходеев, Н. Б. Кутузова, Н. И. Степина</i> Особенности проектирования и эксплуатации воздушных линий электропередачи в лесных массивах с учетом нового лесного законодательства РФ	115
<i>А. Н. Новикова, О. В. Шмараго, Е. А. Макашин</i> Эффективность схем грозозащиты ВЛ 110 кВ и выше с использованием ОПН: расчетные оценки и опыт эксплуатации	136
<i>Л. Л. Владимировский</i> К выбору длинностержневых полимерных изоляторов для воздушных линий электропередачи постоянного тока	159
<i>М. К. Гуревич, М. А. Козлова, А. В. Репин, Ю. А. Шершнев</i> О некоторых воздействиях на вентильное оборудование комбинированного устройства для плавки гололеда и компенсации реактивной мощности	172
<i>М. К. Гуревич, М. А. Козлова</i> Области эффективного применения комбинированных установок для плавки гололеда и компенсации реактивной мощности	186

<i>Ю. А. Асанбаев, Т. Г. Горелик, С. В. Лобанов</i> Интегрированное рабочее место службы РЗА для дистанционной работы с микропроцессорными устройствами различных фирм-изготовителей	193
<i>Ю. А. Асанбаев, Т. Г. Горелик, О. В. Кириенко, И. Е. Кумец</i> Информационный обмен с РЗА и ПА – основа интегрированной АСУ ТП подстанции	204
<i>Т. Г. Горелик, И. Е. Кумец, С. В. Лобанов, S. Kadyshkevitch</i> Новые интегрированные решения ОАО «НИИПТ» для автоматизации подстанций на базе оборудования фирмы SATEC	213
Список основных трудов Н. Н. Тиходеева, опубликованных в открытой печати	224
Рефераты публикуемых статей	252
Abstracts	260

Памяти академика Николая Николаевича Тиходеева



Выдающийся ученый в области электро-энергетики, техники высоких напряжений (ТВН) и передачи электроэнергии Николай Николаевич Тиходеев родился 7 декабря 1927 г. в г. Рязани в семье служащих. До начала Великой Отечественной войны жил в городах Рязань, Москва и Калинин. В октябре 1941 г. вместе с семьей был эвакуирован в Татарскую АССР, в марте 1944 г. семья переехала на освобожденную Украину в г. Полтава, где Н. Н. Тиходеев в апреле того же года начал работать на Полтавском машиностроительном заводе учеником электромонтера, а затем получил квалификацию электромонтера 5-го разряда и проработал в этой должности по сентябрь 1945 г. Одновременно с работой на заводе Н. Н. Тиходеев самостоятельно готовился к окончанию средней школы и сдал экстерном экзамены на аттестат зрелости в августе 1945 г. В сентябре 1945 г. он поступил на первый курс Физико-математического факультета Полтавского педагогического института и окончил первый курс этого института в 1946 г.

В 1946 г. по совету дяди, Тиходеева Павла Михайловича (1893–1978 гг.) – крупного ученого, заведующего кафедрой светотехники Ленинградского политехнического института им. М. И. Калинина (ЛПИ) и одного из авторов знаменитого в 1930-е годы многотомного «Справочника электротехника» («СЭТ»), Тиходеев перевелся в ЛПИ (по решению Министерства Высшего образования СССР).

В эти годы кафедрой техники высоких напряжений ЛПИ руководил выдающийся ученый и организатор науки профессор Александр Александрович Горев, учивший студентов рассматривать ТВН как серьезную науку, охватывающую различные проблемы электроэнергетики. За время учебы в ЛПИ Н. Н. Тиходеев сразу же зарекомендовал себя талантливым, любознательным студентом с разнообразными интере-

сами. Он активно занимался научной работой, участвовал в работе строительных отрядов, был членом редколлегии факультетской стенгазеты «Рубильник». При этом Н. Н. Тиходеев был именным стипендиатом (с 1947 г.) и посещал занятия не только на своем факультете, но и наиболее интересные лекции по физике и математике крупных специалистов других факультетов. Рассказывают, что после занятий он аккуратно переписывал содержимое лекций в тетрадь, а на поля заносил замечания и дополнения из прочитанных по этой теме книг.

Сокурсники Н. Н. Тиходеева представляли собой исключительно талантливый поток студентов, среди которых выделялись будущий член-корреспондент РАН Г. Н. Александров (1930–2008 гг.) и академик РАН К. С. Демирчан. Здесь же учились будущие коллеги Николая Николаевича по отделу ТВН НИИПТ: Г. Э. Крастин, Л. С. Перельман, А. Г. Левит, А. А. Филиппов, А. И. Скойбеда, Д. Е. Артемьев, внесшие большой вклад в отечественную электроэнергетику. Кроме того, вместе с Николаем Николаевичем учились известные в будущем специалисты-электроэнергетики К. Д. Вольпов, Д. И. Иоозефавичус, А. П. Агафонов, П. Н. Дашук, А. Л. Алянский и др.

В 1952 г. Николай Николаевич окончил электромеханический факультет ЛПИ, получив квалификацию инженера-электрика по специальности «Техника высоких напряжений» и диплом с отличием. Решением Государственной экзаменационной комиссии был оставлен в аспирантуре при кафедре ТВН ЛПИ, где работал ассистентом.

С октября 1952 г. начал учебу в аспирантуре под руководством А. А. Горева. Общение с выдающимся электротехником оставило яркий след в жизни Тиходеева, но было коротким (в 1953 г. А. А. Горев умер). В 1955 г. Николай Николаевич окончил аспирантуру уже под руководством профессора О. В. Щербачева и в июне 1955 г. блестяще защитил кандидатскую диссертацию на тему «Некоторые вопросы теории короны и ее учета на высоковольтных линиях постоянного тока». Вопросами коронного разряда в электроустановках Николай Николаевич продолжал интересоваться всю жизнь, а его труды в этом направлении получили новое международное признание в XXI веке. Интересно отметить, что кандидатская диссертация Николая Николаевича была посвящена постоянному току, хотя неоднозначное отношение к вопросу – отдавать предпочтение ВЛ переменного или постоянного тока – Николай Николаевич пронес через всю жизнь. Первые опубликованные труды Николая Николаевича были посвящены именно коронному разряду на линиях электропередачи постоянного тока.

Уже в первые годы своей научной деятельности Николай Николаевич проявил большое внимание к созданию и анализу физико-математических моделей исследуемых им явлений, применению теории подобия и статистики, изучению физики разряда. Этот интерес наложил отпечаток на все многолетнее творчество Николая Николаевича – он никогда не удовлетворялся только экспериментом, а старался теоретически обосновать полученные результаты.

В 1955 г. Николай Николаевич перешел на работу в лабораторию ТВН НИИПТ, где на старом «каскаде», в районе расположения нынешних 3-го и 4-го корпусов НИИПТ, совместно с А. Н. Тушновым выполнил огромный объем работ по исследованию электрической прочности воздушных промежутков различной конфигурации на постоянном и переменном напряжении. Здесь, совместно с Л. В. Егоровой, Николай Николаевич успешно продолжил работы по изучению короны в электроустановках высокого напряжения при различных погодных условиях. В эти годы Н. Н. Тиходеев, в должности старшего научного сотрудника, является руководителем научно-исследовательской группы. Заведующими секторами в лаборатории ТВН в эти годы были опытные высоковольтники: к.т.н. Е. В. Калинин (впоследствии д.т.н., профессор), к.т.н. А. К. Манн, к.т.н. С. С. Шур (впоследствии д.т.н., профессор), к.т.н. А. В. Корсунцев, к.т.н. С. Д. Мерхалев и к.т.н. Н. М. Соломонов. В эти же годы начинали свою научную деятельность и однокашники Николая Николаевича: Д. Е. Артемьев, А. И. Скойбедо и А. А. Филиппов.

В 1958 г., после безвременной кончины заведующего лабораторией ТВН НИИПТ Абрама Константиновича Герцика, Н. Н. Тиходеева назначают заведующим ЛТВН (ныне НИО-2). Осуществляя научное руководство лабораторией, он трактовал теорию и практику ТВН широко, в традициях своих учителей А. А. Горева и Н. Н. Щедрина (первого главного редактора сборника научных трудов НИИПТ), считая, что ТВН включает в себя не только вопросы высоковольтной изоляции, но и такие проблемы, как развитие электрических сетей, влияние электроустановок на окружающую среду, старение электроизоляционных материалов и вопросы его диагностики, учет статистических факторов при выборе изоляции и многое другое. Поэтому для выполнения широкого круга задач, которые были поручены лаборатории (отделу) ТВН в связи с намеченным проектированием и строительством в стране ВЛ сверхвысокого (СВН) и ультравысокого (УВН) переменного и постоянного напряжения, Николай Николаевич привлек в коллектив в 1960–1963 гг. большое число способной молодежи и своих однокашников: Г. Э. Крас-

тина из г. Краснодара – для создания нового испытательного центра НИИПТ, Л. С. Перельмана из г. Кемерово – для организации работ по расчету волновых процессов в ЛЭП, А. Г. Левита из г. Запорожье для разработки программ и проведения стендовых исследований внутренней изоляции на новом испытательном центре. В числе молодых сотрудников, поступивших в начале 1960-х годов в отдел, были Ю. М. Гутман, В. И. Попков, Е. А. Соломоник, П. З. Рохинсон, А. С. Сохранский, А. Н. Новикова и др. (к этому времени в отделе работали приглашенные еще А. К. Герциком молодые сотрудники Б-Р. Т. Шперлинг, Н. И. Степина, Л. Е. Кузнецова, В. В. Крыжановский, Н. Н. Бушихина, М. П. Тарбарданова, Н. С. Кислова и др.).

При обосновании создания испытательного центра Н. Н. Тиходеев поставил на первое место рабочее напряжение, как фактор, определяющий надежную работу внешней и внутренней изоляции. При этом предусматривалось не столько создание уникальных сверхвысоковольтных установок (путь, по которому пошел ВЭИ, г. Москва), сколько воспроизведение при длительном воздействии рабочего напряжения внешних условий (температура, токи, загрязнение, осадки, частичные разряды и т. д.). Для этой цели в лаборатории в начале 1970-х годов было создано много стендов, позволяющих определять срок службы электрооборудования, а лаборатория, занимавшаяся исследованием загрязненной изоляции, была переоснащена современным испытательным оборудованием.

В итоге под руководством Николая Николаевича в НИИПТ была постепенно создана уникальная научная школа техники высоких напряжений, хорошо известная в России и за ее пределами, где было подготовлено большое количество специалистов и ученых, успешно работавших и работающих в настоящее время в электроэнергетике России и стран ближнего и дальнего зарубежья.

Многие сотрудники НИО-2 хорошо помнят Николая Николаевича по его первым годам работы в качестве заведующего отделом ТВН НИИПТ. Высокий, худощавый, темноволосый, в свои 30 лет он был спокойным, уверенным в своих силах, сдержанным, доброжелательным, полным идей и оптимизма.

В 1966 г. Николай Николаевич блестяще защитил в ЛПИ диссертацию на соискание ученой степени доктора технических наук, посвященную вопросам координации и выбора изоляции электроустановок с использованием статистических методов. Его оппонентами были выдающиеся высоковольтники Д. В. Разевиг, А. И. Долгинов, М. В. Костенко.

В 1977 г. Николай Николаевич был утвержден ВАК в ученом звании профессора, должность которого по кафедре ТВН ЛПИ он занимал более 30 лет.

До середины 1980-х годов отдел ТВН постоянно расширялся, как по тематике, так и по количеству сотрудников. Это были годы наибольшего подъема научной деятельности в отделе, так как в стране в это время проектировались ВЛ 1150 кВ переменного тока и 1500 кВ постоянного тока. Отдел занимался весьма разнообразной тематикой и состоял из 8 секторов с различной специализацией научной работы, в отделе работало до 150 сотрудников, в том числе 5 докторов и 25–30 кандидатов наук.

Творческую и научную атмосферу в отделе ТВН в период руководства Н. Н. Тиходеева определяли кандидаты технических наук Д. Е. Артемьев, Е. Е. Бресткина, Л. Л. Владимирский, Ю. М. Гутман, И. Ю. Гутман, В. П. Голубева, Г. Э. Крастин, Б. И. Гордин, Л. И. Давыдова, Л. В. Егорова, В. Я. Ерунов, В. В. Иванов, А. В. Корсунцев, Ф. Г. Кайданов, Р. А. Кац, К. П. Крюков, А. Г. Левит, С. Д. Мерхалев, А. К. Манн, Е. С. Майзель, В. И. Попков, Л. С. Перельман, А. Л. Петерсон, И. Н. Привалов, П. З. Рохинсон, В. М. Рудакова, Е. А. Соломоник, Ю. Н. Семенов, А. С. Сохранский, Н. И. Тесов, В. А. Тихомиров, А. А. Филиппов, Б.-Р. Т. Шперлинг, научные работники Н. П. Александрова, О. Н. Гречко, В. Л. Дмитриев, Л. Е. Кузнецова, А. Ф. Курбатова, Н. Б. Кутузова, В. В. Крыжановский, А. Н. Новикова, Б. М. Рейн, Н. И. Степина, М. П. Табарданова, Г. А. Шаталин, Т. В. Яковлева и многие другие самостоятельные творческие работники высокой квалификации. В создании и развитии экспериментальной базы и организации на ней исследований большую роль на первом этапе сыграли Г. Э. Крастин, С. Д. Мерхалев, А. А. Малыгин, а позднее Б. М. Рейн, В. П. Новиков, В. С. Степанов, В. Л. Дмитриев, Н. М. Сафронова и М. В. Ушакова.

При этом особо тесно сотрудничал Николай Николаевич с работниками отдела: инженером Л. Е. Кузнецовой (наибольшее число совместных работ), к.т.н. А. В. Воробьевым, к.т.н. Ю. М. Гутманом, к.т.н. Л. В. Егоровой, к.т.н. А. А. Филипповым, д.т.н. С. С. Шуром, а в последние годы с д.т.н., профессором А. А. Зевиным и инж. Н. Б. Кутузовой.

В течение долгих 30–35 лет в докомпьютерную эру большую помощь Николаю Николаевичу и всему коллективу отдела ТВН в подготовке отчетов, статей, докладов и других печатных материалов оказывали неутомимые секретари-машинистки, среди которых следует выделить Л. В. Багирову, Г. А. Кукуричкину и Н. В. Антонову.

В результате проведенных под руководством Н. Н. Тиходеева работ в конце 1970-х годов в НИИПТ был создан крупнейший в СССР высоковольтный комплекс для проведения кратковременных и длительных испытаний высоковольтного оборудования напряжением до 1150 кВ переменного и ± 750 кВ постоянного тока под задачи развития Единой энергосистемы СССР. В отделе ТВН были организованы и проведены ресурсные испытания электрооборудования с максимальным их приближением к эксплуатационным условиям. По результатам этих испытаний были разработаны физические модели и методы ускоренных ресурсных испытаний силовых конденсаторов, кабелей, трансформаторов, элегазового оборудования и изоляторов.

В эти годы Н. Н. Тиходеев принимал непосредственное творческое участие и руководил комплексом работ отдела ТВН НИИПТ, связанных с широким промышленным освоением одних из первых в мире ВЛ 500 и 750 кВ и первой в мировой практике линии 1150 кВ переменного тока Сибирь–Казахстан–Урал. Кроме того, он активно занимался разработкой исходных данных, необходимых для проектирования уникальной передачи ± 750 кВ постоянного тока Экибастуз–Центр, подстанций 500 кВ Саяно-Шушенской ГЭС и других крупных энергетических объектов. Характерной чертой исследований Н. Н. Тиходеева и руководимого им коллектива являлся высокий научный уровень и тесная связь с практикой (энергосистемами) и с проектными институтами.

Основными научными интересами Николая Николаевича Тиходеева, обусловившими его выдающийся вклад в электроэнергетическую науку, являются следующие научные направления:

- исследование коронного разряда и потерь на корону на расщепленных проводах при постоянном и переменном напряжении, обоснование и практическое приложение критериев физического подобия коронного разряда; развитие теории расщепленных проводов;
- всестороннее изучение электрической прочности воздушной, линейной и внешней аппаратной изоляции в мегавольтной зоне напряжений и исследование проблем, возникающих при освоении ВЛ УВН, включая их влияние на окружающую среду; получение основополагающих данных для проектирования ВЛ СВН и УВН переменного и постоянного тока;
- создание и обоснование оригинальных статистических методов расчета и координации изоляции ВЛ СВН и УВН;
- выявление определяющей роли рабочего напряжения и разработка адекватных методов электрического расчета и испытаний изоляции

ВЛ СВН и УВН; организация длительных ресурсных испытаний оборудования с максимальным их приближением к эксплуатационным условиям; разработка и уточнение на этой основе физических моделей и методов ускоренных испытаний силовых трансформаторов, конденсаторов и кабелей, элегазовых КРУ, линейных и опорных изоляторов;

- выбор оптимальных средств для глубокого ограничения перенапряжений и приведение изоляции электроустановок, в особенности ВЛ СВН и УВН, к «норме» (в первую очередь, путем применения современных эффективных защитных аппаратов – ОПН);
- решение проблем, связанных со снижением влияния ВЛ УВН переменного и постоянного тока на окружающую среду;
- обоснование технических решений и участие в конструктивной разработке ВЛ СВН и УВН компактного исполнения и с улучшенными электрическими характеристиками, в частности, на базе современных надежных опор и проводов;
- перспективы развития в стране электрических сетей СВН и УВН как переменного, так и постоянного тока;
- выявление областей эффективного применения электропередач постоянного тока.

За большой вклад в развитие электроэнергетики страны (за разработку и освоение ВЛ 750 кВ) в 1980 г. Н. Н. Тиходееву была присуждена Государственная премия СССР в области науки и техники.

В 1979 г. Н. Н. Тиходеев был избран членом-корреспондентом АН СССР (ныне РАН), а в 1992 г. – действительным членом Академии.

Всего Н. Н. Тиходеевым в открытой печати лично и в соавторстве опубликовано 9 книг, более 380 научных статей и докладов, а также 30 изобретений и полезных моделей. Подавляющая часть их напечатана в серьезных профессиональных отечественных и зарубежных изданиях, в том числе, в изданиях Академии наук (около 60 фундаментальных статей). Специалистам в области электроэнергетики хорошо известны книги, монографии и учебные пособия, подготовленные Н. Н. Тиходеевым. По ним повышало свой инженерный и научный уровень не одно поколение студентов, аспирантов и научных работников.

В 1965 и в 1966 годах изданы фундаментальные монографии Д. Е. Артемьева, Н. Н. Тиходеева и С. С. Шура «Статистические основы выбора изоляции линий электропередачи высших классов напряжения» и «Координация изоляции линий электропередачи». В них впервые при

выборе и координации изоляции ВЛ эффективно использованы статистические методы, которые появились в зарубежной литературе лишь спустя 5–8 лет. Дальнейшее развитие эти идеи получили в вышедшей в 1979 г. монографии Н. Н. Тиходеева и С. С. Шура «Изоляция электрических сетей: методика выбора, статистическая координация и приведение к «норме», где были впервые разработаны научные основы статистической координации изоляции подстанций, внешней и внутренней изоляции оборудования. Статистические методы, развитые Н. Н. Тиходеевым, получили широкое распространение во многих исследованиях его учеников и других специалистов. Уже более 40 лет основные идеи, заложенные в этих монографиях, успешно используются многими поколениями специалистов. Реализация различных аспектов статистического подхода к выбору изоляции позволила большому числу соискателей успешно защитить кандидатские диссертации.

В 1975 г. под редакцией Н. Н. Тиходеева вышли в свет «Руководящие указания по защите от внутренних и грозовых перенапряжений сетей 3–750 кВ», которые регламентировали новые методы выбора и координации изоляции электрических сетей. В 1999 г. под научным руководством Н. Н. Тиходеева выпущено новое издание – «Руководство по защите электрических сетей 6–1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений», разработанное на основе накопленных к этому времени новых экспериментальных данных по прочности изоляции, опыта защиты от перенапряжений в энергосистемах с учетом появления новых защитных аппаратов с улучшенными характеристиками.

В 1975 и 1984 годах Н. Н. Тиходеевым опубликованы монографии «Передача электроэнергии сегодня и завтра» и «Передача электрической энергии» (обе под редакцией академика В. И. Попкова). В них освещены актуальные проблемы техники передачи электрической энергии на короткие, средние и дальние расстояния, проанализированы технические возможности и области использования традиционных и нетрадиционных линий электропередачи (газоизолированных, гипер- и сверхпроводящих и др.). Последняя из этих двух книг, в которой впервые изложены проблемы освоения ВЛ 1150 кВ переменного тока, была удостоена премии им. М. А. Шателена Всесоюзного НТО Энергетиков и Электротехников (1985 г.).

Из других комплексных работ, опубликованных под редакцией Н. Н. Тиходеева, следует назвать сборник научных трудов НИИПТ «Линии электропередачи повышенной пропускной способности» (1985), где обоснованы пути значительного улучшения электрических характе-

ристик ВЛ 330–1150 кВ, а также коллективную монографию «Повышение эффективности электросетевого строительства» (1991), где на основе оптимального проектирования линий с помощью ЭВМ разработаны и обоснованы актуальные предложения по оптимизации опор и уменьшению затрат стального проката, сокращению ширины коридоров и площади земли, выделяемых под линии, снижению потерь в проводах.

С 1965 г. Н. Н. Тиходеев был бессменным главным редактором сборника научных трудов «Известия НИИ постоянного тока». В период его деятельности были выпущены сборники под номерами 11–62 (1965–2007 гг.). Заседания редколлегий всегда проходили в творческой атмосфере и способствовали хорошему качеству публикуемых статей.

Было выпущено несколько сборников, тематически посвященных только вопросам техники высоких напряжений:

- «Руководящие указания по защите от внутренних и грозовых перенапряжений сетей 3–750 кВ», № 21–22, 1975. Научный редактор Н. Н. Тиходеев;
- «Исследования в области применения ограничителей перенапряжения», № 33, 1981;
- «Изоляция воздушных линий и распределительных устройств в районах с загрязненной атмосферой», № 37, 1983;
- «Исследование электрического поля линий и подстанций сверхвысокого напряжения переменного и постоянного тока», № 39, 1985;
- «Линии электропередачи повышенной пропускной способности», № 40, 1985. Научный редактор Н. Н. Тиходеев;
- «Исследования старения и срока службы внутренней изоляции электрооборудования высокого напряжения», № 41, 1985;
- «Эффективность и надежность нелинейных ограничителей перенапряжения», № 49, 1987;
- «Изоляция воздушных линий электропередачи 110–1150 кВ», № 48, 1989;
- «Повышение эффективности электрических сетей 110–1150 кВ», № 50, 1990. Научный редактор Н. Н. Тиходеев;
- «Ресурсные испытания внутренней изоляции электрооборудования», № 51, 1991.

В сборниках «Известия НИИ постоянного тока» опубликована 41 статья, написанная Николаем Николаевичем лично или в соавторстве. Отметим, что с 1957 г., когда вышел первый выпуск, по 2007 г.

в 48 сборниках издано 328 статей сотрудников отдела ТВН, что составляет треть всех напечатанных в «Известиях НИИ постоянного тока» публикаций.

Большое внимание Николай Николаевич уделял сотрудничеству с проектными организациями, в особенности, с институтом «Севзап-энергосетьпроект» (г. Санкт-Петербург). Участие Николая Николаевича в проектах позволило обеспечить внедрение его научных разработок, в частности, оптимизировать основные габариты новых конструкций опор. Результаты сотрудничества с ведущими специалистами института К. П. Крюковым, А. И. Курносовым и другими сотрудниками нашли отражение в большом числе статей и коллективной монографии «Повышение эффективности электросетевого строительства» (1991 г.).

Сотрудники руководимого Н. Н. Тиходевым отдела длительное время занимали ведущее положение в отрасли по многим направлениям: выбор изоляции в загрязненных районах, защита от внутренних и грозовых перенапряжений и др. Ими было опубликовано большое количество работ в научных журналах и сделано множество докладов на всесоюзных и международных научных конференциях.

Обладая огромной эрудицией и широким научным кругозором, Николай Николаевич проявлял глубокий интерес ко всем специфическим вопросам ТВН, а не только к входящим в сферу его личных научных интересов; легко вникал в существо проблемы, давал ценные советы по улучшению работ. Живо и творчески проходили обсуждения выполненных в отделе работ на руководимой Николаем Николаевичем научно-технической секции ТВН научно-технического совета НИИПТ. Николай Николаевич всегда внимательно и очень доброжелательно помогал сотрудникам улучшать подготавливаемые ими отчеты и статьи и соглашался на соавторство только, когда считал, что внес значительный вклад в существо вопроса.

Н. Н. Тиходеев достойно представлял советскую науку за рубежом, в течение 15 лет он являлся постоянным представителем нашей страны в Исследовательском комитете 33 «Перенапряжения и координация изоляции» Международной организации по большим электроэнергетическим системам высокого напряжения (CIGRE, Париж). В 1996 г. он был избран Почетным членом этой организации «За многолетнее сотрудничество и плодотворную работу в CIGRE». В 2001 г. Николаю Николаевичу присуждена Премия Power Engineering Society (США), как выдающемуся инженеру «За выдающиеся доклады по технике высоких напряжений для электропередач переменного тока». Н. Н. Тихо-

деев избран старшим членом института инженеров электриков и электронщиков (IEEE) в США.

Николай Николаевич выступал с докладами на многих сессиях, симпозиумах и коллоквиумах CIGRE и на других международных научных конференциях. Для CIGRE им опубликовано около 50 докладов и сообщений, более 35 публикаций – для других международных электроэнергетических форумов.

Лучшие достижения российской высоковольтной науки Николай Николаевич с неизменным успехом пропагандировал за рубежом – читал и издал циклы лекций на английском языке для специалистов Египта (1970 г.), Канады (1993 г.), Германии (1994–2000 гг.) и Китая (1988, 1998 г.), где его лекции изданы также и на китайском языке. При подготовке и проведении международных докладов, лекций и публикаций Николая Николаевича неоценимую помощь в переводах всегда оказывал Г. М. Сергеев – блестящий переводчик, в совершенстве владеющий международным лексиконом общения по всем вопросам техники высоких напряжений. Н. Н. Тиходеев сыграл большую роль в повышении надежности ВЛ 500 кВ Асуан–Каир в Египте и ВЛ 500 кВ в Пакистане.

С 1969 г. Н. Н. Тиходеев успешно сочетал свою основную научную работу в НИИПТ с преподаванием ряда специальных курсов в Ленинградском (Санкт-Петербургском) Государственном политехническом университете (ранее ЛПИ). Длительное время он руководил филиалом кафедры «Электрические системы» этого университета в НИИПТ. Н. Н. Тиходеев являлся членом экспертного совета ВАК по энергетике. Николай Николаевич много внимания уделял руководству аспирантами, особенно из ближнего зарубежья и отдаленных районов России. Им подготовлено 15 кандидатов технических наук. Творческое и человеческое общение Н. Н. Тиходеева с его аспирантами из отдаленных районов страны продолжалось долгие годы после окончания аспирантуры. Особо следует выделить дружеские отношения Николая Николаевича с Т. А. Нурмамедовым (Азербайджан), А. М. Гургенидзе (Грузия), В. А. Кравченко и А. М. Ментюковой (Узбекистан) и др.

Академик Н. Н. Тиходеев принимал живое и активное участие в работе АН СССР и РАН. Он был членом бюро «Отделения физико-технических проблем энергетике», заместителем председателя Научного совета по комплексной проблеме «Научные основы электрофизики и электроэнергетики» и председателем V секции «Физико-технические проблемы дальних ЛЭП СВН и УВН в ЕЭС СССР» этого Совета, членом редколлегии «Известий АН ССР. Энергетика» (в дальнейшем

«Известий РАН»), членом редколлегии Журнала технической физики и «Писем в ЖТФ». В 1997 г. Н. Н. Тиходеев был удостоен премии имени П. Н. Яблочкова РАН.

Долгие годы Н. Н. Тиходеев был председателем Президиума Центрального Правления Всесоюзного НТО энергетиков и электротехников им. Г. М. Кржижановского. При этом он уделял большое внимание работе этого общества и его взаимодействию с «Отделением физикотехнических проблем энергетики» РАН. В последние годы активно работал в Президиуме Федераций энергетических и электротехнических обществ стран СНГ.

Н. Н. Тиходеев не оставил отдела ТВН ради высоких административных должностей, хотя ему неоднократно предлагалась, например, должность директора НИИПТ.

Н. Н. Тиходеев всегда предугадывал перспективные направления электросетевого строительства. Последние его разработки были посвящены унификации опор для ВЛ с пониженной плотностью тока, лесным, городским и компактным ВЛ.

Николай Николаевич долгие годы имел близкие творческие и человеческие контакты с руководящими сотрудниками НИИПТ: д.т.н., профессором А. В. Поссе, к.т.н., профессором Е. А. Марченко, д.т.н., профессором Л. А. Кошечевым, к.т.н., профессором В. И. Галановым, д.т.н., профессором Д. Е. Кадомским. Теплые и дружеские отношения связывали его и с политехниками: членом-корреспондентом РАН, профессором М. В. Костенко, д.т.н., профессором Г. В. Кучинским, д.т.н., профессором Ф. Х. Халиловым и др. Среди специалистов других организаций, с которыми Николая Николаевича связывала большая творческая дружба, необходимо отметить д.т.н., профессора Ю. Я. Иоселя (долгое время работавшего в отделе ТВН НИИПТ), д.т.н., профессора М. Л. Левинштейна, академика АН АзССР Ч. М. Джуварлы, академика РАН Я. Б. Данилевича, д.т.н., профессора А. И. Таджибаева, к.т.н. Е. И. Остапенко, инженера В. А. Горошкину и многих других.

Николай Николаевич был прекрасным семьянином: чутким сыном, любящим мужем, отцом и дедом. Его жена кандидат биологических наук Ида Ивановна Тиходеева, пережившая мужа всего на месяц, и сын кандидат биологических наук О. Н. Тиходеев достигли значительных успехов в науке. В последние годы жизни Николай Николаевич, пока позволяло здоровье, с интересом занимался садоводством на даче и с энтузиазмом «болел» за питерскую футбольную команду «Зенит». Очень болезненно переживал Николай Николаевич деградационные

процессы в российской энергетике и опубликовал несколько статей с предложениями по восстановлению ее прежних приоритетов.

Николай Николаевич всегда был книголюбом, читал много книг различного направления, преимущественно не беллетристики, больше всего, кроме науки, его интересовали жизнеописания известных людей, оставивших заметный след в истории человечества.

Много внимания Николай Николаевич уделял искусству, часто посещал филармонию, дружил с деятелями искусства (например, виолончелистом профессором А. П. Никитиным, балетмейстером Н. А. Долгушиным, директором ленинградской филармонии М. Э. Крастиным и др.).

Замечательно проходили в отделе юбилеи Николая Николаевича. Коллектив отдела с теплотой вспоминает праздники, посвященные присуждению Николаю Николаевичу Государственной премии, избранию его членом-корреспондентом и действительным членом РАН и др. Он ценил капустники, шутки, благожелательную добрую атмосферу, аккуратно хранил тексты всех выступлений на капустниках.

За большие заслуги в развитии отечественной электроэнергетики Н. Н. Тиходеев награжден орденами «Трудового Красного Знамени», «Знак Почета», «За заслуги перед Отечеством IV степени», отраслевыми знаками «Заслуженный работник Минтопэнерго России», «Заслуженный работник ЕЭС России» и «Почетный работник РАО ЕЭС». Награжден медалью «За доблестный труд в Великой Отечественной войне» и другими медалями.

Последнее появление Н. Н. Тиходеева на широкой публике состоялось 7 мая 2008 г. в актовом зале ЛПИ на траурной церемонии прощания с Г. Н. Александровым. Уже тяжело больной, ослабшим голосом, опираясь на палку, Николай Николаевич говорил о необходимости сохранить память о Георгии Николаевиче и его трудах. К сожалению, это завещание теперь уже относится к самому Николаю Николаевичу. Долг нииптян сохранить не только личную память о замечательном человеке Н. Н. Тиходееве, но и позаботиться о пропаганде его научного наследия, которое, безусловно, будет с благодарностью использовано многими поколениями электроэнергетиков.¹

¹ Список основных трудов академика Тиходеева Николая Николаевича приведен в настоящем сборнике на с. 224–251.

А. С. Герасимов, к.т.н., доцент; А. Х. Есипович, к.т.н., доцент;

А. Н. Смирнов — ОАО «НИИПТ», Санкт-Петербург;

Ю. А. Куликов, к.т.н. — ОАО «СО ЕЭС», Москва

Опыт верификации динамической модели ЕЭС/ОЭС по данным системы мониторинга переходных режимов

Технология измерения параметров электрического режима, основанная на применении цифровых регистраторов, синхронизированных по времени с помощью спутниковой Системы глобального позиционирования (GPS), появилась в США в конце 1980-х годов. Она получила название Wide Area Measurement System (WAMS). Несколько позднее, в середине 1990-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 1990-х годов.

В России внедрение технологии WAMS, получившей название «система мониторинга переходных режимов» (СМПР), на базе отечественных цифровых регистраторов началось в 2006 г. в рамках проекта «ТЭО синхронного объединения энергосистем UCTE и ЕЭС/ОЭС». Уже к середине 2007 г. первая очередь СМПР в энергосистемах ЕЭС/ОЭС была введена, что обеспечило выполнение обязательств стороны ЕЭС/ОЭС в части достоверизации использовавшейся в упомянутом проекте динамической модели энергосистем Восточной синхронной зоны (ЕЭС/ОЭС) путем ее верификации по нескольким технологическим нарушениям [2]. При этом в качестве параметров верификации использовались частоты напряжения в различных точках ЕЭС/ОЭС и перетоки активной мощности по некоторым линиям электропередачи. Несмотря на то, что при верификации были получены вполне удовлет-

ворительные результаты, не уступающие известным зарубежным образцам [1], эту верификацию нельзя было считать полномасштабной, т. к. при ее проведении использовались данные о технологических нарушениях, имевших место в 2006 г., а их воспроизведение осуществлялось в перспективной схеме 2008 г. при незначительной корректировке схемы и электрического режима только вблизи места возникновения технологического нарушения. Кроме того, динамическая модель ЕЭС/ОЭС полностью удовлетворяла условиям упомянутого проекта, однако имела ряд недостатков как в части представления высоковольтной сети на напряжении 110–220 кВ, так и в части представления электрических станций, отдельных энергоблоков и их систем регулирования и управления. Это не позволяло использовать эту модель в качестве эталонной модели энергосистем Восточной синхронной зоны. Поэтому в 2007 г. в ОАО «НИИПТ» по заказу ОАО «СО ЕЭС» началось создание более представительной динамической модели, получившей название «базовая динамическая модель» (БДМ), включающей всю наблюдаемую сеть высокого напряжения и все электрические станции входящих в нее энергосистем. Одним из главных этапов разработки БДМ являлся этап создания и уточнения (верификации) данных по электрическим и механическим параметрам энергоблоков, а также характеристикам и настройкам их систем регулирования и управления.

К настоящему времени этот процесс практически завершен: БДМ, представляющая собой специализированную базу данных по параметрам и характеристикам электроэнергетического оборудования электростанций Восточной синхронной зоны, создана и актуализирована для пяти технологических нарушений:

- № 1 – отделение энергосистем Центральной Азии (01.02.2007 г.);
- № 2 – отключение блоков 3 и 4 Балаковской АЭС (04.05.2007 г.);
- № 3 – отключение блока Волгодонской АЭС (31.08.2007 г.);
- № 4 – отключение ГГ-2, 5, 8 Саяно-Шушенской ГЭС (29.02.2008 г.);
- № 5 – полное погашение Лукомльской ГРЭС (25.06.2008 г.).

Процедура актуализации БДМ для ее верификации по каждому из указанных технологических нарушений включала несколько основных этапов:

1. Воспроизведение и коррекция предаварийного электрического режима

В качестве исходной информации рассматривался электрический режим ЕЭС/ОЭС, предшествовавший технологическому нарушению. Коррекция режима выполнялась путем исключения из схемы «фиктив-

ных» (полученных в ходе работы программы оценивания состояния) генераторных узлов и их замены реальными нагрузочными совокупностями, а также замены «фиктивных» нагрузочных узлов реальными узлами генерации (генераторами или электростанциями). Проверка качества предаварийного электрического режима осуществлялась путем сравнения расчетных значений напряжений на шинах подстанций, потоков активной и реактивной мощности по линиям электропередачи и относительных углов напряжений между электрически удаленными подстанциями ЕЭС России с данными, полученными от цифровых регистраторов СМПР.

2. Подготовка исходных данных для создания динамической модели

При подготовке данных для формирования динамической модели использовались данные ОИК о составе и загрузке генераторного оборудования электростанций энергообъединения ЕЭС/ОЭС в предаварийном режиме. На основании этой информации в БДМ на каждой электростанции осуществлялось подключение соответствующих энергоблоков. При этом каждый генератор задавался своими индивидуальными параметрами и оснащался верифицированными моделями систем возбуждения и АРВ с учетом рабочих настроек каналов регулирования и стабилизации. Турбины, их системы регулирования и регуляторы скорости учитывались на всех энергоблоках, участвующих в общем первичном регулировании частоты, в соответствии с данными ОАО «СО ЕЭС» о статизмах и зонах нечувствительности регуляторов скорости, а также о максимально допустимой загрузке энергоблоков.

3. Воспроизведение электромеханического переходного процесса в БДМ

Моделирование технологического нарушения в цифровой модели выполнялось на основании данных соответствующей оперативной сводки Информационно-справочной системы «СО ЕЭС» путем точного воспроизведения аварийного возмущения.

Количественные характеристики вариантов БДМ для всех пяти технологических нарушений, по которым выполнялась ее верификация, приведены в табл. 1–4, а сами места возникновения технологических нарушений показаны стрелками под номерами 1–5 на рис. 1. Из рисунка видно, что актуализация БДМ выполнена для технологических нарушений, происходивших в географически удаленных друг от друга точках энергосистемы ЕЭС/ОЭС от ее восточных (ОЭС Сибири и Казахстана) до западных (ОЭС Республики Беларусь) границ. Эти технологические

Таблица 1

Количественные характеристики динамических моделей

Состав	01.02.07 г.	04.05.07 г.	31.08.07 г.	29.02.08 г.	25.06.08 г.
Узлы	4161	4121	4180	3941	3933
Ветви (всего)	6711	6719	6700	6456	6393
в том числе:					
Линии электропередачи	4954	4886	4952	4754	4738
Трансформаторы	1756	1833	1728	1702	1655
Выключатели	1	0	20	0	0
Генераторы с индивидуальным и параметрами	519	481	510	591	561

Таблица 2

Сравнение потребления ЕЭС/ОЭС в предаварийных режимах

Энерго-система	Потребление ЕЭС/ОЭС (данные ОИК)				
	01.02.07 г.	04.05.07 г.	31.08.07 г.	29.02.08 г.	25.06.08 г.
Россия без Сибири	103141.95	75211.19	77509.61	101202.22	83272.64
Сибирь	26564.80	19556.10	20509.13	26377.40	21271.31
Балтия	4572.38	2881.99	3548.22	4251.98	3529.23
Украина + Молдова	27288.44	20741.72	21051.66	24677.48	21808.33
Беларусь	5303.20	3578.40	4141.60	5092	4352.80
Казахстан	24245.28	18976.64	20812.32	25234.64	21706.32
Азербайджан	3514.75	2593.48	2810.03	3510.74	2989.72
Грузия	несинхронная работа	992.08	1074.92	1342.96	1143.66
Всего по России	129706.75	94767.29	98018.74	127579.62	104543.95
Всего потребление синхронной зоны	194630.80	144531.60	151457.49	191689.08	160074.01

Таблица 3

Количественные характеристики по системам возбуждения и АРВ

Энергосистема	Регуляторы возбуждения									
	01.02.07 г.		04.05.07 г.		31.08.07 г.		29.02.08 г.		25.06.08 г.	
	с PSS	без PSS	с PSS	без PSS	с PSS	без PSS	с PSS	без PSS	с PSS	без PSS
ЭС Азербайджана	1	2	1	3	1	3	1	3	1	3
ЭС Беларуси	4	14	4	13	5	13	—	6	—	6
ЭС Грузии	1	3	1	3	1	4	1	4	—	—
ЭС Казахстана	6	6	5	7	6	7	6	7	6	8
ЭС Латвии	1	4	0	1	1	3	1	4	1	3
ЭС Литвы	3	3	3	3	1	3	3	3	2	3
ЭС Молдовы	2	1	1	1	2	1	2	1	2	2
ЭС Украины	33	19	12	7	32	16	33	17	33	19
ЭС Центральной Азии	—		—		—		—		—	
ЭС Эстонии	0	3	0	3	0	3	—	3	—	2
ЕЭС России всего	141	276	143	271	138	275	185	311	189	281
В том числе по ОЭС:										
ОЭС Сибири	32	68	30	60	32	56	34	66	28	53
ОЭС Урала с Тюменской ЭС	34	74	32	75	32	74	36	79	33	71
ОЭС Средней Волги	24	26	23	24	20	24	25	31	28	29
ОЭС Центра	20	68	19	69	16	69	46	79	43	75
ОЭС Юга	8	18	6	19	10	24	8	29	18	35
ОЭС Северо-Запада	20	22	30	24	25	28	33	27	39	18
ЭС «Янтарь»	3	0	3	0	3	0	3	—	—	—
ВСЕГО:	192	331	170	312	187	328	232	359	234	327

Таблица 4

**Перетоки активной мощности по межсистемным
и межгосударственным сечениям**

Сечение	Переток по межсистемным связям, МВт				
	01.02.07 г.	04.05.07 г.	31.08.07 г.	29.02.08 г.	25.06.08 г.
ОЭС Средней Волги – ОЭС Урала	1203	1430	375	215	1200
ОЭС Центра – ЭС Украины	–11	–802	296	521	441
ЭС Беларуси – ОЭС Северо-Запада	183	4	114	151	59
ОЭС Средней Волги – ОЭС Юга	494	651	220	525	657
ОЭС Юга – ОЭС Центра	405	113	53	–304	115
ОЭС Средней Волги – ОЭС Центра	1632	1312	–800	–1282	–631
ЭС Казахстана – ОЭС Сибири	418	657	254	–148	622
ОЭС Северо-Запада – ЭС Эстонии	148	–37	17	169	487

нарушения происходили в различное время года, различное время суток и, как показывает анализ табл. 1–4, в различных схемно-режимных условиях, поэтому варианты БДМ значительно отличаются друг от друга по структуре сети, составу и характеристикам генераторного оборудования, количеству и размещению энергоблоков, участвующих в общем первичном регулировании частоты, количеству и размещению автоматических регуляторов возбуждения и системных стабилизаторов и, наконец, по загрузке межсистемных и межгосударственных сечений в предаварийном режиме. Все это позволяет сделать вывод о репрезентативности технологических нарушений, использовавшихся для верификации БДМ.

Процедура верификации БДМ основывалась на известном зарубежном опыте и заключалась в качественном сравнении характера изменения частоты напряжения, а также перетоков активной мощности по линиям при соответствующем технологическом нарушении в реальной

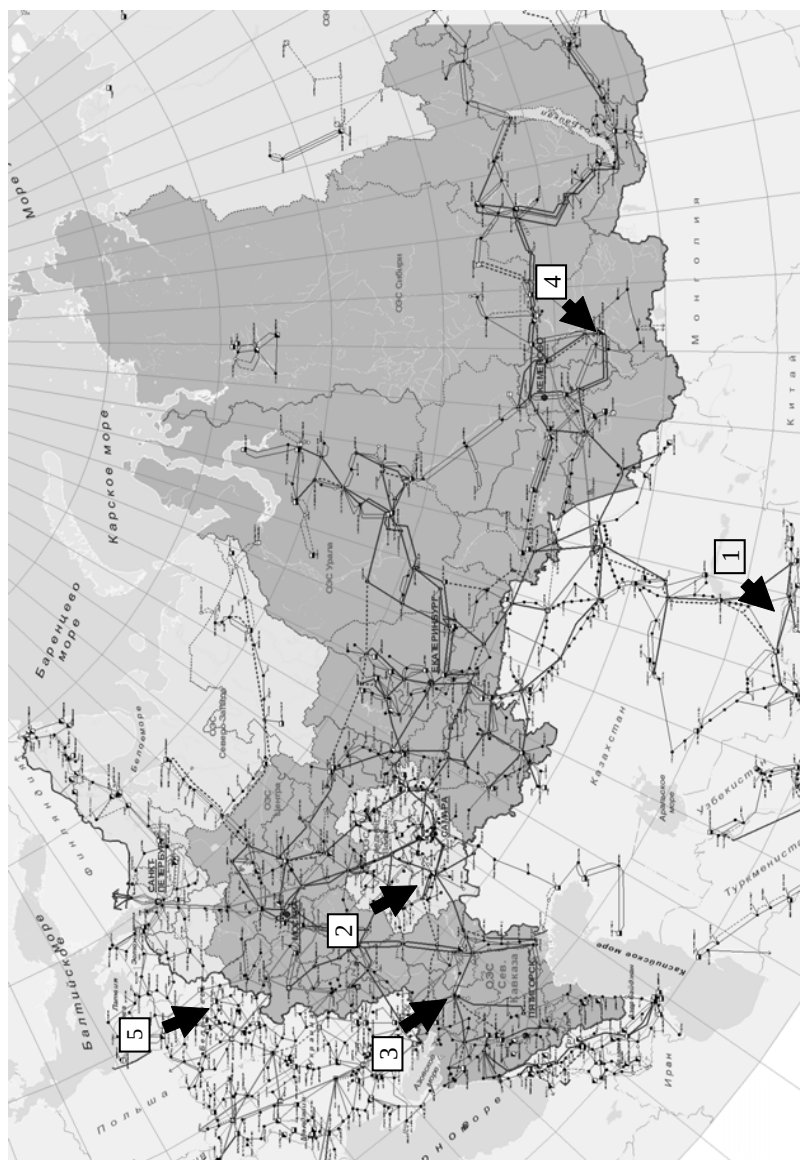


Рис. 1. Места технологических нарушений, использовавшихся для верификации БДМ

энергосистеме и в ее динамической модели. Для повышения точности воспроизведения электромеханических переходных процессов, имевших место при технологическом нарушении в реальном энергообъединении, при верификации БДМ выполнялась ее «настройка», состоявшая в коррекции ряда характеристик и параметров модели, которые известны не достоверно. Эта «настройка» заключалась в коррекции статических характеристик нагрузки – зависимостей активных и реактивных мощностей нагрузки от напряжения и частоты. Следует особо отметить, что «настройка» статических характеристик нагрузки в БДМ была выполнена *однократно* при верификации модели по первому из рассмотренных технологических нарушений и при последующих верификациях *не корректировалась*, что свидетельствует о высоком качестве динамической модели. Сравнение результатов, полученных при верификации БДМ, с известными результатами верификации зарубежных динамических моделей, позволяет сделать вывод о том, что качество динамической модели ЕЭС/ОЭС превосходит известные зарубежные аналоги: в БДМ более правильно воспроизводятся амплитуды и фазы основных составляющих колебательных процессов, возникающих в энергообъединении ЕЭС/ОЭС на низких частотах [3]. Высокая достоверность результатов, получаемых с помощью БДМ, обеспечивается, прежде всего, за счет полноты и достоверности информации о составе и нагрузке энергоблоков, участвовавших в покрытии графика нагрузки в предаварийном электрическом режиме: такой подробной информацией для верификации динамических моделей, которая имеется в распоряжении Системного оператора, сегодня не обладает ни одна зарубежная энергокомпания.

Важным преимуществом СМПР перед зарубежными аналогами (например, системой WAMS, реализованной в синхронной зоне УСТЕ) является то, что все цифровые регистраторы, применяемые в СМПР, обеспечивают измерение абсолютного угла напряжения в точке подключения. Это позволяет выполнять верификацию БДМ в том числе и путем сравнения изменения углов между векторами напряжений в энергосистеме ЕЭС/ОЭС и в ее динамической модели. В качестве примера на рис. 2–4 показаны совмещенные измеренные и расчетные значения относительных углов между различными электрически и географически удаленными точками энергообъединения ЕЭС/ОЭС при технологическом нарушении, вызванном полным погашением Лукомльской ГРЭС (25.06.2008 г.). На рисунках заметно некоторое количественное расхождение величин замеренных относительных углов с расчетными значени-

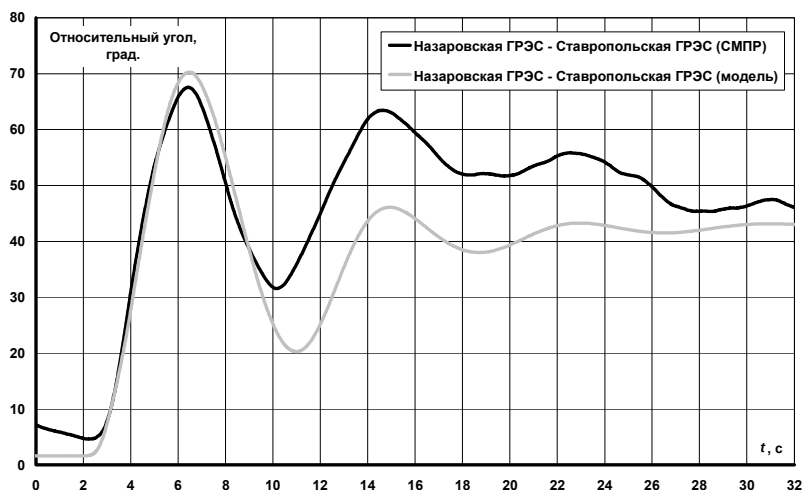


Рис. 2. ОЭС Сибири – ОЭС Юга

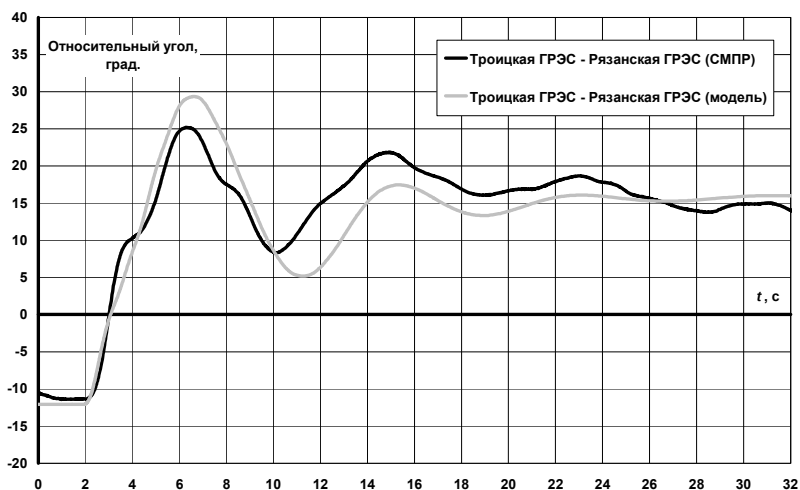


Рис. 3. ОЭС Урала – ОЭС Центра

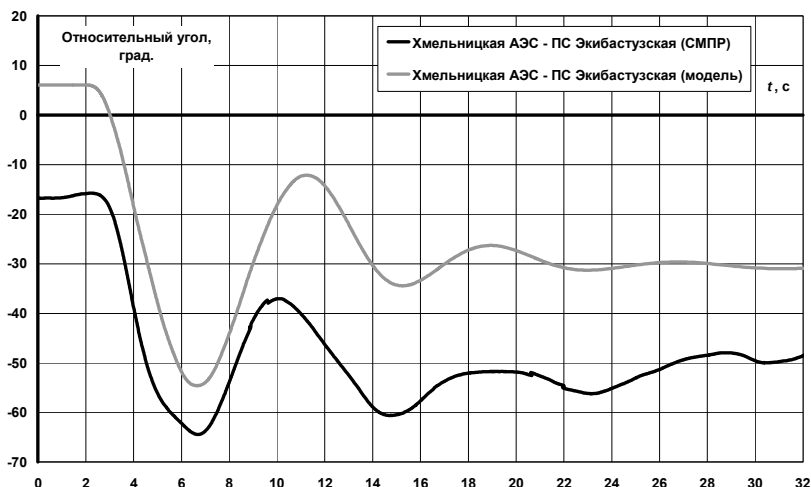


Рис. 4. ОЭС Украины – ОЭС Казахстана

ями. Это расхождение определяется, прежде всего, точностью воспроизведения предаварийного режима¹. При этом указанное расхождение остается постоянным в ходе всего переходного процесса, что свидетельствует о высоком качестве динамической модели.

Это позволяет рассматривать ее как эталонную модель, которая уже сейчас широко используется для подготовки более подробных достоверных моделей отдельных ОЭС, анализа технологических нарушений, проверки правильности и эффективности настроек вновь вводимых устройств и систем управления и регулирования и т. д.

Вместе с тем потенциальные возможности совершенствования самой эталонной динамической модели исчерпаны далеко не полностью. Качество БДМ может быть заметно улучшено за счет совершенствования ОИК, повышения точности оценки предаварийного режима и автоматизации его подготовки, обеспечения более точного учета потребления и генерации в отдельных ОЭС Восточной синхронной зоны, уточнения

¹ В настоящее время процедура сбора информации по предаварийному режиму энергосистем Казахстана и Украины еще не достаточно отработана, что приводит к заметным расхождениям в величинах параметров предаварийного режима этих энергосистем, замеренных регистраторами СМПР и полученных в цифровой модели.

параметров генераторного оборудования и настроек систем регулирования энергоблоков. Продолжение работ по совершенствованию БДМ и выполнение ее регулярной актуализации и верификации позволит создать эффективный инструмент для анализа устойчивости ЕЭС России и будет способствовать обеспечению системной надежности.

Список литературы

1. *Clodius D., Glaunsinger W., Grebe E., Lösing M., Luther M.* Parallel operation of Centrel and UCTE networks under system dynamics aspects. 12th Power System Computation Conference, Dresden, August 19–23, 1996.
2. *Аюев Б. И., Герасимов А. С., Есипович А. Х., Куликов Ю. А.* Верификация цифровых моделей ЕЭС/ОЭС. Электричество, № 5, 2008.
3. *Ayuev B. I., 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.

А. С. Герасимов, к.т.н., доцент; А. Х. Есипович, к.т.н., доцент;
А. Н. Смирнов; Д. В. Сорокин; Й. Штефка, к.т.н, с.н.с. — ОАО «НИИПТ»,
Санкт-Петербург

Разработка цифровых моделей отечественных и зарубежных АРВ и методика их верификации

Обеспечение системной надежности ЕЭС России в современных условиях возможно только при осуществлении постоянного научно-технического сопровождения функционирования и развития энергообъединения, которое все более и более усложняется. Для решения этой задачи должны привлекаться, в частности, адекватные цифровые модели, позволяющие выполнять достоверный анализ как устойчивости ЕЭС России в целом, так и составляющих ее энергосистем. Степень достоверности цифровых моделей энергосистем находится в прямой зависимости от качества моделирования разнообразных устройств и систем режимного и противоаварийного управления. Наибольшее внимание при этом необходимо уделять корректному моделированию быстродействующих современных систем возбуждения, включающих микропроцессорные автоматические регуляторы возбуждения, так как настройка каналов регулирования и стабилизации последних самым существенным образом влияет на уровни динамической устойчивости и характер демпфирования низкочастотных колебаний в энергосистеме.

Корректное моделирование современных АРВ вызывает определенные затруднения, так как в настоящее время в ЕЭС России применяются цифровые регуляторы различных отечественных и зарубежных производителей, которые значительно отличаются друг от друга по конструктивному исполнению, технологическим алгоритмам, способам цифровой обработки входных сигналов, структуре и виду используемых параметров стабилизации. Все это заставляет ограничить использование таких программных комплексов, как «Мустанг», ДАКАР, АНАРЕС, «Эра», в которых реализованы упрощенные или унифицированные модели регуляторов возбуждения. Исследования показывают, что упрощенное моделирование современных АРВ не позволяет выполнить достоверную оценку статических и динамических свойств энергообъединений, проверку эффективности настройки АРВ на дей-

ствующих электростанциях и разработать рекомендации по настройке регуляторов [1]. Поэтому для разработки достоверных моделей регуляторов в отделе электроэнергетических систем ОАО «НИИПТ» используется программно-вычислительный комплекс *EUROSTAG* [2], позволяющий создавать произвольные пользовательские модели устройств регулирования и управления. Это обеспечивает возможность разработки и включения в динамические модели энергосистем полных цифровых моделей регуляторов возбуждения и системных стабилизаторов отечественных и зарубежных производителей.

Проверка адекватности полных цифровых моделей регуляторов выполняется путем их верификации. Верификация цифровых моделей АРВ отечественной структуры выполняется путем сравнения амплитудно-частотной (АЧХ) и фазочастотной (ФЧХ) характеристик каждого канала натурального регулятора с соответствующей частотной характеристикой его цифровой модели. При этом критерием достоверности цифровых моделей регуляторов является совпадение их частотных характеристик с частотными характеристиками соответствующих промышленных образцов АРВ. Поэтому при несоответствии частотных характеристик регулятора и его цифровой модели в процессе верификации выполняется коррекция цифровой модели регулятора, которая осуществляется путем уточнения параметров каналов регулирования и стабилизации цифровой модели. В ряде случаев для получения совпадения соответствующих частотных характеристик в цифровую модель вводятся дополнительные динамические звенья (например, звено «чистого сдвига»). Все это обеспечивает получение достоверной цифровой модели регулятора, адекватно отображающей натуральный АРВ.

Верификация цифровых моделей АРВ зарубежных производителей в силу особенностей структуры этих АРВ выполняется путем сравнения амплитудно-частотных и фазочастотных характеристик отдельно для регуляторов напряжения (*AVR*) и системных стабилизаторов (*PSS*).

Все цифровые регуляторы возбуждения отечественных и зарубежных производителей проходят проверку на функционирование на электродинамической модели ОАО «НИИПТ» в тестовой схеме сложного энергообъединения в объеме типовой «Программы комплексных системных испытаний микропроцессорных автоматических регуляторов возбуждения синхронных генераторов», утвержденной РАО «ЕЭС России» и ОАО «СО ЕЭС». Перед проведением испытаний на модели, как правило, определяются частотные характеристики регуляторов, что обеспечивает верификацию их цифровых моделей. Способ получения

частотных характеристик натурального регулятора зависит от технических возможностей, реализованных в самом АРВ.

В случае возможности подачи на вход АРВ дополнительного тестового аналогового сигнала и при наличии аналогового выхода снятие частотных характеристик выполняется по специально разработанной методике. Эта методика позволяет непосредственно получить частотные характеристики рассматриваемого канала регулятора путем подачи на вход АРВ специального составного входного сигнала, то есть, без снятия каждой точки частотной характеристики по отдельности. Это значительно ускоряет процесс получения частотных характеристик.

Остановимся на данной методике более подробно. Амплитудно-частотная и фазочастотная характеристики являются соответственно вещественной и мнимой частью комплексной передаточной функции, которая в операторном виде может быть определена как отношение изображения выходного сигнала к изображению входного сигнала [3, 4]:

$$K(j\omega) = \frac{Y(j\omega)}{X(j\omega)} = A(\omega) + j \cdot \Psi(\omega) \quad (1)$$

где $K(j\omega)$ – комплексная передаточная функция;

$X(j\omega)$ и $Y(j\omega)$ – изображения входа и выхода;

$A(\omega)$ и $\Psi(\omega)$ – амплитудно-частотная и фазочастотная характеристики.

Если на вход устройства подать известную функцию и определить реакцию канала на выходе, то по формуле (1) можно определить искомые АЧХ и ФЧХ канала регулятора.

Наиболее удобным для реализации видом сигнала, подаваемого на вход канала регулятора, является сигнал, состоящий из суммы гармоник. Входной сигнал формируется при этом таким образом, чтобы содержать все гармоники с заданной дискретностью из рассматриваемого диапазона частот. В этом случае при определении изображений входного и выходного сигналов используется разложение в ряд Фурье. Для того чтобы наблюдаемые процессы были действительно периодическими, регистрацию данных необходимо начинать после подачи тестового сигнала с задержкой времени, необходимой для затухания свободных колебаний.

Формулы расчета коэффициентов Фурье отличаются от формулы интеграла Фурье помимо пределов интегрирования только постоянным множителем. Поскольку изображения входа и выхода входят в формулу (1) в виде отношения, величина множителя не влияет на результат.

Поэтому формулы для расчета коэффициентов Фурье можно заменить формулой дискретного преобразования Фурье и вычислять их по формуле:

$$X(dF \cdot k) = dt \sum_{i=0}^{N-1} x(dt \cdot i) \exp\left(-j \frac{2\pi i k}{N}\right), k = 0, 1, \dots, n, \quad (2)$$

где dt и $dF = 1/(dt \cdot N)$ – шаг дискретизации по времени и по частоте, соответственно;

N – число отсчетов функции за период;

$n \leq N/2$ – число рассчитываемых точек изображения;

$x()$ и $X()$ – значения вещественной функции оригинала и изображения, соответственно.

Формула используется для расчета изображения сигнала, как на входе, так и на выходе.

Получить входной тестовый сигнал, содержащий необходимый ряд гармоник, можно с помощью обратного преобразования Фурье:

$$x(dt \cdot i) = \frac{1}{N \cdot dt} \sum_{k=0}^{N-1} X(dF \cdot k) \exp\left(j \frac{2\pi i k}{N}\right), i = 0, 1, \dots, N-1. \quad (3)$$

Задавая значения шагов dt и dF , определяется число отсчетов входного сигнала за период $N = 1/(dt \cdot dF)$. Число рассчитываемых точек изображения $n = f_{\max}/dF$. Частота $f_{\max}$ должна удовлетворять неравенству $f_{\max} \leq 1/(2dt)$. Комплексная функция $X()$ равна нулю при нулевой частоте. Остальные значения следует выбирать так, чтобы мощность сигнала распределялась примерно равномерно по периоду. Из N значений функции $X()$ свободно можно выбирать только половину. Значения функции удовлетворяют условию $X^*(N-k) = X(k)$, где $*$ – признак комплексно сопряженного числа. Модули $|X(k)|$ можно выбрать постоянными для всех узловых частот. Если устройство имеет в исследуемом диапазоне резонансные частоты, то соответствующие им значения модулей могут быть уменьшены. Фазы $X()$ – случайные значения, равномерно распределенные на отрезке от -180 до $+180$ град. Полученный с помощью (3) входной тестовый сигнал можно при необходимости масштабировать.

На рис. 1 приведен пример тестового сигнала, подаваемого на аналоговый вход автоматического регулятора возбуждения и рассчитанного для $dt = 10$ мс, $dF = 0,05$ Гц и $f_{\max} = 5$ Гц. $|X(k)| = \text{const}$.

Для реализации метода используется схема, приведенная на рис. 2. В состав схемы входит ЭВМ, например, ПК, оснащенный устройствами связи с объектом (УСО). Периодический тестовый сигнал формируется ЭВМ и выдается на вход автоматического регулятора возбуждения с помощью ЦАП. Величина сигнала на входе регулятора регулируется

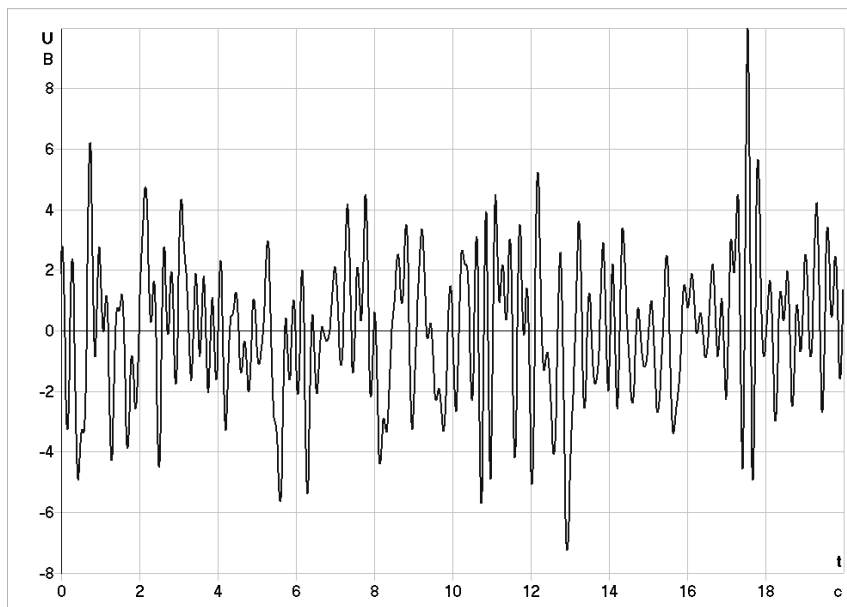


Рис. 1. Пример тестового сигнала ($dt = 10$ мс, $dF = 0.05$ Гц)

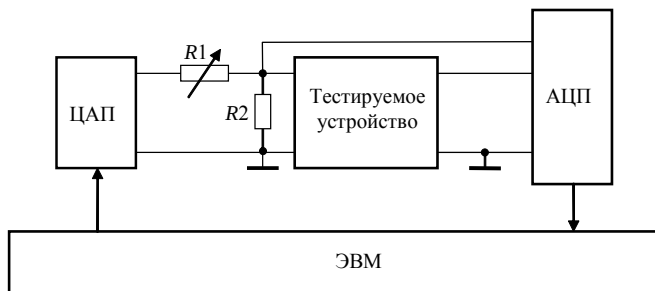


Рис. 2. Схема подключения тестируемого устройства

с помощью делителя напряжения на резисторах $R1$, $R2$. Сигналы на входе и выходе регулятора одновременно регистрируются с помощью АЦП в течение промежутка времени Ndt .

По полученному входному и выходному сигналам по формуле (2) определяют изображения, по которым по формуле (1) вычисляют искомые частотные характеристики.

Описанная методика реализована в разработанном в ОАО «НИИПТ» программном обеспечении, которое позволяет сформировать необходимый составной сигнал, подать его на вход рассматриваемого регулятора и отобразить частотные характеристики на экране ЭВМ. С помощью данного программного обеспечения в частности были определены натурные частотные характеристики головного образца регулятора возбуждения АРВ-НЛ (НПО «ЭЛСИБ» ОАО, Новосибирск), регулятора напряжения $ST5B$ и системного стабилизатора типа $PSS2B$ системы возбуждения $UNITROL-5000$ (ABB, Швейцария). На рис. 3 и 4 в качестве примера приведены снятые с использованием описанной выше методики частотные характеристики канала стабилизации по отклонению частоты регулятора АРВ-НЛ (рис. 3) и регулятора напряжения $ST5B$ системы $UNITROL-5000$ (рис. 4).

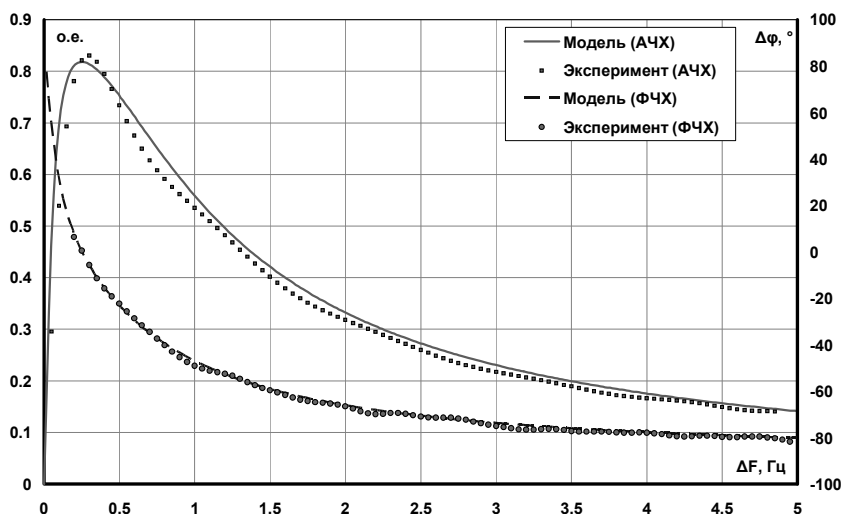


Рис. 3. Частотные характеристики канала стабилизации по отклонению частоты регулятора АРВ-НЛ (НПО «ЭЛСИБ» ОАО)

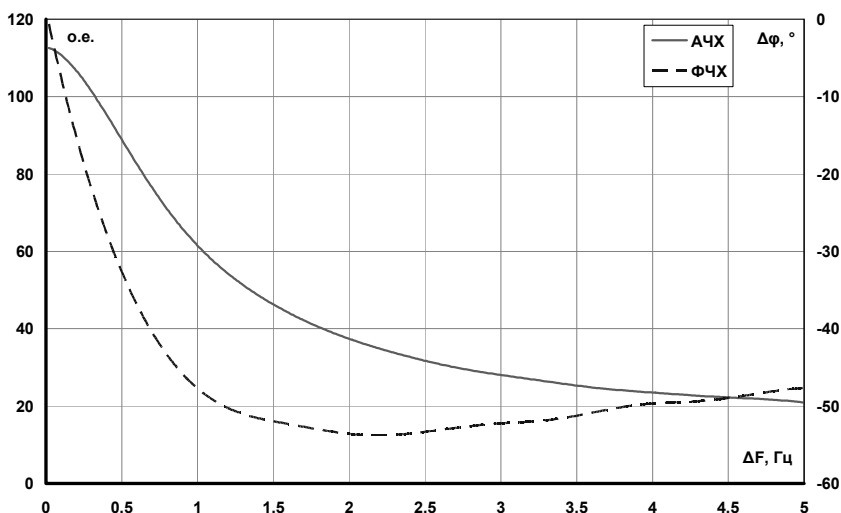


Рис. 4. Частотные характеристики регулятора напряжения ST5B системы UNITROL-5000 (ABB, Швейцария)

При отсутствии технической возможности реализации описанной выше методики, снятие частотных характеристик осуществляется традиционным способом «по точкам», а именно, путем поочередной подачи на аналоговый вход каждого канала регулятора синусоидального сигнала известной амплитуды и частоты и фиксации величины и фазы выходного сигнала. При делении амплитуды выходного сигнала на амплитуду входного получается коэффициент передачи на определенной частоте, т. е. точка на графике АЧХ. Аналогично изменение фазы выходного сигнала относительно входного дает точку на графике ФЧХ. Изменяя частоту входного сигнала с определенным шагом (обычно достаточно шага 0.1 Гц), получают набор точек на графиках АЧХ и ФЧХ. На практике выходные сигналы каналов получаются зашумленным, что затрудняет определение их амплитуды и фазы. Поэтому, как показывает опыт, выходной сигнал целесообразно раскладывать в ряд Фурье и определять передаточные коэффициенты и изменение фазы непосредственно для первой гармоники.

Методика определения частотных характеристик натурного АРВ «по точкам» применялась в ОАО «НИИПТ», в частности для получения частотных характеристик цифрового регулятора АРВ-2М (ОАО «Силовые машины» – филиал «Электросила»). Полученные таким образом

частотные характеристики регулятора показали, что представленная разработчиками цифровая модель не полностью совпадает с оригиналом, что привело к необходимости произвести коррекцию цифровой модели АРВ-2М. На рис. 5 в качестве примера приведены амплитудно-частотная и фазочастотная характеристики канала стабилизации по отклонению частоты регулятора АРВ-2М.

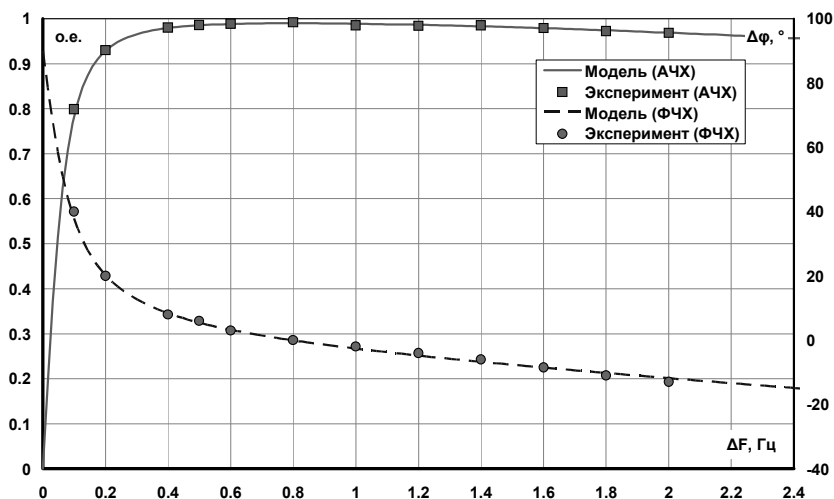


Рис. 5. Частотные характеристики канала стабилизации по отклонению частоты регулятора АРВ-2М (ОАО «Силовые машины» – филиал «Электросила»)

Отсутствие у ряда цифровых регуляторов аналоговых входа и выхода не позволяет получить их экспериментальные частотные характеристики. В этом случае при разработке цифровых моделей в качестве эталона используются частотные характеристики АРВ, предоставляемые разработчиками регуляторов, и верификация цифровых моделей АРВ осуществляется по этим частотным характеристикам, принимаемым за эталонные. Так выполнена, в частности, верификация цифровой модели регулятора DECS-400 («Basler Electric», США). Амплитудно-частотная характеристика цифровой модели системного стабилизатора регулятора DECS-400, первоначально предоставленной разработчиками, значительно отличалась от соответствующей частотной характеристики, снятой с промышленного образца данного регулятора. После уточнения

параметров модели системного стабилизатора, подтвержденного разработчиками, частотные характеристики натурального регулятора *DECS-400* и его цифровой модели совпали (рис. 6 и 7).

По частотным характеристикам, предоставленным разработчиками (ОАО «НИИЭлектромаш»), выполнена и верификация цифровой модели регулятора КОСУР-Ц (рис. 8).

Получение частотных характеристик цифровой модели регулятора производится с помощью программы «Область». Программа «Область» разработана в 1990-е годы в ОАО «НИИПТ» и предназначена для анализа колебательной устойчивости сложных электроэнергетических систем и выбора коэффициентов усиления каналов стабилизации по частоте напряжения (K_f) и ее производной (K'_f) автоматических регуляторов возбуждения сильного действия [5]. В настоящее время в программе реализована возможность «конструирования» регуляторов возбуждения и системных стабилизаторов произвольной структуры, а также получения амплитудно-частотных и фазочастотных характеристик «сконструированных» цифровых моделей. Новые возможности программы «Область» позволяют сравнивать частотные характеристики отдельных каналов цифровых моделей регуляторов с соответствующими

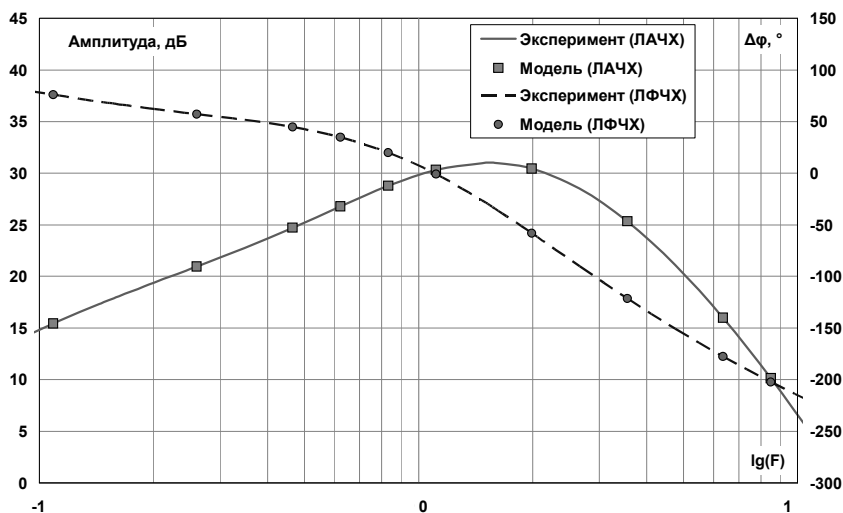


Рис. 6. Логарифмические амплитудно-частотная (ЛАЧХ) и фазочастотная (ЛФЧХ) характеристики системного стабилизатора типа PSS2B регулятора *DECS-400* («Basler Electric», США)

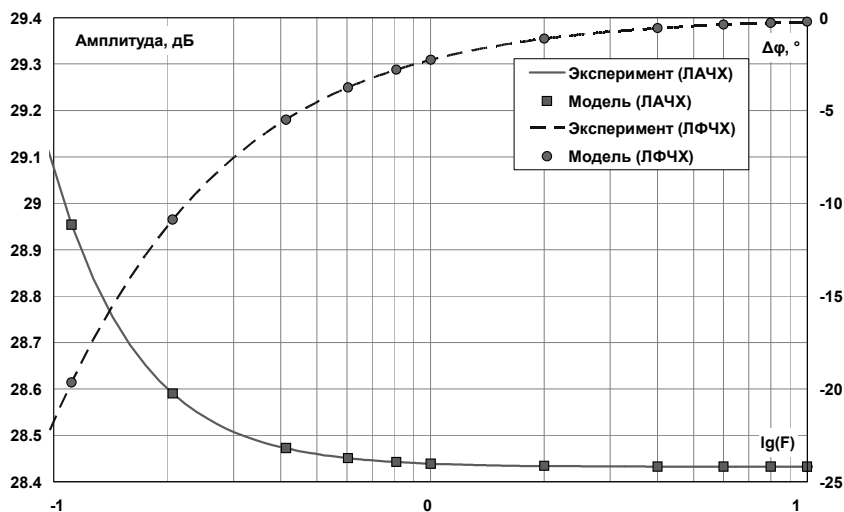


Рис. 7. Логарифмические амплитудно-частотная (ЛАЧХ) и фазочастотная (ЛФЧХ) характеристики регулятора напряжения типа ST4B регулятора DECS-400 («Basler Electric», США)

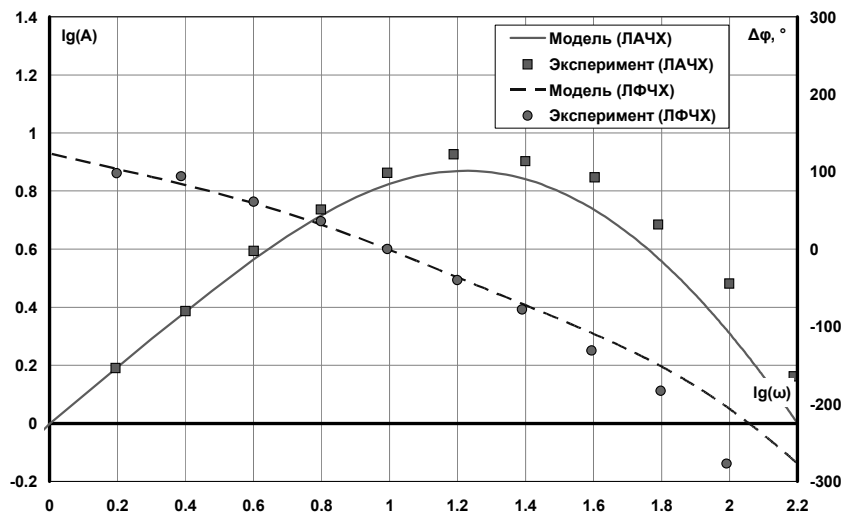


Рис. 8. Логарифмические амплитудно-частотная и фазочастотная характеристики канала по производной тока ротора регулятора КОСУР-Ц (ОАО «НИИЭлектромаш»)

характеристиками натуральных регуляторов с помощью удобного графического интерфейса и обеспечивают таким образом верификацию разработанных цифровых моделей. Примеры верификации приведены на рис. 3, 5–8, на которых помимо натуральных или эталонных частотных характеристик приведены и частотные характеристики цифровых моделей АРВ.

Эффективность методики верификации цифровой модели АРВ по экспериментальным частотным характеристикам регулятора на практике впервые была подтверждена при выборе настройки каналов стабилизации регулятора возбуждения генератора паровой турбины энергоблока № 1 Северо-Западной ТЭЦ Ленэнерго. Это позволило в 2002 г. осуществить выбор оптимальной настройки системного стабилизатора полупроводникового АРВ типа АРВ-СДП на математической модели энергосистемы и обеспечить устойчивую работу Северо-Западной ТЭЦ в энергосистеме *NORDEL* [6]. Также на цифровой модели энергосистемы в 2007 году была выполнена настройка цифрового регулятора возбуждения АРВ-М второго энергоблока Северо-Западной ТЭЦ.

Помимо выбора настройки АРВ, достоверные цифровые модели регуляторов обеспечивают выполнение объективного анализа технологических нарушений, сопровождающихся возникновением низкочастотных синхронных колебаний. Так наличие верифицированной цифровой модели полупроводникового регулятора возбуждения АРВ-СДП1-21 позволило восстановить колебательный характер нарушения устойчивости параллельной работы агрегатов Загорской ГАЭС, работающих в двигательном режиме, с энергосистемой и определить причину технологического нарушения, а также сформулировать рекомендации по повышению надежности работы ГАЭС.

Важным практическим результатом применения верифицированных цифровых моделей является также возможность проверки эффективности настройки АРВ зарубежного производства на цифровой модели энергосистемы. Подобная проверка была проведена для регулятора *DECS-400*, цифровая модель которого была верифицирована в процессе испытаний на физической модели ОАО «НИИПТ». Этот регулятор осенью 2008 года был установлен на генераторе № 6Э ТЭЦ ОАО «Монди СЛПК» (энергосистема Республики Коми) при проведении рекомендованной ОАО «НИИПТ» модернизации системы возбуждения. Выполненный на цифровой модели анализ показал, что выбранная наладочной организацией настройка *DECS-400* генератора ТВФ-120 (№ 6Э) ТЭЦ ОАО «Монди СЛПК» обеспечивает демпфирование низ-

кочастотных колебаний при технологических нарушениях, связанных с отделением Печорской ГРЭС от энергосистемы. На рис. 9 показан воспроизведенный по данным регистраторов электромеханический переходный процесс в цифровой модели энергосистемы (изменение перетока активной мощности по ВЛ 220 кВ ПС Микунь – ПС Синдор) при технологическом нарушении, имевшем место 07.12.2006 г., и сопровождавшийся большими синхронными колебаниями мощности. На этом же рисунке показано, что установка на генераторе регулятора *DECS-400* при возникновении аналогичных технологических нарушений позволит обеспечить эффективное демпфирование колебаний, что свидетельствует о правильности настройки регулятора, выбранной при проведении пуско-наладочных работ на электростанции.

Приведенные примеры свидетельствуют о том, что применение полных верифицированных моделей АРВ в динамических моделях энергосистем способствует обеспечению эффективного контроля уровней колебательной устойчивости ЕЭС России.

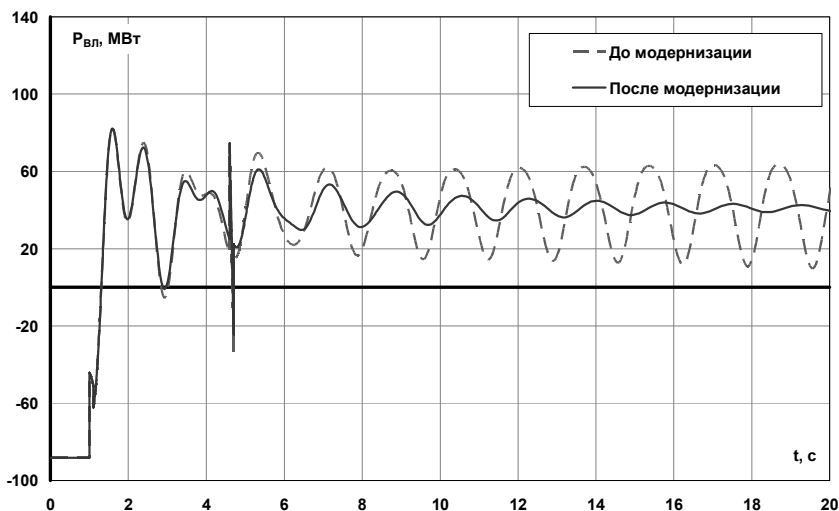


Рис. 9. Моделирование изменения перетока активной мощности по ВЛ 220 кВ ПС Микунь – ПС Синдор при технологическом нарушении 07.12.2006 г.

Список литературы

1. Герасимов А. С., Дмитриев М. В., Есипович А. Х. Уточнение математических моделей современных АРВ для повышения достоверности анализа устойчивости сложных энергосистем // Сб. докладов 2-й научно-технической конференции молодых специалистов электроэнергетики – 2003. – М.: «НЦ ЭНАС», 2003.
2. Meyer B., Stubbe M. «EUROSTAG, A Single Tool For Power-System Simulation», Transmission & Distribution International March 1992.
3. Отнес Р., Эноксон Л. Прикладной анализ временных рядов. – М.: Мир, 1982.
4. Марпл-мл. С. Л. Цифровой спектральный анализ и его приложения. – М.: Мир, 1990.
5. Есипович А. Х., Зеккель А. С. Программный комплекс расчета колебательной устойчивости и выбора настройки регуляторов возбуждения. Электрические станции № 12, 1995.
6. Герасимов А. С., Есипович А. Х., Зеккель А. С., Гилев А. М., Грязнов И. Ю., Пайвин А. А., Рейник Д. О. Оптимизация настройки разнотипных регуляторов возбуждения генераторов парогазового энергоблока Северо-Западной ТЭЦ для обеспечения ее устойчивой параллельной работы с энергосистемой NORDEL. «Электрические станции», № 4, 2004.

УДК 621.311

А. С. Герасимов, к.т.н., доцент; А. Х. Есипович, к.т.н., доцент;
А. С. Зеккель, д.т.н., профессор; Г. В. Кирьенко — ОАО «НИИПТ»,
Санкт-Петербург;
Л. А. Исаченко — ОАО «Иркутскэнерго», Иркутск

О комплексном подходе к модернизации систем возбуждения генераторов крупных гидроэлектростанций

В настоящее время в энергосистемах страны ускоренными темпами проходит модернизация или полная замена физически и морально устаревшего энергетического оборудования. Одними из основных элементов, подвергаемых замене или модернизации, являются системы возбуждения гидрогенераторов крупных станций, таких как Саяно-Шушенская, Усть-Илимская, Братская, Красноярская, Зейская ГЭС, ГЭС Волжского каскада и т. д. Учитывая особую роль, которую играли и играют крупные ГЭС в обеспечении устойчивости параллельной работы ЕЭС России при различного рода аварийных возмущениях, требования к силовой части систем возбуждения генераторов этих станций (кратности форсировки возбуждения по напряжению) при проектировании всегда были довольно высокими и существенно превосходили требования действовавших стандартов на системы возбуждения синхронных генераторов. Это приводило к необходимости установки на станциях сложных и громоздких систем возбуждения с дополнительными форсировочными группами, что существенно увеличивало стоимость этих систем. Так, например, на генераторах Усть-Илимской ГЭС в настоящее время установлены тиристорные трехкаскадные системы независимого возбуждения типа ВТН 410*4/4400/108У4, обеспечивающие проектное четырехкратное потолочное значение напряжения возбуждения, на генераторах Зейской ГЭС применена двухгрупповая система возбуждения, обеспечивающая потолочное значение 3,4 и 3,7 номинальных единиц возбуждения, а при проектировании Богучанской ГЭС первоначально была запроектирована система возбуждения, обеспечивающая кратность форсировки 4,5 номинальных единицы возбуждения.

Представляется, что в нынешних условиях столь высокие требования к потолочным значениям напряжения возбуждения в целом ряде случаев могут быть пересмотрены в сторону уменьшения и при модернизации оборудования, и при проектировании и новом строительстве ГЭС. Снижение кратности форсировки возбуждения по напряжению при модернизации оказывается возможным благодаря произошедшим со времени ввода в эксплуатацию изменениям схемно-режимных условий работы станций в энергосистеме. Предпосылками для снижения кратности форсировки при проектировании являются бурный прогресс вычислительной техники и появление более совершенных программных комплексов анализа устойчивости. Эти комплексы обеспечивают возможность создания адекватных цифровых моделей энергосистем и позволяют расчетным путем обосновать минимально необходимые и достаточные требования к потолкам возбуждения, что в свою очередь обеспечивает при модернизации и новом строительстве использование более простых и экономичных технических решений по системам возбуждения, т. е. позволяет снизить затраты на реконструкцию [1].

Кроме того, на каждой гидроэлектростанции в отличие от тепловых станций, как правило, устанавливаются уникальные энергоблоки, имеющие сугубо индивидуальные электрические параметры и схемы подключения к шинам высокого напряжения. При модернизации это создает дополнительные трудности, т. к. на промежуточных этапах реконструкции в составе укрупненных блоков следует согласовать и оптимизировать работу различных систем возбуждения и АРВ различных типов. Поэтому при реконструкции систем возбуждения гидрогенераторов особенно эффективным оказывается применение комплексного подхода, состоящего из двух последовательных этапов – этапа выбора параметров и типа систем и этапа испытаний, наладки и настройки «под ключ» автоматических регуляторов возбуждения гидрогенераторов с учетом индивидуальных особенностей энергообъекта и схемно-режимных условий работы ГЭС в энергосистеме [2].

Такой комплексный подход был применен ОАО «Иркутскэнерго» при реконструкции систем возбуждения гидрогенераторов Усть-Илимской ГЭС, в рамках которой ОАО «НИИПТ» выполнял работу «Расчеты аварийных режимов Усть-Илимской ГЭС в ОЭС Сибири, разработка технических требований к силовой части систем возбуждения генераторов, испытания, наладка и предварительная настройка регуляторов возбуждения на электродинамической модели».

На первом этапе для обоснования минимальных требований к силовой части систем возбуждения была применена разработанная в ОАО «НИИПТ» методика, включающая:

- разработку и создание корректной цифровой модели энергосистемы и расчет представительных электрических режимов;
- исследование статической устойчивости энергосистемы и определение нормативных запасов устойчивости ее нормальных, ремонтных и послеаварийных режимов по контролируемым сечениям;
- исследование динамической устойчивости и выбор наиболее тяжелого аварийного возмущения из числа расчетных аварий;
- выбор минимальной кратности форсировки по напряжению для различных типов систем возбуждения по условиям обеспечения динамической устойчивости и нормативного запаса устойчивости послеаварийного режима;
- проверку и корректировку выбранной кратности форсировки по напряжению по условиям обеспечения динамической устойчивости с учетом действия локальных и централизованных комплексов противоаварийной автоматики.

Выполненный по приведенной выше методике анализ режимов и устойчивости параллельной работы Усть-Илимской ГЭС в ОЭС Сибири при всех расчетных аварийных возмущениях как при выведенной противоаварийной автоматике, так и с учетом действия централизованного комплекса противоаварийной автоматики Братского энергоузла показал, что при модернизации систем возбуждения генераторов Усть-Илимской ГЭС требования к их кратности форсировки по напряжению при применении системы независимого тиристорного возбуждения могут быть снижены с 4 до 2,2 о. е., а при применении статической тиристорной системы самовозбуждения – до 2,6 о. е. Полученные выводы были согласованы с Департаментом научно-технической политики и развития ОАО РАО «ЕЭС России» и ОДУ Сибири и послужили основой для выбора типа и параметров систем возбуждения гидрогенераторов Усть-Илимской ГЭС при их реконструкции.

После выбора изготовителя систем возбуждения (ОАО «Силовые машины» – филиал «Электросила») начался второй этап работы – испытания натурных микропроцессорных регуляторов возбуждения АРВ-М [3] на электродинамической модели ОАО «НИИПТ» в схеме энергосистемы Сибири и их настройка «под ключ».

Основными целями испытаний являлись:

- адаптация АРВ-М к схемно-режимным условиям работы Усть-Илимской ГЭС в энергосистеме при замене регуляторов АРВ-СД и систем возбуждения генераторов;
- проверка возможности устойчивой и надежной работы двух различных систем возбуждения и регуляторов (АРВ-СД и АРВ-М) в составе укрупненного блока;
- выбор настройки каналов регулирования и стабилизации АРВ-М по условиям обеспечения высокого качества поддержания напряжения на шинах 500 и 220 кВ станции, а также высокого качества демпфирования маловозмущенного движения и больших послеаварийных колебаний для четырех качественно значимых этапов модернизации, а именно:
 - 1) модернизация системы возбуждения одного из генераторов укрупненного блока, подключенного к шинам 500 кВ станции;
 - 2) полная модернизация систем возбуждения генераторов укрупненного блока;
 - 3) модернизация систем возбуждения половины генераторов станции на стороне 500 кВ;
 - 4) полная модернизация систем возбуждения генераторов.

Первые два этапа модернизации не оказывают сколько-нибудь значимого влияния на качество стабилизации режимов и устойчивость параллельной работы станции с энергосистемой вследствие небольшой «доли» модернизируемых систем возбуждения, поэтому для отработки согласованного управления напряжением и реактивной мощностью генераторов блока при совместной работе как двух разнотипных систем возбуждения (новой и ныне действующей) и двух АРВ, реализующих различные законы управления напряжением, так и двух новых систем возбуждения с регуляторами АРВ-М была подготовлена упрощенная схема физической модели, представляющая собой схему укрупненного блока ГЭС, работающего на систему через внешнее реактивное сопротивление (Хвн), величина которого определена расчетным путем в полной эталонной схеме энергосистемы и составляет 0,33 о. е.¹ (рис. 1).

На блоках Усть-Илимской ГЭС введены схемы компенсации реактивного сопротивления трансформатора (БКТ) и стабилизации токов

¹ Расчеты выполнены по программе, разработанной в ОАО «НИИПТ».

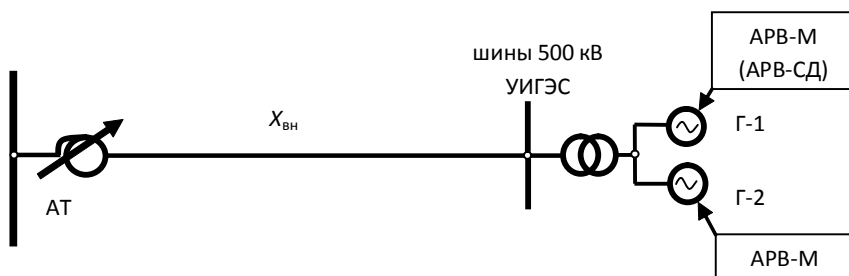


Рис. 1. Схема физической модели для отработки вопросов совместного управления генераторами укрупненного блока Усть-Илимской ГЭС

генераторов. Первое обеспечивает высокий статизм поддержания напряжения на шинах 500 и 220 кВ станции за счет «приближения» точки регулирования к шинам высокого напряжения, второе – стабильную работу двух генераторов на общих шинах генераторного напряжения за счет введения дополнительных перекрестных связей (токи соседних генераторов), также подаваемых на БКТ. Так как регуляторы АРВ-М ранее в схемах укрупненного блока не использовались, а замена одной системы возбуждения и АРВ не должна была сопровождаться изменением схемы стабилизации блока, разработчики АРВ-М установили на регуляторы дополнительные датчики токов и выполнили требуемую коррекцию программного обеспечения, реализующую алгоритм стабилизации, который и был проверен в процессе испытаний.

Испытания работы блока с генераторами, оснащенными различными системами возбуждения и регуляторами двух типов – АРВ-СД и АРВ-М показали, что при этом:

- обеспечивается его устойчивая и надежная работа;
- настройка каналов регулирования и стабилизации АРВ-М может выбираться независимо от рабочей настройки АРВ-СД;
- дополнительный входной сигнал по току соседнего генератора и модернизированный с учетом особенностей укрупненного блока закон регулирования напряжения АРВ-М обеспечивают устойчивое распределение реактивной мощности между генераторами блока и высокое качество поддержания напряжения на шинах 500 и 220 кВ станции без изменения имеющейся схемы коммутации;
- взаимное негативное влияние регуляторов АРВ-СД и АРВ-М отсутствует.

На рис. 2 приведена осциллограмма переходного процесса, иллюстрирующая характер изменения реактивной мощности генераторов укрупненного блока при совместной работе АРВ-М и АРВ-СД при тестовом возмущении – программном изменении уставки по напряжению АРВ-М на 5% в течение 5 с. Из рисунка видно, что после снятия тестового импульса реактивные мощности генераторов выравниваются.

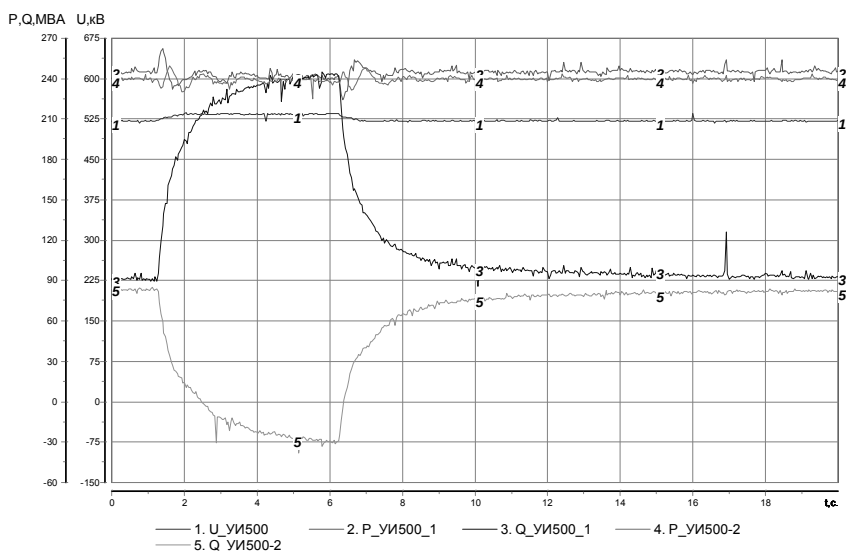


Рис. 2. Изменение уставки по напряжению АРВ-М на 5% в течение 5 с. Совместная работа АРВ-М и АРВ-СД

Полученный в процессе испытаний вывод о том, что АРВ-М и АРВ-СД обеспечивают устойчивую и надежную работу укрупненного блока с различными системами возбуждения, позволил реализовать на Усть-Илимской ГЭС оптимальный вариант модернизации энергоблоков.

Для реализации программы испытаний АРВ на третьем и четвертом этапах модернизации была разработана подробная физическая модель восточной части энергосистемы Сибири, представленная на рис. 3.

В этой модели был выполнен как выбор настройки регуляторов АРВ-М по условиям успешной стабилизации характерных режимов работы электростанции в энергосистеме, так и проверка эффективности этой настройки по условиям демпфирования послеаварийных колебаний при возникновении расчетных возмущений в узле Усть-

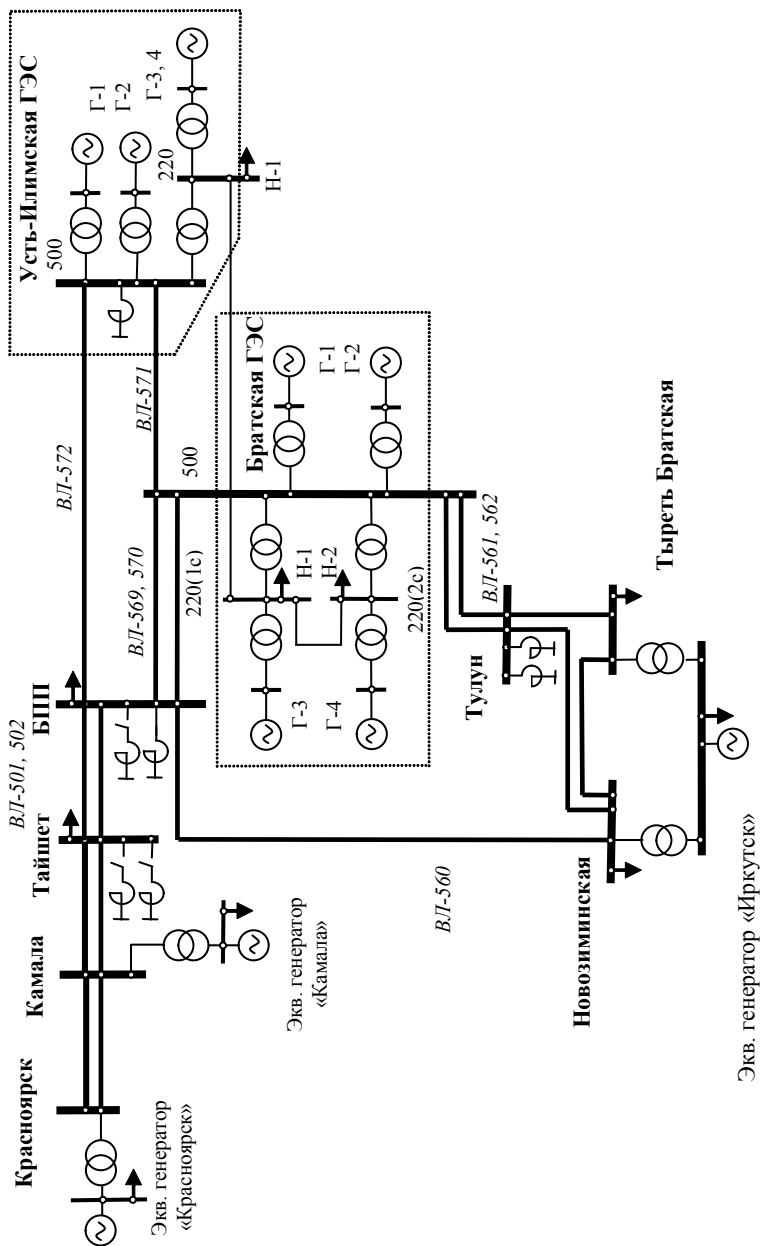


Рис. 3. Схема физической модели ОЭС Сибири

Илимской ГЭС. При моделировании расчетных возмущений учитывалось также действие централизованного комплекса противоаварийной автоматики Братской ГЭС.

Испытания показали, что выбранная настройка каналов регулирования и стабилизации АРВ-М:

- обеспечивает высокое качество демпфирования маловозмущенного движения в нормальных, ремонтных и послеаварийных режимах, а также аperiodический характер нарушения устойчивости в предельных режимах и может быть принята в качестве рабочей настройки АРВ-М;
- не требует корректировки по мере изменения количества модернизируемых генераторов;
- не требует корректировки при работе генераторов, подключенных к шинам 220 кВ станции, в «разделенной» схеме (при отключенном автотрансформаторе 500/220 кВ);
- обеспечивает правильную и эффективную работу АРВ-М при расчетных аварийных возмущениях узла Усть-Илимской ГЭС без учета и с учетом действия комплекса централизованной противоаварийной автоматики Братской ГЭС.

Испытания подтвердили, что снижение кратности форсировки по напряжению возбуждения генераторов Усть-Илимской ГЭС, обоснованное расчетным путем с использованием подробной цифровой модели, не приведет к необходимости снижения допустимых перетоков по контролируемым сечениям и изменения настроек комплекса ЦПА Братской ГЭС. Для иллюстрации на рис. 4 приведена осциллограмма электромеханического переходного процесса, вызванного наиболее тяжелой расчетной аварией: отключением ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Братская ГЭС (ВЛ-571) действием УРОВ при двухфазном коротком замыкании на землю вблизи шин 500 кВ Усть-Илимской ГЭС с отказом одной фазы выключателя. При моделировании аварии выполнено также моделирование действия комплекса противоаварийной автоматики Братской ГЭС. Из рисунка видно, что при принятых кратностях напряжения возбуждения генераторов электростанции устойчивость параллельной работы с энергосистемой обеспечивается.

Заключение

Комплексный подход к модернизации систем возбуждения генераторов крупных гидроэлектростанций, состоящий в определении тре-

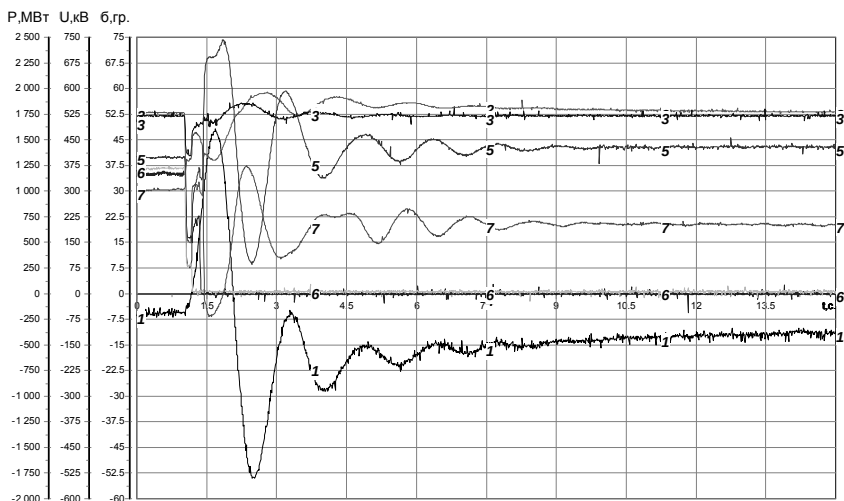


Рис. 4. Двухфазное короткое замыкание на землю у шин 500 кВ Усть-Илимской ГЭС с отключением ВЛ-571 при отказе фазы выключателя и работе УРОВ. Автоматика введена.

1 – $\delta_{\text{Усть-Илимская ГЭС – Красноярск}}$; 2 – $U_{\text{Усть-Илимской ГЭС}}$; 3 – $U_{\text{Братской ГЭС}}$;
 5 – $P_{\text{ВЛ-572}}$; 6 – $P_{\text{ВЛ-571}}$; 7 – $P_{\text{ВЛ-569, 570}}$

бований к потолочным значениям напряжения возбуждения путем анализа динамической устойчивости в подробной цифровой модели энергосистемы и проверке правильности принятых технических решений при испытаниях и настройке «под ключ» натурных образцов микропроцессорных регуляторов возбуждения в условиях адекватной физической модели, позволяет обеспечить оптимальные технико-экономические показатели при проведении реконструкции генераторного оборудования крупных гидроэлектростанций.

Список литературы

1. Герасимов А. С., Есипович А. Х., Зеккель А. С. Обоснование минимальных системных требований к кратности форсировки по напряжению возбуждения генераторов при реконструкции электростанции // Международная научно-технической конференция «Современные системы возбуждения для нового строительства и реконструкции

электростанций. Опыт наладки и эксплуатации систем возбуждения нового поколения»: Сб. материалов. – СПб. 2004.

2. *Гущина Т. А., Герасимов А. С., Есипович А. Х., Зеккель А. С., Кирьенко Г. В.* Опыт использования цифро-аналого-физического комплекса для обеспечения системной надежности ЕЭС России // Электрические станции. 2005, №12.
3. *Герасимов А. С., Есипович А. Х., Зеккель А. С.* Микропроцессорный регулятор возбуждения АРВ-М. Результаты испытаний и научно-технические рекомендации по использованию // Известия НИИ постоянного тока. – СПб. 2002, № 59.

Инженерный подход к расчету электромеханических переходных процессов при несимметричных коротких замыканиях в электрических системах

При выполнении расчетов электромеханических переходных процессов с использованием промышленных программно-вычислительных комплексов «Мустанг», «Дакар», «Эра» и др. определенные трудности вызывает моделирование аварийных возмущений, связанных с возникновением несимметричных, двухфазных или однофазных, коротких замыканий (КЗ). Указанные трудности обусловлены тем, что в перечисленных программных комплексах используется однолинейная модель электрической сети, требующая в соответствии с известной инженерной методикой для выполнения расчетов переходных процессов при несимметричных коротких замыканиях задания так называемых шунтов короткого замыкания [1]. При этом несимметричное КЗ того или иного типа в рассматриваемой точке энергосистемы заменяется трехфазным КЗ, электрически удаленным от реального короткого замыкания на величину сопротивления шунта КЗ, зависящего от параметров схемы обратной и нулевой последовательности.

До последнего времени значения указанных шунтов для сравнительно сложных энергосистем можно было получить лишь с использованием специализированных программ, которые, однако, используют отличную от указанных программных комплексов цифровую модель системы, требуют задания специфических исходных данных, которыми зачастую не располагает расчетчик. Кроме того, эти специализированные программы имеют ограничения по величине анализируемой расчетной схемы.

В связи с этим широкое распространение получил экспертный путь определения величины шунтов КЗ, заключающийся в их подборе исходя из создаваемого ими в точке короткого замыкания снижения напряжения прямой последовательности на $1/3$ от его исходного значения при однофазном и на $2/3$ — при двухфазном коротком замыкании на землю.

В данной статье анализируются погрешности, вносимые указанным упрощенным способом определения шунтов короткого замыкания, предлагается к рассмотрению другой упрощенный способ учета несимметричных коротких замыканий, не требующий определения шунтов короткого замыкания, а также дается краткая информация о разработанной в НИИПТ специализированной программе для точного расчета значений шунтов короткого замыкания.

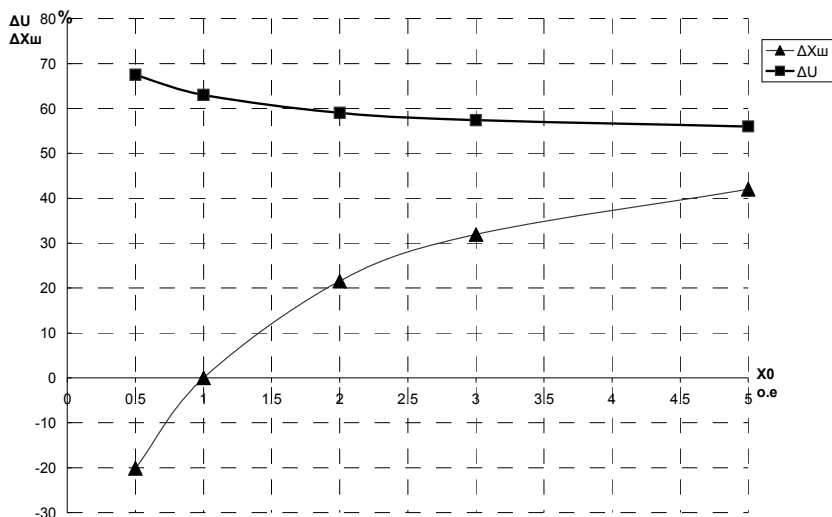
Оценка погрешностей упрощенного подхода к определению величины шунтов КЗ

В выбранной тестовой схеме были выполнены расчеты снижения напряжения прямой последовательности в заданной точке энергосистемы при варьировании ее параметров нулевой последовательности для случаев двухфазного на землю и однофазного короткого замыкания. Результаты расчетов приведены на рис. 1. На рисунке в зависимости от эквивалентной величины сопротивления нулевой последовательности X_0 приведены отклонения от исходного значения величины шунтов короткого замыкания и снижения напряжения прямой последовательности в точке короткого замыкания. При этом исходные точки зависимостей для принятых в тестовой схеме типовых соотношений между сопротивлениями прямой X_1 , обратной X_2 и нулевой последовательности X_0 , соответствуют на рисунке значению $X_0 = 1$.

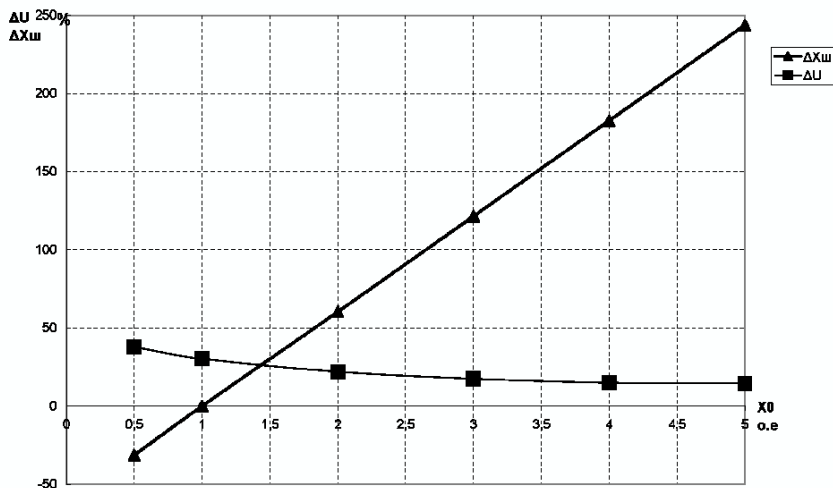
Как следует из рисунка, базовому значению сопротивления нулевой последовательности X_0 соответствуют следующие уровни снижения напряжения прямой последовательности в точке короткого замыкания: при двухфазном КЗ на землю $\Delta U = 63\%$, при однофазном КЗ $\Delta U = 30,3\%$, что достаточно близко совпадает с исходными данными, принимаемыми при использовании экспертного пути определения шунтов КЗ.

Как следует из графиков, в условиях повышенных значений X_0 величина шунтов КЗ возрастает в меньшей степени при двухфазном КЗ на землю, в большей степени – при однофазном КЗ. Указанное различие обусловлено тем, что, как известно, сопротивление шунта КЗ для двухфазного КЗ на землю определяется как $X_{m23} = X_2 \parallel X_0$, а для однофазного КЗ $X_{m1} = X_2 + X_0$.

Одновременно с этим уменьшаются снижения напряжения в точке короткого замыкания, также в меньшей степени при двухфазном КЗ на землю (при увеличении X_0 в 5 раз ΔU снижается на 10%), в большей степени при однофазном КЗ (при увеличении X_0 в 5 раз ΔU снижается



а)



б)

Рис. 1. Зависимости $\Delta X_{ш}$, $\Delta U = f(X_0)$ для двухфазных и однофазных коротких замыканий на землю:

- а) двухфазное короткое замыкание на землю;
 б) однофазное короткое замыкание

вдвое). Как следует из результатов выполненных расчетов, для многих практических случаев выбор шунта КЗ для моделирования двухфазного короткого замыкания на землю исходя из условия снижения напряжения в точке КЗ на $2/3$ обеспечивает приемлемую точность расчетов. Выбор шунта КЗ для однофазных КЗ из условия снижения напряжения на $1/3$ при характерных соотношениях сопротивлений прямой, обратной и нулевой последовательности также обеспечивает приемлемую точность расчетов. При повышенных уровнях сопротивления нулевой последовательности выбор шунта КЗ из указанных условий создает некоторый дополнительный запас динамической устойчивости.

Имитация учета несимметричных КЗ в расчетах электромеханических переходных процессов моделированием трехфазных КЗ сокращенной длительности

Была рассмотрена возможность учета несимметричных коротких замыканий, состоящая в отказе от использования шунтов короткого замыкания и отображении несимметричных КЗ моделированием трехфазного КЗ меньшей длительности.

На рис. 2 приведены начальные фазы переходных процессов, вызванных несимметричными КЗ длительностью 0,1 с при двух способах их моделирования:

- шунтами КЗ, рассчитанными по программе [2] для случаев однофазного и двухфазного короткого замыкания на землю;
- трехфазными КЗ сокращенной длительности.

На графиках приведены зависимости изменения напряжений прямой последовательности в точке короткого замыкания, а также характер изменения активной мощности ближайшего к месту КЗ генератора. На рисунке приведены вычисленные значения импульсов энергии S , обусловленные сбросами активной мощности генераторов.

На графиках подобраны длительности трехфазных КЗ, при которых образующиеся импульсы энергии соответствуют импульсам энергии несимметричных КЗ нормальной длительности, отображаемых шунтами короткого замыкания.

Как следует из рисунка, дальнейший характер протекания переходных процессов после отключения несимметричных и эквивалентных им по импульсу энергии трехфазных КЗ практически совпадает, что свидетельствует об их энергетической идентичности.

На рис. 2 приведены результаты расчетов для близких к генераторам коротких замыканий. На рис. 3 приведены результаты точного и упро-

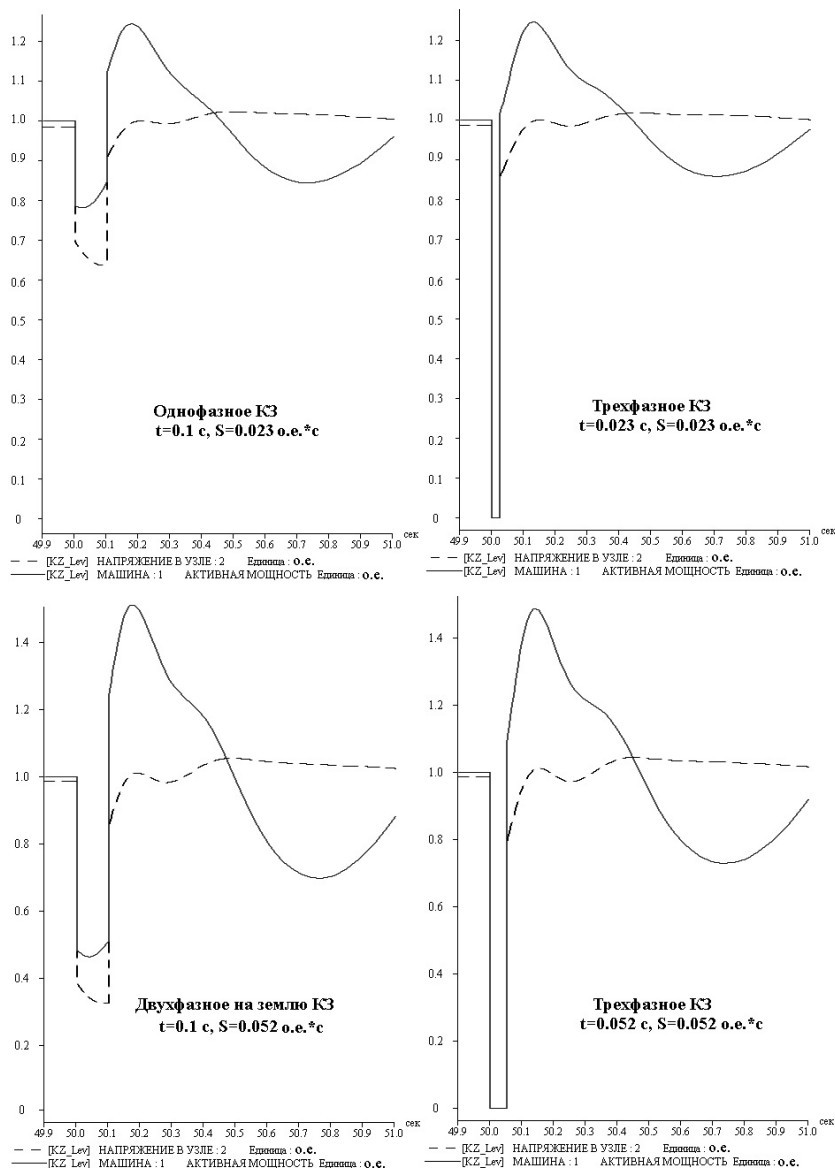


Рис. 2. Результаты сопоставительных расчетов переходных процессов при несимметричных и эквивалентных им трехфазных КЗ

щенного расчетов с использованием меньшей длительности трехфазного КЗ, для случая удаленного однофазного КЗ. В последнем расчете длительность трехфазного КЗ была принята по данным рис. 2 ($t_{3ф} = 0,23 t_{1ф}$). Как видно из рисунка, протекание переходных процессов при точном и упрощенном отображении КЗ и в этом случае оказалось идентичным.

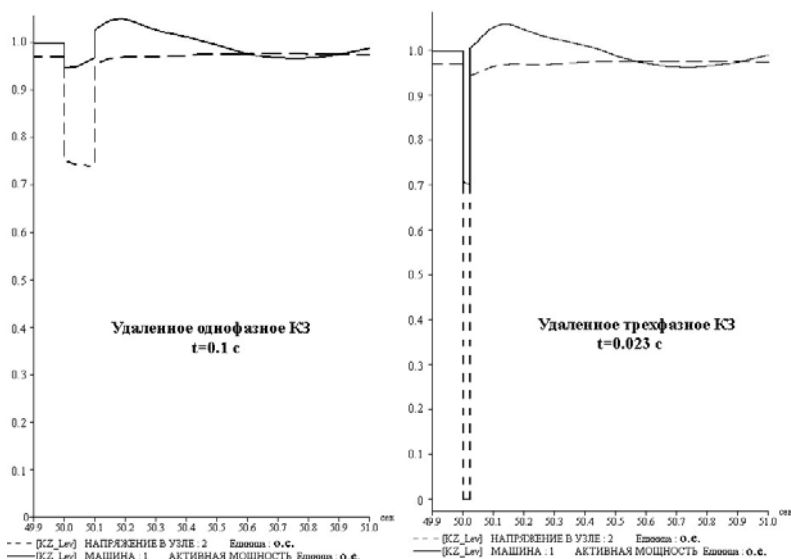


Рис.3. Результаты сопоставительных расчетов переходных процессов при удаленном однофазном КЗ и эквивалентном ему трехфазном КЗ

На основании выполненных расчетов может быть предложено отображение однофазного КЗ в расчетах электромеханических переходных процессов трехфазным в той же точке с длительностью $t_{3ф} = 0,25 t_{1ф}$, и двухфазного КЗ на землю трехфазным с длительностью $t_{3ф} = 0,55 t_{2ф}$.

Достоинством такого способа упрощенного моделирования влияния несимметричных КЗ на протекание переходных процессов является отсутствие необходимости подбора шунтов короткого замыкания.

Программа расчета шунтов несимметричных коротких замыканий

В практике могут иметь место случаи, когда точность выполнения расчетов электромеханических переходных процессов, обеспечиваемая упрощенными способами, может оказаться недостаточной. В связи

с этим в ОАО «НИИПТ» была создана специализированная программа расчета шунтов несимметричных коротких замыканий [2].

Программа реализует алгоритм, основанный на инженерной методике определения шунтов несимметричных коротких замыканий в сложных энергосистемах [1]. В программе использован унифицированный формат обмена данными («формат ЦДУ»), что позволяет пользоваться данными о сети и режимах энергосистемы, полученными по любой из существующих программ расчета электромеханических переходных процессов.

Программа реализует алгоритм для нахождения параметров схем замещения аварийных режимов, использующий метод токов короткого замыкания или, как его еще называют, метод единичных ЭДС. Алгоритм состоит в том, что токи и напряжения в реальных ветвях энергосистемы находятся при заданной единичной ЭДС в точке, где предполагается несимметричное короткое замыкание. Шунт короткого замыкания рассчитывается через собственные проводимости этого узла, полученные для всех последовательностей.

В качестве параметров обратной и нулевой последовательности для отдельных типов элементов программа использует всю имеющуюся информацию, содержащуюся в файлах «формата ЦДУ». В программе предусмотрена возможность задания параметров элементов энергосистем двумя способами: пользователем с помощью встроенной в программу базы данных или автоматически с использованием усредненных значений параметров симметричных составляющих для элементов энергосистем. Так, в автоматическом режиме работы программы для генераторов сопротивление прямой последовательности выбирается исходя из заданной мощности генераторного блока и может принимать значения от 0,19 до 0,403 о. е., для обратной последовательности соответственно от 0,144 до 0,342 о. е., для нулевой – от 0,061 до 0,153 о. е. Для одноцепной ЛЭП и трансформаторов сопротивление нулевой последовательности принимается равным утроенному сопротивлению прямой последовательности, а для двухцепной ЛЭП – это сопротивление увеличивается в 4,7 раза. Для нагрузок сопротивление нулевой последовательности принимается равным утроенному сопротивлению прямой последовательности, а сопротивление обратной последовательности – больше в 1,35 раза.

Поскольку большинство генераторов подключается к сети высокого напряжения через трансформаторы, обмотка низкого напряжения которых включена по схеме треугольника, сопротивление нулевой последовательности генераторов по умолчанию в расчетах не учитывается.

Программа применима к энергосистемам с произвольной схемой, структурой электрической сети и составом энергетического оборудования. Она имеет удобный пользовательский интерфейс и функционирует под управлением операционных систем семейства Windows®.

Способ учета в программе расчета шунтов несимметричных коротких замыканий второго КЗ в цикле неуспешного ОАПВ

При возникновении однофазного КЗ на линиях высших классов напряжения осуществляется однофазное АПВ (ОАПВ), при котором по факту возникновения КЗ осуществляется отключение с обеих сторон поврежденной фазы ВЛ. Затем после завершения бестоковой паузы производится опробование поврежденной линии подключением ее отключенной фазы лишь с одной, желательно удаленной от электростанций стороны. В случае благополучного опробования производится подключение отключенной фазы и с другой стороны, чем завершается процесс успешного ОАПВ. В случае если опробование выявило сохранение на ВЛ короткого замыкания, производится отключение с обеих сторон всех трех фаз поврежденной линии (неуспешное ОАПВ).

Из приведенного описания цикла неуспешного ОАПВ следует, что в процессе этого цикла возникает схема (см. например, схему на рис. 4), при которой к энергосистеме оказывается подключенной холостая фаза линии с висящим коротким замыканием на ее конце (в случае, если первичное КЗ рассматривалось на конце линии, более близко расположенном по отношению к электростанции). В этой схеме поврежденная линия на участке 1–2 остается в работе двумя фазами, третья фаза подключена к шинам 2, короткое замыкание имеет место на шинах 4.

Остановимся на параметрах поврежденной линии. Если в исходном трехфазном режиме ее сопротивление прямой последовательности было равно X_1 , то сопротивление обратной последовательности составляло $X_2 = X_1$, а сопротивление нулевой последовательности $X_0 = 3X_1$. Именно такие соотношения заложены в программе [2]. В аварийной схеме рис. 4 в качестве параметров аварийной ВЛ могут быть приняты следующие: на двухфазном участке 1–2 сопротивления прямой и обратной последовательности увеличиваются в 1,5 раза по сравнению с исходной схемой, а соотношение между сопротивлением нулевой и прямой последовательности во столько же раз снижается; на однофазном участке 2–4 сопротивление прямой и обратной последовательности составляет $3X_1$, такую же величину имеет сопротивление нулевой последовательности. Особенность этих параметров состоит в том, что в них изменяется соот-

ношение между сопротивлениями обратной и нулевой последовательности, заложенное в программе для ВЛ однозначно $X_0/X_1 = 3$.

Для этого случая предлагается следующий способ расчета шунта КЗ. Величина шунта однофазного КЗ на шинах 4 может быть определена как $X_{ш} = (X_{2y} + X_{0y}) + (X_{2ф} + X_{0ф})$, где параметры в первой скобке соответствуют однофазному КЗ на шинах 2, параметры во второй скобке представляют собой параметры фазы линии 2–4. Как наглядно видно из рис. 4, величина полученного значения $X_{ш}$, просуммированная с сопротивлением прямой последовательности фазы ВЛ 2–4, может рассматриваться как шунт КЗ для отображения однофазного КЗ в узле 4, но подключенный к шинам 2. Величина этого шунта определяется весьма просто: $(X_{2y} + X_{0y})$ может быть определена по программе [2] в предположении полного состава фаз на ВЛ 1–2, что обеспечивает некоторый запас устойчивости, дополнительное слагаемое определяется суммарным значением сопротивлений прямой, обратной и нулевой последовательности отключенной фазы. Применительно к рассмотренному случаю дополнительное слагаемое равно $9X_1$.

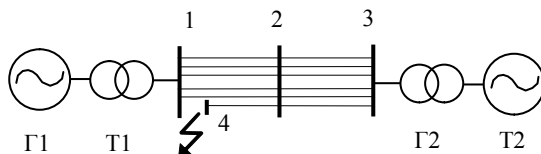


Рис. 4. Пример расчетной схемы, реализуемой в цикле неуспешного ОАПВ

Список литературы

1. Ульянов С. А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. Учебник для электротехнических и энергетических вузов и факультетов. – М.: «Энергия», 1970.
2. Программа расчета шунтов несимметричных коротких замыканий. Свидетельство об официальной регистрации программ для ЭВМ № 2005610796. Правообладатель ОАО «НИИПТ». Авторы: Герасимов А. С., Есипович А. Х., Зеккель А. С. Зарегистрировано в Реестре программ для ЭВМ 6.04.2005 г.

УДК 621.311

Р. К. Адамоков, к.э.н., доцент — ОАО «Энергосетьпроект», Москва;

М. И. Мазуров, к.т.н., с.н.с.; *В. А. Шлайфштейн*, к.т.н., с.н.с. — ОАО «НИИПТ», Санкт-Петербург

К проблеме электроснабжения региона г. Сочи

Введение

Существующее энергопотребление в Сочинском регионе составляет около 400 МВт, на 75% оно покрывается за счет внешнего энергоснабжения по двум воздушным линиям электропередачи 220 кВ, отходящим от подстанции «Центральная» в сторону ПС «Псоу». Перспективный, примерно трехкратный рост нагрузок, связанный с развитием инфраструктуры горноклиматического курорта и проведением в г. Сочи XXII зимних Олимпийских игр и XI Параолимпийских игр 2014 г., привели к необходимости разработки комплексной программы создания надежной системы электроснабжения Сочинского региона и строящихся олимпийских объектов в районе п. Красная Поляна и в Имеретинской низменности. При разработке этой программы, обеспечивающей цели Федеральной целевой программы «Развитие города Сочи как горноклиматического курорта(2006–2014 годы)», было учтено то обстоятельство, что воздушные линии, осуществляющие внешнее энергоснабжение региона, проходят в одном коридоре на участке горного перевала и ущелья в районе г. Туапсе, который отнесен к 5-му району по ветру и особому по гололеду. Частая аварийность в связи с гололедом на этих и других воздушных линиях в регионе (со случаями падений опор линий и сопутствующими значительными перерывами энергоснабжения потребителей от Туапсе до Адлера, ярким примером которых послужили произошедшие аварии 31.01.2006 г. и 30.01.2007 г. с погашением всего Сочинского региона) явилась основанием для разработки более надежной схемы с использованием кабельного варианта линии электропередачи с прокладкой кабеля по дну Черного моря. При этом принималось во внимание, что в России к настоящему времени нет ни одной подводной линии электропередачи, а следовательно, отсутствует опыт и технологическое оборудование для создания подобного рода энергетических объектов.

Предложенная схема такой передачи связывает ПС 220 кВ «Джубга», которую предполагается расположить недалеко от Туапсе, с ПС «Псоу». Трасса содержит два подземных участка кабеля и подводный участок вдоль берега моря общей протяженностью около 160–180 км.

ОАО «Энергосетьпроект» и ОАО «НИИПТ» рассмотрели варианты электропередачи на переменном и постоянном токе, причем при рассмотрении схемы на постоянном токе, в свою очередь, были рассмотрены также два варианта: с использованием подстанций на преобразователях тока и на преобразователях напряжения.

Рекомендуемый вариант электропередачи

Несмотря на то, что к настоящему времени во всем мире построены десятки подводных кабельных передач постоянного тока с использованием подстанций на традиционных преобразователях тока с тиристорными вентилями, этот вариант был отвергнут сразу. Обусловлено это тем, что преобразовательные подстанции такого типа не могут устойчиво работать на примыкающие со стороны инверторов энергосистемы с низким отношением короткого замыкания (ОКЗ). А рассматриваемый регион как раз подпадает под этот случай, так как имеет малые мощности собственной генерации. Основная часть его мощности короткого замыкания обязана воздушным линиям внешнего энергоснабжения, их аварийное отключение в этих условиях немедленно привело бы к отключению кабельной передачи постоянного тока, выполненной на традиционных преобразователях тока, т. е. к каскадной аварии.

Два оставшихся варианта – переменного тока и вариант постоянного тока с использованием преобразователей напряжения – принципиально могут быть реализованы. Выбор предпочтительного варианта должен производиться на основании сопоставления их технико-экономических характеристик.

Серьезным техническим недостатком варианта переменного тока является образующаяся при этом кольцевая структура с остальной сетью региона, которая может приводить к ограничению пропускных способностей связей в нормальных режимах и перегрузкам оборудования, в частности самих кабелей, в послеаварийных режимах. Недостатком кабелей переменного тока является и электромагнитное поле вокруг них, вызываемое фазной несимметрией токов.

Из литературы известны сравнительные стоимостные показатели кабельных электропередач постоянного и переменного тока, полученные

применительно к ППТ традиционного типа. В этих публикациях максимальная экономически обоснованная длина подводной связи на переменном токе указывается, как правило, в диапазоне 50–100 км, при больших длинах эффективными становятся передачи постоянного тока.

Несколько более высокий уровень значений получен в исследовании, изложенном в [1]. Его результаты, относящиеся к сопоставлению кабельной передачи переменного тока с кабельной передачей постоянного тока с преобразователями традиционного типа (ППТ) приведены на рис. 1.

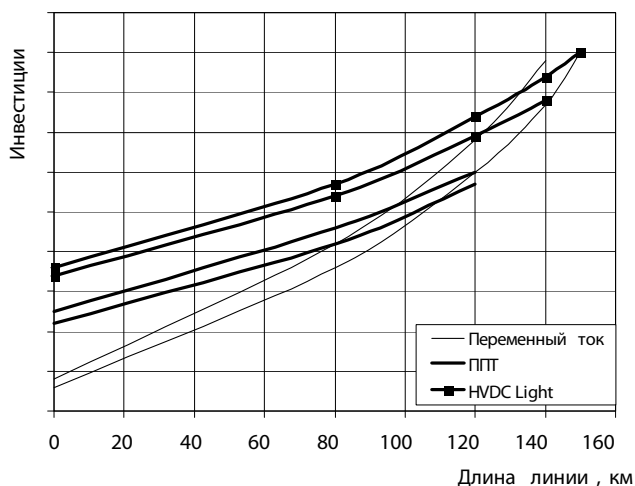


Рис. 1. Границы эффективного применения кабельных передач переменного и постоянного тока

Как следует из рисунка, диапазон эффективного применения кабельных электропередач переменного тока составляет 80–120 км, что в среднем соответствует дальности электропередачи 100 км.

Рисунок дополнен зависимостями, отвечающими стоимостным показателям кабельных передач постоянного тока, выполненных с использованием преобразователей напряжения по технологии HVDC Light. Зависимости построены на основе оценок удельной стоимости преобразователей напряжения, поставленных фирмой АБВ для проектов Long Island и Estlink. Точки пересечения этих зависимостей с зависимостями, соответствующими кабельной линии переменного тока, характеризуют

диапазон сравнительной эффективности этих передач на уровне 120–150 км, что в среднем соответствует дальности электропередачи 135 км.

Исходя из изложенного можно заключить, что для рассматриваемой подводной кабельной линии электропередачи протяженностью 160–180 км использование переменного тока не может быть рекомендовано ни по техническим, ни по экономическим соображениям. Предпочтительным для сооружения является вариант использования передач постоянного тока с подстанциями на основе преобразователей напряжения.

Передачи постоянного тока на базе преобразователей напряжения

Остановимся вкратце на характеристиках передач постоянного тока с подстанциями на основе преобразователей напряжения. Такие передачи представляют собой еще весьма новую технику. Ведущей фирмой в создании этого направления является корпорация АВВ, разработавшая так называемую HVDC Light технологию. К настоящему времени на основе этой технологии корпорацией создан ряд кабельных передач постоянного тока, перечень которых приведен в табл. 1.

Таблица 1

ППТ, выполненные по технологии HVDC Light

№ п/п	Название проекта	Страна и год ввода	Мощность, МВт	Напряжение преобразователя, кВ	Длина линии, км
1	Gotland	Швеция, 1999 г.	50	±80	70
2	Tjaereborg	Дания, 2000 г.	7	±9	4
3	Directlink	Австралия, 2000 г.	180	±80	65
4	Cross Sound Cable	США, 2002 г.	330	±150	40
5	Murray Link	Австралия, 2002 г.	200	±150	180
6	Trolla	Норвегия, 2005 г.	2×41	±60	67
7	Estlink	Эстония, 2006 г.	350	±150	105

Преобразовательные подстанции, выполненные по технологии HVDC Light, обеспечивают:

- возможность работы на сеть переменного тока с очень малыми генерирующими источниками или, вообще, на сеть, не содержащую таких источников («островные» потребители);
- возможность регулировать потребление и выдачу реактивной мощности в достаточно широких пределах;
- сокращение площадей под преобразовательные подстанции.

Разработки АВВ по преобразовательным подстанциям доведены до уровня типовых решений, их номенклатура для умеренного климата сведена в табл. 2.

Таблица 2

Номенклатура преобразовательных подстанций типа HVDC Light

80 кВ модули			150 кВ модули			300 кВ модули		
Преобразователь	Выпр. ток	Мощность	Преобразователь	Выпр. ток	Мощность	Преобразователь	Выпр. ток	Мощность
Тип	А	МВт	Тип	А	МВт	Тип	А	МВт
М1	627	102,0	М4	627	191,3	М7	627	382,6
М2	1233	200,5	М5	1233	376,0	М8	1233	752,1
М3	1881	306,1	М6	1881	573,9	М9	1881	1147,9

Как элемент технологии HVDC Light в корпорации АВВ разработан специальный кабель из сшитого полиэтилена. Однополюсные легкие кабели HVDC Light имеют относительно малую погонную массу, что значительно облегчает их прокладку в траншее в земле и сокращает затраты на сооружение подземной КЛ. Подземные биполярные КЛ постоянного тока требуют минимального землеотвода, не вызывают электромагнитных помех и не оказывают негативного влияния на экологию. Корпорацией АВВ разработана широкая номенклатура таких кабелей. Информация по кабелям подводного и подземного исполнения для умеренного климата, заимствованная из [2], сведена в табл. 3, 4.

Среди обозначений, использованных в таблицах, пояснений требуют термины «close laying», «spaced laying», которые соответствуют близко- и удаленному расположению входящих в биполь кабелей.

На рис. 2–4 приведены конструкции кабелей, а также элементы технологии их доставки и укладки.

Таблица 3

Номенклатура кабелей АВВ с медной жилой для подводной прокладки

Area	Ampacity		80 kV cable bipole				150 kV cable bipole				300 kV cable bipole			
	Close laying	Spaced laying	Close laying	Spaced laying	Weight per cable	Outer cable diam.	Close laying	Spaced laying	Weight per cable	Outer cable diam.	Close laying	Spaced laying	Weight per cable	Outer cable diam.
mm ²	A	A	MW	MW	kg/m	mm	MW	MW	kg/m	mm	MW	MW	kg/m	mm
95	343	404	55	65	4.7	42	103	121	8.5	60	206	242	15	90
120	392	463	63	74	5.5	44	118	139	9.4	61	235	278	16	91
150	441	523	71	84	6.7	47	132	157	10	63	265	314	17	93
185	500	596	80	95	7.4	49	150	179	11	64	300	358	18	95
240	583	697	93	112	8.4	52	175	209	12	67	350	418	20	99
300	662	797	106	128	9.4	56	199	239	13	69	397	478	22	102
400	765	922	122	148	11	61	230	277	16	75	459	553	24	105
500	883	1072	141	172	13	66	265	322	18	78	530	643	26	108
630	1023	1246	164	199	15	71	307	374	21	83	614	748	30	114
800	1175	1438	188	230	17	76	353	431	24	88	705	863	33	118
1000	1335	1644	214	263	21	81	401	493	26	96	801	986	37	122
1200	1458	1791	233	287	24	85	437	537	29	100	875	1 075	40	126
1400	1594	1962	255	314	27	89	478	589	32	103	956	1 177	43	130
1600	1720	2123	275	340	30	92	516	637	35	107	1 032	1 274	47	133
1800	1830	2265	293	362	32	96	549	680	38	110	1 098	1 359	50	137
2000	1953	2407	312	385	35	99	586	722	41	113	1 172	1 444	53	140
2200	2062	2540	330	406	40	103	619	762	45	118	1 237	1 524	58	145
2400	2170	2678	347	428	42	106	651	803	48	121	1 302	1 607	61	148
2600	2275	2814	364	450	45	109	683	844	51	123	1 365	1 688	63	150
2800	2373	2937	380	470	48	111	712	881	54	126	1 424	1 762	67	152
3000	2473	3066	396	491	50	114	742	920	57	128	1 484	1 840	70	155

Таблица 4

Номенклатура кабелей АВВ с алюминиевой жилой для подземной прокладки

Area	Ampracity		80 kV cable bipole				150 kV cable bipole				300 kV cable bipole			
	Close laying	Spaced laying	Close laying	Spaced sep. trenches	Weight per cable	Outer cable diam.	Close laying	Spaced sep. trenches	Weight per cable	Outer cable diam.	Close laying	Spaced sep. trenches	Weight per cable	Outer cable diam.
mm ²	A	A	MW	MW	kg/m	mm	MW	MW	kg/m	mm	MW	MW	kg/m	mm
95	258	310	41	50	1.2	33	-	-	-	-	-	-	-	-
120	294	357	47	57	1.3	34	-	-	-	-	-	-	-	-
150	330	402	53	64	1.5	36	99	121	2	50	-	-	-	-
185	374	458	60	73	1.6	38	112	137	3	52	-	-	-	-
240	432	533	69	85	1.9	40	130	160	3	54	259	320	5	80
300	492	611	79	98	2.1	43	148	183	3	57	295	367	6	82
400	565	705	90	113	3	46	170	212	4	60	339	423	6	86
500	659	816	105	131	3	50	198	245	4	63	395	490	7	89
630	727	964	116	154	3	53	218	289	5	67	436	578	8	93
800	877	1094	140	175	4	57	263	328	5	71	526	656	8	97
1000	1001	1252	160	200	5	61	300	376	6	75	601	751	9	101
1200	1096	1371	175	219	6	65	329	411	7	79	658	823	10	105
1400	1211	1517	194	243	6	69	363	455	8	83	727	910	11	108
1600	1291	1621	207	259	7	72	387	486	9	86	775	973	12	112
1800	1395	1752	223	280	8	75	419	526	9	89	837	1051	13	115
2000	1482	1866	237	299	8	78	445	560	10	92	889	1120	14	118
2200	1571	1963	251	314	9	81	471	589	11	95	943	1178	15	121
2400	1652	2066	264	331	10	84	496	620	11	98	991	1240	16	123
2600	1729	2166	277	347	10	86	519	650	12	100	1037	1300	16	126
2800	1806	2263	289	362	11	89	542	679	13	103	1084	1358	17	128
3000	1878	2356	300	377	12	91	563	707	14	105	1127	1414	18	131



Рис. 2. Конструкция подводных и подземных кабелей



Рис. 3. Погрузка кабеля с завода-изготовителя на судно-укладчик



Рис. 4. Техника для укладки подземного кабеля

Суммарные потери в двух преобразовательных подстанциях на отправном и приемном концах составляют около 4% [3]. С учетом потерь в кабелях суммарное КПД передачи Джубга–Псоу мощностью 350 МВт составляет примерно 94%.

Площадь преобразовательной подстанции мощностью 350 МВт может быть приближенно определена на уровне 100×50 м. Стоимость передачи постоянного тока такой мощности ориентировочно составит 200–250 млн евро.

Второй фирмой, которая ведет интенсивные разработки ППТ с подстанциями на преобразователях напряжения, является SIEMENS, где разработана технология, называемая HVDC Plus (power link universal systems) [4]. Указанная технология включает интересные решения, однако у корпорации SIEMENS опыта сооружения передач такого типа, в отличие от корпорации АБВ, еще нет.

Начаты практические разработки мощных устройств на полностью управляемых вентилях, работающих на принципе преобразования напряжения, и в нашей стране, но они пока ограничены созданием устройства компенсации реактивной мощности СТАТКОМ мощностью 50 МВ·А.

Заключение

Подводную кабельную электропередачу Джубга–Псоу рекомендуется выполнить в виде трех однотипных передач постоянного тока на преобразователях напряжения мощностью по 350 МВт. Технология таких передач разработана фирмами АБВ и Siemens в последнее десятилетие,

причем на счету АBB имеется несколько передач, введенных в промышленную эксплуатацию. Рекомендуемый тип передачи характеризуется высоким уровнем надежности и удовлетворяет системным требованиям, предъявляемым к рассматриваемому объекту.

Список использованных источников

1. *Wilfried Breuer, Norbert Christl* (SIEMENS AG) Grid Access Solutions Interconnecting Large Bulk Power On-/Offshore Wind Park Installations to the Power Grid. GWREF 2006. October 23–27, Beijing, China.
2. <http://library.abb.com/GLOBAL/>.
3. Estlink HVDC Light transmission system, 350 MW, ± 150 kV, including 105 km. cables. ABB Power System. High Voltage Cables. E-mail: sehvc@se.abb.com.
4. *Dorn J., Ettrich D., Lang J., Retzmann D.* Benefits of Multilevel VSC Technologies for Power Transmission and System Enhancement. All-Russian Exhibition Centre, Moscow, Russia. 04–07.12.07.

Н. Г. Лозина, к.т.н.; А. В. Николаев, к.т.н.; О. В. Суслова, к.т.н.;
О. В. Фролов, к.т.н.; Н. Ш. Чемборисова, д.т.н., профессор —
ОАО «НИИПТ», Санкт-Петербург

Оптимальная расстановка устройств компенсации реактивной мощности для корректировки параметров установившегося режима

Одной из задач при управлении режимами является поиск мест ввода наиболее эффективного управляющего воздействия (УВ), позволяющего скорректировать недопустимые или неоптимальные уровни напряжения и объемы потребления реактивной мощности в электрической системе. Упростить решение этой задачи позволяет методика рационального размещения устройств компенсации реактивной мощности.

При формировании матрицы узловых проводимостей (МУП), необходимой для решения уравнений установившегося режима, которое проводится известными методами [1], можно дополнительно получить информацию об узлах, требующих повышенного внимания при организации управления или проведении расчетов установившихся режимов. Для этого рассматривается разница между собственной проводимостью в узле Y_{ii} и суммой взаимных проводимостей Y_{ij} . Чем больше различия между значениями этих проводимостей, тем больше узел подходит для целей управления. Элементы, составляющие матрицу $[\Delta Y]$, необходимо рассматривать на комплексной плоскости, то есть на осях $(+G, -G)$, $(+jB, -jB)$. Список в общем случае формируется из четырех типов узлов управления, имеющих максимальные значения по осям $+G$; $-G$; $+jB$, $-jB$. Направленное изменение параметров режима в таких узлах является эффективной мерой по управлению электрическими режимами.

При анализе установившихся режимов часто рассматривают информацию по наибольшим отклонениям напряжения от номинального значения $\Delta U_i = |U_{i\text{ном}} - U_i|/U_{i\text{ном}}$ для узлов сети. Полученный список по отклонениям напряжений дополняет список узлов управления. Обычно для коррекции напряжения в радиальных схемах следует изменять реактивную мощность в узлах, в которых отклонение напряжения наи-

большее. В сложно-замкнутых кольцевых схемах определить узлы управления сложнее. Такими узлами могут оказаться узлы, в которых отклонение напряжения от номинального значения не является максимальным.

При практической реализации расстановки устройств корректировки параметров установившегося режима следует также учитывать узлы, выявленные при анализе опыта эксплуатации (для текущих режимов), а также узлы в схемах замещения строящихся или подлежащих реконструкции подстанций (при анализе перспективных ситуаций).

Применяя представленный подход, можно получить оценочный список узлов управления, в которых изменение реактивной мощности наиболее эффективно, имеющий гораздо меньший объем, чем исходный список узлов в схеме. Это особенно актуально при анализе сложнзамкнутых схем большой размерности. Расстановку устройств управления (устройств поперечной компенсации) установившимся режимом следует осуществлять в узлах управления.

Расчеты и их анализ с использованием вышеописанного метода проводились для тестовой 16-ти узловой схемы замещения системы, представленной на рис. 1. В схеме имеются несколько номинальных уровней напряжения: 10,5; 21,5; 110; 220; 330 кВ.

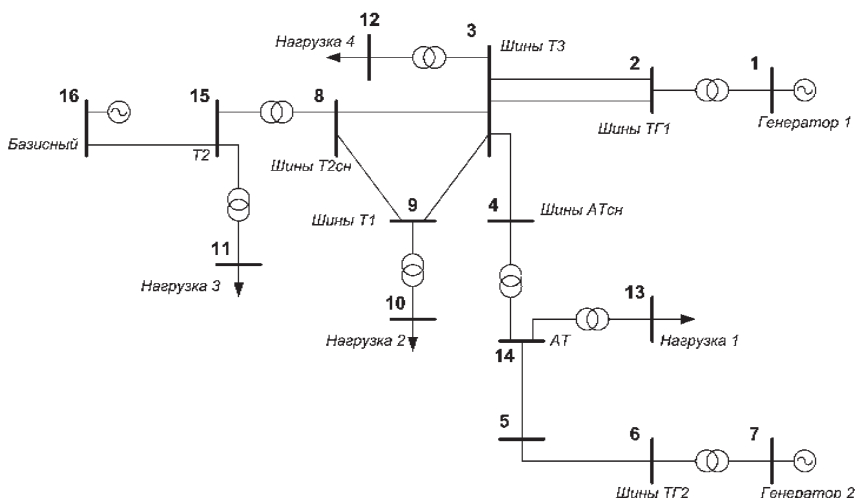


Рис. 1. Тестовая 16-узловая схема замещения системы

Из рис. 2, где на оси абсцисс располагаются номера узлов, а на оси ординат – значения составляющих G_i и B_i , видно, что наибольшие положительные и отрицательные величины активной составляющей проводимости G_i – в узлах 4 и 14, а реактивной составляющей B_i – в узлах 3 и 12. Именно в этих узлах целесообразна организация управления.

Желаемый вид управления должен привести уровни напряжения во всех узлах к величине, близкой к номинальному напряжению, суммарное потребление реактивной мощности в сети должно уменьшиться, а суммарные потери активной мощности в сети остаться близкими к прежнему уровню или уменьшиться. В качестве управляющего воздействия принято изменение реактивной мощности на 150 МВАр во всех узлах по очереди (установка источника реактивной мощности). Выбор одинаковых управляющих воздействий обусловлен необходимостью выявить влияние на режим использования УВ в конкретном узле, т. е. чувствительность.

Для упрощенного анализа качества управления определялись отклонения напряжения во всех узлах от номинального в процентах к номинальному $\Delta U_i = ((U_{\text{ном}} - U_i)/U_{\text{ном}}) \cdot 100\%$, выборочное среднее (ВС) и среднеквадратическое отклонение (СКО) в процентах. Лучшими считались режимы с меньшими значениями ВС и СКО. При анализе результатов управления рассматривались также изменения реактивных мощностей и активных потерь в сети. Поскольку генерация и нагрузка по активной мощности в сети фиксированы, то потери активной мощности можно оценить по перетоку в сторону балансирующего по мощности узла: чем больше этот переток, тем ниже потери в сети. По реактивной мощности приведен сальдо-переток: чем больше переток со знаком «–», тем меньше реактивной мощности используется в схеме. Положительное значение перетока указывает на то, что в этих режимах идет дополнительное потребление реактивной мощности. Ввод управляющего воздействия проводился во всех узлах схемы, но в табл. 1 представлены только те результаты, которые приемлемы по ВС и СКО. В строках табл. 1 находятся узловые напряжения в кВ в различных режимах. Обозначения режимов приведены в первой строке таблицы: исходный (Исх.), при суммарном воздействии в 4 узлах управления одновременно (Сум.), то есть по 37,5 МВ·А в каждом из узлов, при воздействии в отдельных узлах, номер каждого из которых указан в скобках. Сальдо-переток для каждого режима представлен в строке PQ .

Исходный режим, для которого ВС составляет 10,725%, СКО – 6,719%, характеризуется пониженными уровнями напряжений. Значения саль-

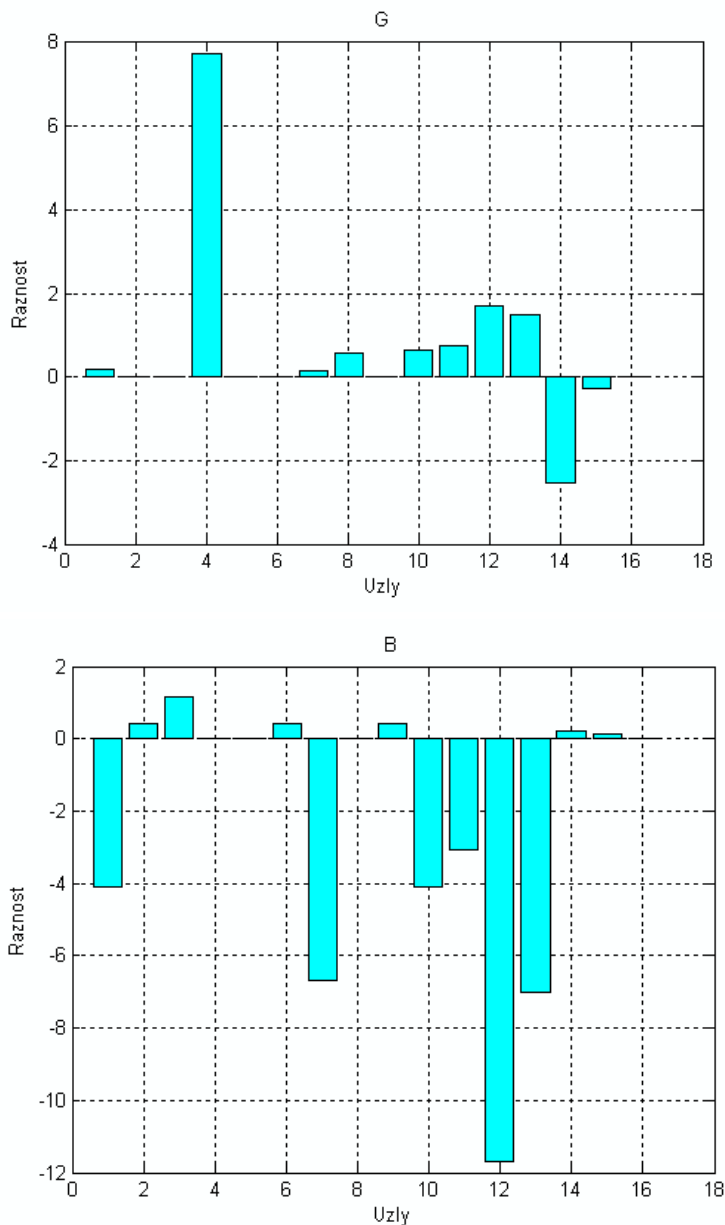
**Рис. 2.** Выбор узлов управления

Таблица 1

**Напряжение в узлах тестовой схемы при включении
 $Q_r = 150 \text{ МВАр}$**

№ узла	Исх.	Сум.	(3)	(4)	(11)	(12)	(14)
1	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5
2	101,12	113,38	114,76	111,73	110,31	113,98	111,73
3	94,14	110,99	112,89	108,72	106,76	111,82	108,72
4	96,29	112,51	110,1	114,49	105,65	109,33	114,49
5	297,91	329,84	325,12	333,71	316,39	323,6	333,7
6	324,23	335,68	333,99	337,07	330,86	333,45	337,07
7	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5
8	92,54	107,2	108,93	105,21	111,6	108,01	105,2
9	91,92	108,25	110,11	106,05	107,48	109,08	106,04
10	9,11	10,76	10,95	10,54	10,69	10,85	10,54
11	8,96	10,49	10,68	10,29	14,28	10,58	10,29
12	9,34	11,30	11,24	10,82	10,62	12,09	10,82
13	9,46	11,14	10,89	11,35	10,43	10,81	11,35
14	292,23	341,34	334,03	347,33	320,56	331,69	347,32
15	183,47	212,89	216,4	208,87	221,83	214,55	208,86
16	220,0	220,0	220,0	220,0	220,0	220,0	220,0
P, МВт	–31,43	–39,05	–37,2	–38,92	–32,19	–36,9	–38,99
Q, МВ·А	203,32	–14,98	–10,24	–14,78	36,71	1,77	–14,72
ВС	10,725	1,853	1,263	2,737	3,767	1,957	2,738
СКО	6,719	1,416	1,247	2,057	7,148	2,418	2,058

до-перетоков указывают, что схема избыточна по активной мощности (–31,43 МВт) и дефицитна по реактивной (203,32 МВ·А).

Из четырех узлов управления в зависимости от поставленной задачи можно выбрать узел 3, если определяющим является близость напряжения в узлах к номинальным значениям, при этом картина не будет наилучшей по реактивной мощности и потерям активной мощности в сети; узлы 4 и 14, если необходимо уменьшить потребление реактивной мощности и потери активной мощности в сети, при этом ВС и СКО для

напряжения будут несколько больше, чем при управлении в узле 3. Управление в узле 12 позволит получить лучшие, чем при управлении в узлах 4 и 14, значения ВС и СКО, но реактивная мощность будет потребляться, а потери активной несколько возрастут. Для выбранных узлов управления дополнительно рассматривался режим, в котором одновременно изменялась на 37,5 МВ·А реактивная мощность в этих узлах, что составило в сумме 150 МВ·А. Вариант с распределенной по узлам управления реактивной мощностью также оказался приемлемым. Активный сальдо-переток возрос во всех режимах, то есть активные потери в сети уменьшились везде, но в случае с распределенной мощностью потери уменьшились значительно больше всего. Режимы, полученные при организации управления в других узлах схемы, оказались несколько хуже по сравнению с режимами табл. 1 – при приемлемых отклонениях напряжения суммарная реактивная мощность потребляется или увеличены потери активной мощности.

Таким образом, предварительный выбор узлов управления для получения управляющего воздействия, приближенного к оптимальному, действительно полезен. Следует отметить, что в предлагаемых узлах управления отклонение напряжения от номинального не всегда наибольшее, то есть при организации управления ориентироваться только на узлы с максимальными ΔU_i не следует.

Предлагаемый метод позволяет определить узлы энергосистемы, воздействие в которых дает возможность получать оптимальное или близкое к нему управляющее воздействие. Использование данного метода приводит к существенному сокращению объема вычислений и не требует даже расчета установившегося сбалансированного режима, который может получиться расходящимся. Результаты расчетов в энергосистемах с разной спецификой структуры сети и свойствами, а именно системы с радиальной структурой, повышенными уровнями напряжения (ОЭС Востока) и системы (Москвы и Московской области) с концентрированной структурой линий, генерации и нагрузки с пониженными напряжениями подтверждают корректность предлагаемых подходов. Метод может использоваться при решении задач оптимизации режимов, расстановке устройств компенсации реактивной мощности, устройств типа FACTS.

Список литературы

1. *Идельчик В. И.* Электрические системы и сети: Учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1989. 592 с.

Анализ параметров сети для определения мест расстановки устройств ограничения токов трехфазного короткого замыкания

Энергосистемы, обеспечивающие электроснабжение больших городов, характеризуются высокой концентрацией мощностей нагрузок, большими значениями токов короткого замыкания (КЗ), жесткостью схем. Одним из средств ограничения токов короткого замыкания в энергосистеме является уменьшение жесткости схемы. Для получения необходимого эффекта существует несколько возможностей, в частности, уменьшение емкостной проводимости в сетях высших классов напряжения, подключение дополнительных индуктивных сопротивлений в расщелку линий или в виде шунта в узлы, секционирование сети.

Используя формализованный метод выбора узлов управления в сети [1], можно получить оптимальное управляющее воздействие для снижения ее жесткости и ограничения токов короткого замыкания. Для определения мест расстановки устройств ограничения токов КЗ предлагается использовать ранжирование узлов по матрице узловых проводимостей, не проводя при этом расчетов установившихся режимов или токов КЗ, в соответствии с [1].

В качестве тестового примера рассматривалась схема замещения системы прямой последовательности, представленная на рис. 1, для которой производился расчет токов трехфазного короткого замыкания поочередно во всех узлах. Выбранные параметры элементов схемы и токоограничивающего реактора не являются реальными и используются лишь для демонстрации возможностей ранжированного списка узлов. Результаты расчетов приведены в табл. 1, в первом столбце которой расположены узлы по убыванию токов КЗ, во втором столбце указаны величины токов КЗ. Максимальные токи КЗ получились при авариях на шинах генераторов (узлы 7 и 1) и в нагрузочном узле 12.

Для определения оптимального места установки устройств ограничения токов КЗ было проведено ранжирование узлов схемы, результаты

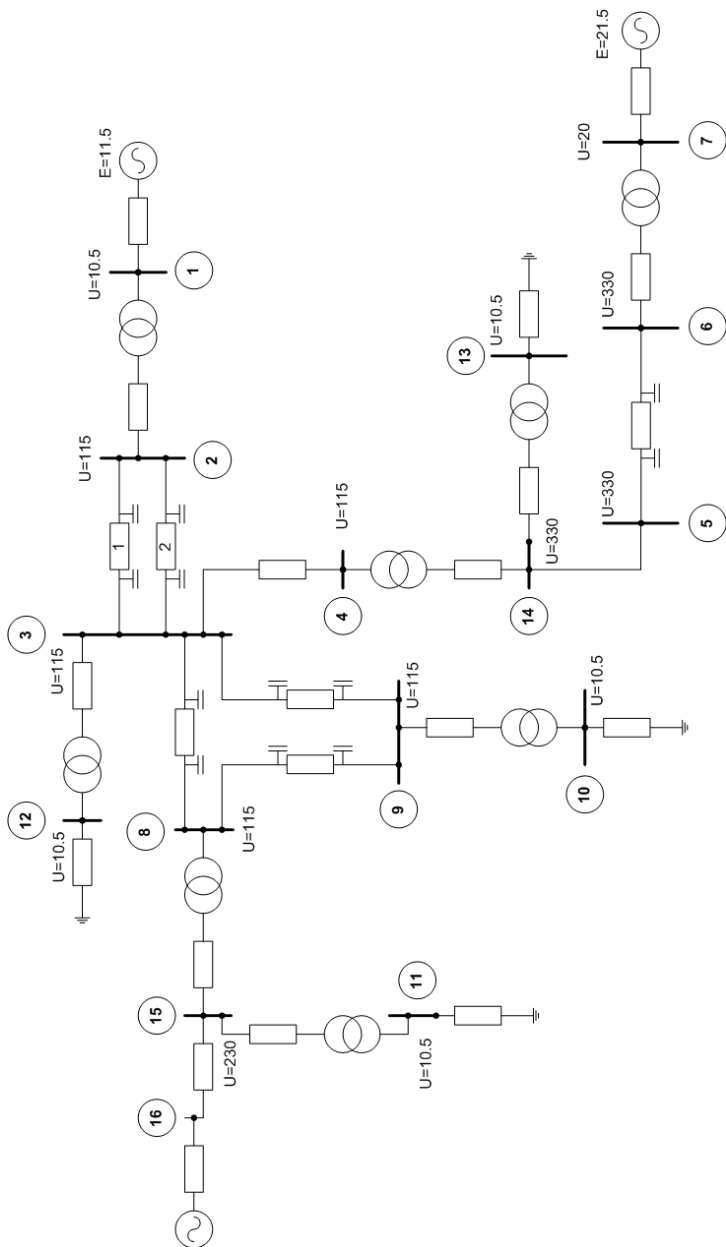


Рис. 1. Схема замещения системы прямой последовательности

которого представлены в табл. 2. В этой таблице наиболее эффективным местам управления соответствуют узлы, находящиеся в нижних строках.

В тестовой схеме для ограничения токов КЗ рассматривалась установка реакторов, включенных в узлах или в рассечку линий электропередачи. Контролируемыми являлись нагрузочный узел 12 и генераторный узел 7 с максимальными значениями токов КЗ. Реактор с индуктивным сопротивлением, приведенным к соответствующему уровню напряжения, по очереди устанавливался в негенераторные узлы, находящиеся сверху и внизу списка ранжированных узлов, в генераторные узлы 1, 7; линии электропередачи Л 3-4 и Л 2-3 (продольная компенсация в ветви). Результаты расчетов токов КЗ представлены в табл. 3.

Максимальное ограничение тока короткого замыкания в узлах 12 и 7 происходит при установке реактора в узле 3, стоящем последним в списке по результатам ранжирования. При установке реактора в рассечку линий, подключенных к узлу 3, также имеет место ограничение токов короткого замыкания.

Таблица 1

Номера узлов	Ток КЗ, кА
7	93,7
1	91,1
12	50,8
13	39,3
10	24,9
11	21,8
4	8,1
3	8,0
2	6,7
8	6,4
9	5,2
6	4,3
15	3,2
5	3,0
14	2,7

Таблица 2

Номера узлов
12
13
7
1
10
11
4
8
5
15
14
9
2
6
3

Таблица 3

Место установки реактора	Ток КЗ в узле 12, кА	Ток КЗ в узле 7, кА
13	41,5	90,6
10	44,4	
11	45,3	
6	36,4	
2	32,6	
3	25,8	86,7
1	38,2	89,5
7	37,2	
Л 3-4	48,6	
Л 2-3	49,6	

По полученным результатам можно сделать следующий вывод: используя ранжирование узлов с последующим вводом управляющих воздействий в выбранных узлах управления (или на линиях к ним присоединенных), можно добиться эффективного ограничения токов симметричного короткого замыкания в сети. Следует отметить, что уменьшения жесткости схемы можно добиться и организова разрывы в этих же точках сети.

В качестве примера, иллюстрирующего применение метода на реальной схеме, рассматривалась Московская энергосистема, обеспечивающая электроснабжение мегаполиса г. Москвы и Московской области. Энергосистема имеет следующие особенности:

- концентрация генераторных мощностей и потребления на сравнительно небольшой территории;
- большая размерность схемы (более полутора тысяч узлов), сложность сети, наличие кольцевых структур по всем рассматриваемым уровням напряжения (110–500 кВ);
- высокий уровень токов короткого замыкания в электрической сети, более 100 точек секционирования сети;
- среднегодовой темп прироста нагрузки на период до 2010 г. в среднем ожидается 4%; по прогнозным данным ОАО «СО ЕЭС» сум-

марные нагрузки Московской энергосистемы составят 20 700 МВт на 2010 г., 25 800 МВт на 2015 г.

В таких условиях анализ режима работы сети затруднен. Реальную помощь в анализе режима и принятии решения по ограничению токов КЗ без расчета режима или токов КЗ могла бы оказать оценочная методика.

Для ретроспективной схемы Московской ЭС на 2007 г проанализированы 110 узлов, находящихся в самом конце ранжированного списка. Из них 54 попали в список узлов, выбранных после расчетов токов КЗ с использованием опыта эксплуатации для ограничения токов КЗ. Такое совпадение трудно назвать случайным, поэтому можно сделать вывод, что и в сложной схеме использование ранжированных списков узлов может облегчить задачу поиска мест управления.

В списке ранжированных узлов оптимальным для ограничения токов короткого замыкания предполагается установка устройств (или организация разрывов) на подстанциях, начиная от конца списка: Чагино, Кострома, Бескудниково, Ногинск и т. д.

Для ограничения токов КЗ в Московской энергосистеме рассматривался вариант установки реакторов в расщелку линий, примыкающих к узлам управления, находящимся в конце ранжированного списка. Среди условий практической реализации, которые надо учитывать при выборе места установки реакторов в линию, находятся токи подпитки мест КЗ, пропускная способность линии, активные потери в ней, ее индуктивное сопротивление. Во избежание увеличения потерь в сети при необходимости установки реакторов используют резонансные устройства. При необходимости создания разрыва для ограничения токов КЗ и одновременно передачи полной мощности и управлении перетоками при нормальном функционировании ЭС, незаменимыми могут оказаться вставки и передачи постоянного тока.

В табл. 4 показаны расчетные токи КЗ для линий классов напряжения 220 и 110 кВ до и после установки в них продольного реактора сопротивлением 10 Ом. Ограничение токов КЗ с помощью продольных реакторов в условиях Московской энергосистемы оказалось эффективным в линиях 220 и 110 кВ. На линиях более высоких классов напряжений необходимо применять другие меры, например, вставки постоянного тока (ВПТ).

Для ПС Ногинск проводились расчеты максимальных токов КЗ (табл. 5) для различных схем.

Таблица 4

$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	$I_{\text{кз}}$ в базовой схеме, кА	$I_{\text{кз}}$ в схеме после установки продольного реактора, кА
110 (1 система шин)	67,8	37,9
110 (2 система шин)	29,9	22,4
220 (1 система шин)	30,3	20,7
220 (2 система шин)	29,5	17,2

Таблица 5

Наименование	I_{max} при $U_{\text{ном}} = 550 \text{ кВ}$, кА	I_{max} при $U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$, кА	I_{max} при $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$, кА
Перспективная базовая схема	32,1	40,0	34,0
Перспективная базовая схема с учетом реакторов на двух отходящих линиях 110 кВ	32,1	40,0	29,0
Ретроспективная базовая схема	26,1	19,5	27,1
Ретроспективная базовая схема с учетом вставки постоянного тока в отходящей линии 500 кВ	15,3	19,4	25,3

Сопоставление данных в табл. 5 позволяет подтвердить вывод о том, что в Московской ЭС и ВПТ 500 кВ, и реакторы на 110 кВ ограничивают токи КЗ на своем напряжении и слабо влияют на токи КЗ других уровней напряжения. В этих условиях использование ранжированного списка узлов для выбора мест расстановки устройств для ограничения токов КЗ становится еще более актуальным, так как позволяет выявить узлы наиболее эффективного управления на каждом уровне напряжения.

Список литературы

1. Лозинова, Н. Г., Николаев А. В., Суслова О. В., Фролов О. В., Чемборисова Н. Ш. Оптимальная расстановка устройств коррективки параметров установившегося режима // В настоящем сборнике, с. 73–78.

В. Е. Фарафонов, О. А. Лопатин — ОАО «Ленэнерго», Санкт-Петербург;
Н. Ш. Чемборисова, д.т.н., профессор — ОАО «НИИПТ»,
Санкт-Петербург

Эффективный метод снижения потерь активной мощности в сети

Одной из оптимизационных задач, решаемых при управлении режимами электроэнергетических систем (ЭЭС), является минимизация суммарных потерь активной мощности в сети (π) при изменении (регулировании или компенсации) реактивных мощностей (Q) в узлах. Поиск ее решения можно проводить с использованием метода неопределенных множителей Лагранжа, а оценку π – по результатам расчета установившегося режима или оценивания состояния в соответствии с формулой:

$$\pi = \operatorname{Re} \left\{ \sum \left(\underline{S}_{kj}^H - \underline{S}_{kj}^K \right) \right\}, \quad (1)$$

где суммируются потери по отдельным элементам сети, определяемые как разность перетоков в начале S^H и конце S^H элементов kj .

Оптимальный режим должен находиться в области существования (ОС) установившихся режимов. Кроме того, регулируемые реактивные мощности изменяют и в связи с необходимостью организации режимов, в которых уровни напряжения в узлах находятся внутри регламентируемых нормативами качественных показателей электроэнергии пределов по отклонениям уровней напряжения от номинальных значений [1] и коэффициентов запаса по напряжению [2]. Косвенно при этом будет учтена и надежность, так как в этом случае зона «текучести» режима, т. е. зона, где повышается вероятность возникновения значительных реакций системы на небольшие возмущающие воздействия [3], отделяется от зоны надежного функционирования ЭЭС. Актуальным становится совмещение решения задач расчета и оптимизации режима с проверкой его качества, надежности и коэффициентов запаса по напряжению.

При выборе в качестве независимых переменных модуля (U) и фазы (δ) напряжения и задании активной (P) и реактивной (Q) мощности

в i -м узле уравнения узловых напряжений УУР в форме балансов мощностей для действительной и мнимой составляющей записываются в виде [4]:

$$W(P_i) = g_{ii} \cdot U_i^2 - U_i \cdot \sum_{j=1, j \neq i}^{n+1} U_j (g_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + b_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j)) + P_i, \quad (2)$$

$$W(Q_i) = -b_{ii} \cdot U_i^2 - U_i \cdot \sum_{j=1, j \neq i}^{n+1} U_j (g_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - b_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j)) + Q_i. \quad (3)$$

где g_{ii} , b_{ii} , g_{ij} , b_{ij} – соответственно активная и реактивная составляющие собственных и взаимных проводимостей i -го узла.

Используя для расчета установившегося режима метод Ньютона, на каждом шаге итерационного процесса необходимо решать известную линейризованную систему уравнений, а суммарные потери активной мощности в сети определяются после окончания расчета режима [4]. Решение УУР методом Ньютона в полярных координатах имеет ряд достоинств. Одним из них является возможность использования определителя матрицы Якоби УУР для анализа статической устойчивости: пределом по мощности считается предел по существованию решения УУР. Граница ОС может вычисляться по условию равенства нулю определителя матрицы Якоби УУР, записанного в небалансах мощности в полярной системе координат [4]. При этом можно не оценивать запасы по напряжению, если учтены требования к нормально допустимым значениям отклонений уровней напряжения в узлах сети от номинальных значений ($\pm 5\%$) или предельно допустимым значениям ($\pm 10\%$). Тогда возможно совмещение оценки оптимизируемого режима по условию его существования и соответствия отклонений уровней напряжения от номинальных значений нормативам.

Упростить решение можно введением в функцию Лагранжа единой штрафной функции, которая равна нулю или имеет незначительную величину в зоне режимов, далеких от границ ОС, и неограниченно возрастает при приближении режима к границе. Если используется метод внутренней точки, то нет необходимости проверять, находится ли режим внутри области существования, так как получение решения оптимизационной задачи указывает на нахождение режима внутри ОС.

Если продифференцировать π по реактивной мощности в узлах сети Q , то при приближении к оптимальному режиму производная стремится к нулю; при уходе от точки оптимума производная бесконечно возра-

стает, а режим приближается к границе области своего существования [5]. Значения первых производных показывают динамику изменения функции (суммарных потерь активной мощности в сети) от изменяемых параметров (реактивных мощностей в управляемых узлах сети). Оценку удаленности текущего режима от точки оптимума можно проводить и по характеру изменения вторых производных потерь π'' . Зависимость $\pi''(Q)$, близкая к 0 и слабо изменяющаяся при нормальном функционировании ЭЭС, быстро нарастает по величине при приближении к границе ОС и становится отрицательной при выходе за границу ОС, то есть показательна и может служить штрафной функцией. Такая зависимость более наглядна, чем зависимость первых производных от регулируемой реактивной мощности, линейно нарастающая в зоне нормального функционирования системы. Но возрастание π'' при изменении Q означает и уход в зону неоптимальных режимов, если в качестве цели выбрано уменьшение активных потерь в сети. Приближенное вычисление $\pi''(Q)$ можно проводить методом вариаций при поиске оптимального режима.

Для наглядности на рис. 1 приведены зависимости суммарных потерь активной мощности в сети π и их вторых производных $\pi''(Q)$, построенные для одного из эквивалентных узлов с компенсацией реактивной мощности в сети 110–220 кВ части энергосистемы Санкт-Петербурга и Ленинградской области без учета ограничений по Q . Сами потери (π) приведены на графике в МВт, а производные – в о. е./МВт². Степень компенсации (ΔQ) рассматривалась с шагом 50 МВАр. Точка 0 на оси абсцисс соответствует базовому режиму без компенсации.

Графики на рис. 1 наглядно подтверждают возможность использования π'' в качестве штрафной функции при решении задачи оптимизации.

При анализе формул (2, 3) становится ясно, что при расчетах установившихся режимов величины небалансов мощностей зависят от узловых проводимостей, тогда необходим структурный анализ сети: сопоставление узловых проводимостей и ранжирование узлов. Это позволит выявить влияние проводимостей на режим работы сети и может существенно упростить поставленную задачу снижения потерь активной мощности. Узлами управления, в которых прежде всего следует проводить изменения реактивных мощностей, являются узлы, выбранные в соответствии с изложенной в [6, 7] методикой. Изменение Q именно в этих узлах дает возможность одновременно уменьшать потери активной мощности в сети и отклонения напряжения в узлах от номинального значения наилучшим образом, то есть организовать управля-

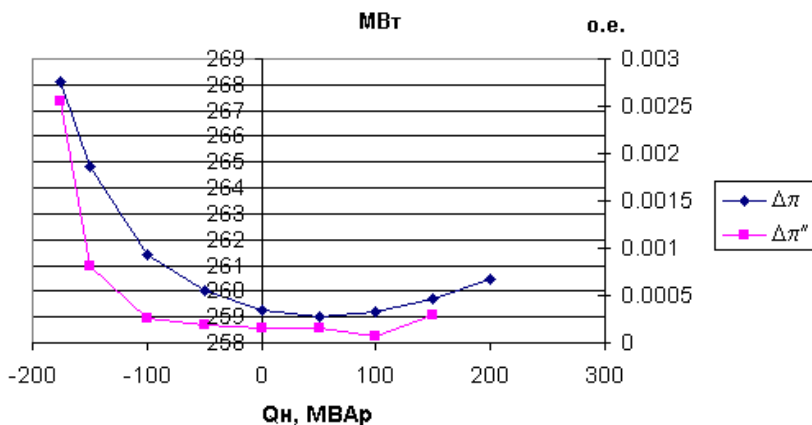


Рис. 1. Зависимости π и π'' от реактивной нагрузки в узле Q_n

ющее воздействие, близкое к оптимальному. Расстановку устройств компенсации реактивной мощности можно проводить на основе параметров сети до расчета установившегося режима.

Особенно эффективно используется такой подход в сложных схемах, например, в схемах мегаполисов, поэтому выявление узлов управления на основе ранжирования проведено в части энергосистемы Санкт-Петербурга и Ленинградской области на напряжении 110–220 кВ. Определены узлы, в которых изменение реактивных мощностей дает наибольший эффект, и контрольные узлы, эффект в которых наименьший. Используются по одному узлу из обеих выборок, названные соответственно узлом управления (УУ) и контрольным узлом (КУ). При компенсации (генерации) реактивной мощности в УУ были получены лучшие параметры оптимального режима. При необходимости потребления избыточной реактивной мощности в рассматриваемых узлах (правая полуплоскость на рис. 2) использование узла управления также оказывается более рациональным. В данном случае при компенсации в УУ потери активной мощности в сети нарастают, но значительно медленнее, что ясно видно при сопоставлении $\pi(\Delta Q)$ для УУ и КУ на рис. 2.

Необходимо отметить, что при организации установившихся режимов следует контролировать отклонение напряжения в узлах сети от номинального значения.

Для приближенной оценки границы области существования режима рассматривались зависимости π'' от степени компенсации ΔQ для узла управления (π''_y) и контрольного (π''_k), приведенные на рис. 3.

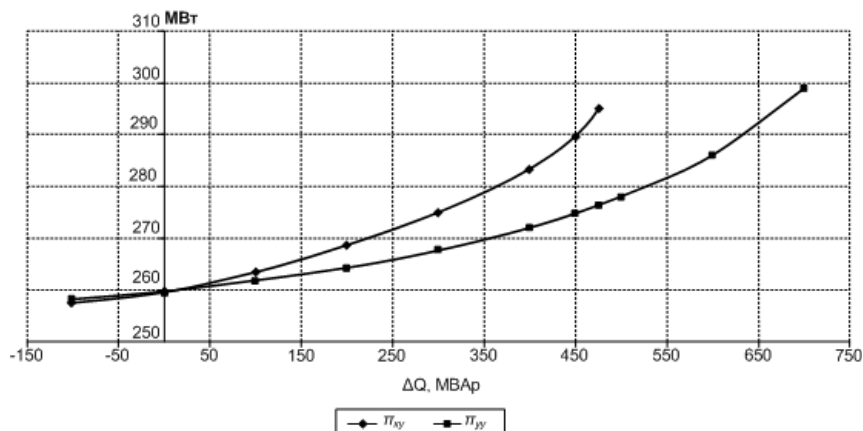


Рис. 2. Сопоставление π при изменении Q в узле управления ($\pi_{уу}$) и контрольном узле ($\pi_{кк}$)

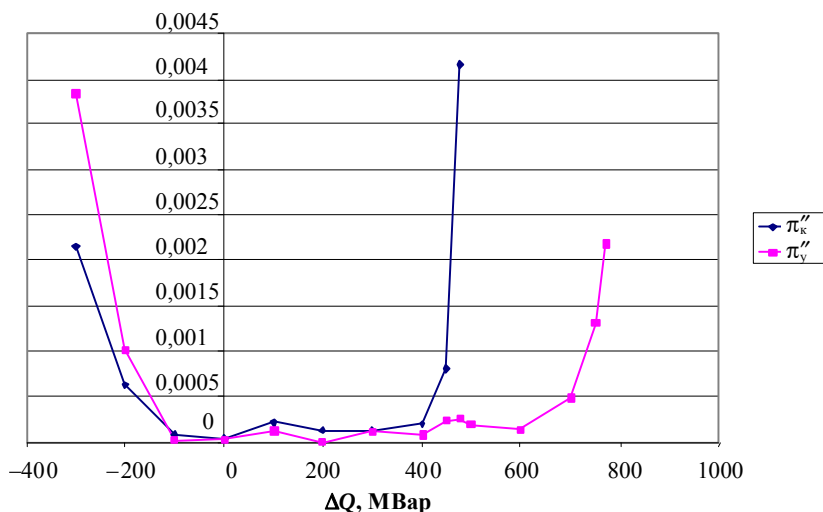


Рис. 3. Зависимости π'' от степени компенсации ΔQ для узла управления ($\pi''_{у}$) и контрольного узла ($\pi''_{к}$)

При приближении к границе ОС производные значительно возрастают. При сравнении графиков становится ясно, что область существования режимов при компенсации реактивной мощности в УУ гораздо

больше, чем при изменении Q в контрольном узле, то есть узел обладает большими возможностями в плане управления режимами. Отличие в значениях производных для УУ и КУ на порядок указывает на более интенсивный рост потерь при компенсации в КУ.

Выводы:

1. Совмещение оценки оптимизируемого режима по условию его существования и отклонения напряжения от номинального значения можно получить при выборе в качестве штрафной функции $\pi''(Q)$.
2. Использование предварительного структурного анализа и параметров сети, второй производной $\pi''(Q)$ позволяет не только оптимальным образом разместить компенсирующие устройства, но и получить минимально необходимый объем компенсации при решении задачи снижения потерь в сети.

Список литературы

1. ГОСТ 13109-97. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.
2. Методические указания по устойчивости энергосистем. Утверждены приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 277. 14 с.
3. *Васин В. П., Керезова З. Х.* Исследование статической устойчивости автоматически регулируемой системы с учетом случайных возмущающих сил /Сб. материалов по итогам научно-исследовательских работ энергетического факультета ТашПИ за 1970 г. Вып. 75. Серия «Электрические системы». Ташкент: «Узгипрозем», 1971. С. 118–137.
4. *Идельчик В. И.* Расчеты установившихся режимов электрических систем. – М.: Энергия, 1977.
5. *Фазылов Х. Ф., Насыров Т. Х.* Основы теории и расчета установившихся режимов электрических систем. – Ташкент: «Фан», 1985.
6. *Чемборисова Н. Ш., Ложинова Н. Г.* и др. Методика рационального размещения источников реактивной мощности для корректировки параметров электрических режимов. Отчет о НИР. Санкт-Петербург: ОАО «НИИПТ», 2007, инв. № 03200801189.
7. *Ложинова Н. Г., Николаев А. В., Суслова О. В., Фролов О. В., Чемборисова Н. Ш.* Оптимальная расстановка устройств корректировки параметров установившегося режима // В настоящем сборнике, с. 73–78.

Оценка токов трехфазного короткого замыкания в сложнзамкнутых схемах больших городов при помощи однолинейных программ расчета

Рост генераторных мощностей современных электроэнергетических систем (ЭЭС), создание мощных энергообъединений, увеличение мощностей компенсирующих устройств приводят, с одной стороны, к повышению надежности и устойчивости электроснабжения потребителей, а с другой, к существенному повышению уровней токов короткого замыкания (ТКЗ).

Частые расчеты ТКЗ требуют их автоматизации, особенно в сложных схемах с большим количеством узлов, понижающих обзорность результатов.

В зависимости от складывающихся условий, требуемой степени ограничения токов при различных видах КЗ, а также от технико-экономических показателей для ограничения токов КЗ в конкретных объектах энергосистемы необходимы различные средства, позволяющие уменьшить токи, или их комбинации, дающие наибольший технико-экономический эффект. Наиболее распространенными и действенными способами ограничения ТКЗ являются [2]:

- секционирование электрических сетей;
- установка токоограничающих устройств (реакторы, FACTS и др.);
- использование трансформаторов с расщепленными обмотками низшего напряжения;
- использование вставок постоянного тока;
- использование специальных схем соединения обмоток трансформаторов и автотрансформаторов;
- заземление и разземление нейтралей частей трансформаторов и автотрансформаторов.

В настоящее время в отечественных энергосистемах для ограничения ТКЗ чаще всего используют секционирование электрической сети. К недостаткам секционирования относятся утяжеление нормальных

и послеаварийных режимов, усложнение регулирования напряжения, увеличение потерь мощности и энергии в сети. Поэтому секционирование рассматривается как вынужденная мера. Следует отметить, что основные потребители в системах крупных городов и мегаполисов – это не отдельно взятые потребители, а системы жизнеобеспечения города, такие как централизованное теплоснабжение; метрополитен; канализация; водопровод; городской, железнодорожный и воздушный транспорт; связь; высотные здания и т. п. Поэтому понижение надежности электроснабжения потребителей в результате секционирования сети, которое проводится из-за слишком больших токов короткого замыкания, не всегда допустимо.

Учитывая опыт развития ЭЭС и характеристики выключателей на современном этапе, при проектировании необходимо стремиться к тому, чтобы уровень токов короткого замыкания в энергосистеме не превышал следующих значений [3]:

- в сетях 110 кВ – 31,5 кА;
- в сетях 220 кВ – 40 кА;
- в сетях 500–750 кВ – 63 кА.

Более высокие уровни токов короткого замыкания, полученные по расчету на отдельных объектах, требуют специального рассмотрения и могут допускаться лишь при наличии соответствующих технико-экономических обоснований. Сложности расчетов ТКЗ и мер по их снижению в высоковольтных сетях обусловлены в высокой степени следующим:

- большим количеством элементов в сложноразветвленных схемах;
- трудностями по выявлению узлов в энергосистеме, неблагоприятных по уровню ТКЗ;
- определением мер по уменьшению ТКЗ (выбор токоограничивающих устройств и мест их расстановки).

Использование мероприятий по ограничению токов КЗ не должно оказывать отрицательного влияния на установившийся режим ЭС. В противном случае может возникнуть ситуация, в которой ограничение ТКЗ может привести к ухудшению качественных показателей электроэнергии, например, таких как отклонение напряжения от номинальных значений за допустимые пределы.

Анализ многолетней аварийной статистики показывает, что вероятности возникновения коротких замыканий различного вида распределяются следующим образом:

- трехфазное КЗ – 5%;
- двухфазное КЗ на землю – 20%;
- двухфазное КЗ – 10%;
- однофазное КЗ – 65%.

Несмотря на то, что трехфазное КЗ является относительно редким, оно является наиболее тяжелым по условиям устойчивости и во многих случаях является расчетным при выборе аппаратуры.

Явления, связанные с короткими замыканиями, определяются параметрами оборудования энергосистемы, характеристиками защит и устройств автоматического регулирования, местом и видом аварии. Даже для случая питания цепи одним генератором расчетные выражения для определения ТКЗ громоздки и их применение требует большой вычислительной работы.

Одним из средств ограничения ТКЗ в энергосистеме является уменьшение жесткости схемы. Используя формализованный метод наиболее рационального выбора узлов управления в сети, можно получить оптимальное управляющее воздействие для снижения ее жесткости и ограничения ТКЗ.

Из вышесказанного следует вывод: выявление узлов в энергосистеме, неблагоприятных по уровню ТКЗ, расчет ТКЗ и оптимальную расстановку устройств для ограничения ТКЗ в сложнзамкнутых схемах больших городов можно произвести в два этапа: сначала проводится оценочный расчет ТКЗ, позволяющий выявить узлы с наибольшими токами, а затем для небольшого количества выбранных узлов проводится подробный расчет.

Оценочный расчет можно проводить, используя программу расчета установившегося режима RASTR. Основные принципы, заложенные в расчетный модуль оценочного расчета, состоят в следующем:

- во время КЗ вследствие увеличения тока возрастает падение напряжения в элементах энергосистемы, что приводит к понижению напряжения во всех точках сети;
- нарастание периодической составляющей тока КЗ происходит линейно на участке снижения напряжения на 3–5%.

$$\frac{\Delta Q}{S_{\text{КЗ}}} = \frac{\Delta U}{U_{\text{ном}}}, \quad \Delta Q = \sqrt{3} \cdot U_{\text{н}} \cdot I_{\text{КЗ}}.$$

Следовательно, ориентировочное значение тока трехфазного КЗ можно рассчитать по формуле:

$$I_{\text{кз}} \approx \frac{U \cdot \Delta Q}{\Delta U \cdot U_{\text{ном}} \cdot \sqrt{3}},$$

где $I_{\text{кз}}$ – оценочное значение трехфазного тока КЗ, кА;

U – напряжение на шинах, кВ;

ΔQ – изменение реактивной мощности нагрузки на шинах при 3–5% снижении напряжения на шинах, МВАр;

ΔU – снижение напряжения (на 3–5%) на шинах при изменении ΔQ , кВ;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение на шинах, кВ.

Снижение напряжения (на 3–5%) на шинах обусловлено дополнительным подключением шунтирующего реактора в рассматриваемый узел расчетной схемы.

Этап 1. Для уменьшения времени и количества расчетов проводится оценочный расчет трехфазных ТКЗ для всей схемы, используя программу расчета установившегося режима RASTR, позволяющий выявить узлы с наибольшими токами КЗ. После получения оценочных значений ТКЗ проводится ранжирование узлов по возрастанию ТКЗ для каждого класса напряжений. Пример такого ранжированного списка узлов на примере Московской энергосистемы приведен в табл. 1. В таблице выделены шрифтом значения ТКЗ:

- **обычный** – удовлетворяют отключающей способности выключателей;
- *курсив* – приближаются по значению к отключающей способности выключателей;
- **полужирный** – выходят за пределы отключающей способности выключателей.

Анализируя оценочные ТКЗ и сопоставляя их с отключающей способностью выключателей или с уровнем рекомендуемых ТКЗ в энергосистеме, можно выявить узлы, в которых при более детальном и точном расчете, окажутся высокие токи КЗ.

Далее, используя ранжированный список проводимостей узлов схемы энергосистемы [4], получаемый по данным RASTR, можно без проведения сложных расчетов выявить узлы в энергосистеме, для которых управляющее воздействие окажется наиболее эффективным с точки зрения снижения ТКЗ в схеме. Пример показан в табл. 2. Всего в списке 1718 узлов. По расположению узлов в ранжированном списке можно сказать, что:

Таблица 1

Ранжированные оценки токов КЗ для разных классов напряжений

Сети 110 кВ			Сети 220 кВ			Сети 500 кВ		
Название	$I_{кз},$ кА	Отключающая способность, кА	Название	$I_{кз},$ кА	Отключающая способность, кА	Название	$I_{кз},$ кА	Отключающая способность, кА
БЕСКУДНИКОВО:1см	19,67	31,5	НОГИНСК:1см	15,64	31,5	БЕСКУДНИКОВО:1,2	44,97	31,5
НОГИНСК:1см 1с	20,85	31,5	НОГИНСК:2см	25,86	26,3	ПАХРА	55,07	31,5
НОГИНСК:2см 2с	23,95	31,5	ПАХРА:1см	46,41	31,5	ЧАГИНО	64,38	31,5
ПАХРА:1см 2с	28,24	31,5	ПАХРА:2см	46,44	31,5			
ПАХРА:2см 2с	29,49	31,5	ЧАГИНО:2см 2с	60,72	40			
ЧАГИНО:2см 2с	30,5	31,5	ЧАГИНО:2см 1с	60,89	40			
НОГИНСК:2см 1с	37,1	31,5	ЧАГИНО:1см 2с	65,55	40			
ЧАГИНО:1см 1с	37,4	31,5	ЧАГИНО:1см 1с	65,6	40			
ЧАГИНО:2см 1с	38,9	31,5	БЕСКУДНИКОВО:1,2	76,96	40			
НОГИНСК:1см 2с	39,21	31,5	БЕСКУДНИКОВО:3,4	86,51	40			
БЕСКУДНИКОВО:2см	44,54	31,5						
ЧАГИНО:1см 2с	49,29	31,5						
ПАХРА:1см 1с	49,74	31,5						
ПАХРА:2см 1с	49,75	31,5						

Таблица 2

**Ранжированный список узлов по соотношению собственных
и взаимных проводимостей узлов схемы энергосистемы**

Сети 110 кВ		Сети 220 кВ		Сети 500 кВ	
Название	№ в списке ранжира	Название	№ в списке ранжира	Название	№ в списке ранжира
НОГИНСК:1сш 2с	318	НОГИНСК:1сш	335	ПАХРА	1467
ЧАГИНО:1сш 1с	363	НОГИНСК:2сш	339	ЧАГИНО	1476
НОГИНСК:1сш 1с	491	ПАХРА:1сш	983	БЕСКУДНИКОВО:1, 2	1484
ПАХРА:2сш 1с	1156	ПАХРА:2сш	1018		
ПАХРА:1сш 2с	1237	БЕСКУДНИКОВО:1, 2	1091		
ПАХРА:2сш 2с	1250	ЧАГИНО:1сш 2с	1113		
ЧАГИНО:2сш 2с	1256	ЧАГИНО:1сш 1с	1145		
НОГИНСК:2сш 2с	1283	БЕСКУДНИКОВО:3,4	1146		
НОГИНСК:2сш 1с	1304	ЧАГИНО:2сш 1с	1457		
ПАХРА:1сш 1с	1401	ЧАГИНО:2сш 2с	1458		
БЕСКУДНИКОВО:2сш	1407				
ЧАГИНО:1сш 2с	1417				
ЧАГИНО:2сш 1с	1517				
БЕСКУДНИКОВО:1сш	1670				

- узлы **в начале списка** – это те узлы, в которых будут максимальные токи КЗ и управляющие воздействия для их снижения будут менее эффективны;
- узлы **в середине списка** – это те узлы, в которых могут быть значительные токи КЗ и управляющие воздействия для их снижения могут дать ощутимый эффект;
- узлы **в конце списка** – это те узлы, в которых управляющие воздействия для снижения ТКЗ в схеме дадут максимальный эффект.

Поэтому, для примера, был произведен расчет оценочных ТКЗ в сети 110 кВ Московской энергосистемы при установке реакторов ($X = 7,4 \text{ Ом}$) последовательно с секционными выключателями (СВ) 110 кВ на ПС Ногинск (1 сш 1 секция – 1 сш 2 секция, 2 сш 1 секция – 2 сш 2 секция) при частичной ликвидации мест секционирования (были выполнены разрывы с целью снижения ТКЗ). Результаты расчетов приведены в табл. 3.

Как видно из таблицы, установка реакторов на шинах 110 кВ ПС Ногинск при частичной ликвидации мест секционирования сети позволяет снизить ТКЗ и повысить надежность электроснабжения потребителей.

Таким образом, сопоставляя ранжир списков узлов по соотношению собственных и взаимных проводимостей узлов схемы энергосистемы и оценочные значения ТКЗ, полученные с помощью RASTR, можно с помощью дополнительных расчетов в программе RASTR выявить эффективность применяемых управляющих воздействий для снижения ТКЗ.

Этап 2. После изучения ориентировочных ТКЗ, производится уточненный расчет значений ТКЗ в программе АРМ СРЗА и их сопоставление с результатами расчета программы RASTR.

Для получения более точных значений были проведены расчеты в программе АРМ СРЗА. Результаты расчетов приведены в табл. 4.

Как показывают результаты расчетов ТКЗ, использование мероприятий по ограничению ТКЗ оказывается эффективным. Но необходимо учитывать, что ограничение ТКЗ только на одной подстанции при частичной ликвидации мест секционирования недопустимо, необходим комплексный подход – снижение ТКЗ сразу в нескольких местах.

Далее проводится сопоставление результатов для различных схем (расчеты выполнены в программах АРМ СРЗА и RASTR). Результаты сравнения токов, полученных при использовании разных программ, приведены в табл. 5 и 6.

Таблица 3

Оценочные значения трехфазных токов КЗ

Название	1*	2*	3*	Название	1*	2*	3*	Название	1*	2*	3*
	$I_{кз},$ кА	$I_{кз},$ кА	$I_{кз},$ кА		$I_{кз},$ кА	$I_{кз},$ кА	$I_{кз},$ кА		$I_{кз},$ кА	$I_{кз},$ кА	$I_{кз},$ кА
Сеть 110 кВ				Сеть 220 кВ				Сеть 500 кВ			
БЕСКУДНИКОВО:1сш	19,7	20,1	20,1	БЕСКУДНИКОВО:1, 2	77,0	100,9	100,8	БЕСКУДНИКОВО:1, 2	45,0	67,5	67,5
БЕСКУДНИКОВО:2сш	44,5	45,4	45,4	БЕСКУДНИКОВО:3, 4	86,5	92,7	92,7	ПАХРА	55,1	58,0	58,0
НОГИНСК:1сш 1с	20,9	64,0	32,5	НОГИНСК:1сш	15,6	18,3	17,1	ЧАГИНО	64,4	67,0	67,0
НОГИНСК:1сш 2с	39,2	64,1	52,4	НОГИНСК:2сш	25,9	29,1	27,5				
НОГИНСК:2сш 1с	37,1	65,9	49,7	ПАХРА:1сш	46,4	48,3	48,3				
НОГИНСК:2сш 2с	24,0	65,9	35,3	ПАХРА:2сш	46,4	48,3	48,3				
ПАХРА:1сш 1с	49,7	97,2	97,2	ЧАГИНО:1сш 1с	65,6	70,5	70,5				
ПАХРА:1сш 2с	28,2	97,2	97,2	ЧАГИНО:1сш 2с	65,6	70,4	70,4				
ПАХРА:2сш 1с	49,8	97,2	97,2	ЧАГИНО:2сш 1с	60,9	66,0	65,9				
ПАХРА:2сш 2с	29,5	97,2	97,2	ЧАГИНО:2сш 2с	60,7	65,8	65,7				
ЧАГИНО:1сш 1с	37,4	146,5	146,4								
ЧАГИНО:1сш 2с	49,3	146,5	146,4								
ЧАГИНО:2сш 1с	38,9	146,5	146,4								
ЧАГИНО:2сш 2с	30,5	146,5	146,5								

* 1. Исходная схема.

2. Частично замкнутая схема.

3. Частично замкнутая схема, установлено 2 реактора последовательно с СВ 110 кВ на ПС Ногинск.

Таблица 4

**Результаты расчетов трехфазных токов КЗ (кА) в сети 110 кВ
ПС Ногинск, выполненных в программах АРМ СРЗА и RASTR**

Название	1		2		3	
	АРМ СРЗА	RASTR	АРМ СРЗА	RASTR	АРМ СРЗА	RASTR
Ногинск 1 сш 1 с	12,2	20,85	43,9	64,02	20,4	32,51
Ногинск 1 сш 2 с	25,4	39,21	41,8	64,05	31,7	52,39
Ногинск 2 сш 1 с	27,1	37,1	43,9	65,88	33,7	49,73
Ногинск 2 сш 2 с	17,3	23,95	41,8	65,86	23,9	35,32

Таблица 5

**Результаты сопоставления расчета токов трехфазных КЗ
для каждого режима**

Название	1	2	3	Средний коэффициент $K_{рас}$
	RASTR / АРМ СРЗА	RASTR / АРМ СРЗА	RASTR / АРМ СРЗА	
Ногинск 1 сш 1 с	1,7	1,5	1,6	1,6
Ногинск 1 сш 2 с	1,5	1,5	1,7	1,6
Ногинск 2 сш 1 с	1,4	1,5	1,5	1,4
Ногинск 2 сш 2 с	1,4	1,6	1,5	1,5

Таблица 6

**Результаты сопоставления расчета трехфазных токов КЗ
для разных режимов на шинах 110 кВ ПС Ногинск**

Название	1 и 2		1 и 3	
	RASTR (2) / RASTR (1)	АРМ СРЗА (2) / АРМ СРЗА (1)	RASTR (3) / RASTR (1)	АРМ СРЗА (3) / АРМ СРЗА (1)
Ногинск 1 сш 1 с	3,1	3,6	1,6	1,7
Ногинск 1 сш 2 с	1,6	1,6	1,3	1,2
Ногинск 2 сш 1 с	1,8	1,6	1,3	1,2
Ногинск 2 сш 2 с	2,7	2,4	1,5	1,4

В табл. 5 приведены коэффициенты $K_{\text{рас}}$, равные отношению токов, полученные по формуле $\frac{I_{\text{RASTR}}}{I_{\text{АРМ СРЗА}}}$ для тех же ситуаций (1, 2, 3), что и в табл. 4.

Результаты расчетов указывают, что соотношения трехфазных ТКЗ, полученных в программах RASTR и АРМ СРЗА, практически не меняются для различных режимов.

Для выявления возможности сопоставления различных схемно-режимных ситуаций с использованием RASTR и АРМ СРЗА рассматривались изменения токов в узлах по отношению к исходному режиму,

$$\text{т. е. } \frac{I_{\text{КЗ 2 режима}}}{I_{\text{КЗ 1 режима}}} \text{ и } \frac{I_{\text{КЗ 3 режима}}}{I_{\text{КЗ 1 режима}}}.$$

Результаты расчетов приведены в табл. 6.

Результаты вычисленных коэффициентов показывают, что соотношения трехфазных ТКЗ для разных режимов, полученных в программе RASTR, примерно равны соотношению трехфазных ТКЗ, полученных в программе АРМ СРЗА, т. е. использование RASTR для оценочных расчетов правомерно.

Таким образом, получив соотношения трехфазных ТКЗ для одного режима в программах RASTR и АРМ СРЗА, можно оценить трехфазные ТКЗ с помощью RASTR для всей схемы сразу при любых изменениях.

На основании вышеизложенного метода для оценки трехфазных ТКЗ с помощью программы RASTR и оптимальной расстановки устройств по ограничению ТКЗ в сложносамкнутых схемах больших городов можно сделать следующие выводы:

1. Для ограничения ТКЗ в сети необходимо добиваться снижения жесткости схемы.
2. Оценочный расчет трехфазных ТКЗ в программе RASTR позволяет оценить не только ориентировочные значения трехфазных токов КЗ, но и эффективность управляющих воздействий для уменьшения ТКЗ.
3. Использование сочетания оценочного и точного методов позволяет уменьшить трудозатраты и время на проведение расчетов ТКЗ в полной схеме без понижения точности расчетов для определения значений токов КЗ и возможности их снижения.

4. Используя результат оценочного расчета в программе RASTR и результат точного расчета в программе АРМ СРЗА для одного режима, можно получить коэффициенты пересчета для трехфазных ТКЗ и с помощью этих коэффициентов оценивать трехфазные ТКЗ только на основании программы RASTR при любых изменениях схемы, причем явно выявляются тенденции в изменениях ТКЗ и можно оценивать степень этих изменений по RASTR. Кроме того, достаточная оценка ТКЗ позволяет выявить эффективность мер по ограничению ТКЗ (расчет 3 в табл. 4, 5, 6).

Список литературы

1. *Чернобровов Н. В., Семенов В. А.* Релейная защита электрических систем. – М.: 1998.
2. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования – 2-е изд. / Под редакцией *И. П. Крючкова, В. А. Старшинова*. – М.: 2006.
3. Справочник по проектированию электрических сетей – 2-е изд. / Под редакцией *Д. Л. Файбисовича*. – М.: 2006.
4. *Чемборисова Н.Ш., Лозинова Н.Г.* и др. Методика рационального размещения источников реактивной мощности для корректировки параметров электрических режимов. Отчет о НИР, инв. № 03200801189. – СПб.: ОАО «НИИПТ», 2007 г.

Определение граничных узлов при эквивалентировании схем электроэнергетических систем

Несмотря на рост возможностей современной вычислительной техники (быстродействие, объем памяти, программное обеспечение), позволяющей обрабатывать схемы энергосистем (ЭС) практически любых размеров, необходимость в методах упрощения схем (эквивалентировании) сохранилась. Схемы большого размера плохо обозриваемы, некоторые расчеты, в частности расчеты переходных процессов в таких схемах требуют чрезмерно большого ресурс времени. Отсюда стремление к упрощению исходных схем, не наносящему ущерба достоверности получаемых по ним результатов. Вопросами эквивалентирования ЭС занимаются давно, по данной теме опубликовано много работ, но практически нет публикаций, в которых бы рассматривалась задача выделения района эквивалентирования как самостоятельная проблема. В то же время, при эквивалентировании больших схем число граничных узлов (узлов примыкания), выделяющих эквивалентруемую часть схемы может достигать нескольких сотен. Задача становится если не трудной, то трудоемкой. Возрастает вероятность ошибок.

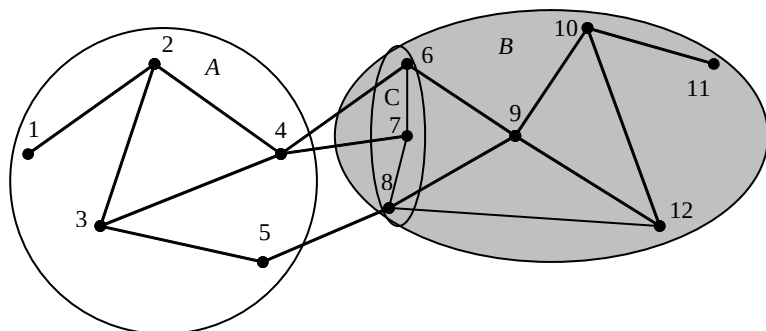
По этой причине в ОАО «НИИПТ» с самого начала уделялось особое внимание вопросу автоматизации формирования задания на расчет эквивалентной схемы при разработке программы эквивалентирования схем электроэнергетических систем [1]¹. В статье приведено обоснование методики автоматизированного формирования списка граничных узлов, реализованной в программе.

1. Внешние, внутренние и граничные узлы

Основной этап формирования задания на эквивалентирование заключается в распределении узлов схемы по трем подмножествам (рис. 1). В полной схеме ЭС выделяют контролируемый район (B – закрашенная

¹ Идея автоматизированного формирования списка граничных узлов была в АО «НИИПТ» предложена И. А. Богомоловой.

область) и внешнюю часть (A), подлежащую эквивалентированию. Граничными узлами (C) называют узлы контролируемого района, которые имеют связи с узлами внешней части. Узлы внешней части естественно, по аналогии с граничными узлами, назвать внешними узлами, а узлы контролируемого района, не имеющие связи с внешней частью ($B \setminus C$) – внутренними. Множество внутренних узлов может быть, в частном случае, пустым ($B = C$).



A – множество узлов, образующих эквивалентлируемую часть схемы;
 B – множество узлов, образующих контролируемый район;
 C – множество граничных узлов.

Рис. 1

Чтобы задать разбиение схемы ЭС на подмножества, используют исходную (полную) схему ЭС и два списка – список граничных узлов и список узлов, определяющих контролируемый район. Последний список можно назвать списком контролируемых узлов. Список контролируемых узлов содержит подмножество узлов контролируемого района, достаточное для однозначной его идентификации. Объем списка контролируемых узлов может варьироваться от нуля до полного множества узлов контролируемого района. Если список контролируемых узлов пуст, контролируемый район совпадает с множеством граничных узлов ($B = C$).

Здесь и ниже, под списком узлов имеется в виду список значений параметра, однозначно определяющего узлы, например, список номеров узлов или список их наименований, если они уникальны. То же относится к понятию списка связей, в котором связь может быть задана, например, неупорядоченной парой номеров примыкающих узлов (кратность связей в вопросах смежности не имеет значения).

На первом этапе автоматизированного формирования списка граничных узлов в список попадают все узлы исходной схемы ЭС, удовлетворяющие некоторым формальным признакам. Деление схемы на контролируемый район и внешнюю часть не сформировано, и поэтому на этом этапе нельзя проверить основное свойство граничного узла – наличие связи с внешними узлами. В списке граничных узлов могут оказаться, и оказываются, узлы исходной схемы, которые с внешними узлами не связаны. Тем не менее, чтобы избежать неоднозначности в толковании термина, ниже считается граничным любой узел, входящий в список граничных узлов.

Иногда заранее известны узлы или связи, которые должны войти в контролируемый район не зависимо от того, удовлетворяют они признаку, по которому этот район определяют, или нет. Например, при формировании контролируемого района из узлов, класс напряжения которых больше заданного, может возникнуть необходимость сохранения некоторых генераторных узлов и межсистемных связей меньшего класса напряжения. Такие узлы сведены в отдельный список – список назначенных узлов.

Те узлы списка назначенных узлов, которые попадают в эквивалентную часть схемы, добавляют к списку граничных узлов, для их сохранения в результирующей схеме контролируемого района.

2. Сегменты

Граничные узлы делят множество узлов полной схемы ЭС, как минимум, на два подмножества: подмножество внешних узлов (эквивалентную часть схемы) и подмножество внутренних узлов контролируемого района. Обычно структура деления сложнее. Полная схема ЭС состоит из множества отделенных друг от друга граничными узлами частей – сегментов. Все узлы одного сегмента относятся либо к множеству внешних, либо к множеству внутренних узлов. Если сегмент содержит хотя бы один узел списка контролируемых узлов, то он принадлежит к внутренней части схемы, в обратном случае – к внешней.

Два узла принадлежат одному сегменту тогда и только тогда, когда их можно связать цепочкой смежных узлов, не включающих граничного узла. Так на рис. 1 узлы 1 и 5 принадлежат одному сегменту, т. к. их можно связать, например, цепочкой 1–2–3–5, а узлы 3 и 10 – разным сегментам. Любая связывающая их цепочка содержит граничный узел. К примеру, цепочка 3–4–6–9–10 содержит граничный узел 6, а цепочка 3–5–8–9–10 – граничный узел 8. Схема на рис. 1 содержит два сегмента.

Сегмент внешних узлов, состоящий из узлов 1, 2, 3, 4 и 5, и сегмент внутренних узлов 9, 10, 11 и 12.

На разделение исходной схемы на сегменты помимо узлов, входящих в список граничных узлов, могут повлиять и назначенные узлы, которые принудительно включают отдельные узлы в контролируемый район. Чтобы их учесть, при первом делении схемы на сегменты надо назначенные узлы добавить к списку граничных узлов.

Разделить исходную схему ЭС, представленную списками узлов и связей, на сегменты по заданному списку граничных узлов можно с помощью последовательности следующих шагов.

1. Исключить в списке связей схемы из рассмотрения все связи (пометить связи), примыкающие к граничным узлам. В списке узлов схемы исключить из рассмотрения (пометить) граничные узлы.
2. Начать формирование списка узлов нового сегмента, включив в него два примыкающих узла первой непомеченной связи, и пометить эту связь. Если в списке связей схемы нет непомеченных связей, то перейти к п. 5.
3. Последовательно просматривать непомеченные связи схемы и сравнивать примыкающие узлы этих связей со списком узлов сегмента. Если оба узла связи входят в список узлов сегмента, то пометить связь и продолжить просмотр. Если в список узлов сегмента входит только один из узлов связи, второй примыкающий узел связи добавить в список узлов сегментов, пометить связь и повторить п. 3. Если список связей был просмотрен до конца (не обнаружен ни один новый узел), перейти к следующему пункту.
4. Присвоить сегменту индивидуальную метку (номер) и пометить в списке узлов схемы все узлы, входящие в сегмент. Перейти к п. 2.
5. Сформировать для каждого непомеченного узла списка узлов схемы отдельный сегмент и присвоить ему индивидуальную метку.

Как следует из описания алгоритма, процедура формирования сегментов включает многократный просмотр списка связей схемы и поэтому при реализации требовательна к ресурсу времени.

После того, как исходная схема ЭС разбита на сегменты, можно перейти к выделению сегментов, образующих внутреннюю часть схемы. Для этого проверяют узлы сегмента на принадлежность к списку контролируемых узлов. Если некоторый узел сегмента входит в список контролируемых узлов, сегмент целиком относится к внутренней части схемы. Если такой узел не найден, сегмент принадлежит внешней части.

3. Типы граничных узлов

По одному из определений граничный узел – это узел контролируемого района, который имеет связь с узлами внешней части, т. е. он характеризуется наличием связей определенного вида. Как отмечалось выше, не все узлы списка граничных узлов удовлетворяют этому определению. Но все имеют определенные связи с внешними, внутренними и другими граничными узлами схемы, и по наличию или отсутствию таких связей можно провести типизацию граничных узлов. Поскольку схема ЭС предполагается связной, то какие-нибудь связи всегда имеются. Для обозначения типа граничного узла будут использоваться целые числа.

На определение типа граничного узла связи с другими граничными узлами не влияют кроме случая, когда у узла других связей нет. Простой перебор вариантов показывает, что возможны четыре случая.

- Тип (-1) – граничный узел не имеет связей с другими узлами, кроме граничных узлов.
- Тип 0 – граничный узел имеет связь как с внешними, так и с внутренними узлами схемы.
- Тип 1 – граничный узел имеет связь только с внешними узлами схемы.
- Тип 2 – граничный узел имеет связь только с внутренними узлами схемы.

Легко видеть, что в смысле приведенного выше определения граничными являются только узлы типа 0 и 1 . На рис. 1 граничные узлы 6 и 8 имеют тип 0 , узел 7 – тип 1 .

Часто при автоматизированном формировании граничного списка и списка контролируемых узлов, контролируемый район жестко не задан. При изменении контролируемого района меняется и список граничных узлов. Узел, который был исключен из списка граничных узлов, становится узлом внутренней или внешней части схемы. В то же время, есть узлы, которые из контролируемого района, и, следовательно, из списка граничных узлов, исключать нельзя. Эти узлы входят в список контролируемого района или в список назначенных узлов. Такие узлы должны быть при изменениях списка граничных узлов маскированы. Для этого введен дополнительный тип граничного узла – тип 3 .

- Тип 3 – граничный узел типа 1 , входящий в список назначенных или контролируемых узлов, или граничный узел типа -1 , входя-

щий в список назначенных узлов и не входящий в список контролируемых узлов.

Узел типа –1, входящий в список контролируемых узлов, при исключении из списка граничных узлов образует новый сегмент, относящийся к внутренней части схемы. Контролируемый район не изменяется, и поэтому нет причины присваивать узлу тип 3.

4. Трансформация списка граничных узлов

Список граничных узлов, полученный автоматизированным путем, нельзя считать окончательным вариантом списка. Из него без ущерба могут быть исключены некоторые узлы. Иногда можно исключить граничные узлы типа 2. При исключении этих узлов из списка граничных они становятся внутренними узлами схемы и остаются в составе контролируемого района. Поскольку в расчете эквивалента участвуют только внешние и граничные узлы, перевод части граничных узлов во внутренние узлы уменьшает объем обрабатываемой информации. При исключении граничного узла типа 1 узел попадает во внешнюю часть схемы. Объем обрабатываемой при расчете эквивалента информации остается тем же, зато уменьшается размер контролируемого района. Понятие типа граничного узла нужно для того, чтобы выявить лишние граничные узлы и определить порядок их исключения из списка граничных узлов.

Для исследования изменений, происходящих при исключении узлов из списка граничных узлов, на рис. 2. представлена структура разбиения полной схемы ЭС на внутренние и внешние сегменты, с выделением подмножеств граничных узлов по типам. На рисунке сплошными линиями показаны обязательные связи (каждый граничный узел подмножества связан с узлом некоторого сегмента), штриховыми – связи необязательные (одни элементы подмножества указанную связь имеют, другие нет).

Исключенный из списка граничных узлов узел попадает в некоторый внешний или внутренний сегмент, что может привести к изменению типов других, смежных с ним, граничных узлов. Типы не смежных граничных узлов не изменяются, поскольку тип граничного узла зависит только от наличия смежных внутренних и внешних узлов. Граничный узел типа 0 нельзя исключать из списка, т. к. при исключении объединяются внешний и внутренний сегменты. Исключение из списка любого граничного узла ненулевого типа не влияет на тип граничных узлов типа 0, потому что существующие связи этих узлов не изменяются, а только добавляются новые связи.

На рисунке не отображены изменения типов, имеющие место при исключении смежных граничных узлов типа –1. При исключении из списка граничного узла типа –1 образуется новый сегмент. В зависимости от того, входит узел в список контролируемых узлов или не входит, новый сегмент относится к внутренней или внешней части схемы. Если исключаемый узел входит в список контролируемых узлов, типы изменяются так же, как при исключении узлов типа 2, в обратном случае, как при исключении граничных узлов типа 1.

В окончательном списке граничных узлов должны оставаться только узлы типов 0 и 3. Граничные узлы других типов следует из списка граничных узлов исключить. От порядка, в котором будут исключены граничные узлы других типов, в общем случае зависит окончательный вариант списка граничных узлов, и, следовательно, структура эквивалента.

Так, например, при исключении узла типа 1 смежный с ним узел типа –1 изменит тип на тип 1. При последующих исключениях он попадет во внешнюю часть схемы. Аналогично, при исключении узла типа 2 смежный узел типа –1 меняется на 2 и в дальнейшем попадает во внутреннюю часть схемы. Узел типа –1, смежный узлам типа 1 и типа 2, может таким образом попасть как во внутреннюю, так и во внешнюю части схемы в зависимости от последовательности исключения узлов из списка.

После каждого исключения узла из списка граничных узлов меняются не только типы некоторых граничных узлов, но и структура сегментов. К сегменту может быть добавлен узел, сегменты могут объединяться или возникать новые. С другой стороны, повторять при исключении набора граничных узлов каждый раз заново разбиение схемы ЭС на сегменты нежелательно, поскольку эта операция занимает много времени. Следует организовать порядок исключения узлов так, чтобы разбиение на сегменты производить как можно реже. Этого можно добиться, исключив за один прием из списка граничных узлов все узлы одного типа, и только после этого произвести разбиение схемы ЭС на сегменты.

Разбиение схемы ЭС на сегменты и типы граничных узлов определяются однозначно по списку граничных узлов, независимо от того, каким образом был этот список получен. Поэтому одновременное исключение из списка граничных узлов группы узлов будет эквивалентно поэлементному их исключению, если в процессе последнего в списке граничных узлов не появятся новые члены, или, наоборот, некоторые члены группы не исчезнут из списка или не изменят свои типы на 0 или 3. Очевидно, при исключении узла из списка граничных узлов список уменьшается

ровно на 1. Новые члены в список не добавляются и, кроме исключенного члена, из него не исчезают, но изменяются типы некоторых членов.

Если группа граничных узлов состоит только из узлов типа 1 или только типа 2, то эквивалентность двух способов исключения обеспечена, потому что члены группы не изменяют тип при исключении элемента своего типа. Для группы граничных узлов типа –1 такое справедливо только в том случае, когда в ней нет смежных узлов.

Пусть подмножество граничных узлов типа –1 образует связный подграф схемы ЭС, причем часть узлов подграфа входит в список контролируемых узлов, а другая нет. В таком случае результат последовательного исключения узлов будет зависеть от выбранного порядка исключения. Существует порядок исключения узлов, перемещающий все узлы подграфа во внутреннюю часть. Действительно, если в качестве первого исключаемого узла выбрать контролируемый узел, то он попадет во внутреннюю часть, и тип смежных ему узлов подграфа изменится на 2. Для последующих исключений следует выбирать узлы, изменившие свой тип. Вследствие связности подграфа процесс закончится после перевода всех его узлов во внутреннюю часть. С другой стороны, если какой-нибудь из узлов подграфа попадет после исключения во внешнюю часть, то контролируемый узел либо попадет во внутреннюю часть, что при последующих исключениях неизбежно приведет к появлению узла типа 0, либо окажется смежным исключаемому узлу и сменит свой тип на 3. Поэтому не существует порядка исключения граничных узлов, переводящий все узлы рассматриваемого подграфа во внешнюю часть. Пусть подмножество граничных узлов типа –1 образует связный подграф схемы ЭС, и ни один узел подграфа не входит в список контролируемых узлов. Тогда, как легко видеть, при любом порядке исключения узлов все узлы подграфа попадут во внешнюю часть.

Узлы подграфа после исключения всех его узлов из списка граничных узлов, образуют внешний или внутренний сегмент, т. к. все смежные им узлы, не являющиеся узлами подграфа, граничные. Каждому связному подграфу соответствует один сегмент. Использование других последовательностей исключения граничных узлов, при которых появляются узлы типа 0, приводит к случайному делению внутреннего сегмента и попаданию некоторых его узлов во внешнюю часть. Узлы типа 3 маскируют контролируемые узлы сегмента и включают его во внешнюю часть.

Любое множество граничных узлов типа –1 можно представить в виде набора изолированных узлов и связных подмножеств. Поэтому для

любого множества таких граничных узлов можно определить порядок исключения, который выводит все узлы множества из списка граничных узлов. При этом исключается максимальное число граничных узлов и образуется минимальное число дополнительных сегментов. К такому же результату приводит одновременное исключение узлов множества с последующим разбиением схемы ЭС на сегменты.

5. Формирование списка граничных узлов

Задание на эквивалентирование начинается с определения требований к контролируемым узлам, выявления признаков, на основании которых узлы схемы будут включены в контролируемый район. В простейшем случае это может быть директивно заданный список. Узлы можно отбирать по одному признаку или по их комбинации. Например, выбирать узлы одной или нескольких подсистем, выбирать узлы не ниже заданного класса напряжения, или узлы с мощностью генерации или нагрузки не меньше заданного значения. Эти узлы заносятся в список контролируемых узлов.

Дополнительно можно сформировать список назначенных узлов, куда входят узлы, не удовлетворяющие признакам контролируемых узлов и которые предполагается использовать неоднократно для схем ЭС различных модификаций.

Хотя бы один из приведенных списков не должен быть пустым. Используя эти данные, можно сформировать список граничных узлов. Ниже приведены два варианта формирования списка граничных узлов. В первом варианте граничные узлы выбирают из списка контролируемых узлов. Контролируемый район совпадает с контролируемыми узлами, и полученная эквивалентная схема имеет минимальный размер. При этом, однако, изменяются некоторые параметры и связи узлов, попавших в список граничных узлов. Во втором варианте граничные узлы выбираются из узлов, которые не принадлежат списку контролируемых узлов. Параметры и связи всех контролируемых узлов сохранены, но увеличивается размер контролируемого района.

Последовательность шагов при формировании списка граничных узлов по первому варианту показана на рис. 4. Поскольку граничные узлы выбираются из списка контролируемых узлов, в качестве первого шага в список граничных узлов заносят все контролируемые и назначенные узлы. Производится разбиение на сегменты и определение типов граничных узлов. Деление узлов на множества по типам узлов после выполнения этого шага отображено на рис. 4а.

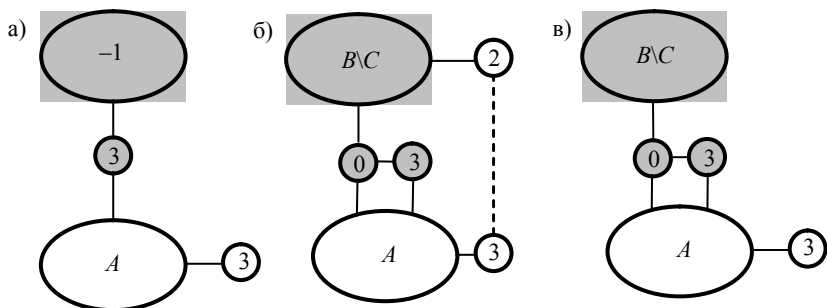


Рис. 4. Формирование граничных узлов из списка контролируемых узлов

На рисунке закрашены области, образованные контролируемыми узлами. Имеются два вида узлов. Узлы внешней части и граничные узлы. Все контролируемые узлы – граничные. Граничные узлы, не имеющие смежных узлов во внешней части, получают тип -1 . Остальные граничные узлы имеют тип 1 или, поскольку все они принадлежат либо списку контролируемых узлов, либо списку назначенных узлов, их тип 3 . Назначенные узлы, не входящие в список контролируемых узлов, попадают во внешнюю часть и их тип, равный 1 или -1 , маскируется типом 3 .

Следующий шаг – исключение граничных узлов типа -1 из списка, повторное разбиение схемы на сегменты и определение типов граничных узлов (рис. 4б). Граничные узлы типа -1 после удаления образуют множество внутренних узлов. Часть граничных узлов других типов оказываются смежными как узлам внутренней, так и внешней части, следовательно, их тип 0 . Другие граничные узлы, входящие в список контролируемых узлов, не смежные узлам внутренней части, сохраняют тип 3 . Назначенные узлы, которые смежные с внутренней частью, а во внешней части не имеют смежных узлов, становятся узлами типа 2 .

Если в списке граничных узлов есть узлы типа 2 , их исключают. В том случае, когда среди смежных исключаемым узлам узлов есть назначенные узлы типа 3 , те, в свою очередь, могут стать узлами типа 2 . Связи на рис. 4б показаны штриховой линией. Поэтому для исключения узлов типа 2 возможно потребуется несколько шагов. После того, как в списке граничных узлов останутся только узлы типа 0 и 3 , его формирование закончится (рис. 4в).

Последовательность шагов при выборе граничных узлов из узлов схемы ЭС, не входящих в список контролируемых узлов, показана рис. 5. Первый шаг – формирование начального списка граничных узлов. В список заносят все неконтролируемые узлы схемы ЭС. Узлы списка назначенных узлов в граничный список заносить не нужно, т. к. назначенные узлы, которые в него не попали, входят в список контролируемых узлов, и, следовательно, относятся к внутренним узлам. Распределение узлов по типам после разбиения схемы на сегменты и определения типов граничных узлов оказано на рис. 5а.

Узлы контролируемого списка образуют внутреннюю часть, остальные узлы – граничные. Граничные узлы, смежные узлам внутренней части, имеют тип 2, а узлы, входящие в список назначенных узлов, – тип 3. Остальные граничные узлы имеют тип –1. После исключения последних из списка граничных узлов и выполнения необходимых операций получается распределение узлов, показанное на рис. 5б.

Граничные узлы типа –1 становятся внешними узлами, а смежные им узлы типа 2 – граничными узлами типа 0. Узлы типа 2, не имеющие смежных узлов внешней части, тип не изменяют. Назначенные граничные узлы, смежные узлам внешней части, изменяют тип на 1, остальные назначенные узлы сохраняют старый тип –1. Оба типа маскируются типом 3.

Последний шаг – исключение оставшихся граничных узлов типа 2. Эти узлы становятся узлами внутренней части. Как и в предыдущем случае, исключаемые узлы могут иметь связи с узлами типа 3, которые маскируют узлы типа –1 (на рис. 5б показаны штриховой линией). Пос-

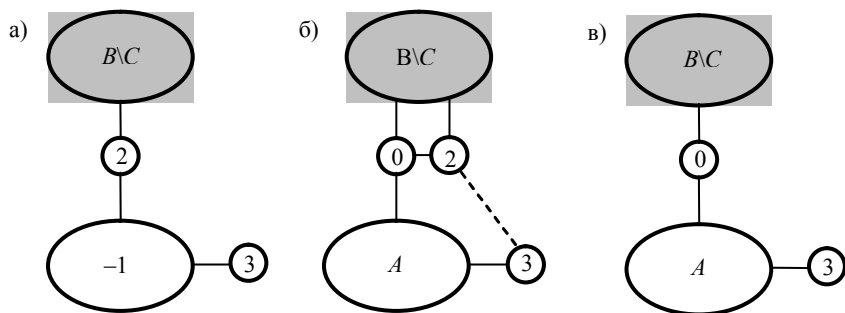


Рис. 5. Формирование граничных узлов из множества неконтролируемых узлов

ле исключения их тип изменяется на тип 2. Поэтому при наличии назначенных узлов исключение узлов типа 2 возможно придется повторить несколько раз, после чего распределение типов узлов приобретет вид, приведенный на рис. 5в.

Список литературы

1. Программа эквивалентирования схем электроэнергетических систем (EquiC), Свидетельство об официальной регистрации программ ЭВМ № 2007613044, от 13.07.2007 г.

Особенности проектирования и эксплуатации воздушных линий электропередачи в лесных массивах с учетом нового лесного законодательства РФ

Проектирование, сооружение и эксплуатация воздушных линий электропередачи (ВЛ) в лесных зонах является серьезной экономической, экологической и социальной проблемой, связанной с вырубкой леса для проsek и временных дорог, а также с обеспечением надежности ВЛ.

Повышение требований к надежности ВЛ, с одной стороны, диктует увеличение ширины проsek для исключения падений деревьев на провода. Как показывает аварийная статистика, до 40% всех аварийных отключений на ВЛ 110–750 кВ вызвано контактами ВЛ с растительностью, что отчасти объясняется плохим содержанием проsek. Большинство ВЛ находится в эксплуатации более 25 лет (а некоторые — около 50 лет), рост деревьев за это время и ненадлежащий уход привели к тому, что ширина проsek не соответствует современным нормативам.

С другой стороны, такие факторы, как усилившееся в последние годы внимание государства и общественности к проблемам охраны окружающей среды, ужесточившиеся экологические требования к строящимся объектам, возросшие цены на временный и постоянный отвод лесных участков определяют необходимость уменьшения площади вырубки леса под ВЛ.

При сооружении ВЛ, проходящих через лесные массивы, сведение леса требуется для долгосрочного изъятия участков земли под опоры, выделения земли вдоль трассы ВЛ с расчисткой от насаждений под просеки и строительство дорог и подъездов к ВЛ. На уровне 1985 г. общая площадь только ВЛ 220–750 кВ в лесных зонах составила 435 тыс. га, а с учетом площади, занимаемой ВЛ 0,4–110 кВ, потеря лесного фонда составила свыше миллиона га.

До перехода к рыночным отношениям в России не было экономических стимулов для сокращения вырубки лесов под ВЛ, т. к. потери от

свода леса в просеке были малы по сравнению со стоимостью сооружения ВЛ. С ростом цен на древесину, а также с вводом в действие новых редакций Лесного [1–4] и Земельного [5] кодексов стоимость отведенного лесного участка и вырубка одного га леса становится соизмеримой со стоимостью одного километра ВЛ. Кроме того, содержание просек на трассах ВЛ связано с большими трудозатратами, поскольку периодически необходимо производить расчистку просек с вырубкой подрастающих деревьев и кустарника.

Таким образом, особенностью проектирования ВЛ, проходящих по лесным зонам, является необходимость решения двух основных задач:

- предупреждение аварий, вызванных падением деревьев на провода ВЛ (с позиции надежности ВЛ);
- максимально возможное сокращение вырубки просек в лесных массивах, особенно с ценной древесиной (с эколого-экономической позиции).

Рекомендации ПУЭ-7, сформулированные в разделе «Прохождение ВЛ по насаждениям» главы 2.5, регламентируют ширину просеки в зависимости от высоты древостоя и радиуса кроны деревьев и направлены на решение только первой из двух задач: предупреждать аварии из-за падений деревьев на провода ВЛ и опасных сближений лесных насаждений с проводами ВЛ. В последнюю редакцию ПУЭ были внесены изменения к требованиям определения ширины просеки в сторону ее увеличения за счет учета перспективного роста высоты и радиуса крон деревьев в течение 25 лет и увеличения минимальных расстояний между проводами и кронами деревьев. Увеличение минимально допустимых расстояний между проводами и кронами деревьев в новой редакции ПУЭ также представляется неоправданным, если сопоставлять эти промежутки с приведенными в табл. 2.5.17 ПУЭ-7 наименьшими изоляционными расстояниями по воздуху от токоведущих до заземленных частей ВЛ (табл. 1).

Значения радиусов крон деревьев основных лесообразующих пород, рекомендуемые ПУЭ-7 (п. 2.5.207) для расчета ширины просек, близки к максимальным. Соответственно, ширина просеки, выбранная согласно этим значениям, в ряде случаев может оказаться завышенной. Радиус крон деревьев существенно зависит от условий их произрастания. При проектировании конкретной ВЛ для получения более точной информации о максимальных высоте и кронах деревьев необходима правильная оценка пересекаемых лесов на основе соответствующих изыскательских

Таблица 1

**Наименьшее изоляционное расстояние по воздуху
от токоведущих до заземленных частей опоры**

Расчетное условие	Наименьшее изоляционное расстояние s, м, при номинальном напряжении ВЛ, кВ			
	110	220	330	500
Рабочее напряжение	0,25	0,55	0,8	1,2
Грозовые или коммутационные перенапряжения	1,0	1,8	2,6	3,2

материалов, а также справочной геоботанической литературы по лесам различной типологии и качества (бонитета).

В отличие от предыдущего издания ПУЭ-6, допускавшего на трассах линий в лесных массивах наличие древесно-кустарниковой растительности высотой до 4 м непосредственно под проводами, 7-е издание ПУЭ предъявляет более жесткие требования к состоянию просек на трассе ВЛ: по всей ширине просека должна быть очищена от вырубленных деревьев и кустарников с корчевкой пней или срезкой их до уровня земли и рекультивацией. По-видимому, целесообразно допустить на трассах линий в лесных массивах наличие низкорослой кустарниковой растительности высотой до 4 м, что позволит существенно сократить объемы вырубки подроста. Кроме того, исследования показали, что древесно-кустарниковый массив, расположенный под ВЛ, обладает экранирующим эффектом, аналогично достигаемому при использовании на ВЛ заземленных экранов [6, 7]. Это способствует снижению напряженности электрического поля вблизи ВЛ и обеспечению экологической безопасности людей и животных. С другой стороны, потребуются дополнительные эксплуатационные мероприятия для поддержания высоты растительности по трассе не выше заданной, особенно по во влажных районах, где характерен быстрый рост кустарников [8].

Для сохранения леса при сооружении ВЛ высокого напряжения, кроме обхода лесов, применяют изолированные провода, опоры увеличенной высоты (в том числе, и для прохождения ВЛ над лесом), а также опоры специальных типов, обеспечивающие сокращение ширины просеки и вырубки леса.

С введением с 1 января 2007 г. нового Лесного кодекса изменились система взаимодействия между участниками лесных отношений, по-

рядок распределения доступа к лесным ресурсам и оформления прав на лесные участки. В соответствии с законодательством Российской Федерации [9] предоставление земельных участков для строительства, реконструкции и эксплуатации линий электропередачи производится в порядке отвода земли в постоянное [10] и временное пользование. Во временное пользование земельные участки отводятся на период строительства, реконструкции и эксплуатации ВЛ на правах аренды в соответствии с существующими гражданским и земельным законодательствами РФ и законодательством РФ о концессионных соглашениях, с учетом целевого назначения лесов и уровня потерь от отчуждения земли [11–13]. Между тем, правоотношения между организацией, эксплуатирующей ВЛ, и органами лесного хозяйства по предоставлению земельных участков и, в особенности, по вопросам содержания просек, в действующем законодательстве сформулированы недостаточно четко.

В новом Лесном кодексе введена отличная от действующей ранее классификация ценности лесов. По целевому назначению леса делятся на 3 вида: защитные, эксплуатационные и резервные. Наиболее ценные природные объекты – защитные леса, выполняющие водоохранные, защитные, средообразующие, санитарно-гигиенические и другие полезные функции. На территории защитных лесов и в природоохранных зонах строительство новых линий электропередачи практически исключается.

Таким образом, в связи с изменениями в основополагающих документах, регламентирующих сооружение и эксплуатацию ВЛ в лесных зонах, целесообразно уточнить подходы к проектированию, как с точки зрения надежности ВЛ, так и возможности сокращения ширины просек, уменьшения потерь от вырубki леса и нарушения экологического равновесия. Необходим поиск рациональных трасс, новых типов опор и проводов для лесных ВЛ. При этом для выбора оптимального решения выполняется технико-экономическое сравнение нескольких вариантов ВЛ с учетом ее удорожания (например, за счет увеличения высоты опор), с одной стороны, и сокращения вырубki леса для просеки, с другой стороны.

1. Особенности электрического расчета при проектировании ВЛ, проходящих по лесным районам

Расчетные случаи для определения допустимых изоляционных расстояний от проводов до края просеки

На первом этапе проектирования основная задача состоит в выборе расстояния по воздуху от неотклоненных крайних проводов ВЛ до края

просеки (d) таким образом, чтобы обеспечить надежную работу ВЛ в нормальном эксплуатационном режиме, при грозовых и коммутационных перенапряжениях. При определении минимального допустимого расстояния d от крайнего провода до деревьев в крайнем ряду просеки необходимо выдержать требуемые воздушные промежутки s ($s = s_g$ – при рабочем напряжении, $s = s_n$ – наибольший из промежутков при перенапряжениях), табл. 1, при указанных электрических воздействиях в следующих расчетных случаях.

В случае *двухцепных* ВЛ 110–330 кВ, обеспеченных резервным питанием (по второй цепи той же ВЛ или по другой ВЛ), падение дерева из крайнего ряда просеки обычно не приводит к полному перерыву электроснабжения потребителей, поэтому при определении расстояния d должны быть рассмотрены те же расчетные случаи, что и при выборе воздушных изоляционных промежутков на промежуточной опоре ВЛ до проводов.

1. В нормальном эксплуатационном режиме ВЛ и при боковом ветре с расчетной скоростью v_0 исключить перескрытия с провода крайней фазы, отклоненного под действием ветра на угол φ_{max} , на кроны деревьев крайнего ряда в просеке, т. е. изоляционное расстояние в свету от отклоненного ветром провода до кроны деревьев должно быть не менее s_p .

Это условие выполняется при выборе d в соответствии с неравенством:

$$d \geq l \sin \varphi_{\text{max}} + r_{\text{кр}} + s_p. \quad (1)$$

2. При ударах молнии в ВЛ или при послеаварийных коммутациях (АПВ и др.) достаточно обеспечить малую вероятность разряда с провода на кроны деревьев в крайнем ряду просеки при приближении проводов к ним под действием ветра со скоростью $v = 0,3 v_0$ (но не меньше 10 м/с) на расстояние в свету не менее s_n .

Это условие выполняется при выборе d в соответствии с неравенством:

$$d \geq l \sin \varphi + r_{\text{кр}} + s_n. \quad (2)$$

Для *одноцепных* ВЛ 110–750 кВ и, особенно, для ответственных системообразующих ВЛ 330–750 кВ расчетные условия должны быть ужесточены по сравнению с предыдущим случаем, т. к. следует полностью исключить аварии из-за падения деревьев на провода. Как свидетельствует эксплуатационный опыт, значительная часть повреждений ВЛ (до 10% для ВЛ 220 кВ) вызвана падением деревьев из крайнего ряда на провода.

Полностью исключить аварии при падении деревьев на провода ВЛ возможно, если в качестве расчетного рассмотреть маловероятный случай совпадения двух событий – отклонения провода ветром и падения дерева навстречу отклоненному ветром проводу (рис. 1), находящемуся под рабочим напряжением. Избежать перерыва в энергоснабжении вследствие падения дерева возможно при расстоянии d , удовлетворяющем неравенству:

$$d \geq l \sin \varphi_{\max} + \sqrt{(h_{\text{л}} + s_{\text{п}})^2 - (H + \Delta H)^2}. \quad (3)$$

В формулах (1–3) приняты следующие обозначения: $l_{\text{г}}$ – стрела провеса провода, $l_{\text{г}}$ – длина гирлянды, $l = l_{\text{г}} + l_{\text{г}}$ – для вертикальной поддерживающей гирлянды; $l = l_{\text{г}}$ – для V-образной гирлянды; $l \sin \varphi_{\max}$ и $l \sin \varphi$ – горизонтальная проекция отклоненного провода в пролете при скорости ветра v_0 и $0,3 v_0$ (но не менее 10 м/с); $r_{\text{кр}}$ – радиус кроны деревьев; H – высота провода над землей в месте наибольшего провисания провода; $\Delta H = l(1 - \cos \varphi_{\max})$ – увеличение высоты провода над землей при отклонении его на угол $\varphi_{\max}$; $h_{\text{л}}$ – высота древостоя.

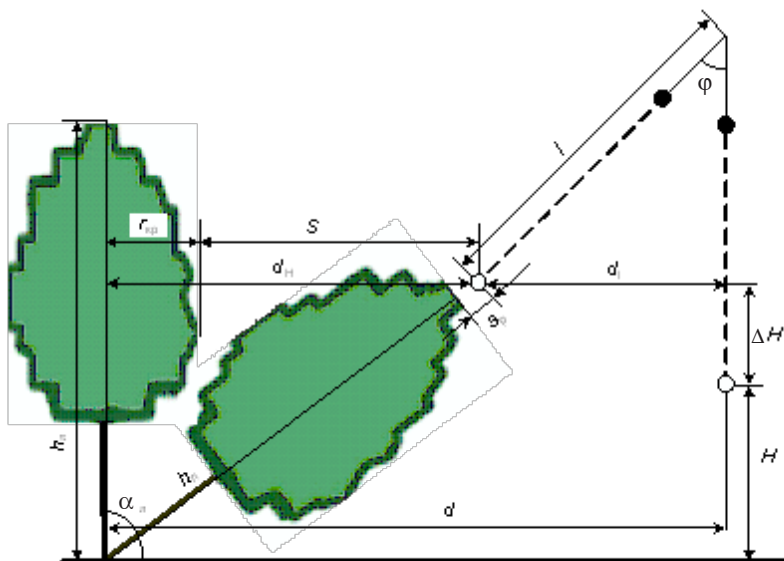


Рис. 1. Схема положения отклоненного провода и дерева (падающего, $\alpha_n \neq 90^\circ$, или стоящего, $\alpha_n = 90^\circ$) для определения расстояния d

Первое слагаемое в формулах (1–3) определяется расчетной ветровой нагрузкой на провода ВЛ, зависящей, прежде всего, от района прохождения трассы линии и заданной повторяемости нормативного ветрового давления q_0 и соответствующей ему скорости ветра $v_0 = \sqrt{1,6q_0}$.

Второе слагаемое связано с параметрами лесного насаждения.

В случае падения дерева высотой h_n расстояние d в формуле (3) можно сократить до значения, определяемого по формуле (1), если использовать более высокие опоры, позволяющие увеличить габарит H от провода до земли в середине пролета ($H > H_{\min}$, где $H_{\min}$ – наименьшая допустимая ПУЭ высота провода в середине пролета, равная 6, 7, 7,5, 8 и 12 м соответственно для ВЛ напряжением 110, 220, 330, 500 и 750 кВ). Необходимый габарит H при заданных параметрах дерева ($h_n, r_{кр}$) можно определить из условия равенства расстояний d , вычисленных по формулам (1) и (3):

$$H \geq \sqrt{(h_n + s_p)^2 - (r_{кр} + s_p)^2} - \Delta H. \quad (4)$$

Определение ширины просеки под ВЛ 110–500 кВ

Минимальную ширину просеки для ВЛ определяют в зависимости от высоты насаждений с учетом их перспективного роста в течение 25 лет с момента ввода ВЛ в эксплуатацию, исходя из следующих условий:

- 1) исключение падения дерева, стоящего на краю просеки, на провода;
- 2) обеспечение необходимых изоляционных промежутков от отклоненных проводов до кроны деревьев на краю просеки.

По первому условию ширина просеки в лесных массивах и зеленых насаждениях принимается по ПУЭ не менее расстояния между проводами крайних фаз ВЛ плюс удвоенная высота деревьев основного лесного массива. При высоте деревьев более 20–25 м, а также на больших косогорах ширина просеки должна быть проверена по условию падения дерева на провода ВЛ в любой точке пролета по следующей формуле (рис. 2а):

$$d \geq \sqrt{h_n^2 - H^2}. \quad (5)$$

При этом ширина просеки A , м, определяется по формуле:

$$A = D + 2d, \quad (6)$$

где D – расстояние между крайними фазами, м.

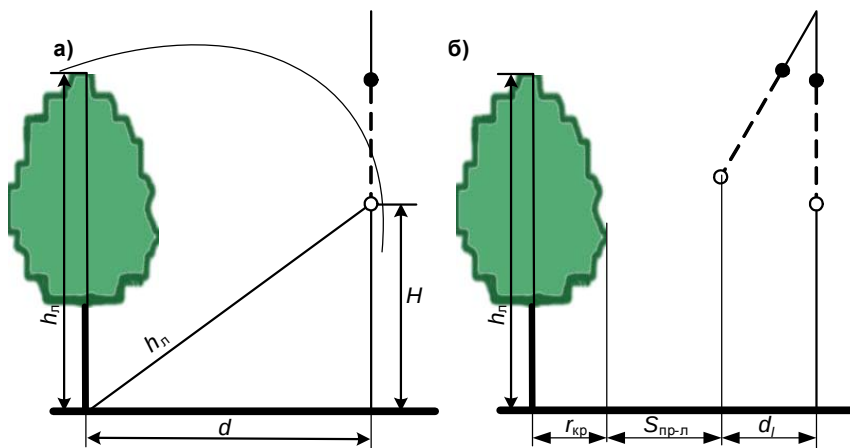


Рис. 2. Определение ширины просеки по условию падения дерева на провод (а) и по отклонению провода ветром (б)

Для сохранения ценных лесных насаждений, а также при высоте деревьев до 20–25 м ширину просеки принимают по второму условию, исходя из обеспечения необходимых изоляционных промежутков от отклоненных проводов до кроны деревьев (рис. 2б). При этом ширина просеки A , м, определяется по формуле:

$$A = D + 2(d_l + S_{\text{пр-л}} + r_{\text{кр}} + 1), \quad (7)$$

где d_l – горизонтальное отклонение крайних проводов при расчетной скорости ветра, м;

$S_{\text{пр-л}}$ – изоляционный промежуток при коммутационных перенапряжениях, м.

Наименьшее расстояние по горизонтали между проводами ВЛ и кронами деревьев $S_{\text{пр-л}}$ должно быть не менее приведенных в табл. 2. В скобках приведены промежутки, установленные ПУЭ-7, которые представляются необоснованно завышенными, даже с учетом роста древостоя на 25-летнюю перспективу.

Таблица 2

Минимальные допустимые расстояния по горизонтали между отклоненными проводами ВЛ и кронами деревьев ($S_{\text{пр-л}} + 1$)

Напряжение ВЛ, кВ	110	150–220	330	500
Наименьшее расстояние, м	2,0 (4,0)	3,0 (5,0)	4,0 (6,0)	5,0 (6,0)

Радиусы крон деревьев основных лесобразующих пород в возрасте рубки, полученные по справочным геоботаническим данным, приведены в табл. 3. Указанные в скобках радиусы крон соответствуют рекомендуемым ПУЭ-7 (табл. 2.5.21 п. 2.5.207). При проектировании конкретной ВЛ расчетное значение наибольшего радиуса кроны следует уточнить в организации, в ведении которой находятся лесные насаждения.

Таблица 3

**Радиусы крон деревьев основных лесобразующих пород
в возрасте рубки**

Порода деревя	Сосна, лиственница	Ель, пихта	Дуб, бук	Липа	Береза	Осина
Радиус кроны, м	1,4 (7,0)	1,4 (5,0)	3,0 (9,0)	2,0 (4,5)	1,5 (4,5)	1,3 (5,0)

Уменьшение ширины просеки можно обеспечить как за счет сокращения расстояний d от крайнего провода в середине пролета до деревьев в крайнем ряду просеки, так и за счет уменьшения расстояния D между крайними фазами самой ВЛ, т. е. использования наиболее рациональной для данных условий конструкции промежуточной опоры (например, негоризонтальное или одностороннее расположение фаз, компактизация ВЛ и пр.).

В насаждениях высотой менее 4 м ширина просеки определяется как расстояние между крайними фазами ВЛ плюс 6 м (по 3 м в каждую сторону от крайних проводов). При прохождении ВЛ по косоогорам и глубоким оврагам, когда расстояние от проводов до верхушек деревьев составляет более 8 м, ширина просеки вниз по склону определяется как расстояние между крайними фазами ВЛ плюс по 2 м в каждую сторону. При прохождении ВЛ сверхвысокого напряжения по территории фруктовых садов с насаждениями высотой не более 4 м вырубка просек не производится.

**Особенности электрического расчета участков ВЛ 110–500 кВ,
проходящих над лесным массивом**

Прохождение ВЛ над лесом (с вырубкой очень узкой просеки для монтажа и обслуживания ВЛ или, в особых случаях, с вырубкой леса только под опоры, с применением для монтажа опор вертолетов и выполнением подвески проводов под тяжением) обеспечивает максимальное сокращение вырубки леса, но сопряжено с максимальным удорожа-

нием опор и монтажа ВЛ. Поэтому такой способ сооружения ВЛ может применяться в особых случаях (например, в зонах отдыха, в лесных массивах с реликтовыми породами деревьев и т. п.).

При проектировании ВЛ, проходящих над лесом, минимальное допустимое расстояние от проводов до лесного массива может быть значительно сокращено по сравнению с принимаемым по ПУЭ минимальным допустимым расстоянием от проводов до земли, т. к. оно определяется только электрической прочностью воздушного промежутка между проводом и верхушкой деревьев (близкого по электрической прочности к промежутку провод–плоскость) при воздействии грозových и коммутационных перенапряжений, а также статистикой стрел провеса проводов [14].

Для ВЛ, проходящих над лесом, высота подвески проводов к гирляндам изоляторов на опорах $H_{\text{оп}}$ определяется по формуле:

$$H_{\text{оп}} = l_f + h_{\text{л}} + S_{\text{пр-л}}, \quad (8)$$

где l_f – максимальная стрела провеса провода при наивысшей температуре воздуха (без учета нагрева провода электрическим током);

$h_{\text{л}}$ – высота насаждений в верхнем ярусе в границах ширины ВЛ, в месте минимального габарита «провод–земля» с учетом перспективного роста в течение 25 лет;

$S_{\text{пр-л}}$ – длина воздушного промежутка «провод–лес».

Минимальные допустимые длины изоляционных промежутков $S_{\text{пр-л}}$, выбранные по условию исключения их перекрытия при воздействии грозových или коммутационных перенапряжений, приведены в табл. 4.

Таблица 4

**Минимальные допустимые воздушные промежутки
от проводов до лесного массива ($S_{\text{пр-л}}$) для ВЛ 110–500 кВ,
проходящих над лесом**

Напряжение ВЛ, кВ	110	150–220	330–500
Наименьшее расстояние, м	4,0	5,0	6,5

Для обоснованного выбора оптимального варианта ВЛ и ширины просеки под нее нужны данные о высоте древостоя, о темпе роста, радиусе кроны деревьев в лесу и ряд других сведений о лесе, который пересекает проектируемая ВЛ.

Для определения расчетной высоты древостоя необходимы следующие основные данные о лесном массиве:

- классификация леса по доминирующей породе деревьев (например, сосняк, ельник, дубняк и т. д.);
- типология леса, определяемая сопутствующими породами деревьев, почвенно-грунтовыми и климатическими условиями произрастания, рельефом местности, подлеском, почвенным покровом.

Основной характеристикой продуктивности и особенностей леса является его бонитет. По своему бонитету деревья одной классификационной группы делятся на 5 классов (I – высший, V – низший). Бонитет определяет высоту древостоя доминирующей породы деревьев с учетом их возраста. На стадиях технического проекта и рабочих чертежах справочные сведения о высоте древостоя и радиусе крон деревьев должны быть уточнены измерениями по трассе.

Особенности выбора проводов ВЛ 330 и 500 кВ, проходящих над лесом и по просеке

Значительное уменьшение габарита от проводов до лесного массива при прохождении ВЛ над лесом по сравнению с габаритом от проводов до земли приводит к увеличению максимальной напряженности электрического поля на проводах ВЛ. Это должно быть учтено при проектировании ВЛ 330 и 500 кВ, где применяются расщепленные провода, на поверхности которых максимальная напряженность электрического поля E_m приближается к предельно допустимой по ПУЭ по условию отсутствия общей короны и радиопомехам. Влияние на величину E_m уменьшенного габарита от проводов до лесного массива для ВЛ 330 и 500 кВ, по оценкам, может составить 5% и более. Для ВЛ 110–220 кВ расчет E_m не требуется.

При прохождении ВЛ 330–500 кВ по узкой лесной просеке так же необходимо учитывать возможное увеличение E_m за счет близости деревьев в крайних рядах просеки к проводам ВЛ. Расчетная схема определения влияния леса на напряженность электрического поля на проводах ВЛ показана на рис. 3. Основные результаты выполненных для этого случая расчетов показаны на рис. 4, из которого следует, что просека оказывает влияние на относительное увеличение E_m (по сравнению со случаем прохождения ВЛ вне лесной зоны) при расстоянии от края просеки до крайних проводов ВЛ (d) менее 15–20 м; при больших значениях d с увеличением E_m на проводах можно не считаться.

Для обеспечения надежности эксплуатации участков ВЛ, проходящих над лесом, и уменьшения стрел провеса проводов предпочтительно применять провода большего сечения – как для ВЛ, работающих в слож-

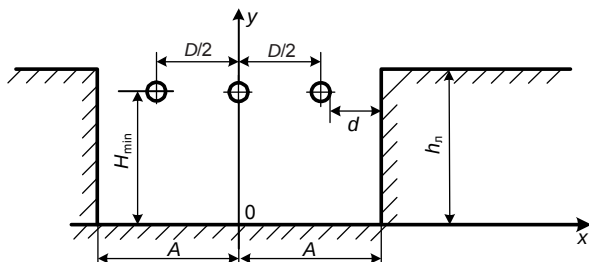


Рис. 3. К расчету напряженности электрического поля E_m на поверхности расщепленного провода для ВЛ в лесной просеке

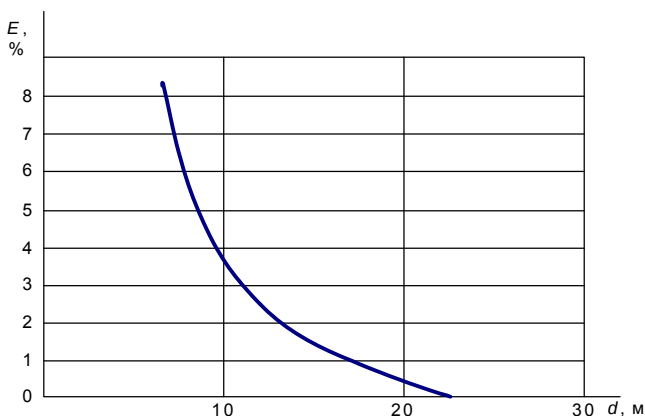


Рис. 4. Относительное увеличение напряженности электрического поля на проводах ВЛ 500 кВ в лесной просеке

ных климатических условиях. Целесообразно применение сталеалюминиевых проводов с увеличенным содержанием стали, обладающих высокой устойчивостью к провисанию. Перспективны также изолированные провода, которые сегодня широко применяют в распределительных сетях до 35 кВ. Полимерная изоляция таких проводов при касании деревьев исключает короткое замыкание и отключение ВЛ. В результате разработки и применения изолированных проводов (на ВЛ 110 кВ) вырубку леса можно свести к минимуму. Фотография на рис. 5 демонстрирует случай падения дерева на ВЛ 110 кВ с изолированными проводами без аварийных последствий: без обрыва проводов и без отключения ВЛ из-за перекрытия.



Рис. 5. Падение дерева на ВЛ 110 кВ с изолированными проводами без обрыва проводов и отключения ВЛ (Финляндия)

2. Рациональные схемы опор для ВЛ 110–750 кВ в лесных районах

В условиях высокой стоимости земли и леса, а также повышения природоохранной культуры строительства и эксплуатации ВЛ целесообразно применять следующие варианты опор для сокращения вырубки леса:

- многоцепные опоры для ВЛ напряжением до 500 кВ;
- промежуточные опоры нетрадиционных типов для ВЛ 330–750 кВ, обеспечивающие уменьшение ширины самой ВЛ (например, опоры «охватывающего» типа, с треугольным или односторонним расположением фаз и др.);
- опоры, большей чем обычно высоты, для увеличения габарита проводов над землей.

При пересечении ВЛ ценных лесных массивов для исключения сплошных вырубок просеки необходима разработка и освоение способов сооружения линий над лесом на опорах высотой более 50 м. При этом узкие просеки будут использоваться только для монтажа и обслуживания ВЛ.

За рубежом такой способ монтажа линий уже освоен. Так, в Южной Корее на ВЛ 765 кВ вырубка деревьев в коридоре линии не допускается. Минимальная высота провода над землей в пролете ВЛ 765 кВ по условию допустимого значения напряженности электрического поля составляет 26–28 м [15].

Каждое техническое решение по конструкции опор имеет свою область рационального использования. Далее рассмотрены схемы наиболее перспективных промежуточных свободностоящих опор для ВЛ 110–750 кВ, проходящих по лесным районам.

Схемы промежуточных опор, обеспечивающих сокращение ширины просеки (высотой до 50 м)

Принципиальная схема одноцепной опоры башенного типа для ВЛ 110–330 кВ приведена на рис. 6а. Особенностью этой опоры является наличие одной нижней траверсы и двух верхних. Это позволяет уменьшить ширину просеки, хотя изгибающие моменты и масса такой опоры несколько возрастают.

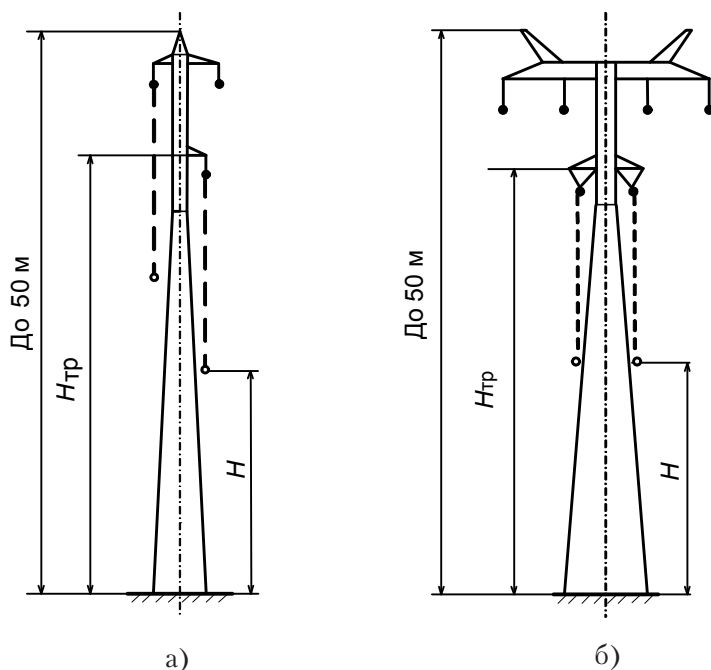


Рис. 6. Схемы свободностоящих стальных опор для ВЛ 110–330 кВ

Схема двухцепной опоры башенного типа для ВЛ 110–330 кВ показана на рис. 6б. С целью максимального увеличения высоты подвески и уменьшения расстояния между крайними фазами нижнего яруса провода располагаются в двух ярусах: на нижнем – две фазы, на верхнем – четыре.

На рис. 7 изображена разработанная институтом «Севзапэнерго-проект» опора с расположением всех трех фаз с одной стороны от оси опоры, что позволяет существенно сократить ширину просеки. Для уменьшения расстояния между фазами по вертикали, высоты тросостойки и эксцентриситета весовых нагрузок предусмотрена V-образная подвеска проводов верхней и нижней фаз.

Следует также рассмотреть возможность использования на лесных участках ВЛ 110–220 кВ стальных многогранных облегченных опор. Они удобны при монтаже и в эксплуатации и обладают меньшим весом [16]. За рубежом применяются компактные опоры с изолированными траверсами, которые способствуют не только радикальному сокращению коридора под ВЛ, но и уменьшению параметров электромагнитного поля промышленной частоты, создаваемого ВЛ [17].

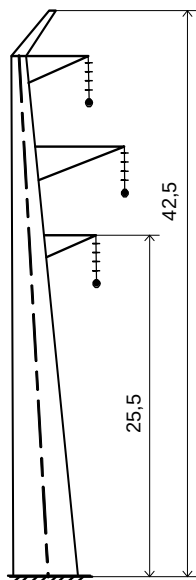


Рис. 7. Схема свободностоящей стальной опоры для ВЛ 330 кВ с односторонним расположением фаз

Схемы промежуточных опор, обеспечивающих подвеску проводов над лесом

При сооружении ВЛ над лесом с ценной древесиной высота опор будет, как правило, более 50 м. В этих условиях значительно экономичнее опоры с оттяжками. Для одноцепных ВЛ 110–330 кВ рациональна одно-стоечная опора на оттяжках (рис. 8а), для ВЛ 500 кВ – V-образная опора (рис. 8в). Схема двухцепной опоры для ВЛ 110–330 кВ показана на рис. 8б, где оттяжки крепятся к нижним траверсам.

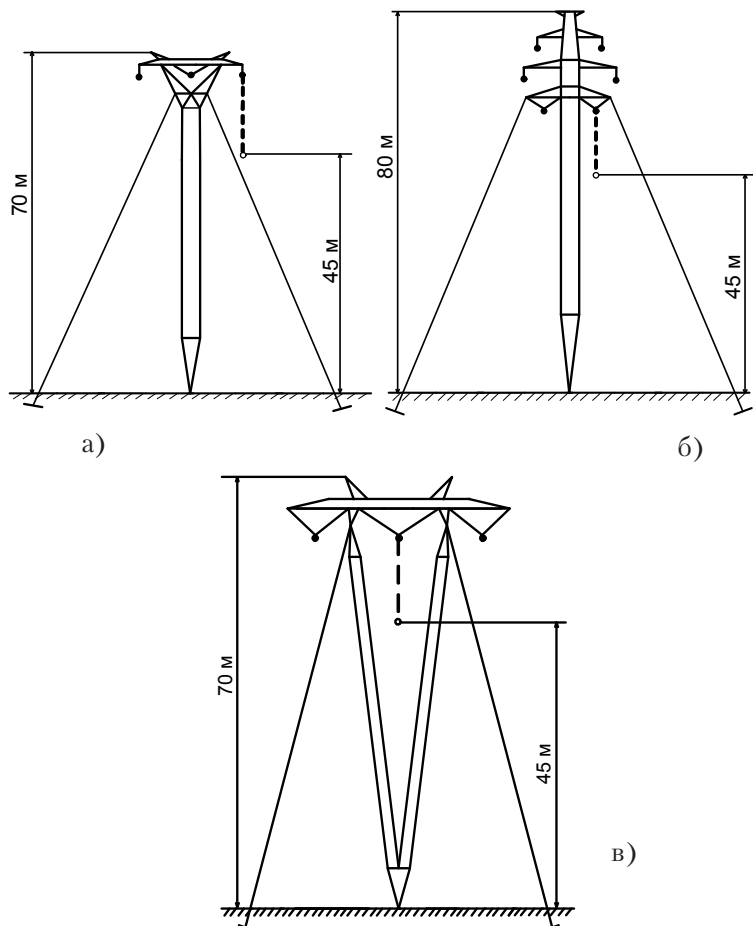


Рис. 8. Схемы одноцепной (а) и двухцепной (б) опор для ВЛ 110–330 кВ и одноцепной опоры для ВЛ 500 кВ (в) с проводами над лесом

Сооружение анкерных и анкерно-угловых опор большой высоты для подвески проводов над лесом требует больших капиталовложений и нецелесообразно из-за сравнительно небольшого их количества на трассе. Более экономичное решение – применение анкерных и анкерно-угловых опор обычной высоты с устройством расширенных участков просек небольшой протяженности в зоне понижения проводов при переходе от высоких промежуточных опор к сравнительно низким анкерным или анкерно-угловым.

На фотографиях рис. 9 показаны варианты конструктивных решений лесных ВЛ, применяемые за рубежом.

3. Оценка экономического ущерба от вырубки леса под просеку

Использование лесов на территории Российской Федерации является платным. Строительство ВЛ приводит к отчуждению лесных угодий на длительное время, поэтому государству в лице органов лесного хозяйства необходимо компенсировать потери посредством взимания арендной платы за использование лесного участка.

Арендная плата определяется отдельно для лесных и нелесных (болота, дороги, горелины и др.) площадей. Минимальный размер арендной платы при использовании лесного участка с изъятием лесных ресурсов определяется в соответствии со статьей 73 Лесного кодекса РФ как произведение ставки оплаты за единицу объема лесных ресурсов и объема изъятия лесных ресурсов на арендуемом лесном участке.

Ставки платы за единицу объема лесных ресурсов и за единицу площади арендуемого лесного участка устанавливаются собственником лесного участка, соответственно Правительством Российской Федерации, органами государственной власти субъектов Российской Федерации, органами местного самоуправления. Ставки платы за использование лесных участков, находящихся в федеральной собственности, приведены в Постановлении Правительства Российской Федерации «О ставках платы за единицу объема лесных ресурсов и ставках платы за единицу площади лесного участка» № 310 от 22.05.07 г..

Значения ставок платы за единицу объема лесных ресурсов (таксы) регламентированы по лесотаксовым районам. Значения ставок варьируются в широких пределах. Они определяются породой лесных насаждений, регионом их произрастания, плодородием почвы, качеством древесины и в зависимости от удаленности вывозки древесины делятся на 7 разрядов.

Ставки платы за единицу площади лесного участка также регламентированы по лесотаксовым районам и зависят от группы основных и



а)



б)



в)



г)

Рис. 9. Конструктивные решения лесных ВЛ,
применяемые за рубежом

- а) компактная опора ВЛ 400 кВ с изолированными траверсами (Швеция);
- б) ВЛ на оттяжках;
- в) ВЛ над пальмовым питомником;
- г) эстетичные многогранные опоры для пересечения заповедника

неосновных древесных пород (хвойные, твердолиственные и мягколиственные). В зависимости от целевого назначения лесов и муниципального района произрастания к ставкам вводятся поправочные коэффициенты.

Размер ежегодной арендной платы с участка лесного фонда A определяется как сумма платы за вырубаемый лес и платы за используемый участок земли:

$$A = T_o \cdot M + T_n \cdot S, \text{ руб.},$$

где T_o – ставка платы за единицу объема древесины лесных насаждений (основной породы) руб/м³;

M – установленный декларацией годовой объем изъятия лесосырьевого ресурса, м³

T_n – ставка платы за единицу площади лесного участка руб/га;

S – площадь лесного участка, га.

Дополнительные затраты должны быть предусмотрены на поддержание установленной ширины просеки, регулярную химическую обработку и ручную или машинную расчистку от древесно-кустарниковой растительности. Такие расчистки необходимы примерно раз в 5 лет для исключения перекрытий с ВЛ на растительность.

Таким образом, при выборе оптимального варианта ВЛ, проходящей по лесному району, необходимо оценить единовременные капитальные затраты на сооружение ВЛ, ежегодные издержки (на амортизацию и потери), арендную плату за использование лесного участка, а также затраты на содержание просек. Экономическая соизмеримость этих затрат будет определять целесообразность разработки и внедрения на лесных участках, особенно с ценной древесиной, специальных опор, в том числе, увеличенной высоты.

Список литературы

1. Федеральный закон «Лесной кодекс Российской Федерации». № 200-ФЗ от 04.12.2006 г.
2. Федеральный закон «О введении в действие Лесного кодекса Российской Федерации». № 201-ФЗ от 04.12.2006 г.
3. Федеральный закон «О внесении изменений в Федеральный закон «О введении в действие Лесного кодекса Российской Федерации». № 217-ФЗ от 24.07.2007 г.
4. Федеральный закон «О внесении изменений в Лесной кодекс Российской Федерации». № 143-ФЗ от 22.07.2008 г.

5. Федеральный закон «Земельный кодекс Российской Федерации». № 136-ФЗ от 25.10.2001 г.
6. Александров Г. Н., Кашина В. А., Лисочкина Т. В. Растительные массивы как средство обеспечения экологической безопасности ВЛ. Энергетическое строительство. 1993. №5.
7. Hoffman E., Reinhaben H., Stosser B. Trees in electrical contact with high voltage lines. Доклад 22–03 на сессии СИГРЭ. 1984 г.
8. Васильев А. В., Костюшин Д. Ю., Мисриханов М. Ш., Седунов В. Н., Скопинцев В. А. Повышение надежности работы ВЛ СВН в условиях экстремальных снеговых, гололедных и ветровых нагрузок и других ситуаций // Сборник научных трудов ОАО «Энергосетьпроект». 2002.
9. Постановление Правительства Российской Федерации «Правила определения размеров земельных участков для размещения воздушных линий электропередачи и опор линий связи, обслуживающих электрические сети». № 486 от 11.08. 2003.
10. Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38–750 кВ. Энергосетьпроект. № 14278тм-т1. 1994.
11. Постановление Правительства Российской Федерации «О договоре аренды лесного участка, находящегося в государственной или муниципальной собственности». № 324 от 28.05. 2007 г.
12. Приказ Министерства Природных Ресурсов Российской Федерации «Правила использования лесов для строительства, реконструкции, эксплуатации линий электропередачи, линий связи, дорог, трубопроводов и других линейных объектов». № 99 от 17.04.2007 г.
13. Приказ Министерства Природных Ресурсов Российской Федерации «Порядок приведения договоров аренды участков лесного фонда и договоров безвозмездного пользования участками лесного фонда в соответствие с лесным кодексом РФ». № 258 от 04.10.07.
14. Айзенберг Л. О., Хволес Е. А. Сооружение воздушных линий электропередачи над ценными лесными массивами. Международный научно-практический электроэнергетический семинар «Вопросы проектирования, строительства и эксплуатации ВЛ, с учетом перспективы повышения надежности их работы на современном этапе» (МЭС-3). Москва. 2007.
15. Овсянников А. Г., Сычихин П. В., Lee H. Q. Конструкция и характеристики ВЛ 765 кВ в Республике Корея // Сб. трудов СибНИИЭ. 2005.

16. *Гунгер Ю., Зевин А., Лавров Ю.* Стальные многогранные облегченные опоры для ВЛ 35 – 220 кВ // Новости электротехники. 2008, № 2.
17. *Гутман И. Ю.* Новые методы оптимизации ВЛ с учетом метеорологических параметров и факторов окружающей среды. Международный научно-практический электроэнергетический семинар «Вопросы проектирования, строительства и эксплуатации ВЛ с учетом перспективы повышения надежности их работы на современном этапе» (МЭС-3). Москва. 2007.

Эффективность схем грозозащиты ВЛ 110 кВ и выше с использованием ОПН: расчетные оценки и опыт эксплуатации

Введение

Показателем грозоупорности ВЛ является среднее число грозовых отключений в год: ожидаемое по расчетным оценкам или полученное по результатам анализа опыта эксплуатации. Используется два типа показателей: N_{Γ} — абсолютное число грозовых отключений ВЛ конкретной длины в год при фактической интенсивности грозовой деятельности; n_{Γ} — удельное число грозовых отключений в год на 100 км длины при фактической или базовой интенсивности грозовой деятельности (например, при продолжительности гроз $N_{\Gamma,ч} = 100$ грозовых часов в год).

Число грозовых отключений (абсолютное или удельное) в общем случае не нормируется. В ПУЭ-7 (п. 2.5.116) [1] и в его предыдущих изданиях есть только требования к числу грозовых отключений ВЛ с участками без троса: для ВЛ 110–330 кВ допускается 3 грозовых отключения в год; для ВЛ 500 кВ — 1 грозовое отключение в год. Поэтому обеспечение грозоупорности ВЛ заключается в выполнении требований ПУЭ по применению средств грозозащиты: подвески тросов с определенным углом защиты (п. 2.5.120) и сооружению заземлителей с сопротивлением заземления R_z не выше требуемых значений в зависимости от удельного электрического сопротивления грунта (п. 2.5.129).

Однако по объективным причинам структурами, определяющими нормативную политику в электроэнергетической отрасли, были выпущены документы, допускающие отступления от требований ПУЭ по грозозащите в сложных условиях строительства и эксплуатации ВЛ, а именно:

- Протокол технического совещания Главсевзапэнерго и Главтехуправления от 17.02.82 г. «О допустимости эксплуатации ВЛ с сопротивлением заземления опор более требуемых ПУЭ»;
- Решение № Э-1/94 от 16.02.94 г. Департамента электрических сетей РАО «ЕЭС России» «О допустимости снятия с ВЛ 110 и 220 кВ грозозащитных тросов».

Эти факты, а также независимость требований ПУЭ по грозозащите от класса номинального напряжения и конструктивного исполнения ВЛ, интенсивности грозовой деятельности предопределяют разброс эксплуатационных показателей грозоупорности в широких пределах (табл. 1). Особенно это проявляется для ВЛ 110–330 кВ, проходящих в регионах с различными природно-климатическими условиями и имеющих большую номенклатуру опор (одноцепные и двухцепные, с одним и двумя тросами, башенные и порталные, металлические и железобетонные).

Таблица 1

**Эксплуатационные показатели ВЛ 110–750 кВ
по автоматическим отключениям (на 100 км в год)**

U _н , кВ	Удельное число отключений				Доля грозовых отключений, %	
	n _{общ}		n _г			
	пределы	среднее	пределы	среднее	пределы	средняя
110	1,9–14,4	9,0	0,33–2,3	1,0	4,5–22,5	12
220	1,3–10,6	3,0	0,03–5,4	0,45	1,2–30,0	15
330	0,4–3,0	2,0	0,10–0,7	0,20	4,3–60,0	10
500	–	0,60	–	0,08		15
750	–	0,24	–	0,07		30

Данные табл. 1, полученные при обработке большого объема опыта эксплуатации ВЛ 110–750 кВ в различных энергосистемах России, дают представление о достижимых показателях грозоупорности действующих ВЛ, выполненных в основном на железобетонных и металлических унифицированных опорах, разработанных Северо-западным отделением и Отделением дальних передач института «Энергосетьпроект», как при соблюдении требований ПУЭ по грозозащите, так и при отступлении от них.

В среднем число грозовых отключений для ВЛ 110–500 кВ составляет 10–15 % от общего числа автоматических отключений по всем причинам. Для ВЛ 750 кВ доля грозовых отключений достигает 30% из-за высокой общей надежности этих ВЛ: 0,24 отключений в год на 100 км по всем причинам.

Как показал анализ опыта эксплуатации, увеличение числа и доли грозовых отключений происходит при отступлении от требований ПУЭ в соответствии с рекомендациями выше упомянутых документов. Наи-

более ярко это проявилось в двух энергосистемах (Свердловэнерго и Карелэнерго)¹. После демонтажа состарившегося троса на 25 % общей длины ВЛ 220 кВ Свердловэнерго удельное число грозовых отключений возросло до 3,8 на 100 км в год. Эксплуатация ВЛ 330 кВ с сопротивлением заземления опор выше требуемых ПУЭ снизила надежность выдачи мощности от Кольской АЭС в энергосистемы Северо-Запада. Число грозовых отключений семи ВЛ 330 кВ, составляющих Кольско-Карельский транзит длиной 1012 км, проходящих по районам со среднемноголетним числом грозовых часов от 8 до 30, составляет в среднем 8 отключений в год при общем числе отключений из-за к.з. на трассе – 14 в год, т. е. более 50%. Из-за особенностей структуры прилегающих сетей 110 и 220 кВ, а именно их неразвитости, даже при отключениях одной из ВЛ 330 кВ без повреждения элементов в 20–40% случаев происходила потеря синхронизма в сети 330 кВ. В результате в среднем в год имело место 6–7 перерывов передачи электроэнергии по транзиту из-за к.з. на ВЛ 330 кВ и в 3 случаях причиной этого являлись грозовые отключения.

При отсутствии опыта использования ограничителей перенапряжений (ОПН) для защиты линейной изоляции от грозовых перенапряжений ситуации, подобные описанным, возникали и в других регионах. Например, в ОАО «Кубаньэнерго» после демонтажа старых тросов на ВЛ 110 и 220 кВ в Сочинских электросетях для избежания их обрывов при гололедно-ветровых нагрузках и нецелесообразности подвески новых тросов на опорах, имеющих пониженную из-за длительной эксплуатации механическую прочность, или на Карельском перешейке из-за невозможности обеспечить нормируемые ПУЭ значения сопротивления заземления опор двухцепной ВЛ 400 кВ ПС «Выборгская» – Госгра-ница [2].

В настоящее время арсенал средств грозозащиты ВЛ может быть расширен за счет использования в описанных выше случаях ОПН. При высокой стоимости этих защитных аппаратов схема их расстановки на опорах и трассе должна быть оптимизирована. При отсутствии норм или особых требований заказчика на допустимое число грозовых отключений критерием для разработки схем грозозащиты ВЛ с использованием ОПН могут быть средние эксплуатационные показатели по удельному числу грозовых отключений, полученные при использовании традиционных средств грозозащиты (см. табл. 1).

¹ Анализ проводился до передачи из энергосистем ВЛ 220 кВ и выше.

Схемы расстановки ОПН на опорах ВЛ

В зависимости от поставленной задачи и природно-климатических особенностей района прохождения трассы ВЛ возможны различные схемы расстановки ОПН на опорах, в том числе, с сохранением тросов и без них (табл. 2).

При установке ОПН на всех фазах ВЛ становится абсолютно грозоупорной и эффективность такой схемы не требует анализа. Представляет интерес проверка: обеспечиваются ли показатели грозоупорности при использовании ОПН не на всех фазах на уровне средних для ВЛ данного класса напряжения удельных чисел грозовых отключений, полученных в эксплуатации.

Комментарии к табл. 2

Варианты грозозащиты 1 и 2 предназначены для использования в районах с высоким электрическим удельным сопротивлением грунта (ρ). В таких условиях ОПН используются как дополнительное средство грозозащиты.

Вариант 1а (без ОПН) обеспечивает более высокую грозоупорность ВЛ, чем в случае подвески двух тросов над проводами, за счет уменьшения вероятности обратного перекрытия благодаря улучшению электростатического экранирования проводов тросами.

Вариант 1б. В зависимости от ρ грунта и требуемой грозоупорности могут быть рассмотрены случаи с установкой двух или одного аппарата, например, на верхней фазе.

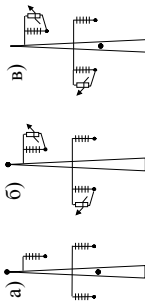
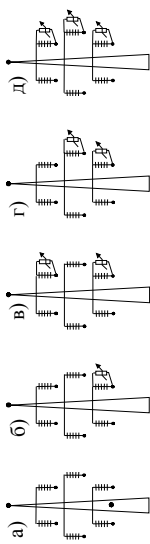
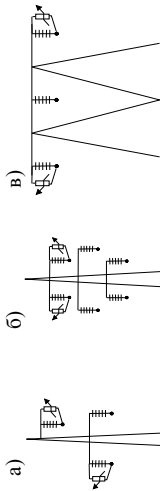
Вариант 1в. При установке двух ОПН и сохранении троса целесообразно подвесить его под проводами. В качестве троса может быть использован трос с волокноно-оптическим кабелем (ВОКС). В этом случае ВОКС не будет подвергаться прямым ударам молнии и одновременно обеспечит уменьшение перенапряжения на незащищенной ОПН фазе.

Вариант 2. Уменьшение вероятности перекрытия второй цепи (правой) после перекрытия изоляции одной из фаз первой цепи (левой) может быть достигнуто за счет использования одного или комплекса следующих средств: подвески дополнительного троса в области нижних проводов, в том числе, с усилением изоляции одной из цепей (вариант 2а); установкой от одного до трех ОПН на правой цепи, в том числе, с усилением изоляции фаз без ОПН правой цепи (варианты 2б–2г).

Вариант 2а (с усилением изоляции) был реализован на участке ВЛ 330 кВ ПС «Выборгская» – ПС «Каменногорская». Вариант 2д и частич-

Таблица 2

Схемы грозозащиты с использованием ОПН и тросов

Конструкция ВЛ		Варианты грозозащиты		Поставленная задача
С тросом	одно- цепные	1		Повышение грозоупорности в районах с высоким p грунта
	двух- цепные	2	 в том числе, с усилением изоляции одной из цепей	Снижение числа грозových отключений двух цепей одновременно в районах с высоким p грунта
Без троса		3		Повышение надежности электроснабжения по ВЛ в осенне-зимний период с сохранением (повышением) грозоупорности при отказе от тросов

но варианты 2б, 2в и 2г (без усиления изоляции) были использованы на 40 из 115 опор ВЛ 400 кВ ПС «Выборгская – Госграница [2].

Вариант 3. ОПН используются как основное средство грозозащиты на ВЛ без троса. Этот вариант применен в проектах ВЛ, рассчитанных на повышенные механические нагрузки: вариант 3а – в проекте модернизации ВЛ 110 кВ «Шепси – Чилипси», вариант 3б при реконструкции ВЛ 110 кВ «Шепси – Туапсе тяговая», вариант 3в – при проектировании и строительстве ВЛ 500 кВ «Северный Казахстан – Актюбинская область».

Эффективность ОПН как средства грозозащиты

Общая задача по разработке схем грозозащиты с использованием ОПН имеет два основных этапа: выбор участков и отдельных опор для установки ОПН по условию обеспечения общей надежности и грозоупорности ВЛ; выбор типа ОПН и определение необходимого количества резервных аппаратов для возможной замены поврежденных ОПН после грозового сезона.

При решении конкретных задач, например, модернизации схемы грозозащиты действующей ВЛ необходимо привлекать всю исчерпывающую информацию о конструкции ВЛ и ее трассе. Оценка эффективности предлагаемых схем грозозащиты имеет смысл, если расчетные показатели грозоупорности ВЛ до ее модернизации сходятся с эксплуатационными. Обычно это достигается не только при использовании данных о фактической интенсивности грозовой деятельности в период эксплуатации, но и при уточнении закона распределения амплитуды тока молнии в районе трассы ВЛ [2].

Наличие такой информации позволяет определить, как часто может быть превышен декларируемый производителями уровень энергоемкости аппарата.²

Оценка эффективности различных схем грозозащиты с ОПН может быть проведена по модернизированной, с учетом распределения тока молнии по элементам ВЛ (тросам, опоре и ОПН), методике расчета числа грозовых отключений «Руководства по защите электрических сетей 6–1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений» [3]. В Приложе-

² В данной статье не анализируется правомерность использования для такого прогноза уровня энергоемкости, определенного для прямоугольного импульса длительностью 2000 мкс нормируемого тока пропускной способности, принципиально отличающегося как по амплитуде, так и по временным параметрам от импульса тока, протекающего через ОПН при ударе молнии в линию.

нии, в качестве примера, дан вывод дифференциальных уравнений для определения токов молнии в элементах ВЛ, необходимых для расчета перенапряжений на изоляции, для одноцепной ВЛ без троса для случаев удара молнии в опору и в провод.

ОПН, как дополнительное к тросам, средство грозозащиты

Расчетная оценка эффективности использования ОПН, как дополнительного к двум тросам средства грозозащиты, с целью уменьшения числа грозовых отключений одновременно двух цепей проведена в [2] применительно к двухцепной ВЛ 400 кВ ПС «Выборгская» – Госграница, имеющей на трассе участки с высоким электрическим сопротивлением грунта.

По результатам специальных геофизических изысканий было установлено, что характеристики грунтов не позволяют снизить сопротивления заземления опор до значений, обеспечивающих радикальное уменьшение числа грозовых отключений одновременно двух цепей. Требуемый показатель – одно двухцепное грозовое отключение в 50 лет – мог быть получен только при использовании комплекса мероприятий: установки вертикальных электродов в местах, определенных в ходе геологических исследований; прокладки лучевых заземлителей с целью уменьшения R_z опор; усилением изоляции одной из цепей после модернизации заземляющих устройств (ЗУ) на опорах, на которых будет выполнено условие: $30 \text{ Ом} < R_z \leq 100 \text{ Ом}$, и при установке ОПН на опорах, где R_z будет оставаться более 100 Ом при прокладке лучей предельной длины (60 м).

Первым этапом модернизации системы грозозащиты, предшествующим установке ОПН к началу грозосезона 2004 г., было устройство на 11 опорах вертикальных заземлителей. После этого распределение R_z на трассе оказалось следующим:

$R_z, \text{ Ом}$	до 30	$30 < R_z \leq 100$	$R_z > 100$
Количество опор, шт	33	21	61

Защитные аппараты предлагалось установить на трех фазах одной из цепей на 34 опорах, на которых по результатам геологических исследований грунтов не могло быть обеспечено $R_z < 100 \text{ Ом}$.

При подвеске ОПН на существующей ВЛ произошли вынужденные отступления от намеченной схемы, т. к. по условиям координации воздушных промежутков на некоторых опорах невозможно было устано-

вить ОПН на всех трех фазах. Подготовленный комплект ОПН был установлен на 40 опорах, в том числе: на 26 опорах на 3 фазах, на 8 опорах на 2 фазах (верхней и нижней), на 5 опорах – только на нижней фазе, на опоре № 29 ОПН были установлены на 6 фазах.

Ниже даны распределения R_3 опор, на которых не были установлены ОПН, до и после возможной модернизации ЗУ. В случае устройства лучевых заземлителей распределение R_3 может значительно улучшиться, при этом будут созданы условия для эффективной реализации еще одного запланированного мероприятия – усиления изоляции цепи, на которой установлены ОПН, на опорах с $30 \text{ Ом} < R_3 \leq 100 \text{ Ом}$.

$R_3, \text{ Ом}$		до 30	$30 < R_3 \leq 100$	$R_3 > 100$
Количество опор, шт.	до модернизации	33	18	24
	после модернизации	44	29	2 (105 и 148 Ом)

В табл. 3 дан прогноз грозоупорности рассматриваемых ВЛ 400 кВ при поэтапном выполнении мероприятий по усилению грозозащиты. Эффективность мероприятий определена по отношению к расчетному числу грозовых отключений, которое достаточно хорошо согласуется со среднеэксплуатационным.

За период 1982–2003 гг. (22 года) до модернизации ВЛ 400 кВ имела 18 грозовых отключений. Распределение их по годам показано в табл. 4. В 10 случаях отключения были двухцепными.

За 5 лет (2004–2008 гг.) после установки ОПН ВЛ 400 кВ только один раз отключалась от грозы, причем одной цепью. Однако следует заметить, что и до модернизации схемы грозозащиты наблюдались длительные периоды, например, 1990–1997 гг. (8 лет), когда также имело место одно грозовое отключение одной цепью. Поэтому пока можно предположить, что полученные после установки ОПН показатели грозоупорности не противоречат прогнозу по двухцепным отключениям: ожидалось одно двухцепное отключение за 6–7 лет, за 5 лет таких отключений не было.

Для обоснованного заключения об эффективности схем грозозащиты с использованием ОПН следовало бы провести полевые исследования с регистрацией грозопоражаемости ВЛ разрядами молнии и амплитуды импульсного тока, протекающего через пораженные опоры, по результатам анализа остаточной намагниченности устанавливаемых на опорах магнитных регистраторов.

Таблица 3

**Прогнозируемые показатели грозоупорности
двухцепной ВЛ 400 кВ ПС «Выборгская» – Госграница
при реализации мероприятий по грозозащите**

Мероприятия		Число грозовых отключений ВЛ в год		Эффективность мероприятий по снижению грозовых отключений, число раз		Повторя- емость двухцепных отключений, один раз в число лет
		всего	двух цепей	всех	двух цепей	
До модер- низации системы грозозащиты	опыт эксплуатации	0,82	0,45	–	–	2
	расчет	1,12	0,67	–	–	1–2
Установка ОПН	на 34 опорах (проект)	0,80	0,27	1,4	2,5	3–4
	на 40 опорах (реализация)	0,64	0,15	1,8	4,5	6–7
Установка ОПН на 40 опорах и модернизация заземлителей		0,25	0,03	4,5	22,3	30–35
Установка ОПН на 40 опорах, модернизация заземлителей и усиление изоляции на 31 опоре на 5 изоляторов		0,25	0,02	84,5	33,5	50

Комбинированные схемы грозозащиты

Расчеты ожидаемой грозоупорности анализируемой ВЛ 400 кВ (см. табл. 3) показали, что эффективнее установка ОПН на 40 опорах с неполным комплектом ОПН на отдельных опорах, чем установка ОПН на трех фазах одной цепи на 34 опорах. Анализ эффективности схем с неполным комплектом ОПН был проведен по результатам расчета числа грозовых отключений двухцепной ВЛ 400 кВ, имеющей на всей трассе достаточно большое сопротивление заземления опор ($R_3 = 300 \text{ Ом}$), (табл. 5). Если при выборе схемы грозозащиты исходить из критерия исключения грозовых отключений одновременно двух цепей, то для

Таблица 4

**Распределение грозовых отключений ВЛ 400 кВ
ПС «Выборгская» – Госграница за период 1982–2008 гг.
по годам (до и после модернизации)**

Год	$N_{г.ч}$ ч	Число грозовых отключений	
		ВЛ	двух цепей
1982	26	–	–
1983	39	–	–
1984	46	1	1
1985	40	2	2
1986	32	3	1
1987	15	–	–
1988	37	1	–
1989	37	2	–
1990	14	–	–
1991	29	–	–
1992	15	–	–
1993	12	–	–
1994	14	–	–
1995	21	1	–
1996	8	–	–

Год	$N_{г.ч}$ ч	Число грозовых отключений	
		ВЛ	двух цепей
1997	14	–	–
1998	36	2	1
1999	19	–	–
2000	38	4	3
2001	28	–	–
2002	*	1	1
2003		1	1
за 22 года	–	18	10
<i>среднее в год</i>	26	0,82	0,45
2004	*	1	–
2005		–	–
2006		–	–
2007		–	–
2008		–	–

* Данные по грозовой деятельности не запрашивались.

обеспечения этого требования достаточно установить ОПН на двух фазах, одной из которых обязательно должна быть нижняя.

Следующим шагом в направлении оптимизации схемы грозозащиты, а именно ее удешевления, является использование комбинированной схемы: установка ОПН на нижней фазе и усиление изоляции остальных фаз. Основанием для этого является следующее. С включением в схему растекания тока молнии ОПН и волнового сопротивления провода уменьшается общее сопротивление цепи растекания импульсного тока и

Таблица 5

**Эффективность различных схем грозозащиты ВЛ 400 кВ
с использованием ОПН ($R_z = 300 \text{ Ом}$)**

Тип отключений	Эффективность, число раз							
	без усиления изоляции						с усилением изоляции	
							 +3	 +5
двух цепей	6,8	7,1	7,7	34	практически исключены		25	42
ВЛ (одной или двух цепей)	1,3			2,5			1,3	

становится эффективным мероприятие по усилению изоляции. Даже при $R_z = 300 \text{ Ом}$ при использовании комбинированной схемы двухцепные отключения могут быть уменьшены в 25–40 раз при добавлении в гирлянды средней и верхней фаз, соответственно, трех и пяти изоляторов.

ОПН на ВЛ без троса

Одностоечные опоры. Основной причиной грозовых отключений ВЛ 110 – 330 кВ на башенных опорах с тросовой защитой при соблюдении требований ПУЭ по подвеске троса являются обратные перекрытия при ударах молнии в опору. При отказе от троса и установке двух ОПН по схеме рис. 3а и 3б верхние провода будут защищать ниже расположенные провода от прорывов молнии лучше, чем трос верхние провода на ВЛ с тросом. Поэтому для такой схемы грозозащиты основной причиной грозовых отключений будут также обратные перекрытия изоляции незащищенных фаз, но в данном случае от ударов молнии в опоры и в верхние провода.

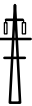
В табл. 6 сопоставляются результаты расчета удельного числа грозовых отключений (n_z) одноцепных и двухцепных ВЛ 110 и 220 кВ при различных вариантах грозозащиты: с одним, двумя тросами и без троса с установкой ОПН по варианту 3а и 3б табл. 2.

Для двухцепных ВЛ, через косую черту дано число грозовых отключений одновременно двух цепей.

Таблица 6

**Удельное число грозовых отключений ВЛ 110 и 220 кВ
при различных схемах грозозащиты**

(числитель – обобщенный закон, знаменатель – региональный)

U_n , кВ	R_3 , Ом	n_r на 100 км и 100 грозовых часов					
		Одноцепные ВЛ			Двухцепные ВЛ		
							
110	10	$\frac{11,0}{4,8}$	$\frac{8,2}{2,8}$	$\frac{4,8}{1,4}$	$\frac{12,9/3,5}{6,7/0,61}$	$\frac{9,4/2,2}{3,9/0,28}$	$\frac{7,9/2,2}{2,5/0,14}$
	20	$\frac{17,0}{9,1}$	$\frac{13,2}{6,0}$	$\frac{8,9}{3,6}$	$\frac{17,5/6,8}{10,8/1,8}$	$\frac{14,4/5,2}{7,6/1,1}$	$\frac{13,2/5,3}{6,1/0,76}$
	30	$\frac{21,2}{13,2}$	$\frac{16,9}{9,0}$	$\frac{12,0}{5,9}$	$\frac{23,9/11,4}{15,5/3,6}$	$\frac{18,2/8,2}{11,0/2,2}$	$\frac{16,9/8,3}{9,2/1,7}$
220	10	$\frac{4,3}{1,4}$	$\frac{3,2}{0,98}$	$\frac{2,7}{0,31}$	$\frac{5,8/0,86}{1,5/0,04}$	$\frac{3,8/0,47}{0,74/0,016}$	$\frac{3,3/0,43}{0,44/0,006}$
	20	$\frac{8,3}{3,1}$	$\frac{6,2}{2,1}$	$\frac{6,4}{1,3}$	$\frac{11,1/2,4}{4,1/0,24}$	$\frac{7,9/1,57}{2,2/0,11}$	$\frac{8,4/1,7}{2,2/0,11}$
	30	$\frac{11,7}{5,3}$	$\frac{9,0}{3,6}$	$\frac{10,0}{2,9}$	$\frac{16,0/4,6}{7,4/0,69}$	$\frac{12,1/3,3}{4,6/0,37}$	$\frac{12,7/3,7}{4,8/0,41}$

Расчеты выполнены для трех значений R_3 в пределах, допускаемых ПУЭ, и двух описываемых логарифмически-нормальным законом распределений I_m (рис. 1):

- обобщенного [3] $\bar{I}_m = 20 \text{ кА}$ и $\sigma = 0,39$;
- регионального (Сочинский район) $\bar{I}_m = 14 \text{ кА}$ и $\sigma = 0,29$.

Сопоставление результатов расчета n_r ВЛ без троса с двумя ОПН целесообразно вести по двум направлениям: с ВЛ с одним тросом (наиболее распространенный вариант в эксплуатации) и с ВЛ с двумя тросами, как с наиболее близким по эффективности к варианту ВЛ без троса с двумя ОПН. Из данных табл. 6 следует:

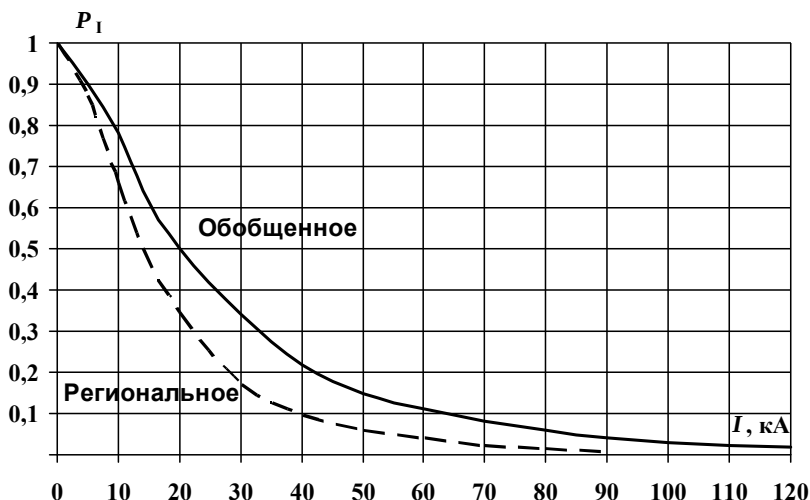


Рис. 1. Распределение амплитуды тока молнии:
 — обобщенное; — региональное

- влияние закона распределения I_m на результаты расчета n_r возрастает с ростом класса номинального напряжения ВЛ, уменьшением значения R_3 и повышением эффективности схемы грозозащиты, например, подвеской двух тросов вместо одного;
- повышение эффективности грозозащиты проявляется больше на показателях по двухцепным грозovým отключениям;
- для ВЛ 110 кВ при отказе от троса и подвеске ОПН значения n_r оказываются лучше показателей ВЛ с двумя тросами. Для ВЛ 220 кВ это наблюдается при R_3 до 10–15 Ом. В остальных случаях значения n_r для ВЛ без троса с двумя ОПН достаточно близки к показателям грозоупорности ВЛ с двумя тросами и значительно лучше, чем ВЛ с одним тросом.

При расчетах предполагалось, что ОПН установлены на всех опорах ВЛ, но в схеме, используемой для определения импульсного тока через опору (Приложение), не учитывалось влияние отраженных от заземления соседних опор волн на уменьшение перенапряжений на изоляции пораженной опоры. При таком алгоритме расчетные значения n_r не являются заниженными.

Опоры с горизонтальным расположением проводов. Основной причиной грозовых отключений защищенных тросами ВЛ с горизонтальным расположением проводов, которое применяется в основном для ВЛ СВН и УВН, являются прорывы молнии на провод.

При установке ОПН только на крайних фазах (вариант 3в, табл. 2) возможны отключения ВЛ из-за ударов молнии в средний провод. Вероятность появления таких случаев иллюстрируется на примере ВЛ 500 кВ (рис. 2).

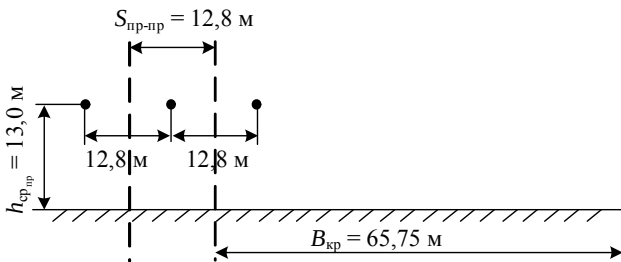


Рис. 2. К расчету поражаемости разрядами молнии среднего провода ВЛ 500 кВ

Ширина зоны, с которой возможны поражения среднего провода, равна расстоянию между фазами. А ширина полосы, с которой «собирают» разряды крайние провода, в соответствии с рекомендациями [3], равна

$$2B_{кр} = 2 \left(\frac{S_{пр-пр}}{2} + 5h_{ср_пр} - \frac{2h_{ср}^2}{30} \right) = 2 \left(\frac{12,8}{2} + 5 \cdot 13 - \frac{2 \cdot 13^2}{30} \right) = 2 \cdot 65,77 \approx 131,5 \text{ м.} \quad (1)$$

Доля разрядов молнии, поражающих средний провод, равна

$$12,8 / (12,8 + 131,5) \approx 0,09.$$

Для оценки ожидаемой грозоупорности ВЛ 500 кВ со схемой грозозащиты по варианту 3в (см. табл. 2) воспользуемся справочными кривыми Приложения 23 [3] для определения n_r ВЛ 500 кВ без троса и с двумя тросами. Для ВЛ 500 кВ на металлических порталых опорах с оттяжками (ПБ-1) с $R_s = 10$ Ом и линейной изоляцией 30×ПС70Е (длина разрядного пути по гирлянде изоляторов $l_{разр} = 3,81$ м) $n_{г6/г} = 17$ на 100 км в год, причем от ударов в опору $n_{оп} = 1,0$ и в провод $n_{пр} = 16$. При наличии двух тросов $n_{гс/г} = 0,33$.

При варианте защиты Зв (с установкой ОПН на крайних фазах на всех опорах) число грозových отключений с учетом доли ударов молнии в средний провод определяется соотношением

$$n_{\Gamma_{\text{вариант Зв}}} = 0,09n_{\Gamma_{\text{б/т}}} = 0,09 \cdot 17 = 1,53,$$

т. е. по сравнению с типовой схемой защиты ВЛ двумя тросами вариант защиты с неполным комплектом ОПН почти в 5 раз хуже (далее будет приведена оценка грозоупорности при расстановке полного комплекта ОПН через опору). Эффективность такой схемы может быть повышена при использовании специальной конструкции опор с опущенной средней фазой. При ограниченном числе ОПН, например, при наличии 6 ОПН, целесообразнее установить на 3 опорах по 2 ОПН, чем на 2 опорах по 3 ОПН.

Расстановка ОПН на трассе

Один из вопросов, который возникает при оптимизации схемы грозозащиты с использованием ОПН из-за высокой стоимости этих аппаратов: на каждой ли опоре необходимо устанавливать ОПН? Этот вопрос целесообразно рассматривать только для ВЛ без троса, т. к. при наличии троса ОПН является дополнительным средством грозозащиты и его использование всегда повышает грозоупорность. В этом случае ОПН устанавливается на «проблемных» опорах: например, с большим сопротивлением заземления.

Если на ВЛ без троса ОПН устанавливаются не на каждой опоре, грозоупорность ВЛ по сравнению с полной защитой ОПН, т. е. с установкой ОПН на всех опорах, снижается. На такой ВЛ возможны грозозывные отключения, кроме рассмотренных применительно к схемам варианта За и Зб, по следующим причинам: из-за обратных перекрытий при ударах молнии в опоры без ОПН, вероятность которых на ВЛ без троса выше, чем на ВЛ с тросом или на ВЛ без троса, но с ОПН, установленными по схеме варианта З; от перекрытий изоляции на опорах без ОПН от набегающих волн при ударах молнии в провода в прилегающих пролетах.

Оценим изменение показателей грозоупорности ВЛ при расстановке ОПН через опору (рис. 3) прежде всего для ударов молнии в провод, являющихся основной причиной грозозывных отключений ВЛ без троса.

Критический для изоляции ток молнии при ударе молнии в провод определяется по формуле

$$I_{\text{пр}} = \frac{2U_{50}}{z_{\text{прк}}}, \quad (2)$$

где U_{50} – 50%-разрядное напряжение изоляции;

$z_{\text{прк}}$ – волновое сопротивление провода с учетом короны.

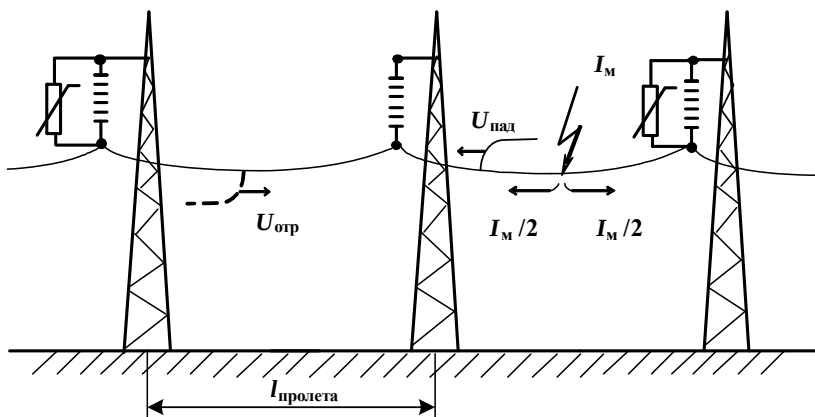


Рис. 3. К расчету грозуемости ВЛ при расстановке ОПН через опоры

Если на ВЛ без троса ОПН установлены не на каждой опоре, то на изоляцию провода без ОПН будет воздействовать напряжение, ограниченное отраженной с противоположным знаком волной от ближайшей опоры с ОПН. Амплитуда и форма волны перенапряжений будет зависеть от амплитуды и временных параметров импульса тока молнии в месте удара и длины пролета.

Для экспертной оценки достаточно рассмотреть случай с импульсом тока молнии, имеющим среднестатистическую длительность фронта $\tau_{\text{ф}} = 4,5$ мкс (рис. 4).

При скорости распространения волны 300 м/мкс и длине пролета 240 м, характерной для ВЛ 110 и 220 кВ, через $2t_l = 2 \cdot 240 / 300 = 1,6$ мкс перенапряжение на изоляции провода без ОПН будет ограничено. В этом случае на изоляцию будет воздействовать волна по длине фронта близкая к стандартному грозовому импульсу. Перекрытие изоляции с предразрядным временем 4,5 мкс при воздействии такого импульса произойдет, если по проводу будет протекать ток с амплитудой

$$I_{\text{пр}} = \frac{2U_{4,5}}{z_{\text{прк}}}, \quad (3)$$

где $U_{4,5}$ – разрядное напряжение изоляции на стандартном грозовом импульсе с предразрядным временем $t_{\text{разр}} = 4,5$ мкс.

Вызывающий это значение ток молнии будет равен

$$I_{\text{кр}} = I_{\text{пр}} \frac{\tau_{\phi}}{2t_l}. \quad (4)$$

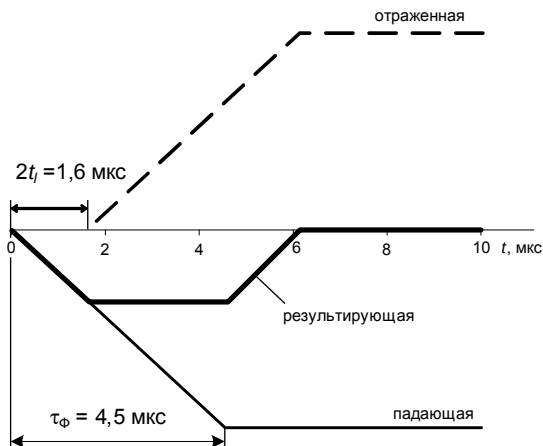


Рис. 4. Форма волны перенапряжения на линейной изоляции на опоре без ОПН

В табл. 7 приведены результаты оценки влияния ОПН соседней опоры на вероятность перекрытия изоляции незащищенного ОПН провода при ударе молнии в провод в прилегающих пролетах для ВЛ 110 и 220 кВ при $z_{\text{прк}} = 400$ Ом и ВЛ 500 кВ ($z_{\text{прк}} = 250$ Ом и $I_{\text{пролета}} = 280$ м).

По сравнению с $P_{I_{\text{кр}}}$ при ударе в провод ВЛ без ОПН при установке ОПН через опору $P_{I_{\text{кр}}}$ уменьшается в 1,2; 1,5 и в 3,1 раза, соответственно, для ВЛ 110, 220 и 500 кВ.

Оценим влияние этого факта на показатели грозоупорности ВЛ без троса с установкой ОПН через опору с $R_3 = 10$ Ом при использовании в качестве расчетного обобщенного закона распределения амплитуды тока молнии.

Таблица 7

Оценка снижения вероятности перекрытия изоляции на опорах без ОПН при ударе молнии в провод при установке на ВЛ без троса ОПН через опору

Схема грозозащиты	Расчетные показатели											
	ВЛ 110 кВ				ВЛ 220 кВ				ВЛ 500 кВ			
	$U_{разр}$ кВ	$I_{пр}$ кА	$I_{кр}$ кА	$P_{I_{кр}}$ отн. ед	$U_{разр}$ кВ	$I_{пр}$ кА	$I_{кр}$ кА	$P_{I_{кр}}$ отн. ед	$U_{разр}$ кВ	$I_{пр}$ кА	$I_{кр}$ кА	$P_{I_{кр}}$ отн. ед
ВЛ без ОПН	630 (U_{50})	3,2	3,2	0,98	1010 (U_{50})	5,0	5,0	0,94	1950 (U_{50})	15,6	15,6	0,59
ВЛ без троса, ОПН через опору	730 ($U_{4,5}$)	3,5	9,0	0,80	1160 ($U_{4,5}$)	5,8	14,1	0,63	2250 ($U_{4,5}$)	18,0	45,0	0,19

Одноцепная ВЛ 220 кВ на башенных опорах

Схема грозозащиты	$n_{он}$	$n_{пр}$	n_r
один трос (табл. 6)			4,3
без троса (Приложение 23 [3])	11,4	31,3	42,7
без троса с ОПН на каждой опоре – вариант 3а (табл. 6)			2,7

Воспользуемся расчетными удельными числами грозовых отключений на 100 км и 100 грозовых часов от ударов молнии в опоры ($n_{он}$), провода ($n_{пр}$) и суммарного (n_r) для различных схем грозозащиты: и значениями вероятности $P_{кр}$ из табл. 7.

При установке ОПН на ВЛ без троса через опору число грозовых отключений будет определяться следующими причинами:

- перекрытием изоляции незащищенной фазы на опорах с ОПН

$$n_{тонн} \cdot 0,5 = 2,7 \cdot 0,5 = 1,35 ;$$

- перекрытием изоляции от ударов молнии в опоры без ОПН

$$n_{онб,пр} \cdot 0,5 = 11,4 \cdot 0,5 = 5,7 ;$$

- перекрытием изоляции на опорах без ОПН от ударов молнии в провода в прилегающих пролетах

$$n_{прб,пр} \cdot 0,5 \frac{P_{кр,опн}}{P_{кр}} = 31,3 \cdot 0,5 \frac{0,63}{0,94} = 10,5 .$$

Общее число грозовых отключений будет равно

$$1,35 + 5,7 + 10,5 = 17,55 .$$

Таким образом, при установке на ВЛ 220 кВ ОПН через опору число грозовых отключений будет: в 6,5 раз больше, чем при защите ОПН изоляции двух фаз на каждой опоре ВЛ без троса; в 4 раза больше, чем для ВЛ с тросовой защитой; но в 2,5 раза меньше, чем для ВЛ без троса и без ОПН.

Для конкретных условий можно было бы проанализировать вариант с установкой одного ОПН на верхней фазе каждой опоры и двух ОПН через опору по схеме варианта 3а.

ВЛ с горизонтальным расположением проводов

Выше на примере ВЛ 500 кВ было показано, что для ВЛ с горизонтальным расположением проводов установка ОПН только на крайних

фазах на каждой опоре при отказе от троса снижает грозоупорность ВЛ в 5 раз. Поэтому анализировать такую схему при расстановке ОПН через опоры нецелесообразно.

Грозоупорность ВЛ 500 кВ при отказе от троса и установке ОПН на всех фазах через опоры можно оценить по такому же алгоритму, как и для ВЛ 220 кВ. Используя выше указанные значения $n_{\text{он}}$, $n_{\text{тр}}$ и $n_{\text{г}}$ и данные табл. 7, а также учитывая, что для ВЛ 500 кВ с тремя ОПН $n_{\text{г ОПН}} = 0$, получаем

$$n_{\text{он6/тр}} \cdot 0,5 = 0,5 \cdot 1,0 = 0,5; \quad n_{\text{тр6/тр}} \cdot 0,5 = 0,5 \cdot 16,0 \frac{0,19}{0,59} = 2,58;$$

общее $n_{\text{г}} = 3,08$.

Влияние схемы расстановки ОПН на трассе для ВЛ 500 кВ оказалось более существенным: при установке трех ОПН на каждой второй опоре число грозовых отключений увеличилось в 9 раз по сравнению с вариантом защиты ВЛ двумя тросами, но в 6 раз меньше, чем для ВЛ без троса и без ОПН.

Заключение

1. Использование двух ОПН в схемах грозозащиты одноцепных и двухцепных ВЛ 110 кВ и выше на одностоечных опорах позволяет при отказе от троса обеспечить показатели грозоупорности ВЛ близкие к показателям грозоупорности этих ВЛ при защите двумя тросами и намного лучше, чем для ВЛ с одним тросом. Для этого ограничители должны быть установлены на каждой опоре: на одноцепных ВЛ на верхней и нижней фазах по разные стороны от оси опоры; на двухцепных ВЛ – на верхних фазах.
2. При установке ОПН на ВЛ без троса не на каждой опоре не могут быть обеспечены показатели грозоупорности, достигнутые в эксплуатации на ВЛ с тросами. Например, одноцепная ВЛ 220 кВ без троса при установке ОПН через опоры будет иметь число грозовых отключений в 4 раза больше, чем при традиционной защите одним тросом, а ВЛ 500 кВ (при установке 3 ОПН через опоры) – в 9 раз больше, чем при защите двумя тросами.
3. При использовании ОПН в качестве дополнительного к тросам средства грозозащиты, уменьшение в десятки раз вероятности перекрытия изоляции двух цепей при ударах молнии в двухцепную опору с сопротивлением заземления в сотни Ом может быть обеспечено за счет защиты изоляции одной из цепей ОПН, в том числе, при установке двух ОПН с обязательной защитой нижней

фазы, либо с установкой ОПН только на нижней фазе и усилении на 20% изоляции средней и верхней фазы.

4. Учитывая большую стоимость защитных аппаратов класса 500 кВ и неэффективность схем грозозащиты с использованием ОПН при неполном комплекте ОПН, устанавливаемых на опоре, или при полном комплекте, но устанавливаемых не на каждой опоре, целесообразна разработка специальной, рассчитанной на повышенные механические нагрузки, опоры для бестросовых ВЛ 500 кВ с опущенной средней фазой, что повысит эффективность схем грозозащиты с использованием двух ОПН на опоре.

Список литературы

1. Правила устройства электроустановок. Седьмое издание. – М.: Энергосервис, 2003.
2. Новикова А. Н., Шмараго О. В., Лубков А. Н., Крыжановский В. В., Галкова Л. И., Макашин Е. А., Бельцер В. Р. Модернизация системы грозозащиты двухцепной ВЛ 400 кВ ПС «Выборгская» – Госграница с использованием ОПН / Известия НИИ постоянного тока. № 62, 2007.
3. Руководство по защите электрических сетей 6–1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99. СПб.: Издательство ПЭИПК, 1999.

Приложение

Расчет распределения импульсного тока по элементам конструкции ВЛ с ОПН (вариант 3а табл. 2)

Схемы для расчета импульсных токов через элементы конструкции ВЛ, при ударе молнии в опору и верхний провод даны на рис. П1.

Расчет токораспределения проводится для импульса с косоугольным фронтом. Вольт-амперная характеристика ОПН представлена кусочно-линейной функцией, описываемой на i -ом участке формулой

$$U_{\text{ОПН}_i} = A_i + B_i I_{\text{ОПН}_i} \quad (\text{П1})$$

Удар в опору (см. рис. П1а)

Соотношения между токами и напряжениями:

$$i_m = at; \quad (\text{П2})$$

$$i_{\text{ОПН}_0} = i_m - i_0; \quad i_{\text{ОПН}_2} = i_0 - i_{\text{оп}}; \quad (\text{П3})$$

$$L_2 \frac{di_{\text{он}}}{dt} + i_{\text{он}} R_3 = -a M_2^{\text{нр}} + A_2 + i_{\text{онн}_2} \left(\frac{Z_{\text{нр}2}}{2} + B_2 \right) + U_2; \quad (\text{П4})$$

$$L_0 \frac{di_0}{dt} + L_2 \frac{di_{\text{он}}}{dt} + i_{\text{он}} R_3 + A_0 + B_0 i_0 = -a M_0^{\text{нр}} + \frac{Z_{\text{нр}0}}{2} (i_{\text{м}} - i_0) + U_0. \quad (\text{П5})$$

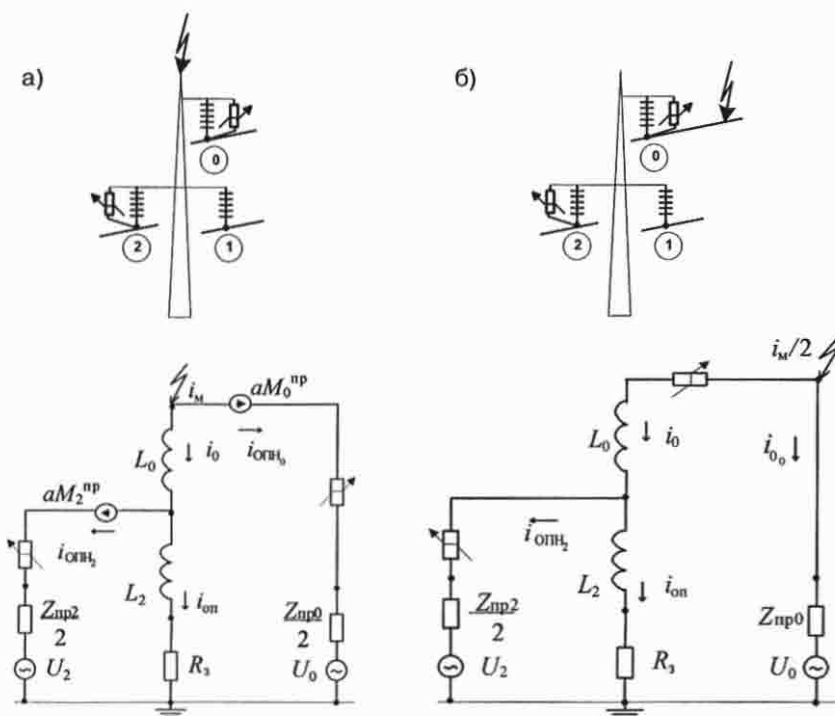


Рис. П1. Схемы для расчета импульсных токов при ударе молнии:

а) в опору; б) в верхний провод в пролете

L_0 – индуктивность части опоры от нижней до верхней траверсы;

L_2 – индуктивность части опоры от основания до нижней траверсы;

$M_0^{\text{нр}}$, $M_2^{\text{нр}}$ – коэффициент взаимной индукции между каналом молнии и петлей провод-земля для проводов 0 и 2;

R_3 – сопротивление заземления опоры;

U_0 (U_2) – рабочее напряжение провода 0 (2);

$Z_{\text{нр}0}$ ($Z_{\text{нр}2}$) – волновое сопротивление провода 0 (2)

При использовании зависимостей (П2)–(П5), система дифференциальных уравнений для расчета токов $i_{\text{он}}$ и i_0 , через которые могут быть определены все токи в схеме рис. П1а, имеет вид:

$$\left. \begin{aligned} \frac{di_{\text{он}}}{dt} &= \frac{1}{L_2} \left(-i_{\text{он}} (ZPB_2 + R_3) + i_0 ZPB_2 - a M_2^{\text{нр}} + A_2 + U_2 \right) \\ \frac{di_0}{dt} &= \frac{1}{L_0} \left(i_{\text{он}} ZPB_2 - i_0 (ZPB_2 + ZPB_0) + at ZPB_0 - a M_0^{\text{нр}} + a M_2^{\text{нр}} + \right. \\ &\quad \left. + A_0 + U_0 - A_2 - U_2 \right) \end{aligned} \right\}, \quad (\text{П6})$$

где $ZPB_0 = B_0 + \frac{z_{\text{нр}0}}{2}$; $ZPB_2 = B_2 + \frac{z_{\text{нр}2}}{2}$.

Удар в провод в середине пролета (см. рис. П1б)

Соотношения между токами и напряжениями:

$$i_{0_0} = \frac{i_{\text{м}}}{2} - i_0; \quad (\text{П7})$$

$$i_{\text{ОПН}_2} = i_0 - i_{\text{он}}; \quad (\text{П8})$$

$$L_2 \frac{di_{\text{он}}}{dt} + i_{\text{он}} R_3 = A_2 + i_{\text{ОПН}_2} \left(\frac{z_{\text{нр}2}}{2} + B_2 \right) + U_2; \quad (\text{П9})$$

$$L_0 \frac{di_0}{dt} + L_2 \frac{di_{\text{он}}}{dt} + i_{\text{он}} R_3 + A_0 + B_0 i_0 = z_{\text{нр}0} \left(\frac{i_{\text{м}}}{2} - i_0 \right) + U_0. \quad (\text{П10})$$

При использовании зависимостей (П7)–(П10), система дифференциальных уравнений для расчета токов $i_{\text{он}}$ и i_0 , через которые могут быть определены все токи в схеме рис. П1б, имеет вид:

$$\left. \begin{aligned} \frac{di_{\text{он}}}{dt} &= \frac{1}{L_2} \left(-i_{\text{он}} (ZPB_2 + R_3) + i_0 ZPB_2 + A_2 + U_2 \right) \\ \frac{di_0}{dt} &= \frac{1}{L_0} \left(i_{\text{он}} ZPB_2 - i_0 (ZPB_2 + ZPB_0 + \frac{z_{\text{нр}0}}{2}) + z_{\text{нр}0} \frac{at}{2} - \right. \\ &\quad \left. - A_0 + U_0 - A_2 - U_2 \right) \end{aligned} \right\}, \quad (\text{П11})$$

где ZPB_0 и ZPB_2 – как в (П6).

К выбору длинностержневых полимерных изоляторов для воздушных линий электропередачи постоянного тока

В настоящее время на воздушных линиях электропередачи постоянного тока (ВЛ ППТ) применяются в основном тарельчатые (стеклянные и фарфоровые) изоляторы, выпускаемые в соответствии с требованиями МЭК, и в меньшей мере длинностержневые изоляторы (полимерные и фарфоровые).

Выбор тарельчатых (стеклянных и фарфоровых) и длинностержневых фарфоровых изоляторов для применения на ВЛ ППТ на основе исследований, выполненных в ОАО «НИИПТ», приведен в [1–3].

Высокие разрядные характеристики полимерных изоляторов и их слабая загрязняемость делают их привлекательными для применения на ВЛ постоянного тока, особенно в районах с сильными загрязнениями. Однако нормы по выбору полимерных изоляторов для ВЛ ППТ до настоящего времени отсутствуют как в нашей стране, так и за рубежом. В рамках МЭК ведется работа по разработке нормативных документов по выбору внешней изоляции для ВЛ постоянного тока.

Для электроустановок переменного тока выбор поддерживающих гирлянд стеклянных и фарфоровых изоляторов и изоляционных конструкций, нормированный в [4, 5], производится по их удельной длине пути утечки в зависимости от степени загрязнения (СЗ) в месте расположения электроустановки.

Наиболее обоснованным методом выбора изоляторов и изоляционных конструкций из полимерных материалов для работы при постоянном напряжении является выбор по удельной длине пути утечки в зависимости от СЗ с учетом ряда поправочных коэффициентов, учитывающих специфику работы полимерных изоляторов при постоянном напряжении. Далее изоляционная подвеска из полимерных изоляторов подвергается электрическим испытаниям, в том числе воздействием постоянного напряжения в условиях искусственного загрязнения и увлажнения.

Применение полимерных изоляторов на ВЛ ППТ

Информация о поведении линейных полимерных изоляторов, установленных на ВЛ ППТ напряжением 270–500 кВ, содержится в документе [6], подготовленном рабочей группой СИГРЕ. Опыт эксплуатации охватывает работу 617 изоляторов (3535 изоляторов×лет) с максимальным сроком эксплуатации 15 лет. В целом опыт эксплуатации полимерных изоляторов с оболочкой из кремнийорганической резины на действующих передачах постоянного тока положительный, так как не было обнаружено разрушенных изоляторов или изоляторов, требующих замены.

В Китае и Индии полимерные изоляторы успешно работают на ВЛ ППТ ± 500 кВ. На строящейся в Китае первой в мире ВЛ ± 800 кВ на участках с сильным загрязнением предусмотрено применение длинностержневых полимерных изоляторов с оболочкой из кремнийорганической резины. Изоляционная подвеска состоит из одного изолятора (длина до 12 м), рассчитанного на работу при напряжении полюс–земля, т. е. ± 800 кВ.

Загрязняемость полимерных изоляторов в естественных условиях

Сравнительных данных о загрязняемости полимерных изоляторов при постоянном и переменном напряжении практически нет. Однако хорошо известно, что полимерные изоляторы при переменном напряжении загрязняются меньше, чем традиционные изоляторы. С другой стороны, загрязняемость традиционных изоляторов в ряде случаев при постоянном напряжении оказывается интенсивнее, чем при переменном. Меньшую загрязняемость (в одинаковых условиях эксплуатации) полимерных изоляторов по сравнению с традиционными необходимо учитывать при выборе размеров гирлянд изоляторов как при постоянном, так и при переменном напряжении. В виду отсутствия данных о загрязняемости полимерных изоляторов при постоянном напряжении можно использовать данные об их загрязняемости при переменном напряжении. В дальнейшем (при наличии данных о загрязняемости полимерных изоляторов при постоянном напряжении) следует внести соответствующие коррективы в методику выбора полимерных изоляторов для применения на ВЛ ППТ.

В табл. 1 сведены результаты исследований загрязняемости линейных полимерных изоляторов с кремнийорганической защитной оболочкой типа ЛК 70/110, эксплуатировавшихся на ВЛ, расположенных в различных природно-климатических зонах бывшего СССР [7–14].

На рис. 1 приведены сравнительные данные о загрязняемости (значения χ) для традиционных тарельчатых изоляторов (фарфор, стекло) [15]

Таблица 1

**Данные по загрязняемости полимерных изоляторов серии ЛК
в естественных условиях**

Место эксплуатации	Характеристика района эксплуатации полимерных изоляторов		Длительность эксплуатации, лет	χ , мкСм	Источник
	СЗ по [5]	$\lambda_{сф}$, см/кВ, по [5]			
ВЛ 110 кВ (Киргизия)	1	1,6	2	1,9	[7]
ВЛ 110 кВ, Западная Сибирь (Россия)			6	1,2	[8]
Стенд 110 кВ, Санкт-Петербург (Россия)			2	0,5	[9]
ВЛ 110 кВ, Новгородэнерго (Россия)			2	0,1	[10]
ВЛ 110 кВ (Узбекистан)	2	2,0	2,5	5,6	[11]
			2,0	5,1	
			4,5	4,2	
			1,0	2,5	
			1,5	3,9	
			3,0	3,5	
			4,0	3,4	
			2,0	2,3	
			0,5	3,1	
			2,5	2,8	
			4,0	2,7	
			ВЛ 110 кВ (Таджикистан)	3,0	
4,5	2,6				
5,0	4,2				
ВЛ 110 кВ (Туркмения)			5,0	3,1	[12]
ВЛ 110 кВ (Киргизия)			3,0	2,4	[13]
ОРУ 110 кВ, Прибалтийская ГРЭС (Эстония)	3	2,5	15	7	данные НИИПТ
ВЛ 110 кВ, промзона предприятий черной металлургии (Украина)	4	3,1	7	до 20	[14]

и линейных полимерных изоляторов серии ЛК [7–14] в естественных условиях на ВЛ переменного тока. Из рисунка видно, что для районов с одинаковой СЗ полимерные изоляторы имеют меньшие значения χ , чем традиционные изоляторы. Так, например, в районах со 2-й СЗ ($\lambda = 2$ см/кВ) традиционные изоляторы имеют $\chi = 6$ мкСм, в то время как полимерные – $\chi = 3,5$ мкСм. Таким образом, полимерные изоляторы имеют определенный запас по электрической прочности по сравнению с традиционными при работе в одинаковых условиях загрязнения.

Это преимущество полимерных изоляторов можно выразить с помощью коэффициента загрязнения ($K_{\text{заг}}$), который следует учитывать при выборе размеров полимерных изоляторов и изоляционных конструкций по удельной длине пути утечки.

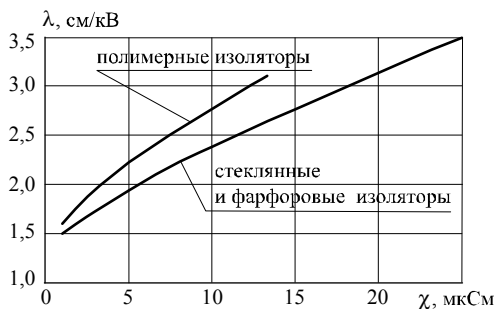


Рис. 1. Зависимость $\lambda_{\text{сф(пер)}}$ и $\lambda_{\text{пол(пер)}}$ от χ для линейных полимерных изоляторов серии ЛК в естественных условиях

Из рис. 1 можно определить соответствующие каждой СЗ значения удельной поверхностной проводимости для стеклянных и фарфоровых ($\chi_{\text{сф}}$) и полимерных ($\chi_{\text{пол}}$) изоляторов в условиях естественного загрязнения (табл. 2).

Таблица 2

К определению $K_{\text{заг}}$ (рис. 1)

СЗ	1	2	3	4
$\lambda_{\text{сф(пер)}}$, см/кВ (кривая 2)	1,6	2,0	2,5	3,1
$\chi_{\text{сф}}$, мкСм (кривая 2)	2,0	6,0	12,5	20,0
$\chi_{\text{пол}}$, мкСм (кривая 1)	1,0	3,5	7,5	13,5
$\lambda_{\text{пол(пер)}}$, см/кВ (кривая 1)	1,50	1,75	2,15	2,55
$K_{\text{заг}} = \lambda_{\text{пол(пер)}}/\lambda_{\text{сф(пер)}}$	0,95	0,90	0,85	0,8

Разрядные характеристики линейных полимерных изоляторов при постоянном напряжении и искусственном загрязнении

Разрядное напряжение в условиях искусственного увлажнения и загрязнения линейных полимерных изоляторов при переменном напряжении гораздо выше, чем у тарельчатых стеклянных и фарфоровых изоляторов при одинаковой их степени загрязнения, что обусловлено удачной конструкцией линейных полимерных изоляторов и выявлено при сравнительных испытаниях в условиях искусственного загрязнения. Это положение подтверждено испытаниями в НИИПТ большого количества разных типов линейных полимерных изоляторов напряжением 35–330 кВ [16, 17].

До настоящего времени данных по разрядным характеристикам линейных полимерных изоляторов при постоянном напряжении в России не было. Разрядные характеристики полимерных изоляторов при постоянном напряжении в условиях загрязнения необходимы для определения коэффициентов использования длины пути утечки, сравнения с разрядными характеристиками при переменном напряжении, выбора наиболее оптимальной конфигурации изоляционной детали, оценки линейности разрядного напряжения с увеличением изоляционной высоты изолятора и некоторых других коэффициентов, учитывающих конструкцию изоляционной подвески и специфику работы изоляторов при постоянном напряжении.

Для определения разрядных характеристик проводились испытания линейных стержневых полимерных изоляторов с кремнийорганической защитной оболочкой типа ЛК 70/110-3. Для сравнения с полимерными изоляторами были выполнены испытания гирлянд из 10 стеклянных тарельчатых изоляторов нормального исполнения (тип ПС 70 Д). Основные геометрические размеры изоляторов ЛК 70/110-3 и ПС 70 Д приведены в табл. 3.

Испытания проводились при постоянном напряжении (отрицательная полярность) и переменном напряжении. Известно, что при отрицательной полярности постоянного напряжения разрядные характеристики загрязненных изоляторов имеют более низкие значения, чем при положительной полярности. Испытания изоляторов проводились в соответствии с требованиями ГОСТ 10390-86 и ГОСТ Р 52082-2003. Изоляторы испытывались по методу твердого загрязнения способом длительного приложения напряжения при непрерывном увлажнении. Для испытуемого типа изолятора определялась зависимость 50%-ного разрядного напряжения ($U_{50\%}$) от удельной поверхностной проводимости слоя загрязнения (χ).

Таблица 3

**Основные геометрические размеры
испытываемых изоляторов (гирлянд)**

Тип изолятора (гирлянды)	Строительная высота $H_{СТР}$, см	Изоляционная высота $H_{ИЗ}$, см	Длина пути утечки $L_{ИЗ}$, см	Диаметр ребер (тарелки), D , мм	Число ребер	Коэффициент формы изолятора, K_{ϕ}
ЛК 70/110-3	124,6	101,0	264,0	9,0	29	20,0
ПС 70 Д	12,7	12,7	29,0	25,5	–	0,91
Гирлянда 10 × ПС 70 Д	127	127	290,0	–	–	9,1

Экспериментальные данные по разрядным характеристикам, выраженные в виде $E_h = U_{50\%}/H_{из}$ (разрядный градиент по изоляционной высоте) стержневых полимерных изоляторов в зависимости от χ при постоянном и переменном напряжении приведены на рис. 2. На рис. 3 и 4 приведены зависимости $E_L = U_{50\%}/L$ (разрядный градиент по длине пути утечки) и E_h при постоянном напряжении для полимерных и стеклянных изоляторов.

Результаты испытаний (см. рис. 2) показали, что во всем диапазоне χ электрическая прочность полимерных изоляторов при постоянном напряжении ниже, чем при переменном. При выборе уровней изоляции полимерных изоляторов для работы при постоянном напряжении это снижение учитывается введением поправочного коэффициента $K_{п}$. Зависимость поправочного коэффициента $K_{п} = E_{h(пер)}/E_{h(пост.)}$ от степени загрязнения (χ) приведена на рис. 5. Из рисунка видно, что с увеличением степени загрязнения коэффициент $K_{п}$ также увеличивается, т. е.

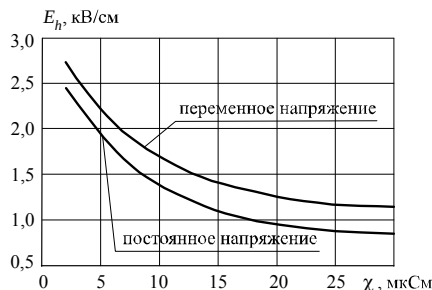


Рис. 2. Зависимость E_h от χ изолятора ЛК 70/110-3 при переменном и постоянном напряжении

в районах с различной СЗ необходимо выбирать различные значения K_{II} . Аналогичные результаты были получены при сравнительных испытаниях изоляторов из стекла и фарфора при постоянном и переменном напряжении [1].

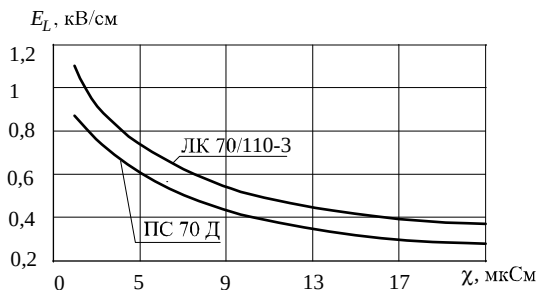


Рис. 3. Зависимость E_L от χ для полимерных и тарельчатых изоляторов при постоянном напряжении

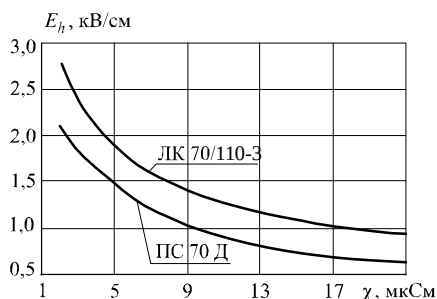


Рис. 4. Зависимость E_h от χ для полимерных и тарельчатых изоляторов при постоянном напряжении

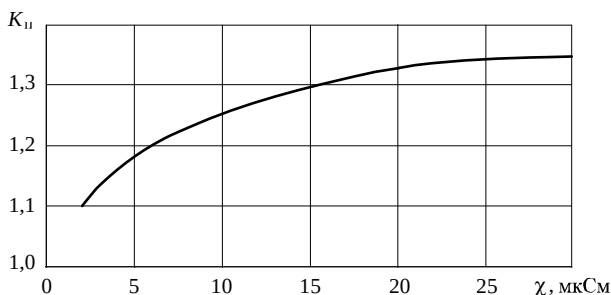


Рис. 5. Зависимость K_{II} от χ для линейных стержневых полимерных изоляторов

Грязестойкость испытуемых изоляторов при постоянном напряжении оценивалась по E_h и E_L при одинаковых значениях χ , характерных для районов с различной СЗ (табл. 4).

Таблица 4

Удельные разрядные напряжения по E_h и E_L стеклянных тарельчатых и стержневых полимерных изоляторов при постоянном напряжении

Тип изолятора	1-я СЗ ($\chi = 5$ мкСм)		2-я СЗ ($\chi = 10$ мкСм)		3-я СЗ ($\chi = 20$ мкСм)	
	E_h , кВ/см	E_L , кВ/см	E_h , кВ/см	E_L , кВ/см	E_h , кВ/см	E_L , кВ/см
ЛК 70/110-3	1,90	0,74	1,35	0,51	0,96	0,38
ПС 70 Д	1,48	0,60	0,96	0,40	0,64	0,28

По данным, приведенным в табл. 4, было определено отношение удельных разрядных напряжений по изоляционной высоте и длине пути утечки для полимерных и стеклянных изоляторов (табл. 5).

Таблица 5

1-я СЗ ($\chi = 5$ мкСм)		2-я СЗ ($\chi = 10$ мкСм)		3-я СЗ ($\chi = 20$ мкСм)	
$E_{h(ЛК)}/E_{h(ПС)}$	$E_{L(ЛК)}/E_{L(ПС)}$	$E_{h(ЛК)}/E_{h(ПС)}$	$E_{L(ЛК)}/E_{L(ПС)}$	$E_{h(ЛК)}/E_{h(ПС)}$	$E_{L(ЛК)}/E_{L(ПС)}$
1,25	1,23	1,40	1,25	1,50	1,36

Данные, представленные в табл. 5, показывают, что с увеличением степени загрязнения грязестойкость стержневых полимерных изоляторов по отношению к тарельчатым изоляторам возрастает с $E_h = 1,25$ кВ/см для районов с 1-й СЗ ($\chi = 5$ мкСм) до 1,5 кВ/см для 3-й СЗ ($\chi = 20$ мкСм). Более высоким разрядным характеристикам полимерных изоляторов способствуют несколько факторов:

- отношение эквивалентного диаметра у полимерных изоляторов к их поверхности меньше, чем у тарельчатых изоляторов;
- отношение коэффициента формы к изоляционной высоте у полимерного изолятора ЛК 70/110-3 ($K_\phi/H_n = 19,8 \text{ м}^{-1}$) практически в 3 раза выше, чем у тарельчатого изолятора типа ПС70Д ($K_\phi/H_n = 7,1 \text{ м}^{-1}$);
- частичное восстановление гидрофобности у изоляторов с кремнийорганической защитной оболочкой вследствие десорбции на поверхность, покрытой слоем загрязнения, низкомолекулярных компонентов;

- у полимерных изоляторов в условиях увлажнения и загрязнения распределение напряжения по изоляционной детали более равномерное, чем у тарельчатого изолятора, а это, как правило, при прочих равных условиях, приводит к повышению разрядного напряжения.

При определении длины пути утечки (λ) преимущество в разрядных напряжениях полимерных изоляторов по сравнению с традиционными изоляторами в условиях загрязнения может быть учтено коэффициентом использования длины пути утечки K_L .

Коэффициент K_L определяется сравнением разрядных напряжений исследуемого (полимерного) и традиционного стеклянного изолятора типа ПС70Д при одинаковых степенях загрязнения.

Определение K_L полимерных изоляторов рассчитывается по формуле:

$$K_L = K_{Lc} \cdot \frac{U_{50\%(C)}}{L_c} \cdot \frac{L}{U_{50\%}} = K_{Lc} \cdot \frac{E_{Lc}}{E_L},$$

где K_{Lc} – коэффициент эффективности традиционного (стеклянного) тарельчатого изолятора;

$U_{50\%(C)}$ – 50%-ное разрядное напряжение стеклянного изолятора;

E_{Lc} – удельное разрядное напряжение по длине пути утечки стеклянного изолятора;

$U_{50\%}$ и E_L – соответствующие характеристики полимерного изолятора;

L и L_c – длины пути утечки полимерного и стеклянного изоляторов.

Сопоставление удельных разрядных напряжений полимерного и стеклянного изоляторов выполнялось при одинаковой степени загрязнения по зависимостям, приведенным на рис. 3.

Зависимость K_L от χ для изоляторов серии ЛК (ребра одного диаметра) при постоянном напряжении приведена на рис. 6.

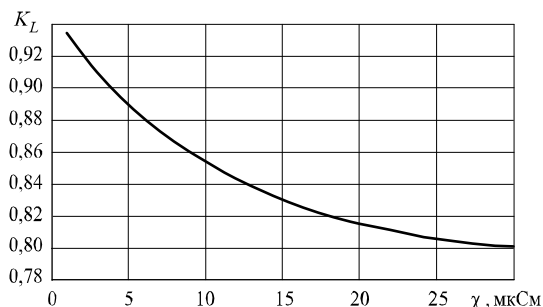


Рис. 6. Зависимость K_L от χ для линейных стержневых полимерных изоляторов при постоянном напряжении

Как видно из рисунка K_L для стержневых полимерных изоляторов меньше 1 и с увеличением степени загрязнения (4-я СЗ) снижается до 0,8, что указывает на значительное преимущество линейных полимерных изоляторов над гирляндами тарельчатых изоляторов из фарфора и стекла.

Основные положения выбора линейных полимерных изоляторов для ВЛ постоянного тока

Выбор полимерных изоляторов для ВЛ постоянного тока должен производиться по удельной длине пути утечки, принятой для стеклянных и фарфоровых изоляторов в зависимости от СЗ в месте расположения электроустановки, с учетом коэффициента загрязняемости полимерных изоляторов $K_{\text{заг}}$ по формуле:

$$\lambda_{\text{пол (пт)}} = \lambda_{\text{сф (пт)}} \cdot K_{\text{заг}} = \lambda_{\text{сф (пер)}} \cdot \sqrt{3} \cdot K_{\text{заг}},$$

где $\lambda_{\text{пол (пт)}}$ – базовая удельная длина пути утечки для полимерных изоляторов, применяемых на ВЛ постоянного тока;

$K_{\text{заг}}$ – коэффициент загрязняемости полимерного изолятора (см. табл. 2);

$\lambda_{\text{сф (пт)}}$ – базовая удельная длина пути утечки для изоляторов из стекла и фарфора, применяемых на ВЛ постоянного тока (см. табл. 5);

$\lambda_{\text{сф (пер)}}$ – нормированная удельная длина пути утечки для изоляторов из стекла и фарфора [1].

Выбор длины пути утечки L полимерных изоляторов для ВЛ постоянного тока производится по требуемому значению удельной длины пути утечки $\lambda_{\text{пол (пт)}}$, наибольшему рабочему напряжению постоянного тока $U_{\text{н}}$ и поправочных коэффициентов $K_{\text{н}}$, K_L , $K_{\text{н}}$ и $K_{\text{зн}}$, учитывающих специфику работы изоляции при постоянном напряжении в условиях увлажнения и загрязнения:

$$L = \lambda_{\text{пол (пт)}} \cdot U_{\text{н}} \cdot K_{\text{н}} \cdot K_L \cdot K_{\text{н}} \cdot K_{\text{зн}}, \quad (1)$$

где $K_{\text{н}}$ – коэффициент, учитывающий разницу между разрядным напряжением полимерных изоляторов при постоянном и переменном напряжении при одинаковом уровне загрязнения,

K_L – коэффициент использования длины пути утечки полимерного изолятора при постоянном напряжении,

$K_{\text{н}}$ – коэффициент, учитывающий нелинейность разрядного напряжения с увеличением длины гирлянды из полимерных изоляторов при постоянном напряжении;

$K_{\text{зн}}$ – коэффициент, учитывающий возможное более интенсивное загрязнение полимерных изоляторов, работающих при постоянном напряжении, по сравнению с переменным напряжением.

Для получения количественной оценки коэффициента $K_{зп}$ необходимо провести натурные исследования загрязняемости полимерных изоляторов при постоянном и переменном напряжении, а коэффициент K_n можно оценить по результатам испытания длинных гирлянд изоляторов или одиночных полимерных изоляторов различной длины при постоянном напряжении и искусственном загрязнении.

Выбранная по геометрическому параметру (длине пути утечки L) изоляция должна уточняться по результатам испытаний при воздействии, воспроизводящем НЭР (рабочее напряжение в сочетании с загрязнением и увлажнением поверхности изоляторов). Электрическое испытание гирлянд изоляторов производится воздействием испытательного постоянного напряжения ($U_{исп}$) при нормированной испытательной удельной поверхностной проводимости слоя загрязнения ($\chi_{исп}$).

Испытательное напряжение загрязненной и увлажненной изоляции при длительном приложении напряжения определяется из выражения

$$U_{исп} = K_з \cdot U_n = 1,5 U_n,$$

где $K_з$ – коэффициент запаса, характеризующий увеличение электрической прочности одного изолятора (гирлянды) по отношению к совокупности изоляторов (гирлянд), работающих на ВЛ переменного или постоянного тока при рабочем напряжении. Испытательное значение $\chi_{исп}$ определялось по удельной поверхностной проводимости слоя загрязнения для традиционных изоляторов [4] с учетом понижающего коэффициента $K_{заг}$ по табл. 2.

В этом случае округленные значения $\chi_{исп}$ для полимерных изоляторов должны приниматься (не менее) для :

- 1-й СЗ – 2 мкСм;
- 2-й СЗ – 5 мкСм;
- 3-й СЗ – 10 мкСм;
- 4-й СЗ – 20 мкСм.

Заключение

С учетом данных о реальной загрязняемости полимерных изоляторов в районах с различными природно-климатическими условиями и результатов испытаний полимерных изоляторов при искусственном загрязнении в лабораторных условиях разработаны основные положения по выбору стержневых полимерных изоляторов для применения на ВЛ постоянного тока.

Список литературы

1. Мерхалев С. Д., Владимирский Л. Л. Изоляция ВЛ постоянного тока. Передача энергии постоянным током. Под редакцией Бортника И. М., Поссе А. В. – М.: Энергоатомиздат, 1985.
2. Владимирский Л. Л., Проскуряков А. И. Выбор внешней изоляции для линий электропередачи постоянного тока // Электрические станции. – 1995, № 12.
3. Владимирский Л. Л. Выбор оптимальных уровней изоляции и типов изоляторов для воздушных линий электропередачи постоянного тока // Электрические станции. – 2005, № 12.
4. Правила устройства электроустановок. Издание седьмое. Глава 1.9 «Изоляция электроустановок». – М.: ЗАО «Издательство НЦ ЭНАС», 2002.
5. Правила устройства электроустановок. Издание седьмое. Глава 2.5 «Воздушные линии электропередачи напряжением выше 1 кВ». – М.: ЗАО «Издательство НЦ ЭНАС», 2003.
6. Service performance of composite insulators used on HVDC lines. CIGRE study committee 22, w.g. 03 «Insulators», May, 1993.
7. Изучение работоспособности изоляционных конструкций из новых материалов на ВЛ 110 кВ при загрязнении и увлажнении в различных климатических условиях. Исследование работы изоляции ВЛ 110 кВ Карачаевские–Молодогвардейская. Отчет № 8386 тм-тг, САО ЭСП, Ташкент, 1987.
8. Голдобин А. С., Шаговалеев А. А. Опыт эксплуатации полимерных изоляторов в Тюменьэнерго // Энергетик. – 1993, № 1.
9. Гутман И. Ю., Курбатова А. Ф., Орлова Е. Н. Сравнительная загрязняемость в естественных условиях полимерных и стеклянных изоляторов // Электрические станции. – 1993, № 12.
10. Гутман И. Ю. Опытная эксплуатация и послеэксплуатационные исследования линейных полимерных изоляторов. Тезисы докладов научно-технической конференции, Ташкент, 1986.
11. Изучение работоспособности изоляционных конструкций из новых материалов на ВЛ 110 кВ при загрязнении и увлажнении в различных климатических условиях. Опытная эксплуатация полимерных изоляторов в условиях умеренных и сильных загрязнений. Отчет № 8386 тм-тз, САО ЭСП, Ташкент, 1988.
12. Александров Г. Н., Кравченко В. А., Губаев Р. С. Влияние геометрических параметров стержневых полимерных изоляторов на их

- электрическую прочность в условиях естественного загрязнения // Электротехника. – 1989, № 9.
13. *Шеленберг В. Р., Карих А. М.* Опытная эксплуатация и исследование электрической прочности полимерных изоляторов в горных условиях // Тезисы докладов научно-технической конференции. – Ташкент, 1989.
 14. *Соломатов В. Н., Яшин Ю. Н., Афанасьев Ю. П., Айзикович Н. И., Соркин Р. А., Вольнов К. Д.* Результаты опытной эксплуатации полимерных изоляторов на ВЛ 35–110 кВ в условиях сильных загрязнений. Тезисы докладов научно-технической конференции, Ташкент, 1986.
 15. *Владимирский Л. Л.* Оценка уровней изоляции ВЛ по характеристикам поверхностного слоя изоляторов с естественным загрязнением // Известия НИИ постоянного тока. – 2006, № 61.
 16. *Гутман И. Ю., Кравченко В. А., Соломоник Е. А.* (ОАО «НИИПТ»). Исследования и опыт эксплуатации подвесных полимерных изоляторов. «Электрические станции», 1995, № 12.
 17. *Владимирский Л. Л.* Основные направления работ ОАО «НИИПТ» в области исследования, внедрения и эксплуатации полимерных изоляторов // Материалы международной НТК «Подвесные и опорные полимерные изоляторы: производство, технические требования, методы испытаний, опыт эксплуатации, диагностика». – СПб., 2004.

*М. К. Гуревич, к.т.н., доцент; М. А. Козлова, к.т.н.; А. В. Репин;
Ю. А. Шершнева, к.т.н., доцент — ОАО «НИИПТ», Санкт-Петербург*

О некоторых воздействиях на вентильное оборудование комбинированного устройства для плавки гололеда и компенсации реактивной мощности

Преимущества совмещения в одном устройстве функции компенсации реактивной мощности и возможности оперативного перевода оборудования в режим плавки гололеда на проводах или грозозащитных тросах ВЛ [1–3] реализуются полностью в том случае, когда параметры вентильного оборудования для статического компенсатора реактивной мощности (СКРМ) и для управляемого преобразователя для плавки гололеда (УПГ) соизмеримы.

Рассмотрим установившиеся, переходные и аварийные процессы в комбинированном устройстве «статический компенсатор реактивной мощности – управляемый преобразователь для плавки гололеда» (далее СКРМ-УПГ) на примере ее привязки к ПС Владикавказ 2 МЭС Юга. Разработка данного проекта была включена в планы работ ОАО «ФСК ЕС». По ряду причин проект для данной подстанции дальнейшего развития не получил, однако принятые для него технические решения носят общий характер и могут быть использованы на других объектах.

Структурная схема подключения оборудования СКРМ-УПГ приведена на рис. 1, где приняты следующие обозначения:

СШ – системная шина (10, 110 или 330 кВ);

ФКЦ – фильтро-компенсирующая цепь;

АТ-1 – автотрансформатор;

Т-1 – трехфазный трехобмоточный трансформатор;

Lp_1, Lp_2, Lp_3 – токоограничивающие реакторы;

Q_1-Q_6 – высоковольтные выключатели;

$QS_{T1.1}-QS_{T1.3}, QS_{T2.1}-QS_{T2.3}$ – однополюсные разъединители внутренней установки;

$QS_6-QS_8, QS_{1.1}-QS_{1.4}, QS_{2.1}-QS_{2.7}$ – однополюсные разъединители;

$QS1-QS_5, QS_{2.8}$ – трехполюсные разъединители;

ЗН – заземляющий нож.

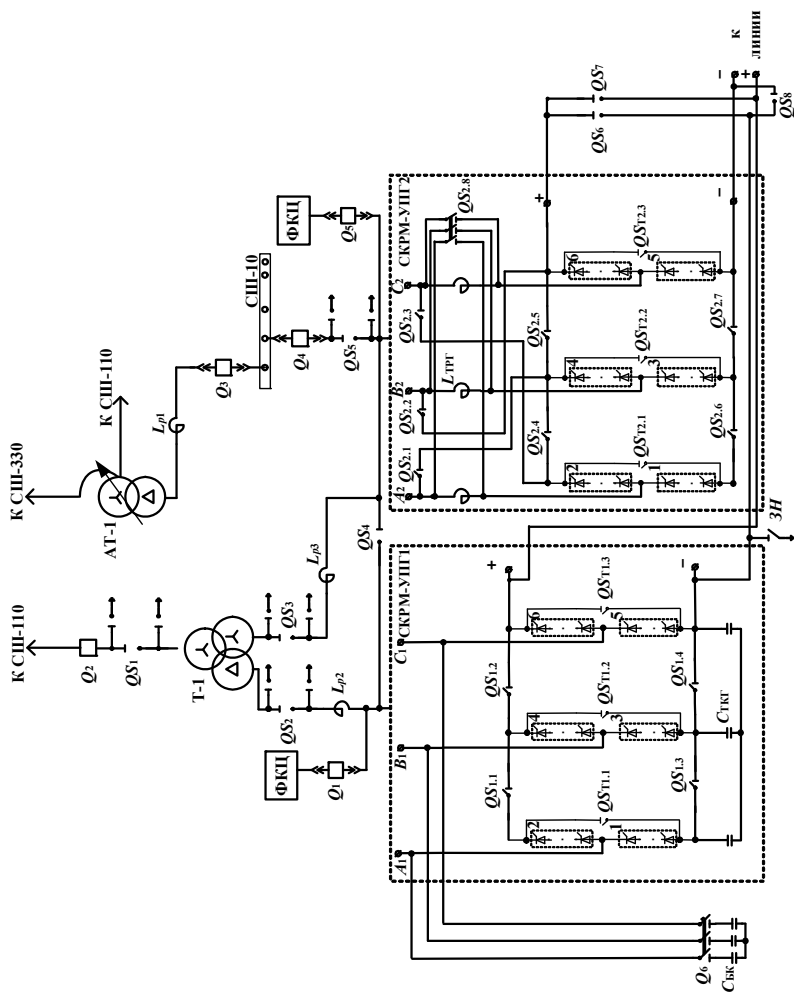


Рис. 1. Структурная схема подключения оборудования СКРМ-УПГ на ПС Владикавказ 2

Работа устройства СКРМ-УПГ в режиме компенсации реактивной мощности

На практике широко используются два типа тиристорных компенсаторов [5]:

- содержащие конденсаторную и тиристорно-реакторную группу (ТРГ);
- содержащие тиристорно-конденсаторные группы (ТКГ), подключаемые ступенями и ТРГ.

Распространенной разновидностью регулируемого статического компенсатора является такой, в котором мощность ТРГ в два раза превышает мощность входящих в его состав конденсаторных групп. Такой компенсатор позволяет плавно регулировать реактивную мощность во всем ее диапазоне выдачи и потребления.

Если мощность ТРГ равна мощности конденсаторных групп, то переход в режим потребления реактивной мощности сопровождается отключением конденсаторных групп (нарушает плавность регулирования), что приводит к некоторому снижению быстродействия СКРМ, но имеет преимущество в более низкой стоимости за счет снижения мощности ТРГ.

В статье рассматривается СКРМ со следующим составом элементов (рис. 2):

- батарея конденсаторов (БК), коммутируемая отдельным выключателем;
- ТКГ, коммутируемая тиристорами;
- ТРГ, мощность которой равна сумме мощностей БК и ТКГ

$$|Q_{\text{ТРГ}}| = |Q_{\text{БК}} + Q_{\text{ТКГ}}|.$$

Питание СКРМ-УПГ1 и СКРМ-УПГ2 осуществляется от сборных шин СШ-10, подключенных через токоограничивающий реактор L_{p1} к автотрансформатору АТ-1.

Схема комбинированной установки в режиме СКРМ (см. рис. 2) собирается с помощью коммутационных аппаратов следующим образом:

- разъединители $QS_{T1.1} - QS_{T1.3}$, $QS_{T2.1} - QS_{T2.3}$, $QS_{2.1} - QS_{2.3}$, QS_4 , QS_5 и выключатель Q_6 – замкнуты;
- разъединители $QS_{1.1} - QS_{1.4}$, $QS_{2.4} - QS_{2.8}$, QS_2 , QS_3 , $QS_6 - QS_8$ – разомкнуты.

Выдача реактивной мощности осуществляется СКРМ-УПГ1, подключающим ТКГ, конденсаторы которой соединены в «звезду», и батареей конденсаторов, конденсаторы которой также соединены в «звезду».

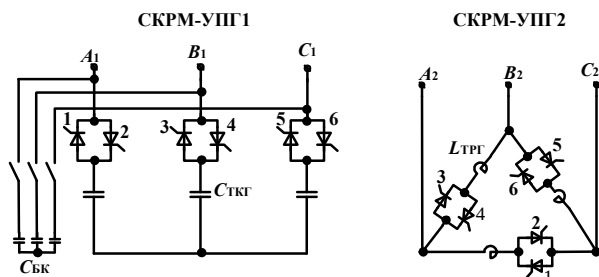


Рис. 2. Схема комбинированной установки в режиме СКРМ

Потребление реактивной мощности осуществляется СКРМ-УПГ2, подключающим плечи ТРГ по схеме «треугольник».

Из общего комплекса требований, предъявляемых к рассматриваемому СКРМ на начальном этапе был утвержден только диапазон регулирования реактивной мощности ± 50 МВАр. Данные по перегрузкам и изменениям напряжения отсутствовали. Для гарантированного обеспечения мощности компенсации выбор оборудования проведен нами с 20%-ным запасом – на мощность ± 60 МВАр.

Генерация реактивной мощности в данном СКРМ может плавно регулироваться от максимального значения $|Q_{Бк} + Q_{ТКГ}| = 60$ МВАр до нуля за счет регулирования тока ТРГ. Также генерация реактивной мощности может осуществляться ступенчато в два этапа. На первом этапе в цепь включена БК и мощность может регулироваться током ТРГ от 0 до $Q_{Бк}$. На втором этапе при подключении ТКГ значение генерируемой мощности изменяется от $Q_{Бк}$ до $(Q_{Бк} + Q_{ТКГ})$ или на всем интервале от нуля.

Потребление реактивной мощности также может осуществляться ступенчато в два этапа. На первом этапе в цепь включена БК (ТКГ – отключена), и потребление мощности может плавно изменяться от 0 до $|Q_{ТРГ}| - |Q_{Бк}|$ путем регулирования тока ТРГ. На втором этапе БК отключается от сети, и потребление мощности может регулироваться в пределах от $|Q_{ТРГ}| - |Q_{Бк}|$ до $Q_{ТРГ}$ или на всем интервале от 0 до $Q_{ТРГ}$.

Расчетная схема СКРМ, разработанная в соответствии с [4, 5], приведена на рис. 3. Энергосистема, к которой присоединены шины 10 кВ, заменена трехфазной системой ЭДС E_{a1}, E_{b1}, E_{c1} и эквивалентным индуктивным сопротивлением X_{S1} , входящим в каждую фазу как L_{S1} ; R_{S1} – расчетные сопротивления; L_{p1} – токоограничивающий реактор.

По данным МЭС Юга величина тока трехфазного короткого замыкания на шинах 10 кВ АТ-1 до токоограничивающего реактора $I_{3_кз} = 36,4$ кА. Откуда $X_{S1} = 0,16$ Ом.

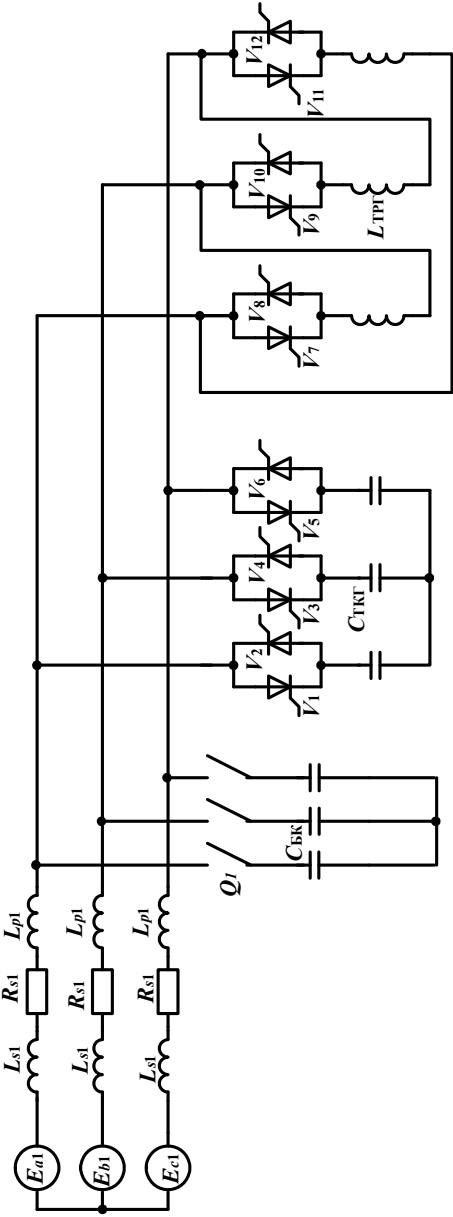


Рис. 3. Расчетная схема СКРМ

Величина индуктивного сопротивления токоограничивающего реактора $X_{p1} = 0,18 \text{ Ом}$ (L_{p1} на рис. 1). Значения X_{S1} и X_{p1} определяют величины $L_{S1} = 0,51 \text{ мГн}$, $L_{p1} = 0,57 \text{ мГн}$.

Эффективный ток в линии ТРГ при полном открытии тиристоров: $I_{\text{эф.л}} = 3470 \text{ А}$ (при $Q_{\text{ТРГ}} = 60 \text{ МВАр}$).

Так как плечи ТРГ соединены в «треугольник», то в каждом плече ТРГ эффективный ток составит:

$$I_{\text{эф.ф}} = \frac{I_{\text{эф.л}}}{\sqrt{3}} \approx 2000 \text{ А}.$$

Для унификации тиристорных вентилях СКРМ мощность цепей ТКГ выбирается из условия протекания такого же эффективного тока в номинальном режиме, что и максимальный эффективный ток в ТРГ $I_{\text{эф.ф}} = 2000 \text{ А}$. Тогда реактивная мощность ТКГ составит $Q_{\text{ТКГ}} = 34,6 \text{ МВАр}$, а мощность БК $Q_{\text{БК}} = 60 - 34,6 = 25,4 \text{ МВАр}$.

Индуктивность реактора ТРГ выбирается из условия потребления максимальной реактивной мощности 60 МВАр (при полном открытии тиристоров в номинальном режиме).

Величины индуктивного сопротивления и индуктивности реакторов ТРГ, а также величины емкостных сопротивлений и емкостей конденсаторов ТКГ и БК с учетом реактивного сопротивления сети и токоограничивающего реактора будут следующими $X_{\text{ТРГ}} = 3,98 \text{ Ом}$ и $L_{\text{ТРГ}} = 12,6 \text{ мГн}$; $X_{\text{ТКГ}} = 3,24 \text{ Ом}$ и $C_{\text{ТКГ}} = 980 \text{ мкФ}$; $X_{\text{БК}} = 3,93 \text{ Ом}$ и $C_{\text{БК}} = 745 \text{ мкФ}$.

Исследование процессов в СКРМ согласно схеме рис. 3 проведено на математической модели в Matlab/Simulink.

На рис. 4 показана форма установившегося тока и напряжения тиристорного вентиля ТРГ при двух значениях угла управления α . Угол α отсчитывается от левого края полусинусоиды напряжения на реакторе и может изменяться в пределах от 90 до 180 град. Значение $\alpha = 90$ град. соответствует проводящему состоянию тиристоров в течение всего полупериода, т. е. максимальному току и максимальной потребляемой реактивной мощности.

Токи в фазах БК и ТКГ имеют форму синусоиды с соответствующей амплитудой.

Известно, что коммутация БК с помощью выключателя сопровождается повышенными токами переходного процесса при включении батареи, а при отключениях на контакте выключателя появляется напряжение, равное двойной амплитуде напряжения электрической сети.

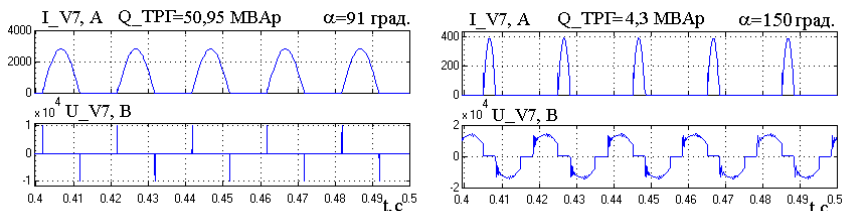


Рис. 4. Формы тока и напряжения тиристорного вентиля ТРГ

Поэтому при отключении БК при переходе из режима генерации в режим потребления реактивной мощности рекомендуется придерживаться следующей последовательности [4]:

- под действием регулятора ТРГ переводится в режим, когда $Q_{\text{ТРГ}} = Q_{\text{БК}}$, а суммарная реактивная мощность равна нулю;
- отключается общий для всех устройств компенсации выключатель Q_4 на рис. 1, который имеет практически нулевой ток и минимальное напряжение на своих контактах;
- блокируются импульсы управления тиристорами ТРГ, и без тока размыкается выключатель Q_6 ;
- без тока включается общий выключатель Q_4 , и подаются импульсы управления на тиристоры ТРГ.

На рис. 5а показаны формы токов в фазах ТРГ до и после КЗ реактора в фазе С в момент времени 0,45 с. Видно, что за 5 мс ток увеличился в аварийной фазе С до 20 кА, в остальных фазах ток несколько снизился. Непрерывной линией показаны формы токов до и после снятия импульсов управления в момент времени 0,46 с (через 10 мс после начала КЗ). В этом случае тиристор поврежденной фазы пропускает одну полуволну тока КЗ и процесс прекращается. Пунктирной линией показаны формы токов при развитии аварии (без снятия импульсов управления).

На рис. 5б показаны формы токов в фазах ТКГ до и после КЗ конденсаторов в фазе А в момент времени 1,45 с. Видно, что в аварийной фазе А амплитуда тока увеличилась до 20 кА в амплитуде, в остальных фазах ток увеличился до 10 кА. Непрерывной линией показаны формы токов до и после снятия импульсов управления в момент времени 1,46 с. В этом случае тиристоры всех фаз пропускают по полуволне тока КЗ и процесс прекращается. Пунктирной линией также показаны формы токов при развитии аварии (без снятия импульсов управления).

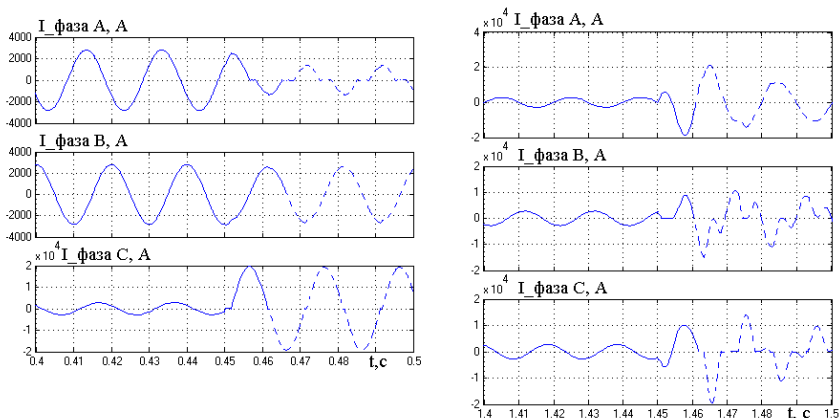


Рис. 5. Формы токов в фазах ТРГ (а) и ТКГ (б) при коротком замыкании реактивных элементов в одной из фаз

Видно, что токоограничивающие реакторы L_{s1} ограничивают амплитуду тока КЗ до величины 20 кА, что является допустимым для вентилей, реализованных на тиристорах Т193-2000.

Работа устройства СКРМ-УПГ в режиме плавки гололеда

Питание СКРМ-УПГ1 и СКРМ-УПГ2 в режиме плавки гололеда осуществляется через разъединители QS2 и QS3 от обмоток 10 кВ низкого напряжения трансформатора Т-1 (см. рис. 1).

Схема комбинированной установки в режиме УПГ (рис. 6) собирается с помощью коммутационных аппаратов следующим образом:

- разъединители $QS_{T1.1} - QS_{T1.3}$, $QS_{T2.1} - QS_{T2.3}$, $QS_{2.1} - QS_{2.3}$, QS_4 , QS_5 и выключатель Q_6 – разомкнуты;
- разъединители $QS_{1.1} - QS_{1.4}$, $QS_{2.4} - QS_{2.8}$, QS_2 , QS_3 – замкнуты.

В зависимости от длины ВЛ, на которой необходимо осуществлять плавку гололеда, два выпрямительных моста по постоянному току включаются последовательно ($U_d \approx 28$ кВ) или параллельно ($U_d \approx 14$ кВ). Возможно использование одного выпрямительного моста.

Коммутация выпрямительных мостов из последовательного соединения в параллельное и обратно осуществляется разъединителями $QS_6 - QS_8$.

Параметры двух ВЛ, схемы плавки и параметры выпрямителей (U_d , I_d), необходимые для плавки гололеда, приведены в табл. 1 в качестве примера.

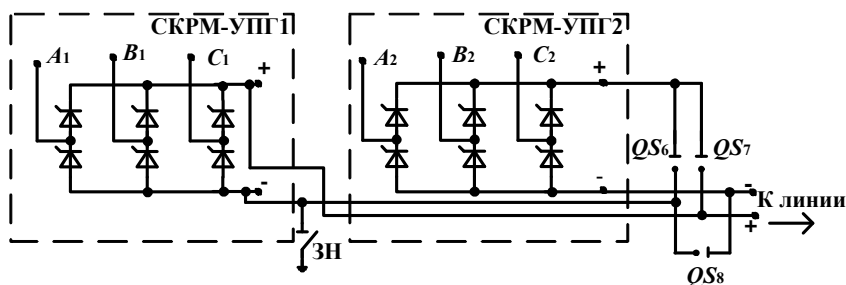


Рис. 6. Схема СКРМ-УПГ в режиме УПГ

Расчетная схема УПГ приведена на рис. 7. Энергосистема, к которой присоединены шины 10 кВ, заменяется трехфазной системой ЭДС и эквивалентными индуктивными сопротивлениями X_{s2} и X_{s3} , входящим в каждую фазу как L_{s2} и L_{s3} ; R_{s2} , R_{s3} – расчетные сопротивления; L_{p2} , L_{p3} – токоограничивающие реакторы.

По данным МЭС Юга величина тока трехфазного короткого замыкания на шинах 10 кВ трансформатора Т-1 до токоограничивающего реак-

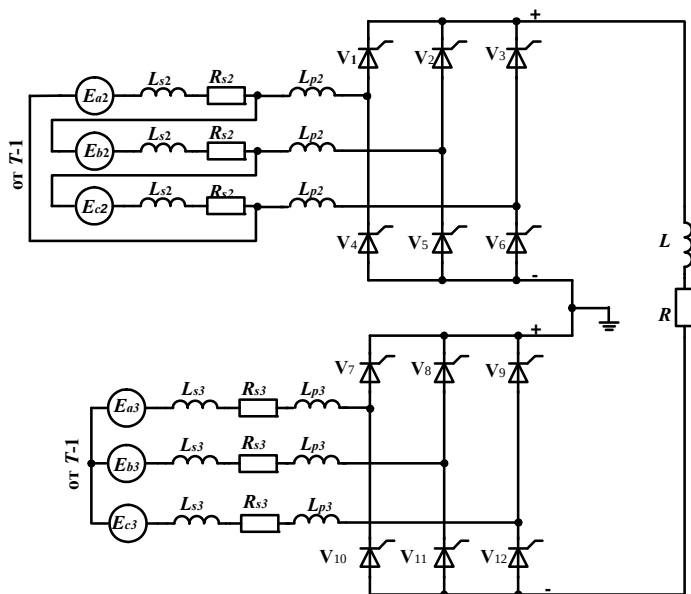


Рис. 7. Расчетная схема УПГ

Таблица 1

Параметры ВЛ и параметры плавки гололеда

Наименование ВЛ	Марка провода	Схема плавки	Суммарный ток плавки I_{Σ} , А	Общее сопротивление контура плавки R_{Σ} , Ом	Требуемое выпрямленное напряжение U_{Σ} , кВ
Нальчик – В2 линия 330 кВ, 144 км	2хАС-300/39	фаза—две фазы	1720–2000	10,40	17,9–20,8
		фаза—фаза		13,82	23,8–27,6
Невинномысская ГРЭС – В2 линия 330 кВ, 156 км	3хАС-400/93	фаза—две фазы	3150–3600	5,54	17,5–19,9
		фаза—фаза		7,40	23,3–25,6
Невинномысская ГРЭС – В2 линия 330 кВ, 74,6 км	3хАС-400/93	фаза—фаза	3150–3600	3,53	11,1–12,7

тора составляет $I_{3\text{ КЗ}} = 30,6$ кА, следовательно $X_{S3} = 0,19$ Ом для обмотки «звезда» и $X_{S3} = 0,57$ Ом для обмотки «треугольник».

Величины индуктивных сопротивлений токоограничивающих реакторов $X_{p2} = X_{p2} = 0,5$ Ом (L_{p2} и L_{p3} на рис. 1). Тогда $L_{S3} = 0,61$ мГн, $L_{S2} = 1,8$ мГн, $L_{p2} = L_{p3} = 1,78$ мГн.

Рассмотрим процессы в УПГ на примере плавки гололеда на ВЛ длиной 156 км Невинномысская ГРЭС – В2 по схеме «фаза – две фазы». В данном случае необходимо осуществлять плавку от двух выпрямителей, соединенных по постоянному току последовательно.

Расчеты проводились в Matlab/Simulink согласно схеме рис. 7. Модель не содержит регуляторы, угол регулирования тиристорами, моменты снятия импульсов управления тиристорами и условия имитации аварийных процессов задаются «жестко».

На рис. 8 показаны формы выпрямленного тока и напряжения, отражающие процесс пуска, установившийся процесс и отключение УПГ. Включение преобразователей производится подачей импульсов управления на тиристоры сразу с угла $\alpha = 25$ град. При этом напряжение U_d к выделенной линии прикладывается «толчком», набор тока I_d происходит плавно за 0,2 с.

Отключение преобразователей выполняется снятием импульсов управления в момент 0,35 с. В этом случае выпрямительные мосты переходят в режим с проводящим состоянием двух вентилях в каждом мосту, которые в момент снятия импульсов были включены. При этом между полюсами последовательно соединенных мостов вместо постоянного выпрямленного напряжения возникает переменное – сумма

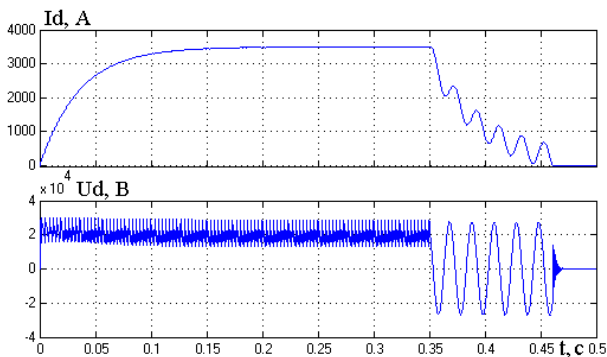


Рис. 8. Формы выпрямленного тока и напряжения: пуск, выход на установившийся режим и отключение

линейных напряжений, что и приводит к прекращению протекания выпрямленного тока. Как видно из рис. 8, ток прекращается через 6 периодов после снятия импульсов, после чего остающееся напряжение на линии постепенно затухает в колебательном процессе собственной частоты. Так как спад тока достаточно медленный, при отключении можно использовать ПИР (перевод в инверторный режим), с плавным изменением угла α от рабочих значений до 120–130 град. При этом постоянная составляющая напряжения U_d снизится до нуля или небольших отрицательных значений.

Рассмотрим далее аварийные режимы: пробой тиристоров плеча одной фазы одного моста и внешнее короткое замыкание на шинах постоянного тока.

Внутреннее короткое замыкание в выпрямителе возникает при пробое одного из фазных плеч. При последовательном соединении выпрямительных мостов, как в рассматриваемом УПП, внутренне короткое замыкание развивается в каждом из мостов самостоятельно и определяется параметрами цепи переменного тока также, как и в обычных мостовых схемах [6].

Для защиты от протекания аварийных токов блокируются управляющие импульсы тиристоров. Тогда при спаде тока работающих тиристоров до нуля следующего включения не произойдет, устройство выключится из работы, а авария локализуется только теми тиристорами, которые проводили ток в момент срабатывания защиты.

На рис. 9 показаны формы тока верхнего плеча всех трех фаз при коротком замыкании V_1 в момент времени 0,339 с. Управляющие импульсы блокируются в момент 0,35 с (рис. 9а) – до очередной коммутации после включения V_2 (двухфазное КЗ), и после первой коммутации после развития аварии (рис. 9б) – в момент 0,356 с (трехфазное КЗ). Ток пробитого тиристорного вентиля V_1 в каждый момент времени равен сумме токов V_2 и V_3 . Амплитуда аварийного тока в вентилях достигает 16,5 кА (при $\alpha = 25$ град.).

При снятии управляющих импульсов в случае работы выпрямителя на активно-индуктивную нагрузку, которой и является ВЛ, характер процессов может осложниться в результате действия ЭДС самоиндукции, препятствующей спаданию тока. Это может привести к поддержанию тиристорного вентиля в открытом состоянии до следующего перехода приложенного к нему напряжения в положительную область, что в свою очередь приводит к новому включению вентиля и к повторению аварийного процесса, т. е. преобразователь становится неуправляемым.

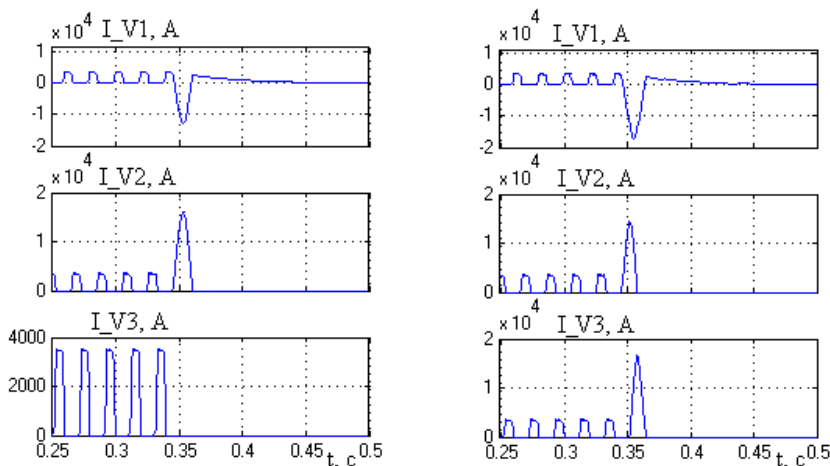


Рис. 9. Формы тока тиристорных вентилей УПГ при КЗ в случае блокирования управляющих импульсов:
а) до очередной коммутации после начала аварии;
б) после первой коммутации после начала аварии

В этом случае защиту блокированием управляющих импульсов целесообразно применять в сочетании с другими способами, например, ПИР.

При КЗ на выводах последовательно соединенных мостов напряжение на выходных шинах преобразователя падает до нуля, а через вентили протекает аварийный ток, амплитуда и крутизна которого зависит от параметров питающего трансформатора и цепи КЗ.

На рис. 10 показана форма тока в контуре КЗ при развитии аварии. Начало аварии соответствует моменту времени 0,338 с. Выпрямители включаются на внешнее КЗ с углом управления $\alpha = 25$ град. Видно, что установившийся ток КЗ стремится к значению ≈ 11 кА. Сплошной линией показана форма тока в контуре КЗ при снятии импульсов управления в момент времени 0,35 с. Здесь блокирование импульсов также локализует аварию в цепи ограниченным числом вентилей, которые пропускали ток в момент снятия импульсов. Видно, что максимальный ток КЗ через вентили не превышает 17 кА.

Анализ процессов в рассмотренном комбинированном устройстве показал, что токовые воздействия на тиристорные вентили этого устройства в установившихся и аварийных процессах в режимах СКРМ и УПГ сопоставимы.

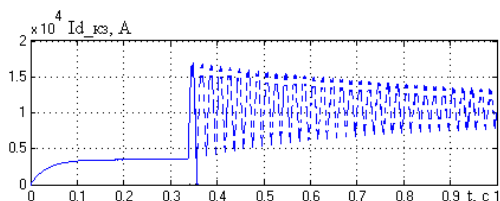


Рис. 10. Форма тока в контуре КЗ при КЗ на выходе УПГ

Список литературы

1. Colin Davidson. AREVA T&D (INNOVATION & PRACTICES), № 2 December 2007, p. 3438.
2. Альтшуль Р. А., Бальбердин Л. Л., Гуревич М. К. и др. Установка для плавки гололеда и компенсации реактивной мощности // Труды IV симпозиума «Электротехника 2010». – М.: ВЭИ им. В. И. Ленина, май 1997 г.
3. Дайновский Р. А., Денисенко А. В., Ложинова Н. Г., Мазуров М. И. Комбинированная установка для компенсации реактивной мощности и для плавки гололеда на проводах и тросах ВЛ. СПб: Известия НИИ Постоянного тока, № 62, 2007.
4. Коровин А. И., Нечаев О. П., Таратута И. П. Расчет воздействий на элементы статического тиристорного компенсатора в режиме включения электропечного трансформатора на холостой ход // Электротехника, № 7, 1989.
5. Кочкин В. И., Нечаев О. П. Применение статических компенсаторов реактивной мощности в электрических сетях энергосистем и предприятий. Москва, Издательство НЦ ЭНАС, 2000.
6. Беркович Е. И., Ковалев В. Н. и др. Полупроводниковые выпрямители. 2-е изд., переработ. М.: Энергия, 1978.

Области эффективного применения комбинированных установок для плавки гололеда и компенсации реактивной мощности

Выпрямительные установки все чаще находят применение для плавки гололеда на проводах ВЛ. Эти установки, как неуправляемые – диодные, так и управляемые – тиристорные, имеют существенный общий недостаток – они находятся в работе весьма ограниченное время в течение года. Могут быть длительные периоды, когда установки не включаются вовсе. В результате внимание эксплуатационного персонала при подготовке этого оборудования к зиме ослабляется, что мешает оперативному включению.

С другой стороны, в энергосистемах существует постоянная потребность в установках для компенсации реактивной мощности. В качестве таких установок применяются статические тиристорные компенсаторы (СТК), представляющие собой конденсаторные батареи и (или) реакторы, подключаемые к ВЛ через двунаправленные тиристорные вентили.

В случае применения для плавки гололеда управляемых выпрямителей (ВУПГ) их вентильную часть в принципе можно использовать и в составе СТК. В результате при дооснащении ВУПГ реактивными элементами, расширении функций системы управления и после монтажа необходимого количества переключателей получается комбинированная установка с расширенными функциональными возможностями [1–3].

Существенное влияние на экономическую эффективность применения комбинированной установки оказывают потребности подстанции, на которой предполагается ее использование. Максимальный экономический эффект достигается в случае минимального отличия мощностей, требуемых в режиме СТК и ВУПГ. Кроме того, на архитектуру комбинированной установки влияет топология подстанции: количество и территориальное расположение питающих трансформаторов, линий, подлежащих плавке, и линий, к которым осуществляется подключение СТК, особенности режимов и степень загрузки.

Для получения оценочного представления о потребности отечественной энергетики в комбинированных установках в октябре 2007 г. нами было разослано в различные МЭС и РДУ (преимущественно европейской части России) более 50 писем с опросными листами по поводу потребности в установках ВУПГ, СТК или комбинированных.

В общей сложности было получено более 30 ответов. Часть организаций известила о потребности в СТК, причем во многих случаях потребность в компенсации существует на нескольких десятках подстанций одного подчинения. В других случаях сообщалось о серьезной потребности только в ВУПГ при относительно благополучной ситуации с компенсацией реактивной мощности. Семь организаций из числа опрошенных высказали пожелание иметь как установки СТК, так и ВУПГ. Более подробно требования этих организаций приведены в табл. 1, из которой видно, что:

- типичная требуемая реактивная мощность составляет 50 МВАр (более точно сведения отражены на гистограмме рис. 1);
- потребность в плавке гололеда имеет место, в основном, на линиях класса 220 и 330 кВ;
- протяженность ВЛ с интенсивным гололедообразованием весьма различна – от 10 до 430 км (осуществимость и схема плавки должны рассматриваться для каждой конкретной ВЛ);
- планы организаций разного уровня относительно принадлежащих им сетей слабо скоординированы (например: МЭС Юга предлагает ПС Кирилловская, а относящиеся к ним Ставропольское предприятие МЭС, также как и РДУ Северного Кавказа и Ставропольского края – подстанцию Владикавказ 2; позднее МЭС Юга предлагает ПС Прикумская, а ОАО «ФСК ЕЭС» присоединяется к мнению Ставропольского РДУ относительно ПС Прохладная-II).

Пример схемы подключения двух комбинированных установок приведен на рис. 2.

Представляется, что при выборе подстанции для комбинированной установки целесообразно исходить из технико-экономического сопоставления отдельных устройств СТК и ВУПГ и их комбинированного варианта. В качестве примера проведем такое сравнение для двух комбинированных установок.

Продажная цена ВУПГ-14/1000 (на ток 1000 А и напряжение 14 кВ) без учета цены удаленной системы управления ожидается к концу 2008 г. на уровне 11 000 тыс. руб (в том числе комплектующие – ориентиро-

Таблица 1

Сведения о потребности в комбинированных установках

№ п/п	Источник информации	Место расположения комбинированной установки	Реактивная мощность, МВАр	Линии, на которых необходима плавка гололеда	Класс и протяженность линии
1	Тюменское РДУ	Ноябрьский район	+200 –100	Ноябрьский район	110 и 220 кВ
2	МЭС Урала (Оренбургское РДУ)	ПС220/110/35/120/6кВ Бузулукская	+50...60	Куйбышев–Бузулукская Бузулукская–Сорочинская	220 кВ; 138,2 км 220 кВ; 78,4 км
3	МЭС Юга	ПС 220кВ Кирилловская г. Новороссийск	+50...100	Кирилловская–Восточная Кирилловская–Крымская 11 линий – собственность ОАО «Кубаньэнерго»	220 кВ; 48,45 км 220 кВ; 35,4 км 110 кВ
4	Кубанское РДУ	ПС-500 Центральная ПС-220 Дагомыс ПС-220 Шепси ПС-220 Псоу ПС-220 Восточная ПС-220 Кирилловская	+50 +50 +50 +50 +50 2×(+50)	Центральная–Дагомыс лин трос Центральная–Шепси лин трос Шепси–Дагомыс лин трос Дагомыс – Псоу 1 цепь Дагомыс – Псоу 2 цепь КТЭЦ–Восточная Восточная–Кирилловская Кирилловская–Крымская	220 кВ; 125,4 км 30 км 220 кВ; 84 км 82 км 220 кВ; 61,45 км 61,45 км 220 кВ; 43,4 км 220 кВ; 74,5 км 220 кВ; 43 км 220 кВ; 48 км 220 кВ; 13 км
5	РДУ Северного Кавказа и Ставропольского края	ПС В-2 ПС Прохладная II ПС Прикумск 330	+50 –160 +40 +40	ВдАЭС – Буденновск 500 Машук 330 – Прохладная II Прохладная II – Моздок 330	500 кВ; 432 км 330 кВ; 88 км 330 кВ; 88 км

	ПС Буденовск	2×(+160)	В500–В-2 Баксан-330 – Прохладная II Благодарная 330 – Прикумск 330 Благодарная 330 – Прикумск 330	330 кВ; 11 км 330 кВ; 64 км 330 кВ; 85 км 330 кВ; 17 км
6	Ставропольское предприятие МЭС	±50	Невинномысск 500 – Владикавказ 2	330 кВ; 156 км (участок)
7	Ростовское предприятие МЭС и РДУ энергосистемами Ростовской области и Республики Калмыкия	+50 +50 +50 +50 +54	Б10 – Потерелово–Донецкая Б10 – Г20 – ЭГЭС Т15 – Р40 Т15 – Т10 Т15 – Т10 – Р20 Т15 – Амвросиевка Сальск – Песчанокосовская Сальск – Зерновская А20 – Р20 А20 – Р20 – Т10 А20 – Койсуг А20 – Койсуг – Зерновская А20 – А30 А20 – А30 – Староминская Р-4 – НЧГРЭС 1ц Р-4 – НЧГРЭС 2ц Р-4 – Р-40	220 кВ; 98,4 км 220 кВ; 84,3 км 220 кВ; 97 км 220 кВ; 7,76 км 220 кВ; 59,36 км 220 кВ; 65,3 км 220 кВ; 78,6 км 220 кВ; 134 км 220 кВ 220 кВ 220 кВ; 24,6 км 220 кВ 220 кВ; 30,8 км 220 кВ; 77,4 км 220 кВ; 36,5 км 220 кВ; 36,5 км 220 кВ; 10,6 км

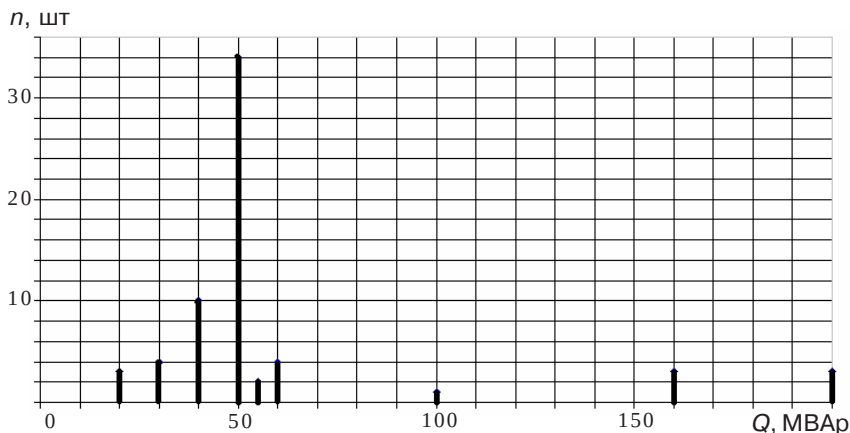


Рис. 1. Гистограмма ожидаемой потребности в СТК по мощности

вочно 2300 тыс. руб). Продажная цена отдельно выполненной фазы преобразовательного моста в контейнерном исполнении, предназначенном для внешней установки, при тех же условиях составит ориентировочно 4100 тыс. руб. Тогда в соответствии с рис. 2 в первом приближении можно считать, что раздельно ВУПГ плюс вентильная часть СТК будут стоить (без монтажа и пусконаладочных работ):

$$[11\,000 + 3 \cdot 4100] \cdot 2 = 46\,000 \text{ тыс. руб.}$$

Удвоение количества оборудования обусловлено необходимостью иметь установку для плавки гололеда на напряжение 28 кВ (из двух включенных последовательно ВУПГ-14/1000) и два СТК – для потребления и выдачи реактивной мощности.

Вентильная часть комбинированной установки должна содержать шесть контейнерных фаз, один трехполюсный разъединитель внешней установки без заземляющих ножей с двигательным приводом типа РГ-35/1000 стоимостью 175 тыс. руб и одиннадцать однополюсных разъединителей внешней установки РГ-10/1000 с двигательным приводом стоимостью по 100 тыс. руб каждый. То есть цена вентильной части комбинированной установки составит

$6 \cdot 4100 + 175 + 11 \cdot 100 = 24\,600 + 175 + 1100 = 25\,875 \approx 26\,000$ тыс. руб и соответственно экономический эффект от применения комбинированной установки ориентировочно будет равен:

$$46\,000 - 26\,000 = 20\,000 \text{ тыс. руб.}$$

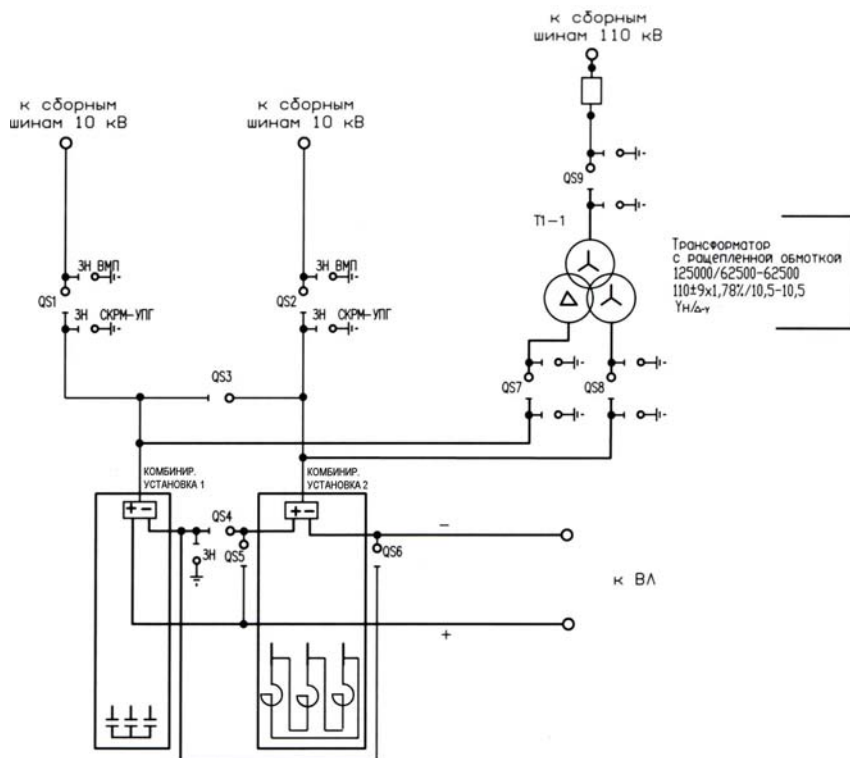


Рис. 2. Схема подключения комбинированной установки на ПС

Разница в стоимости систем управления для комбинированной установки и двух отдельных систем для ВУПГ и СТК в масштабе цен вентиляционных частей не велика и на этапе ориентировочного сравнения ей можно пренебречь. Дополнительный экономический эффект в пользу комбинированной установки может быть получен также на этапе монтажа.

Технико-экономическое сравнение при другой схеме подключения и количестве установок может дать несколько иной результат. Тем не менее, представляется, что применение комбинированных установок может приносить не только технический эффект, о котором говорилось в начале статьи, но и экономический эффект.

Список литературы

1. Патент РФ № 2316867, Кл. H02G 7/16, H 02J 3/18. Комбинированная установка для плавки гололеда и компенсации реактивной мощности / Дайновский Р. А., Лозинова Н. Г., Мазуров М. И. Оpubл. БИ № 4 от 10.02.2008.
2. Colin Davidson. AREVA T&D (INNOVATION & PRACTICES), № 2 December 2007, p. 3438.
3. Альтшуль Р. А., Бальбердин Л. Л., Гуревич М. К. и др. Установка для плавки гололеда и компенсации реактивной мощности // Труды IV симпозиума «Электротехника 2010». – М.: ВЭИ им. В. И. Ленина, май 1997 г.

Интегрированное рабочее место службы РЗА для дистанционной работы с микропроцессорными устройствами различных фирм-изготовителей

На практике применяются различные системы поддержки действий релейного персонала. Во всех системах автоматизации предусматривается установка непосредственно в помещениях службы РЗА автоматизированных рабочих мест релейного персонала (АРМ РЗА). Известны два возможных принципиально различных варианта организации АРМ персонала РЗА. В одном случае АРМ организовывается разработчиками микропроцессорных защит и автоматики (МПРЗА) на базе информации, поступающей от МПРЗА. В другом случае АРМ организовывается как органичная часть АСУ ТП подстанции на базе всей совокупности информации, имеющейся в АСУ ТП ПС, с использованием всех возможностей сбора, контроля, достоверизации и отображения информации. Применение первого варианта оправдано на небольших обслуживаемых подстанциях с МПРЗА одного изготовителя. Второй вариант обладает явными преимуществами на больших и необслуживаемых подстанциях, где имеется оборудование различных фирм-изготовителей. В статье рассматривается именно такой вариант интегрированной системы, организованной на базе комплексов «СКАДА-НИИПТ» или «СКАДА-РЗА», разработанных в ОАО «НИИПТ». Интегрированная система предназначена для работы с МПРЗА отечественных (ЭКРА, БМРЗ, Радиус и др.) и зарубежных (Сименс, Шнайдер-Электрик, Арева и др.) фирм-изготовителей. Система работает с любым набором таких устройств. Отличительной чертой АРМ РЗА в этом случае является использование всего набора информации, технических и программных средств АСУ ТП ПС. В АРМ РЗА предусмотрена возможность отображения всей аварийной информации, поступающей в АСУ ТП ПС не только от МПРЗА, но и от цифровых осциллографов, регистраторов дискретных событий, определителей мест повреждения на линиях, счетчиков электроэнергии, коммутационных аппаратов и других устройств.

Многократное дублирование информации с учетом различных программ достоверизации повышает надежность и снижает вероятность ошибочных выводов при ретроспективном и оперативном анализе аварий. Особенностью принятых технических решений является универсальность всех АРМ АСУ ТП ПС (на любом АРМ обеспечен доступ ко всей информации АСУ ТП с учетом прав и паролей доступа, определяемых должностными инструкциями). Такой подход обеспечивает возможность удаленного доступа к аварийной информации с верхних уровней управления ЕЭС.

Хотя архитектура и набор программных средств различных АРМ, входящих в АСУ ТП ПС, является универсальным, АРМ персонала службы РЗА существенно отличается от других рабочих мест. Это связано со спецификой функций, выполняемых этим персоналом. В службе РЗА сосредоточен практически весь анализ аварийной информации. В силу этого на АРМ РЗА должен быть разрешен доступ к любой аварийной информации, имеющейся в АСУ ТП. Учитывая иерархическое построение службы в энергообъединении, вся аварийная информация, доступная персоналу подстанции, должна быть также доступна и на верхних уровнях (РДУ, ОДУ, ФСК, МЭС и т. д.). Дистанционный доступ особенно привлекателен, если уровень квалификации вышестоящего персонала существенно выше, чем на подстанции (в некоторых случаях на подстанции этого персонала может вообще не быть). Эти требования учитывались при разработке комплексов АРМ РЗА в системах СКАДА-НИИПТ и СКАДА-РЗА. Таким образом, используемое ниже выражение «АРМ РЗА в АСУ ТП ПС» следует понимать в широком смысле, поскольку структура и многие положения его относятся и к АРМ РЗА верхнего уровня управления энергообъединением.

Рассмотрим основные особенности построения программного обеспечения АРМ РЗА. В состав программного обеспечения АРМ РЗА входят следующие основные комплексы:

- программный комплекс отображения информации;
- программный комплекс «Осциллограф»;
- программный комплекс логической обработки данных;
- программный комплекс архивирования информации;
- программный комплекс дистанционного управления коммутационным оборудованием;
- программный комплекс для управления цифровыми защитами;
- программный комплекс регистрации действий оператора.

Каждый из перечисленных комплексов имеет набор стандартных средств отображения, поставляемых вместе со всем программным комплексом АСУ ТП. Вместе с тем в программном обеспечении предусмотрен набор конструкторов, позволяющих пользователям (в данном случае персоналу РЗА) создавать собственные средства отображения в соответствии с конкретными потребностями службы. При разработке системы отображения основное внимание уделялось облегчению восприимчивости информации путем использования наиболее наглядных форм отображения, с использованием всей палитры современных средств информационных технологий. Принятые решения опираются на большой опыт внедрения и эксплуатации программного обеспечения, накопленный в отделе АСУ ОАО «НИИПТ».

Программный комплекс отображения информации

Этот программный комплекс предоставляет возможность отображать получаемую информацию в виде таблиц, графиков (трендов), панелей сигнализации, панелей управления, ведомостей событий, мнемосхем и т. д. На дисплей может быть выведена аналоговая и дискретная информация, необходимая для адекватной оценки ситуации и управления объектом. В рамках системы предусмотрена возможность гибкого перепрограммирования средств отображения под конкретного пользователя. В АРМ РЗА комплекс отображения информации предназначен для использования как в реальном времени (например, при проведении испытаний, проверках и отладках защит), так и при ретроспективном анализе аварийных процессов (при работе с архивами).

Рассмотрим основные комплексы отображения информации в АРМ РЗА. К наиболее значимым относятся программы: «Конструктор табличных форм», «Конструктор трендов», «Конструктор панели сигнализации», «Конструктор таблиц произвольной конфигурации», «Конструктор панели аналоговых индикаторов», «Генератор отчетов».

Наиболее существенная функция программы «Конструктор табличных форм» заключается в обеспечении возможности создания видеограммы «Стандартная табличная форма». Эта видеограмма является одной из динамически подключаемых видеограмм в любую видеоформу. Ее назначение – возможность отображения аналоговой информации в системе реального времени в табличном виде.

«Конструктор трендов» формирует видеограмму «ТРЕНД», которая является одной из динамически подключаемых видеограмм в любую видеоформу. Ее назначение – отображение аналоговой инфор-

мации в системе реального времени или в режиме просмотра архивов в виде графика.

«Конструктор панели сигнализации» обеспечивает формирование видеограммы «Панель сигнализации», которая также является одной из динамически подключаемых видеограмм в любую видеоформу. Ее назначение – отображение в системе реального времени состояния дискретных сигналов. Форма представления – панель аварийной и предупредительной сигнализации (АС/ПС).

«Конструктор таблиц произвольной конфигурации» предоставляет возможность включать во вновь создаваемую таблицу текстовые наименования, а также значения аналоговых и дискретных параметров. Источником информации для построения таблиц является база данных системы СКАДА. В левой части окна в виде дерева отображается иерархическая структура параметров технологического оборудования (силового) или сигналов от оборудования АСУ (УСО, МПРЗА, счетчики и т. д.).

«Конструктор панели аналоговых индикаторов» обеспечивает отображение в реальном времени состояния и величины аналоговых сигналов в качественном виде (аналоговом). Форма представления – панель индикаторов, имеющих вид аналоговых приборов – тестеров.

«Генератор отчетов» является стандартной программой, с помощью которой отображается наиболее существенная часть всей информации АСУ ТП. В этой программе предусмотрено несколько вариантов построения стандартных отчетных документов, одни из которых ориентированы на использование разными службами подстанции, другие предназначены в первую очередь для релейной службы в АРМ РЗА.

Первый вариант – создание суточной ведомости. Суточная ведомость – это документ в электронном виде, в котором зафиксированы значения определенных аналоговых параметров за заданные сутки с заданной дискретностью. Программа содержит шаблон суточной ведомости, который представляет собой подготовленную средствами MS Excel разграфленную ведомость с заголовком, наименованиями сигналов, с указанием моментов времени, для которых будут определены значения аналоговых сигналов из базы данных АСУ ТП ПС.

Второй вариант – создание отчетов по дискретным сигналам. Отчет по дискретным сигналам – это документ, в котором зафиксированы все изменения состояния выбранных дискретных сигналов за заданный интервал времени. В отчете отображаются те дискретные сигналы, которые изменили состояние и удовлетворяют заданным условиям (значение сигнала, источник сигнала и т. д.).

Третий вариант – создание отчетов по аналоговым сигналам. Отчет по аналоговым сигналам – это документ, содержащий значения выбранных пользователем аналоговых сигналов за определенный промежуток времени с заданным шагом.

Четвертый вариант – в рамках данной задачи должно быть реализовано построение нескольких типов отчетов:

- отчет о работе всех терминалов, установленных на объекте, за определенный интервал времени (за время аварии). Этот отчет предназначается для релейной службы, но может использоваться и диспетчерским персоналом в собственной версии. Отчет по срабатываниям всех защит – это документ, в который выбраны из базы все пуски и срабатывания защит за заданный пользователем промежуток времени;
- отчет о работе конкретного терминала за определенный интервал времени (за время аварии). В данном отчете отражаются срабатывания выборочных защит. Программа выбирает из базы все пуски и срабатывания выбранных пользователем защит за заданный промежуток времени. Программа является полезной при анализе сложных аварий с массовыми срабатываниями защит;
- обобщенная статистика работы всех терминалов МПРЗА (по подстанции, по энергообъединению).

Пятый вариант – создание отчета по состояниям дискретных сигналов. Отчет по состояниям дискретных сигналов – это документ, в котором зафиксированы состояния выбранных дискретных сигналов на заданный момент времени. В отчете указываются состояния дискретных сигналов, которые соответствуют заданным условиям выбора сигналов, указанным пользователем при создании отчета.

Шестой вариант – уставки МПРЗА. В отчет могут выводиться как значения одной уставки, так и всех уставок, действующих в конкретном терминале.

Седьмой вариант – работоспособность устройств МПРЗА. В рамках данной задачи возможно построение нескольких типов отчетов:

- отчет о работоспособности всех терминалов, установленных на объекте за определенный интервал времени;
- отчет о работоспособности конкретного терминала за определенный интервал времени (вывод в ремонт, плановые проверки и т. п.);
- обобщенная статистика работоспособности всех терминалов МПРЗА (по подстанции, по энергообъединению).

Программный комплекс «Осциллограф»

Данный программный комплекс относится к числу важнейших инструментов, используемых службой РЗА при решении большого числа вопросов, связанных с различными сторонами анализа аварийной информации. Комплекс предназначен для аналитической работы с информацией о переходных процессах в электрической схеме подстанций переменного и постоянного тока. Основной функцией данной задачи является отображение в графическом виде электрических сигналов и вывод их мгновенных и действующих значений. Предусмотрена возможность отображения до 3000 сигналов. Все сигналы распределяются по кадрам. В одном кадре может быть выведено на экран одновременно до 20 сигналов. Программа обеспечивает высокий уровень автоматизации обработки аварийной информации и поэтому может быть использована в АРМ служб РЗА на разных уровнях энергообъединения. Программно-технический комплекс (ПТК) задачи «Осциллограф» предназначен для организации постоянного мониторинга и контроля аварийных переходных процессов, предаварийных и послеаварийных режимов с помощью существующих современных микропроцессорных систем регистрации аварийных процессов и РЗА. Комплекс позволяет осуществлять решение задач сбора, обработки, передачи и просмотра аварийной информации на АРМ РЗА верхних уровней управления сетью в РДУ, МЭС, ОДУ, СО ЕЭС и ФСК. ПТК строится как иерархическая (состоящая из верхнего, среднего и нижнего уровней) распределенная автоматизированная система, оснащенная средствами регистрации, сбора, обработки, отображения, хранения и передачи информации.

Программное обеспечение комплекса обеспечивает высокий уровень автоматизации обработки аварийной информации. Поэтому данный комплекс может использоваться на АРМ РЗА верхнего уровня при обработке информации от множества осциллографов, расположенных в различных точках энергообъединения. Особенности этой программы являются:

Серверная часть:

- предварительная обработка данных на Сервере системы: перекодировка осциллограмм аварийных процессов от микропроцессорных устройств, не поддерживающих стандартные форматы, из их внутреннего формата в универсальный формат Comtrade и т. д.;
- объединение на Сервере отдельных осциллограмм в единые аварийные процессы по признаку общего интервала времени. В системе реальна ситуация, когда осциллографирование по отдельным

регистраторам началось и закончилось одновременно. Обработывающая программа на сервере объединяет отдельные осциллограммы в единый блок для дальнейшего просмотра;

- ведение долговременного архива аварийных процессов на объекте;
- приведение (аппроксимация) осциллограмм аварийных процессов к единому шагу осциллографирования. Минимальный шаг осциллографирования определяется минимальным шагом осциллографирования от всех регистраторов, включенных в систему;
- возможность отображения на осциллограмме последовательности срабатывания защит, блинкеров, коммутационной аппаратуры и других дискретных сигналов;
- автоматическая разбивка по кадрам по заранее заданным пользователем программы критериям (в один кадр попадает информация от физически связанных величин, например 3 фазы токов и 3 фазы напряжений по присоединениям);
- подготовка и архивирование файла аварии для передачи на верхние уровни управления энергообъединения.

Рабочие станции:

- возможность сохранения аварии в пользовательском архиве на рабочей станции;
- многооконный интерфейс (отображение осциллограмм в нескольких кадрах на экране одновременно);
- наличие обзорного кадра, позволяющего осуществлять экспресс-анализ всего аварийного процесса и быстро перемещаться по аварии;
- изменение масштаба графического отображения сигналов по временной оси и амплитуде, а также инструменты «Лупа» и Zoom;
- возможность работы с группами сигналов;
- экспресс-обзор зоны распространения аварии по объекту (какие присоединения, оборудование, сигналы задействованы в аварии);
- вывод численного значения сигнала в область графического отображения и перемещение его в любое место этой области;
- широкий спектр инструментов для подготовки документа к печати (цвет, линии, тексты, метки, стрелки и т. д.), позволяющий пользователю автоматизировать процесс анализа осциллограмм. Режим предварительного просмотра. Распечатка осциллограмм;

- наличие векторных диаграмм в индикаторном и оконном режиме, а также разложение трехфазных систем на прямую, обратную и нулевую последовательность;
- экспорт данных в Microsoft Word и Microsoft Excel;
- настройка конфигурации программы просмотра под конкретного пользователя.

Программный комплекс логической обработки данных

Комплекс регистрирует последовательность появления дискретных сигналов об изменении положения коммутационного оборудования, пуски и срабатывания МПРЗА и т. д. Особенностью данного комплекса является использование специального программного обеспечения, позволяющего повысить достоверность выводимой информации за счет логической обработки всей совокупности аналоговой и дискретной информации по данному присоединению.

Программный комплекс архивирования информации

Предусматривает удобный интерфейс в виде временной оси для ведения и просмотра архивов и программные средства доступа как к долговременным, так и к динамическим архивам. Настройка архива производится в диалоговом режиме. Диалог позволяет либо выбрать дату и время непосредственно, либо выбрать момент одного из аварийных срезов, либо восстановить отображение последних данных. В случае выбора архивного времени, при нажатии на любую вкладку отображаются последние значения сигналов на выбранный момент. В комплекс архивирования включена оригинальная задача «Индикатор событий и временная ось (просмотр архива)».

Индикатор событий тесно связан с временной осью. В задаче обеспечивается возможность выбора временного диапазона (24 ч, 12 ч, 6 ч, 1 ч 30 мин, 10 мин), на котором будет производиться индикация событий. Таким образом, индикатор событий отражает состояние системы за определенный интервал времени. Индикатор событий обеспечивает вывод оперативной информации об изменении состояния объекта качественно, в графическом виде. Для этого индикатор событий делится на две части. Слева находится область, на которой отображаются в графическом виде все события, произошедшие в системе за выбранный на временной оси интервал времени. В зависимости от подсистемы, события (коммутационное оборудование, срабатывание защит, превышение уставок и т. п.) отображаются разным цветом.

Программный комплекс дистанционного управления коммутационным оборудованием

Данный комплекс программ осуществляет не только управление коммутационной аппаратурой, но и контроль правильности действий персонала. В комплексе установлена система паролей, контролирующая доступ к программе и система протоколирования и архивирования действий персонала.

Программный комплекс для управления цифровыми защитами

В комплексе управления МПРЗА применен универсальный пользовательский интерфейс, позволяющий работать с цифровыми устройствами (РЗА, УСО, счетчики и т. д.) различных типов и производителей. Благодаря унификации предоставляется возможность производить централизованный контроль устройств РЗА с одного или нескольких АРМ. Продукт интегрирован в систему СКАДА.

Основные функции и возможности комплекса:

- группировка сигналов при отображении аналогично их группировке в устройстве. Настраиваемый пользовательский интерфейс.
- отображение текущих значений сигналов нормального режима в реальном времени, обновление с устройства и отображение текущих значений уставок устройства.
- отображение архивных значений уставок устройства с привязкой к конкретному времени или к аварийному срезу.
- запись уставок (с защитой от несанкционированного доступа).
- вывод значений в виде векторной диаграммы.
- некоторые команды управления (сброс и чтение накопителя, сброс сигнализации и т. п.).

В состав программного комплекса входит общая мнемосхема расположения и состояния всех цифровых защит с привязкой к объекту, а также диалоговые окна, создающие через систему паролей удобный интерфейс как для настройки параметров защит (уставки, маски, ключи и т. д.), так и для просмотра аналоговой и дискретной информации от защит. В комплексе применен единый интерфейс (мнемосхема защит и дерево сигналов) для связи оператора с любыми цифровыми защитами. Это является его несомненным преимуществом, особенно важным для АРМ РЗА верхних уровней управления, на которые стекается информация от разных подстанций. При этом обычно на некоторой части подстанций применяется оборудование одних фирм, а на другой

части – других. Соответственно, эксплуатационному персоналу приходится или использовать для каждой подстанции отдельный монитор, или погружаться в разнообразные фирменные интерфейсы со всеми вытекающими последствиями. Программный комплекс «АРМ РЗА», разработанный ОАО «НИИПТ», представляет в этом отношении несомненные преимущества.

Программный комплекс регистрации действий оператора

Программа «Протокол действий оператора» формирует протокол действий оператора и предоставляет возможность отображения протокола на дисплее и вывод его на печать. Действия оператора фиксируются и заносятся в БД системой непрерывно в режиме реального времени на протяжении всего времени работы системы. Для облегчения анализа последовательности действий оператора в задаче предусмотрена возможность отбора пользователем отдельных типов действий оператора для внесения их в сокращенный протокол. По умолчанию протокол выводится от начала его ведения до текущего момента, однако в программе предусмотрена возможность ограничения выводимой части протокола заданным промежутком времени. Исходная информация для составления протокола считывается из базы данных системы СКАДА. В задаче предусмотрен отбор по желанию пользователя отдельных типов действий оператора для внесения их в протокол (например, включать в протокол только действия оператора, связанные с квитированием аварийных и предупредительных сигналов). Отбор отдельных типов действий оператора производится специальной программой «Фильтр событий», обеспечивающей сокращение списка событий, выводимого в протоколе. Применение программного комплекса регистрации действий оператора позволяет с одной стороны, существенно повысить эффективность анализа действий оператора в аварийных условиях, с другой стороны повысить контроль и тем самым повысить ответственность дежурного персонала за свои действия.

Заключение

Программный комплекс «АРМ РЗА» реализован в составе интегрированной автоматизированной системы управления технологическими процессами подстанции разработки ОАО «НИИПТ». Программное обеспечение работает под управлением ОС MS WINDOWS 2000 ® / MS WINDOWS XP ®, программные модули реализованы с применением современных информационных технологий, коммутация рабочих

мест по ЛВС по протоколу TCP/IP на основе технологии Ethernet или Fast Ethernet. Комплекс разработан на современном уровне и не уступает зарубежным аналогам, а по некоторым параметрам превосходит их. Имеется большой опыт внедрения комплекса на объектах отечественной энергетики, в том числе для АСУ ТП для магистральных подстанций электрических сетей ФСК 220 – 500 кВ и САУ ГЭС, ТЭЦ.

Информационный обмен с РЗА и ПА – основа интегрированной АСУ ТП подстанции

На современном этапе развития энергетики различными отечественными и зарубежными фирмами предлагается к использованию обширный ассортимент микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики (МП РЗА), устройств противоаварийной автоматики, регистраторов аварийных процессов, измерительных устройств и др. Ранее, основное внимание как производителей, так и потребителей привлекало качество выполнения основных функций микропроцессорных устройств. Например, основные алгоритмы данной защиты, набор выполняемых функций, реализация функций защиты, ее надежность. Настройка таких устройств, а также просмотр зарегистрированных аварийных событий осуществлялись, как правило, с помощью кнопочной клавиатуры, расположенной на лицевой панели. Такой интерфейс сильно усложнял работу с МПРЗА и приводил к ошибкам персонала. Поэтому с увеличением функций МП устройств и с усложнением их настройки и проверки функционирования в микропроцессорные устройства начали встраивать порт связи и прилагать программное обеспечение фирмы-изготовителя, облегчающее настройку устройства через данный порт с помощью переносного компьютера. Часто используемые протоколы связи являлись собственной разработкой фирмы, профили протоколов были закрытыми. Поэтому в каждом конкретном случае проблема параметризации и проверки функционирования МП устройства решалась с помощью частных фирменных программ. Это создавало и создает до сих пор большие проблемы при интеграции информации от микропроцессорных устройств в единую АСУ ТП подстанции.

При этом задачи параметризации и контроля устройств с верхнего уровня управления подстанцией становятся недопустимо сложными и экономически неоправданными. Даже при использовании одного и того же протокола различными фирмами, профили протоколов, определяемые изготовителем интегрируемых устройств, различны. Адресация

данных, т. е. сам профиль протокола, зачастую разрабатывается специально для работы релейщиков с каждым отдельным устройством и часто неудобен для использования в АСУ ТП. Во многих устройствах сейчас отсутствует такое понятие, как ведомость событий (вследствие чего после расшифровки всех поступивших в процессе аварии данных, остается неизвестным, например, какая ступень защиты запускалась на выполнение, сработала ли она, и в какое время). Для тех устройств, в которых ведомость событий присутствует, доступ к событиям организован по собственному усмотрению фирмы, т. е. события кодируются по времени совершенно разными способами. Отсутствие ведомости событий зачастую связано с недостатками службы времени в устройстве. Либо она полностью отсутствует, и данные в таком случае оцифровываются на верхнем уровне, т. е. в момент запроса информации компьютером верхнего уровня, либо она реализована не в полном объеме. Некоторые устройства можно синхронизировать лишь с точностью до одной секунды. Достичь точности установки времени в 1 мс в устройстве можно только аппаратными способами, т. е. используя для этого специальный интерфейс для приема синхроимпульса от навигационных систем, а также даты и времени по информационным каналам. Это усложняет и удорожает защиту. Стремление к удешевлению МПРЗА приводит к отказу от точной синхронизации времени, что затрудняет интеграцию таких защит в АСУ ТП.

Сложность интеграции разнородных устройств в единую систему заключается также в том, что существует большая номенклатура устройств, выпускаемых даже одной фирмой. Это вынуждает разрабатывать такое же количество программных модулей, обслуживающих устройства с данным профилем протокола. Фирмы-разработчики (особенно отечественные) часто дорабатывают свои устройства, меняя в них внутреннюю программную прошивку. Это вызывает соответственно необходимость менять и драйвер, обслуживающий данное устройство. В связи с этим возникает необходимость использования в устройстве конфигурационного файла, по которому можно было бы автоматически перенастраивать программу связи с конкретным устройством.

Часто разработчики устройства предлагают неудобный для реализации в диспетчерской системе профиль протокола своих устройств. Диспетчерские системы должны обеспечивать ввод параметров нормального режима не реже одного раза в секунду, при этом в систему параллельно должна попадать информация о срабатывании различных дискретных параметров. Встает вопрос о быстродействии канала связи

с устройством, а также о системе команд, которые необходимо послать в устройство для получения полного объема информации за минимальное время. Зачастую система команд и структурирование данных организованы таким способом, что текущую информацию приходится считывать длинной последовательностью команд.

В последние годы наметились глобальные тенденции к созданию комбинированных устройств на базе интеллектуальных электронных устройств (ИЭУ). В этих универсальных устройствах интегрируются все функции вторичного управления на подстанциях. Появление на рынке вычислительной техники интеллектуальных электронных устройств сильно повлияло на автоматизацию энергетики. Интеграция в единую систему функций защиты, регулирования, мониторинга совместно с техникой локальных сетей и современными телекоммуникационными технологиями в настоящее время широко распространена на подстанциях в нашей стране и за рубежом. Интеграция позволяет полностью решить задачи удаленного контроля режима (мониторинга), получения аварийных данных, контроля правильности работы защит и автоматики, оперативной корректировки уставок, корректировки нагрузки, оперативной диагностики состояния оборудования и многое другое. Повышение эффективности управления при новых технологиях достигается при относительном снижении затрат.

В настоящее время микропроцессорные устройства эволюционировали в многофункциональные высокоинтеллектуальные универсальные устройства. Так, например, в микропроцессорных устройствах релейной защиты функции измерения, мониторинга и т. п., занимают все большую долю в числе всех выполняемых функций. Многофункциональные микропроцессорные счетчики электроэнергии кроме учета электроэнергии реализуют в себе функции мониторинга режима, контроля качества электроэнергии, регистрации аварийных процессов и т. д. Измерения параметров нормального режима, а также регистрация аварийных режимов, событий и срабатываний в настоящее время стали стандартными функциями, имеющимися практически во всех микропроцессорных устройствах.

Оптимизация интеграции всей разнородной информации о нормальных и аварийных режимах энергообъекта в единый информационный комплекс АСУТП начала быстро развиваться после разработки МЭК специальных стандартов коммуникации на подстанциях.

При разработке стандартов МЭК ставилась задача обеспечить высокую надежность системы, поскольку с самого начала предполагалось,

что она используется не только для выполнения информационных функций, но и функций управления. Поэтому в данных протоколах хорошо проработаны вопросы представления различных типов данных (около 20 типов), а также показатели качества работы системы передачи (с помощью специальных флагов передаются сигналы переполнения, недоверности, признаки источника информации и т.п.). Протоколы МЭК предусматривают возможность гибкой организации передачи. Например, есть возможность одновременного выполнения нескольких функций:

- мониторинг нормального режима;
- регистрация событий;
- чтение файлов осциллограмм;
- параметризация устройств.

При выполнении всех этих функций не возникает ограничений со стороны протокола на доступ к устройству. Выполнение одной функции (например, чтение осциллограммы) не требует прерывания выполнения другой функции (например, мониторинг событий и нормального режима). Эта особенность протоколов МЭК особенно важна при работе устройств в составе АСУ ТП ПС. К недостаткам всех протоколов МЭК можно отнести их относительную сложность. Поэтому при реализации этих протоколов могли возникать ошибки и по вине разработчиков программ, и вследствие неоднозначности некоторых трактовок и формулировок. Практика показывает, что все протоколы должны проходить тщательное тестирование в условиях, максимально приближенных к реальным условиям эксплуатации.

Разработка стандартов на телекоммуникации в электроэнергетических системах производится в рабочих группах технического комитета 57 МЭК. В настоящее время в рассматриваемой области задач ТК 57 МЭК разработаны и широко применяются следующие стандарты:

- МЭК 60870-5-101: Аппаратура и системы телеуправления. Часть 5-101: Протоколы передачи данных. Сопроводительный стандарт для основных задач телеуправления;
- МЭК 60870-5-103: Аппаратура и системы телеуправления. Часть 5-103: Протоколы передачи данных. Сопроводительный стандарт для информационного интерфейса защитной аппаратуры;
- МЭК 60870-5-104: Аппаратура и системы телеуправления. Часть 5-104: Протоколы передачи данных. Сетевой доступ для МЭК

60870-5-101 с использованием стандартных транспортных профилей;

- Серия стандартов МЭК 61850: Системы и сети связи на подстанциях.

Стандарт МЭК 101 был разработан для надежной связи по узкополосным сервисным каналам передачи данных между серверами СКАДА, установленными в центрах управления, и передающими устройствами телемеханики, установленными непосредственно на подстанциях.

Стандарт МЭК 104 является расширением протокола коммуникаций МЭК 101 за счет использования сетевого доступа по протоколу TCP/IP. Это позволяет в протоколе МЭК 104 использовать преимущества интерфейса Ethernet и обеспечить скорость передачи информации 10 и 100 Мбит/с. В обоих стандартах МЭК 101 и МЭК 104 используется принцип передачи измерений, принятый в телемеханике. Это означает, что в качестве источников аналоговых измерений (показания счетчиков, телеизмерения и т.п.) выступают номер канала или контрольная точка устройства телемеханики.

Стандарт МЭК 103 предназначен для информационных интерфейсов (передачи данных) устройств защиты подстанций. Стандарт ориентирован на радиальную топологию системы защиты и выделенные каналы связи между терминалами. Процедура передачи реализуется по схеме «управляющее (главное) и подчиненное (исполнительное) устройство». По данному стандарту возможно использовать два метода обмена информацией. Первый метод используется для передачи стандартных сообщений. Второй метод используется для передачи всей информации. Стандарт охватывает не только информацию по основным функциям защиты, но и информацию от информационных и функциональных модулей, косвенно связанных с основными функциями. Стандарт допускает возможность интеграции в АСУ ТП подстанции модулей защиты разных изготовителей и разных поколений изготовления без дополнительной адаптации.

После принятия протоколов МЭК 101, 103 и 104 происходит интенсивное внедрение их в системы параметризации. В настоящее время эти протоколы поддерживает значительное число фирм изготовителей микропроцессорных защит. Так, например, протокол МЭК 103 поддерживают микропроцессорные защиты, выпускаемые фирмами Экра, Сименс, АББ; МЭК 104 – устройства МКПА фирмы Прософт Системы.

Недостатком протокола МЭК 103 является относительно невысокая скорость передачи информации. Максимальная (теоретически) ско-

рость передачи 115 кбит/с. На практике получаются скорости около 19 кбит/с. При такой скорости для передачи одной осциллограммы длительностью 3 с (20 каналов с циклом опроса 1 мс) от одного блока требуется около 2 мин. Перекачка нескольких осциллограмм из разных блоков защиты в одном ОРУ в этих условиях превращается в серьезную проблему, так как эффективность связи по протоколу МЭК 103 сильно зависит от числа МП устройств, объединенных в одну петлю.

В связи с резким ростом использования цифровой информации в коммуникациях, мониторинге и управлении возникла необходимость новой информационной модели для управления большим количеством устройств и связи различных устройств друг с другом. Такая модель была разработана в стандарте МЭК 61850. Этот стандарт отвечает на большинство вопросов, таких как стандартизация имен данных, реализация стандартных протоколов, определение шины процесса и т. д. Стандарт обеспечивает функциональную совместимость оборудования от разных производителей прошедших сертификацию на соответствие.

Область применения стандарта МЭК 61850 - системы связи внутри подстанции. Это набор стандартов, в который входят стандарт по одноранговой связи и связи клиент-сервер, стандарт по структуре и конфигурации подстанции, стандарт по методике испытаний, стандарт экологических требований, стандарт проекта. Полный набор стандартов имеет следующие разделы:

- . IEC 61850-1: Введение и общий обзор;
- . IEC 61850-2: Глоссарий терминов;
- . IEC 61850-3: Основные требования;
- . IEC 61850-4: Управление системой и проектированием;
- . IEC 61850-5: Требования связи к функциям и моделям устройств
- . IEC 61850-6: Язык описания конфигурации связи между микропроцессорными электронными устройствами подстанций;
- . IEC 61850-7: Основная структура связи для оборудования подстанции и питающей линии (4 части);
- . IEC 61850-8-1: Описание специфического сервиса связи (SCSM) – Описание передачи данных по протоколу MMS (ИСО/МЭК 9506 – Часть 1 и Часть 2) и по протоколу ИСО/МЭК 8802-3;
- . IEC 61850-9-1: Описание специфического сервиса связи (SCSM) - Выборочные значения по последовательному ненаправленному многоточечному каналу передачи данных типа точка-точка;

. IEC 61850-9-2: Описание специфического сервиса связи (SCSM) - Выборочные значения по ИСО/МЭК 8802-3;

. IEC 61850-10: Проверка на совместимость.

Основным требованием к системе сбора данных в стандарте является обеспечение способности микропроцессорных электронных устройств к обмену технологическими и другими данными. Стандарт предъявляет следующие требования к системе:

- высокоскоростной обмен данными микропроцессорных электронных устройств между собой (одноранговая связь);
- привязка к подстанционной ЛВС;
- высокая надежность;
- гарантированное время доставки;
- функциональная совместимость оборудования различных производителей;
- средства поддержки чтения осциллограмм;
- средства поддержки передачи файлов;
- конфигурирование / автоматическое конфигурирование;
- поддержка функций безопасности;

МЭК 61850 является объектно-ориентированным протоколом, направленным на автоматизацию подстанций, и значительно расширяет возможности предшествующих стандартов МЭК. При внедрении нового протокола имеется ряд сложностей. Поддержка даже основных функций этого стандарта предъявляет особые требования к аппаратному и программному обеспечению:

- наличие интерфейса Ethernet;
- сравнительно высокие требования к оперативной памяти на устройствах;
- сложность программной реализации этого стандарта, что включает реализацию целого ряда стандартов передачи данных (MMS ISO 9506, стека протоколов ISO, GOOSE и GSSE).

Кроме вышеперечисленных требований, существует еще два существенных организационных момента, которые необходимо обязательно учитывать при переходе на новый стандарт:

- Поддержка этого протокола в простейших устройствах может значительно увеличить их стоимость и может быть просто экономически неоправдана.

- При реконструкции действующих энергетических объектов возникает необходимость в интеграции устройств, установленных ранее, которые не поддерживают МЭК 61850.

Эти два фактора приводят к необходимости включения в структуру АСУ ТП шлюзов для преобразователей протоколов. Такая структура позволяет использовать многие преимущества стандарта МЭК 61850 и при этом допускает интеграцию устройств, работающих по старым протоколам. Задача реализации шлюзов усложняется объектно-ориентированной структурой протокола МЭК 61850 и специфическими требованиями каждого протокола, которые могут быть неверно интерпретированы при отображении (например, метки времени и параметры качества сигнала). Тем не менее, разработаны методы отображения существующих протоколов, которые:

- 1) предоставляют двухсторонние преобразователи для протоколов МЭК 60870-5, DNP3 и ряда других, в том числе закрытых, протоколов;
- 2) предоставляют средства конфигурирования и диагностики;
- 3) имеют различные интерфейсы (RS485, Ethernet и т. д.) и средства хранения данных, таким образом предоставляя функции концентратора данных;
- 4) предоставляют одновременно интерфейсы для старых и новых систем;
- 5) позволяют расширить функции старых систем до основных возможностей протокола МЭК 61850.

Новый стандарт МЭК 61850 также предполагает переход на распределенную систему передачи данных: использование стека протоколов TCP/IP, широковещательные сообщения GOOSE. Этот переход налагает ряд требований на надежность сетевого оборудования. Особенно это актуально для объектов с большим количеством устройств. В этом случае необходимо всестороннее тестирование всего комплекса не только в нормальном режиме, но и в наиболее тяжелых аварийных режимах, когда нагрузка на сеть многократно возрастает в связи с передачей большого количества сообщений, в том числе широковещательных.

Сложность интеграции МПРЗА в отечественной энергетике объясняется необходимостью разработки специальных требований к защита со стороны АСУ ТП подстанции. Вместо АСУ ТП и полноценных СКАДА-систем используются программные продукты, поставляемые разработчиками МП РЗА, предназначенные для настройки уставок и

конфигурации защит релейным персоналом. При таком подходе, оправданном только для подстанций без АСУ ТП (в настоящее время такое положение может существовать только временно, при запаздывании внедрения систем автоматизации), применение «релейных» программ создает только видимость комплексного решения проблемы. На этапе внедрения полноценной АСУ ТП ПС выявляется необходимость многочисленных переделок программных продуктов и технических средств, поскольку на первом этапе проектировалась система узкого назначения.

Такое положение существует не только у нас, но встречается и за рубежом. В отечественной энергетике эта проблема усугубляется тем, что здесь приходится производить не новое строительство (в таком случае обычно имеется один главный поставщик всего оборудования), а массовую модернизацию и перевооружение энергообъектов. При этом в подавляющем большинстве случаев на одной подстанции неизбежно использование оборудования разных фирм, внедряемых по разным проектам. Интеграция разнородных отечественных и зарубежных изделий превращается в серьезную проблему. Некоторую упорядоченность в эту ситуацию призваны внести международные стандарты на протоколы связи в энергетике, разрабатываемые МЭК. Внедрение стандартизированных международных протоколов по сравнению с кустарными фирменными программно-техническими средствами позволяет повысить надежность и достоверность передачи информации, стандартизировать соответствующие технические средства и в целом повысить эффективность работы всей системы. Представляется, что более полное решение проблемы интеграции микропроцессорных устройств будет получено с внедрением протокола связи МЭК 61850. Однако на сегодняшний момент этот протокол нашел реальное применение далеко не во всех микропроцессорных устройствах защиты и измерения. Многие известные производители микропроцессорных защит еще только намечают переход на этот протокол. Более мелкие фирмы только начали освоение протоколов МЭК 101- МЭК 104. Ясно, что внедрение протокола МЭК 61850 будет происходить длительное время, поскольку помимо чисто технических проблем тут должны быть решены и некоторые организационные проблемы (например, внедрение универсальной международной системы классификации и кодирования).

УДК 621.3

Т. Г. Горелик, к.т.н.; И. Е. Кумец; С. В. Лобанов — ОАО «НИИПТ»,
Санкт-Петербург
S. Kadyshevitch — Satec

Новые интегрированные решения ОАО «НИИПТ» для автоматизации подстанций на базе оборудования фирмы SATEC

Современным решением проблемы повышения эффективности и надежности работы энергообъектов и всей энергетической системы в целом является внедрение многоуровневой иерархической автоматизированной системы технологического и диспетчерского управления. Информационным базисом для всех уровней управления ЕЭС являются данные, получаемые в АСУ ТП ПС непосредственно от объекта. Отличительной чертой систем управления электросетевыми объектами является комплексный подход к решению всех задач оперативного и технологического характера. Это подразумевает интеграцию в пределах единого программно-технического комплекса всех задач защиты, регулирования, автоматического управления, сбора информации, оперативного управления и сбора данных для производственно-хозяйственной деятельности. Архитектура современных АСУ ТП ПС строится с учетом следующих факторов:

1. Использование интегрированных интеллектуальных электронных устройств (ИЭУ) (Intelligent Electronic Device – IED) для выполнения функций защиты, автоматики, измерений и оперативного управления.
2. Использование различных SCADA-систем (Supervisor Control and Data Acquisition) для оперативного диспетчерского управления.
3. Широкое использование принципов открытых систем, позволяющих полностью исключить зависимость будущего развития системы от поставки технических средств или программных продуктов определенных фирм – изготовителей.
4. Широкое использование стандартных протоколов для связи с IED-устройствами, человеко-машинного интерфейса (Human Machine Interface – HMI).

5. Широкое использование испытаний системы у изготовителя (Factory Acceptance Testing – FAT).
6. Интеграция в АСУ ТП ПС подстанционных защит и автоматики.

Развитие архитектуры АСУ ТП ПС в ОАО «НИИПТ» за два последних десятилетия производилось с учетом этих положений. В настоящее время в связи с появлением высокопроизводительных надежных интеллектуальных электронных устройств в основу принимаемых в ОАО «НИИПТ» технических решений принято использование структуры с контроллерами присоединения или многофункциональными измерительными устройствами. В институте разработан ряд типовых решений по АСУ ТП с использованием различных вариантов компоновки технических средств в соответствии с финансовыми возможностями Заказчика и особенностями энергообъекта. Эти решения предусматривают использование в максимальном объеме разработок отечественных фирм изготовителей, что обеспечивает своевременное сопровождение эксплуатации ПТК и максимальный учет особенностей российской энергетики и пожеланий Заказчика. В течение 2005–2008 гг. ОАО «НИИПТ» успешно работал в области автоматизации энергообъектов в содружестве с ЗАО «РТСофт», НПП «ЭКРА», ООО «Комплектэнерго». Было реализовано более 15 проектов АСУ ТП на базе СКАДА-НИИПТ с использованием многофункциональных измерительных устройств (счетчиков электроэнергии) ION (PowerMeasurement, Канада), контроллеров присоединения SPRECON-E-C (Sprecher, Австрия – РТСофт), УСО Smart (РТСофт). В рамках этих проектов была реализована интеграция с МПРЗА ведущих отечественных и зарубежных поставщиков ЭКРА, Радиус, Механотроника, Siemens, AREVA, Shneider Electric и т. д.

В целях расширения элементной базы используемых контроллеров и реализации более гибкой ценовой политики, с 2007 г. производилась разработка нового направления, с ориентацией на использование в интегрированном решении ОАО «НИИПТ» по АСУ ТП оборудования фирмы SATEC. Компания SATEC была основана в 1987 году в Израиле ведущими специалистами в области разработки систем управления и электрозащит. На основе их опыта и современной технологии была разработана серия приборов измерения, контроля и учета электроэнергии, а позже – целые системы управления, которые используются на предприятиях, энергокомпаниях, аэродромах, железных дорогах, а также других объектах в 40 странах мира. SATEC производит широкий перечень оборудования, начиная от базовых версий мультиметров и закан-

чивая сложными электронными приборами для анализа качества, учета электроэнергии, автоматизации.

В основу общей концепции построения АСУ ТП ПС в ОАО «НИИПТ» были положены следующие принципы, отработанные в условиях многолетней эксплуатации:

- использование системы единого времени, которая позволяет синхронизировать все процессы ввода информации с точностью до 1 мс;
- буферирование информации на всех уровнях системы;
- обмен информацией с внешними подсистемами, обеспечивающий возможность приема и передачи информации от цифровых микропроцессорных защит и систем АСКУЭ по основным протоколам связи (MODBUS, PROFIBUS, МЭК 870-5-10X, МЭК 61850 и т. д.), через OPC-сервера и через базы данных;
- возможность обмена информацией по стандартным протоколам с пунктами диспетчерского управления более высокого уровня;
- открытость и масштабируемость архитектуры комплекса технических средств (КТС) и программного обеспечения (ПО) с использованием общепризнанных и широко используемых международных стандартов МЭК 61850;
- АСУ ТП ПС строится на основе взаимосвязи функций автоматизации технологических процессов основного и вспомогательного оборудования, как единая интегрированная система.

На базе контроллеров фирмы SATEC и системы СКАДА-НИИПТ предлагается два варианта ПТК АСУ ТП.

Первый – в соответствии с требованиями стандарта МЭК 61850, для магистральных подстанций 750–220 кВ, на базе контроллеров присоединения SATEC SA300–330.

АСУ ТП строится как единая, интегрированная, иерархическая, распределенная человеко-машинная система, работающая в темпе протекания технологического процесса, оснащенная средствами управления, сбора, обработки, отображения, регистрации, хранения и передачи информации.

Система состоит из трех уровней: нижний (полевой), средний и верхний. К нижнему уровню относятся все микропроцессорные устройства, которые непосредственно связаны с объектом управления. Средний уровень образуют устройства концентрации, обработки и передачи информации от устройств нижнего уровня на верхний уровень и от верхнего

уровня на нижний. К верхнему уровню относятся средства передачи, хранения, накопления и представления информации, а также средства локальной вычислительной сети, объединяющей рабочие станции системы.

В качестве устройства сбора дискретных и аналоговых сигналов на **нижнем уровне** системы используется контроллер присоединения, производства фирмы SATEC оответствующий самым современным техническим требованиям. SA 330 аттестован как прибор контроля качества и коммерческого учета электроэнергии, а также имеет функцию осциллографирования аварийных процессов (для этого в контроллере предусмотрены отдельные входы от релейных трансформаторов тока).

Характеристики контроллера присоединения. Контроллер играет существенную роль в АСУ ТП ПС, поэтому рассмотрим его характеристики более подробно. Для АСУ ТП ПС 220-750кВ используется модификация контроллера присоединения SA330. Данные приборы обеспечивают измерения трех фаз электрических величин, мониторинг внешних событий, управление работой внешнего оборудования через контакты реле, регистрацию кривых токов КЗ до 3000% от номинала, архив (регистрацию последовательности) событий, а также запись гармоник и искажений.

Устройства SA330 выполняют следующие функции:

1. Прямой ввод аналоговой информации (измерения токов, напряжений) от ТТ, ТН;
2. Косвенное измерение (вычисление) электрических величин (активная/реактивная мощность, частота, $\cos \varphi$ и др.);
3. Сбор информации о состоянии дискретных входов (как «сухих контактов», так и потенциальных входов с активным уровнем $=220$ В и $=24$ В) с присвоением метки времени с точностью 1 мс;
4. Автоматизированное управление коммутационными аппаратами;
5. Сбор информации о состоянии аналоговых сигналов от измерительных преобразователей (датчиков) с выходным сигналом 4–20 мА (± 1 мА, 0–20 мА, 0–50 мА, ± 10 В);
6. Регистрация аварийных событий (осциллографирование);
7. Технический учет электроэнергии;
8. Контроль показателей качества электроэнергии;
9. Функции автоматики, реализуемые посредством свободно программируемой логики, в частности: оперативная блокировка

разъединителей и заземляющих ножей, управление РПН авто-трансформаторов, местная сигнализация.

10. Обмен информацией с другими элементами системы.

Контроллер имеет:

1. 8 быстродействующих регистраторов формы сигнала (одновременная запись 8-канального переменного тока, постоянного напряжения и 16-каналов для цифровых входов, записываемых в одну диаграмму, выбираемый коэффициент дискретизации 32, 64 или 128 точек на цикл; 20 циклов, предшествующих событию, разрешение 1мс для цифровых входов, до 3 минут непрерывной записи при наличии 4х-Мбайтной встроенной памяти с дискретизацией 32 измерения на цикл).
2. Программируемый контроллер (32 программируемые уставки управления, логика ИЛИ/И, программируемые пороги и задержки, релейное управление, управляемая событиями запись данных)
3. Точный учет энергии (класс точности 0,2S), многотарифная система учета энергии TOU, возможность учета импульсов энергии от внешних приборов.
4. Анализатор гармоник (полный гармонический анализ до 63-й гармоники, направление гармоник, мощности гармоник, симметричные составляющие).
5. 32 цифровых счетчика для подсчета импульсов от внешних источников и внутренних событий.
6. 16 программируемых таймеров от S цикла до 24 часов для периодической записи и операций переключения на временной базе.
7. Встроенные часы, календарь, возможность синхронизации времени (1 мс) через порт IRIG-B, через коммуникацию или по внешнему сигналу.
8. Встроенный резервный источник питания.

Дополнительно SA330 может быть оснащен 64/128-Мбайтной расширенной памятью для долгосрочной записи форм сигналов.

Входы тока и напряжения (AC/DC)

1. 4 входа напряжения (прямое напряжение входа до 800В).
2. 4 стандартных токовых входа переменного тока с расширенным входным диапазоном до $\times 3000\%$ перегрузки (входные токи 10А/IEC или 20А/ANSI, максимум до 150А).

3. Дополнительный комплект 4 токовых входов (входные токи 10А/ IEC или 20А/ANSI) для точного измерения энергии.
4. Вход постоянного напряжения (до 300В).

Опции цифрового и аналогового ввода/вывода

SA330 имеет 5 слотов расширения для сменных модулей ввода/вывода:

1. DI – цифровые входы (16 оптически изолированных входов на модуль, до 3 модулей).
2. RO – релейные выходы (8 реле на модуль, до 4 модулей).
3. AI/AO – смешанные аналоговые входы/выходы (4 оптически изолированных аналоговых входа AI и 4 аналоговых выхода AO, в одном модуле до 4 модулей). Опции для входов и выходов 0–1 мА, ± 1 мА, 0–20 мА и 4–20 мА.
4. AIF – модуль высокоскоростных аналоговых входов (8 оптически изолированных аналоговых входа). Опции для входов 0–50 мА, ± 10 В.

Внешние дисплеи. Прибор SA330 может заказываться модулем дистанционного дисплея (RDM) или с графическим модулем (RGM). Оба дисплея имеют коммуникационный порт RS-485 и взаимодействуют с SA300 по протоколу Modbus RTU. Дисплеи могут располагаться на расстоянии до 0,5 км от устройства. Графический модуль RGM может также заказываться с портом Ethernet 10Base-T и может взаимодействовать с SA300 по локальной сети.

Микропрограммное обеспечение, способное к модификации

SA300 использует флеш память для хранения программ прибора, что позволяет в дальнейшем выполнять модификацию без замены аппаратных компонентов. Новые возможности могут легко добавляться в прибор путем простой замены микропрограммы через локальный порт RS-232 или порт Ethernet.

Средний уровень АСУ ТП образуют устройства концентрации, обработки и передачи информации от устройств нижнего уровня на верхний и обратно, устройства синхронизации компонентов системы, устройства передачи информации в другие системы. В состав оборудования среднего уровня входят станционный контроллер связи и управления, оборудование ЛВС и системы единого времени. Станционный контроллер связи и управления (разработка ОАО «НИИПТ») предназначен для:

- связи контроллеров SATEC со станционным контроллером по интерфейсам Ethernet/Modbus- Ethernet/МЭК 61850;

- связи станционного контроллера с МПРЗА и другими смежными подсистемами по протоколам RS-485/232/МЭК870-5-103/ МЭК 870-5-101/Modbus, Ethernet/TCP/IP/ МЭК870-5-104/ МЭК61850;
- передачи информации от станционного контроллера на верхний уровень управления (в СКАДА-сервер) по протоколам Ethernet/TCP/IP/ МЭК870-5-104/ МЭК61850;
- передачи телемеханической информации по протоколам МЭК 870-5-101/МЭК870-5-104/ МЭК61850.

Для обеспечения повышенной надежности устройства среднего уровня представляют собой контроллеры промышленного исполнения.

Верхний уровень системы представлен сервером SCADA и автоматизированными рабочими местами (АРМ).

В состав верхнего уровня АСУ ТП входит сервер SCADA-системы. Сервер выполняет сбор, централизованную обработку информации, ее хранение в архивах и выдачу на рабочие места операторов. Сервер СКАДА-НИИПТ представлен дублированным Сервером базы данных, на котором концентрируется вся информация от контроллеров SATEC и смежных подсистем. Автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) включают АРМ оперативного персонала, АРМ инженера службы РЗА и инженера службы АСУ, АРМ системы технологического видеонаблюдения. Каждое АРМ специализировано под «свои» задачи и имеет соответствующий интерфейс (мнемокадры, система меню, мнемосимволы, способы группировки информации и т.п.) и специализированное программное обеспечение. Кроме того, в отдельных подсистемах по усмотрению поставщика ПТК могут предусматриваться дополнительные АРМ для повышения эффективности работы подсистем АСУ ТП. Разграничение полномочий каждого пользователя системы уточняются в процессе рабочего проектирования по согласованию с Заказчиком.

Второй вариант, более простой и дешевый, предлагаемый к реализации на подстанциях 110/35/10/6 кВ с использованием многофункциональных измерителей фирмы SATEC и УСО разработки ОАО «НИИПТ».

Типовой ПТК для АСУ ТП ПС 110/35/10 кВ строится на базе следующих основных элементов:

- многофункциональные цифровые измерительные преобразователи серии РМ (SATEC, Израиль);
- УСО (RTU) разработки ОАО «НИИПТ»;
- серверы и АРМ операторов на базе SCADA-НИИПТ (ОАО «НИИПТ»).

Система состоит из двух уровней: нижний (полевой) и верхний.

К **нижнему уровню** относятся все микропроцессорные устройства, которые непосредственно связаны с объектом управления, а также устройства концентрации, обработки и передачи информации от устройств нижнего уровня на верхний уровень и от верхнего уровня на нижний. Нижний уровень представляет собой комплекс технических средств, в состав которого входят:

- **микропроцессорные устройства** – многофункциональные цифровые измерительные преобразователи серии РМ175, микропроцессорные устройства релейной защиты (МПРЗА), микропроцессорные устройства определения места повреждения линии (ОМП), регистраторы аварийных сигналов (РАС).

Рассмотрим подробнее характеристики многофункциональных цифровых измерительных преобразователей SATEC. Они предназначены для:

- ♦ учета активной, реактивной и полной энергии в трехфазных цепях переменного тока в одно- и многотарифных режимах;
- ♦ использования в составе автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии;
- ♦ измерения и отображения дополнительных параметров трехфазной энергетической сети (активной, реактивной и полной мощностей, токов, напряжений, частоты) и основных показателей качества электроэнергии (ПКЭ).

Счетчики состоят из входных первичных преобразователей тока и напряжения, аналого-цифровых преобразователей, микропроцессора, электрически программируемых ЗУ и дисплея на ЖКИ. Сохранение данных и программ обеспечивается энергонезависимой памятью. Связь с АСУ ТП осуществляется с помощью цифрового интерфейса (RS-485) или оптического порта. Клавиатура на лицевой панели позволяет изменять режимы работы и отображения на дисплее всех измеряемых и вспомогательных величин, а также включать режим тестирования. Счетчики SATEC выпускаются более чем в 30 исполнениях, отличающихся классами точности, количеством измеряемых параметров трехфазной сети и основных ПКЭ, а также набором сервисных функций. Счетчики выпускаются по стандарту МЭК 60687 (ГОСТ 30206-94), ГОСТ 22261-94. Повышенная надежность обеспечивается полной гальванической изоляцией входов тока и напряжения.

Основные параметры SATEC PM175

1. Измеряемые величины:
 - a. Напряжения и токи линейные и фазные;
 - b. Мощность: активная, реактивная, полная. Коэффициент мощности. Частота;
 - c. Энергия: активная, реактивная, полная в обоих направлениях;
 - d. Коэффициенты гармоник.
2. ПКЭ:
 - a. Провалы питающего напряжения;
 - b. Коэффициент несимметрии напряжения и токов по нулевой, прямой и обратной последовательности;
 - c. Коэффициенты гармоник (отдельные, четные, нечетные, общие) – до 63;
 - d. Частота выборки, выборок/секунду – 128;
 - e. Обнаружение переходных процессов, мкс – 300;
 - f. Соответствие ПКЭ нормам европейского стандарта EN50160;
 - g. Конфигурирование в соответствии с IEEE 519-1992, IEEE 1159, SEMI.
3. Передача данных:
 - a. Наличие 1 порта RS-485;
 - b. Наличие 1 переключаемого порта RS-232/485;
 - c. Ethernet;
 - d. Profibus;
 - e. Modbus TCP на Ethernet;
 - f. DNP 3.0 RS-232/485, модем, оптопорт;
 - g. Входы тока и напряжения 1/5 А, 100 В – 6;
 - h. Аналоговые входы – 2;
 - i. Аналоговые выходы – 2;
 - j. Цифровые входы – 2;
 - k. Дискретные выходы (управление/числоимпульсные) – 2.
4. Регистрация данных и осциллограмм:
 - a. Запись по уставкам, расписанию или внешнему сигналу;
 - b. Последовательности событий, изменяемая глубина архива;
 - c. Регистрация мин/макс для любого параметра;
 - d. Архивный список. Каналы – 128;

- е. Регистрация осциллограмм, максимум последовательных периодов для одной записи – 2560;
- ф. Метка времени с точностью до, сек – 0,001.
- 5. Уставки, оповещение и управление:
 - а. Уставки, время срабатывания, сек – 0,02;
 - б. Одно- и многоусловные условия сигнализации.
- 6. Дополнительные возможности:
 - а. Многотарифная система учета, встроенные часы, календарь.
- **устройства сбора и обработки информации (УСО)** – для сбора дискретных сигналов, выдачи команд управления и реализации функции ОБР. Для снижения стоимости ПТК шкафы УСО разработки ОАО «НИИПТ» комплектуются встроенным контроллером для связи с устройствами РМ175 и смежными подсистемами МПРЗА, АСКУЭ, подсистемами мониторинга электрооборудования и т. д. Встроенный контроллер реализует также передачу данных на верхний уровень системы по протоколу Ethernet/МЭК870-5-104.
- **стандартные полевые (промышленные) сети** – для коммуникации устройств нижнего уровня с оборудованием среднего уровня.
- **система единого времени (СЕВ)** – система единого времени построена в виде отдельного комплекса технических средств, где в качестве внешнего источника синхронизации используется GPS система, включающая в себя: спутниковую антенну, приемник и кабель связи. Под синхронизацией понимается подстройка локальных таймеров, имеющихся в микропроцессорных компонентах ПТК (контроллерах, терминалах РЗА и ПА, серверах, аварийных осциллографах, шлюзах и т. п.), в соответствии с общесистемным временем ПТК. Синхронизация реализуется как по выделенным каналам связи, так и по общеинформационным.

К **верхнему уровню** относятся средства передачи, хранения, накопления и представления информации, а также средства локальной вычислительной сети, объединяющей рабочие станции системы.

Верхний уровень представляет собой комплекс технических средств:

- **Сервер ВУ** – представлен дублированным Сервером базы данных, на котором концентрируется вся информация, охватывая все параметры нормального режима, технического учета электрической энергии, микропроцессорных защит. На Сервер ВУ направляются все потоки аварийной информации от микропроцессорных защит,

регистраторов аварийных сигналов и т. д. В состав сервера ВУ встроен коммуникационный шлюз для передачи телемеханической информации, оснащенный аппаратным обеспечением и коммуникационным программным обеспечением.

Коммуникационное программное обеспечение обеспечивает:

- сбор информации с устройств нижнего уровня АСУТП ПС по протоколу МЭК 60870-5-104;
- передачу информации на верхний уровень по протоколам МЭК 60870-5-104.

Объем информации, передаваемый на верхние уровни, определяется утвержденными списками сигналов, выданными соответствующими службами.

- **Локальная сеть верхнего уровня** – выполняется резервированной с использованием международных протоколов информационного обмена (TCP/IP, Ethernet, 10/100 Мбит/с). В качестве сетевых магистралей в пределах помещений ОПУ может быть использована витая пара (возможен вариант исполнения связи на оптоволокне). Связь между зданиями и помещениями (ОПУ) производится по оптоволокну.
- **Автоматизированные рабочие места персонала (АРМ)** – месторасположение автоматизированных рабочих мест определяются потребностями подстанции и находятся в зависимости от топологии ЛВС энергообъекта. АРМ на подстанции могут быть представлены как в явном виде, так и на одном компьютере с совмещением функций разных АРМ и разделением по паролям входа в систему.

Выводы. Разработанный в ОАО «НИИПТ» комплекс программно-технических средств использует современные технические решения фирмы Satel с учетом достижений современных информационных технологий. На базе данного ПТК могут быть реализованы различные системы автоматизации в том числе:

- АСУТП для строящихся или реконструируемых подстанций 750–220 кВ;
- АСУТП для подстанций 110/35/10/6кВ;
- АСУТП электрической части электростанций;
- Системы телемеханики (ССПИ) различного назначения.

Комплекс имеет высокую конкурентную способность, объясняющуюся высокими технико-экономическими показателями системы.

Список основных трудов Н. Н. Тиходеева, опубликованных в открытой печати

1. Монографии

1. Артемьев Д. Е., Тиходеев Н. Н., Шур С. С. Статистические основы выбора изоляции линий электропередачи. М.–Л.: Энергия, 1965, 376 с.
2. Артемьев Д. Е., Тиходеев Н. Н., Шур С. С. Координация изоляции линий электропередачи. М.–Л.: Энергия, 1966, 282 с.
3. Тиходеев Н. Н. Передача электрической энергии Л.: Энергоатомиздат, Ленинградское отделение, 1984, 284 с.
4. Повышение эффективности электросетевого строительства. Под редакцией Н. Н. Тиходеева. Л.: Энергоатомиздат, 1991, 238 с.
5. Тиходеев Н. Н., Шур С. С. Изоляция электрических сетей: методика выбора, статистическая координация и приведение к норме. Л.: Энергия, 1979, 304 с.
6. Тиходеев Н. Н. Передача электроэнергии сегодня и завтра. Л.: Энергия, 1975, 270 с.

2. Учебные пособия

1. Миролубов Н. Н., Костенко М. В., Левинштейн М. Л., Н. Н. Тиходеев. Методы расчета электростатических полей. «Высшая школа», 1963.
2. Коллектив авторов и Тиходеев Н. Н. Техника высоких напряжений (под ред. Г. С. Кучинского). Учебное пособие для ВУЗов, 1998. Издательство Санкт-Петербургского энергетического института повышения квалификации Минтопэнерго РФ.
3. Коллектив авторов и Тиходеев Н. Н. Техника высоких напряжений (под ред. Г. С. Кучинского). Учебник по направлению 650900 «Электроэнергетика» и специальности «Высоковольтные электроэнергетика и электротехника». СПб.: «Энергоатомиздат», Санкт-Петербургское отделение, 2003.
4. Костенко М. В., Кучинский Г. С., Тиходеев Н. Н., Халилов Ф. Х., Шнеерсон Г. А. Основные проблемы техники высоких напряжений в области электроэнергетики и электрофизики. Брошюра, изд. ЛПИ, 1983, 46 с.

3. Труды в Известиях НИИПТ

1. Тиходеев Н. Н., Тушнов А. Н. Разрядные напряжения длинных воздушных промежутков при переменном напряжении. Известия НИИПТ: Передача энергии постоянным и переменным током. № 3, 1959, с. 313–323.

2. Тиходеев Н. Н., Тушнов А. Н. Выбор минимально допустимых по условию внутренних перенапряжений воздушных промежутков для линий, подстанций и некоторых аппаратов с напряжением 220–700 кВ. Известия НИИПТ: Передача энергии постоянным и переменным током. № 4, 1959, с. 125–153.

3. Тиходеев Н. Н. Влияние витой поверхности на электростатическое поле и некоторые характеристики витых проводов и кабелей с витой внутренней жилой. Известия НИИПТ: Передача энергии постоянным и переменным током. 1959, № 5, с. 224–227.

4. Ковальская О. Т., Лаврухин А. М., Никольский Н. К., Рябов Б. М., Тиходеев Н. Н. Сравнение потерь на корону на линиях передачи переменного и постоянного тока с одинаковыми и расщепленными проводами. Известия НИИПТ: Передача энергии постоянным и переменным током. 1960, № 6, с. 155–163.

5. Тиходеев Н. Н., Тушнов А. Н. Разрядные напряжения длинных гирлянд изоляторов при переменном напряжении. Известия НИИПТ: Передача энергии постоянным и переменным током. 1960, № 6, с. 185–202.

6. Тиходеев Н. Н. Выбор ошиновки открытых подстанций 110–750 кВ с точки зрения короны. Известия НИИПТ: Передача энергии постоянным и переменным током. 1961, № 7, с. 203–214.

7. Егорова Л. В., Кислова Н. С., Н. Н. Тиходеев Н. Н. Обобщение результатов измерений потерь на корону при переменном напряжении. Известия НИИПТ: Передача энергии постоянным и переменным током. 1961, № 8, с. 259–287.

8. Егорова Л. В., Тиходеев Н. Н. Некоторые вопросы методики расчета среднегодовых потерь на корону при переменном напряжении. Известия НИИПТ: Передача энергии постоянным и переменным током. 1961, № 8, с. 288–315.

9. Тиходеев Н. Н. Потери на корону как фактор, влияющий на выбор проводов высоковольтных линий переменного тока. Известия НИИПТ: Передача энергии постоянным и переменным током. 1961, № 8, с. 316–342.

10. Тиходеев Н. Н. О некоторых закономерностях развития разряда по гирлянде изоляторов при дожде. Известия НИИПТ: Передача энергии постоянным и переменным током. № 9, 1962, с. 192–210.

11. Гутман Ю. М., Тиходеев Н. Н. Разрядные напряжения линейной изоляции при коммутационных перенапряжениях и ливневых дождях. Известия НИИПТ: Передача энергии постоянным и переменным током. 1966, № 12, с. 35–47.

12. Кузнецова Л. Е., Тиходеев Н. Н. К выбору расстояний от проводов до земли для воздушных линий 100–750 кВ. Известия НИИПТ: Передача энергии постоянным и переменным током. 1969, № 15, с. 31–40.

13. Егорова Л. В., Кислова Н. С., Никольский Н. К., Тиходеев Н. Н. Оценка потерь мощности на корону для высоковольтных линий электропередачи постоянного тока по обобщенным характеристикам. Известия НИИПТ: Передача энергии постоянным и переменным током. 1969, № 15, с. 309–323.

14. Тиходеев Н. Н. К методике статистического расчета стрел провеса и габаритов до земли для воздушных линий электропередачи. Известия НИИПТ: Передача энергии постоянным и переменным током. 1970, № 16, с. 171–179.

15. Тиходеев Н. Н., Шур С. С. О «приведении к норме» изоляции воздушных линий и аппаратуры высших классов напряжения. Известия НИИПТ: Передача энергии постоянным и переменным током. 1971, № 17, с. 144–174.

16. Поссе А. В., Марченко Е. А., Тиходеев Н. Н. Научное и практическое значение работ НИИПТ. Известия НИИПТ: Передача энергии постоянным и переменным током. 1971, № 17, с. 3–19.

17. Крыжановский В. В., Майзель Е. С., Тиходеев Н. Н. Оценка электрических характеристик электропередачи в трубах со сжатым газом. Известия НИИПТ: Передача энергии постоянным и переменным током. 1972, № 18, с. 149–168.

18. Рудакова В. М., Скойбеда А. И., Табарданова М. П., Тиходеев Н. Н. Разрядные характеристики гирлянд изоляторов при воздействии коммутационных импульсов, напряжения промышленной частоты и импульсов стандартной формы. Известия НИИПТ: Передача энергии постоянным и переменным током. 1974, № 20, с. 117–132.

19. Кузнецова Л. Е., Скойбеда А. И., Тиходеев Н. Н. Главы седьмая «Характеристики изоляции воздушных линий электропередачи при основных электрических воздействиях» и восьмая «Методика выбора и координации изоляции воздушных линий электропередачи 110–750 кВ» проекта «Руководящих указаний по защите от внутренних и грозовых перенапряжений 3–750 кВ». Известия НИИПТ: Передача

энергии постоянным и переменным током. 1975, № 21–22, с. 93–105 и с. 106–124.

20. Перельман Л. С., Рохинсон П. З., Тиходеев Н. Н. К выбору основных габаритов воздушных линий электропередачи сверхвысокого напряжения с учетом электрического поля у поверхности земли. Известия НИИПТ: Передача энергии постоянным и переменным током. 1976, № 23, с. 149–158.

21. Гутман Ю. М., Рудакова В. М., Степанов В. С., Тиходеев Н. Н. Разрядные напряжения воздушной изоляции закрытых подстанций. Известия НИИПТ: Передача энергии постоянным и переменным током. 1978, № 27, с. 66–76.

22. Рудакова В. М., Тиходеев Н. Н. Повышение разрядных напряжений воздушной изоляции подстанций за счет введения экрана с промежуточным потенциалом. Известия НИИПТ: Передача энергии постоянным и переменным током. 1979, № 28, с. 108–117.

23. Петерсон А. Л., Тиходеев Н. Н., Филиппов А. А. Высоковольтные исследования и длительные испытания фарфоровых изоляционных распорок в сжатом газе. Известия НИИПТ: Передача энергии постоянным и переменным током. 1980, № 30, с. 44–52.

24. Ментюкова А. М., Тиходеев Н. Н. Статистический метод выбора уровня изоляции воздушной линии, базирующийся на измерениях поверхностной проводимости слоя загрязнения. Известия НИИПТ: Передача энергии постоянным и переменным током. 1980, № 30, с. 76–82.

25. Артемьев А. С., Кузнецова Л. Е., Тиходеев Н. Н. К методике расчета числа расцеплений гирлянд изоляторов на воздушных линиях электропередачи. Известия НИИПТ: Передача энергии постоянным и переменным током. 1980, № 30, с. 88–94.

26. Гутман Ю. М., Тиходеев Н. Н., Шур С. С. и др. Научно-техническое обоснование нормативов для воздушных изоляционных расстояний распределительных устройств 110–550 кВ, защищенных ограничителями перенапряжений. Известия НИИПТ: Исследования и области применения ограничителей перенапряжений. 1981, с. 9–18.

27. Кузнецова Л. Е., Тиходеев Н. Н. Эффективность глубокого ограничения перенапряжений на воздушных линиях сверхвысокого напряжения. Известия НИИПТ: Исследования и области применения ограничителей перенапряжений. 1981, с. 23–31.

28. Тиходеев Н. Н. Воздушные линии электропередачи с повышенной натуральной мощностью и пропускной способностью: их особенно-

сти и характеристики. Известия НИИПТ: ЛЭП повышенной пропускной способности. 1985, с. 3–5.

29. Тиходеев Н. Н. Воздушные линии электропередачи 1150 кВ с повышенной натуральной мощностью и пропускной способностью. Известия НИИПТ: ЛЭП повышенной пропускной способности. 1985, с. 6–20.

30. Гутман Ю. М., Степина Н. И., Тиходеев Н. Н., Ласло В. Ф., Неровный М. Т., Яковлев О. И. Сокращение изоляционных габаритов разъединителей для подстанций, защищенных ограничителями перенапряжений. Известия НИИПТ: Эффективность и надежность нелинейных ограничителей перенапряжений. 1987, с. 83–88.

31. Кузнецова Л. Е., Скойбеда А. И., Тиходеев Н. Н. Выбор гирлянд изоляторов для воздушных линий сверхвысокого напряжения с учетом их ремонта. Известия НИИПТ: Повышение эффективности электрических сетей 110–1150 кВ. 1990, с. 79–89.

32. Кузнецова Л. Е., Тиходеев Н. Н. Оптимизация поперечного сечения проводов воздушных линий. Известия НИИПТ: Повышение эффективности электрических сетей 110–1150 кВ. 1990, с. 14–28.

33. Тиходеев Н. Н. Актуальные проблемы совершенствования электрических сетей. Известия НИИПТ: Повышение эффективности электрических сетей 110–1150 кВ. 1990, с. 3–5.

34. Кутузова Н. Б., Тиходеев Н. Н. Характеристики униполярных ионных токов короны от полюсов до земли у биполярных воздушных линий СВН и УВН постоянного тока. Известия НИИПТ. 2000, № 57, с. 37–63.

35. Кутузова Н. Б., Тиходеев Н. Н. Измерения плотности ионных токов на опытной двухцепной воздушной линии электропередачи постоянного тока. Известия НИИПТ. 2001, № 58, с. 117–126.

36. Алексеева Н. Д., Бирина А. В., Кадомский Д. Е., Тиходеев Н. Н., Чудный В. С. Оценка надежности воздушных линий электропередачи постоянного и переменного тока. Известия НИИПТ. 2002, № 59, с. 110–123.

37. Бирина А. В., Зевин А. А., Кузнецова Л. Е., Тиходеев Н. Н. Анализ затрат стали на опоры воздушных линий электропередачи постоянного и переменного тока. Известия НИИПТ. 2002, № 59, с. 124–132.

38. Кутузова Н. Б., Тиходеев Н. Н. Сравнение потерь на корону на воздушных линиях электропередачи постоянного и переменного тока. Известия НИИПТ. 2002, № 59, с. 133–143.

39. Бресткина Е. Е., Кутузова Н. Б., Сохранский А. С., Тиходеев Н. Н. Особенности коронного разряда на расщепленных проводах с большим числом составляющих. Известия НИИПТ. № 60, 2004, с. 236–248.

40. Тиходеев Н. Н., Кутузова Н. Б. Увеличение пропускной способности электропередачи переменного тока путем ее перевода на постоянный ток. Известия НИИПТ. 2007, № 62, с. 69–78.

41. Тиходеев Н. Н., Филиппов А. А. Новые конструкции проводов воздушных линий и грозозащитных тросов к ним для предотвращения отложений гололеда. Известия НИИПТ. 2007, № 62, с. 167–172.

42. Тиходеев Н. Н., Кутузова Н. Б., Степина Н. И. Особенности проектирования и эксплуатации воздушных линий электропередачи в лесных массивах с учетом нового лесного законодательства РФ. Известия НИИПТ. 2008, № 63, с. 115–135.

4. Труды в журналах Академии Наук СССР (России)

«Известия АН СССР. Отделение технических наук.

Энергетика и транспорт»

1. Тиходеев Н. Н. Основные направления исследований в области техники высоких напряжений, связанные с перспективами сетевого строительства. «Известия АН СССР. Энергетика и транспорт», 1963, № 2, с. 151–155.

2. Гордин Б. И., Тиходеев Н. Н. Проблемы газовой изоляции в энергетике. «Известия АН СССР. Энергетика и транспорт», 1976, № 4, с. 175–176.

3. Гордин Б. И., Тиходеев Н. Н. Создание комплектных распределительных устройств с элегазом. «Известия АН СССР. Энергетика и транспорт», 1978, № 4, с. 174–175.

4. Петерсон А. Л., Тиходеев Н. Н. Исследования твердой изоляции газоизолированных устройств высокого напряжения. «Известия АН СССР. Энергетика и транспорт», 1979, № 3, с. 159–160.

5. Тиходеев Н. Н. Линии электропередачи сверх- и ультравысокого напряжения. «Известия АН СССР. Энергетика и транспорт», 1979, № 6, с. 72–83.

6. Тиходеев Н. Н. Расчет волнового сопротивления воздушной линии с опущенной средней фазой. «Известия АН СССР. Энергетика и транспорт», 1980, № 6, с. 56–60.

7. Тиходеев Н. Н. Электрические параметры воздушной линии с большим числом составляющих в расщепленном проводе. «Известия АН СССР. Энергетика и транспорт», 1981, №1, с. 24–29.

8. Тиходеев Н. Н. Влияние конструкции проводов на основные характеристики ЛЭП. «Известия АН СССР. Энергетика и транспорт», 1981, №1, с. 48–57.

9. Тиходеев Н. Н. Особенности двух методик выбора параметров расщепленных проводов. «Известия АН СССР. Энергетика и транспорт», 1982, №1, с. 153.

10. Петерсон А. Л., Тиходеев Н. Н., Филиппов А. А. Влияние частичных разрядов в зоне контакта на длительную электрическую прочность эпоксидной изоляции. «Известия АН СССР. Энергетика и транспорт», 1982, № 5, с. 101–108.

11. Крюков К. П., Тиходеев Н. Н., Филиппов О. О. О рациональном использовании древесины на воздушных линиях 110–220 кВ. «Известия АН СССР. Энергетика и транспорт», 1983, № 2, с. 154–159.

12. Лысков Ю. И., Курносов А. И., Тиходеев Н. Н. Компактные воздушные линии электропередачи 330, 500 и 750 кВ с опорами «охватывающего типа». «Известия АН СССР. Энергетика и транспорт», 1984, № 4, с. 3–11.

13. Иоссель Ю. Я., Тиходеев Н. Н. Электрическое поле расщепленного провода с двумя составляющими при малом шаге расщепления. «Известия АН СССР. Энергетика и транспорт», 1984, № 5, с. 53–56.

14. Иоссель Ю. Я., Кадников С. Н., Пергаменцева Э. Д., Тиходеев Н. Н. К теории расщепленного провода. «Известия АН СССР. Энергетика и транспорт», 1985, № 3, с. 3–12.

15. Глебов И. А., Сиваков Е. Р., Тиходеев Н. Н. Научно-технический прогресс в области генерирования и передачи электроэнергии: достигнутое и предвидимое. «Известия АН СССР. Энергетика и транспорт», 1985, № 5, с. 10–18.

16. Артемьев А. С., Новикова А. Н., Рожавская С. Н., Тиходеев Н. Н., Шур С. С. О некоторых возможностях повышения надежности воздушных линий электропередачи 1150 кВ. «Известия АН СССР. Энергетика и транспорт», 1986, № 2, с. 35–42.

17. Рудакова В. М., Тиходеев Н. Н. Учет годовых колебаний влажности, температуры и давления воздуха при выборе изоляции линий электропередачи. «Известия АН СССР. Энергетика и транспорт», 1986, № 5, с. 3–8.

18. Тиходеев Н. Н. Защита населения и персонала от влияния воздушных линий электропередачи 1150 кВ. «Известия АН СССР. Энергетика и транспорт», 1987, № 3, с. 152–157.

19. Богомольный П. Я., Рохинсон П. З., Сохранский А. С., Тиходеев Н. Н. Потери на корону и радиопомехи на проводах с большим числом составляющих: влияние шага расщепления. «Известия АН СССР. Энергетика и транспорт», 1988, № 1, с. 50–56.

20. Зейлигер А. Н., Кощев Л. А., Тиходеев Н. Н. О принципах построения основной электрической сети электроэнергетической системы СССР на отдаленную перспективу. «Известия АН СССР. Энергетика и транспорт», 1989, № 1, с. 26–30.

21. Попков В. И., Тиходеев Н. Н. Испытания на надежность высоковольтного оборудования—актуальная научная и практическая проблема электроэнергетики. «Известия АН СССР. Энергетика и транспорт», 1990, № 6, с. 165–170.

22. Сохранский А. С., Тиходеев Н. Н. Сравнение влияния на окружающую среду воздушных линий ультравысокого напряжения постоянно-го и переменного тока. «Известия АН СССР. Энергетика и транспорт», 1991, № 5, с. 59–63.

23. Тиходеев Н. Н. Прогресс в технике передачи электрической энергии на дальние расстояния: к столетию изобретения М. О. Доливо-Добровольским системы трехфазного переменного тока. «Известия АН СССР. Энергетика и транспорт», 1991, №6, с. 3–15.

«Известия РАН. Энергетика»

24. Тиходеев Н. Н. Методы испытаний и надежность оборудования для подстанций высокого, сверх- и ультравысокого напряжений. I. Состояние проблемы. Внешняя изоляция. «Известия РАН. Энергетика», 1993, № 3, с. 42–60.

25. Тиходеев Н. Н. Методы испытаний и надежность оборудования для подстанций высокого, сверх- и ультравысокого напряжений. II. Внутренняя изоляция. «Известия РАН. Энергетика», 1993, № 5, с. 32–51.

26. Тиходеев Н. Н. Особенности и области применения керамических и полимерных изоляторов на воздушных линиях переменного и постоянного тока сверх- и ультравысокого напряжения. «Известия РАН. Энергетика». 1994, № 4, с. 90–103.

27. Кузнецова Л. Е., Тиходеев Н. Н. О целесообразности перехода к новой унификации воздушных линий электропередачи 110–750 кВ. I. Приоритетные цели и методика обоснования. «Известия РАН. Энергетика». 1994, №5, с. 67–72.

28. Гутман Ю. М., Тиходеев Н. Н. Исследование электрической прочности длинных водяных струй при коммутационных перенапряжениях. «Известия РАН. Энергетика», 1995, № 2, с. 9–11.

29. Тиходеев Н. Н. Выбор расщепленных проводов, типа опор и их основных габаритов для воздушных линий постоянного тока сверх- и ультравысокого напряжения. «Известия РАН. Энергетика», 1995, № 5, с. 30–44.

30. Тиходеев Н. Н. Приложение статистических методов координации изоляции к задачам обслуживания воздушных линий УВН под напряжением. «Известия РАН. Энергетика», 1996, № 1, с. 33–40.

31. Вишнеvский Ю. И., Тиходеев Н. Н., Филиппов А. А. Исследование электропроводности газа в элегазовом оборудовании при длительном воздействии постоянного тока. «Известия РАН. Энергетика», 1996, № 2, с. 131–137.

32. Тиходеев Н. Н. Униполярные ионные токи короны на воздушных линиях электропередачи постоянного тока сверх- и ультравысокого напряжения: новый экологический фактор, некоторые физические закономерности и методы оценок. «Известия РАН. Энергетика», 1996, № 4, с. 72–93.

33. Тиходеев Н. Н. К методике статистической координации высоковольтного оборудования при резонансных перенапряжениях. «Известия РАН. Энергетика», 1996, № 4, с. 94–97.

34. Зевин А. А., Кузнецова Л. Е., Мошкалев А. Г., Тиходеев Н. Н. Современные возможности сокращения вырубкИ леса под воздушные линии электропередачи. «Известия РАН. Энергетика», 1997, № 1, с. 137–154.

35. Васильев Ю. С., Глебов И. А., Глухих В. А., Данилевич Я. Б., Демирчян К. С., Тиходеев Н. Н. Предпосылки самодостаточного развития электроэнергетики России. «Известия РАН. Энергетика», 2001, № 3, с. 3–32.

36. Тиходеев Н. Н. Взаимосвязь вольт-амперных характеристик коронного разряда при постоянном напряжении для различных систем с проводами. «Известия РАН. Энергетика», 2002, № 2, с. 86–96.

37. Тиходеев Н. Н. Приложение метода «возмущения» к теории коронного разряда на проводах. «Известия РАН. Энергетика», 2003, № 1, с. 135–147.

38. Тиходеев Н. Н., Владимирский Л. Л., Зевин А. А., Кузнецова Л. Е., Бирин А. В., Кутузова Н. Б., Печалин Д. С. Оптимизация воздушных линий электропередачи $\pm(400-750)$ кВ постоянного тока: основные результаты и показатели. «Известия РАН. Энергетика», 2004, № 1, с. 98–109.

39. Кутузова Н. Б., Тиходеев Н. Н. Исследование расщепленных проводов для воздушных линий электропередачи ультравысокого напряжения. «Известия РАН. Энергетика», 2005, № 1, с. 56.

40. Владимирский Л. Л., Соломоник Е. А., Тиходеев Н. Н. Выбор изоляции для ЛЭП высокого, сверх- и ультравысокого напряжения на основе натурных испытаний и методов математической статистики. «Известия РАН. Энергетика», 2006, № 4, с. 3–15.

Журнал технической физики АН СССР – ЖТФ

41. Тиходеев Н. Н. Некоторые особенности коронного разряда на расщепленных проводах при постоянном напряжении. ЖТФ, 1953, т. XXIII, вып. 10.

42. Тиходеев Н. Н. Некоторые приложения методов подобия и размерности к теории коронного разряда при постоянном напряжении. ЖТФ, 1955, т. 25, вып. 7, с. 1258–1264.

43. Тиходеев Н. Н. Дифференциальное уравнение униполярной короны и его интегрирование в простейших случаях, ЖТФ, 1955, т. XXV, вып. 8.

44. Тиходеев Н. Н. О физическом моделировании характеристик короны. ЖТФ, 1955, т. XXV, вып. 11.

45. Воробьев В. А., Тиходеев Н. Н. Влияние геометрических параметров высоковольтной линии передачи постоянного тока на обобщенные характеристики короны. I. Униполярная линия. ЖТФ, 1956, т. XXVI, вып. 4.

46. Тиходеев Н. Н. Влияние геометрических параметров высоковольтной линии передачи постоянного тока на обобщенные характеристики короны. II. Биполярная линия. ЖТФ, 1956, т. XXVI, вып. 4.

47. Тиходеев Н. Н. Влияние геометрических параметров высоковольтной линии передачи постоянного тока на обобщенные характеристики короны. III. Линия с грозозащитным тросом. ЖТФ, 1956, т. XXVI, вып. 11.

48. Тиходеев Н. Н. Об одной закономерности перехода коронного разряда в искровой, ЖТФ, 1956, т. XXVI, вып. 7.

49. Александров Г. Н., Тиходеев Н. Н. Об одной ошибочной гипотезе в теории короны. ЖТФ, 1957, т. XXVII, вып. 2.

50. Тиходеев Н. Н. К теории барьерного эффекта в системе электродов с неполным барьером. ЖТФ, т. XXVIII, 1958, вып. 2.

51. Егорова Л. В., Тиходеев Н. Н. Обобщение опытных данных о потерях на корону, полученных на линиях 380–400 кВ. ЖТФ, т. XXVIII, 1958, вып. 4.

52. Перельман Л. С., Тиходеев Н. Н. Некоторые особенности потока электромагнитной энергии у линий электропередачи. «Письма в ЖТФ», 1975, т. 1, вып. 3, с. 138–141.

53. Тиходеев Н. Н. Униполярная корона в промежутке между концентрическими сферами. «Письма в ЖТФ», 1975, т. 1, вып. 11.

54. Петерсон А. Л., Тиходеев Н. Н., Филиппов А. А. Электростатическое поле в толще дисковых распорок для коаксиальных изолирующих систем высокого напряжения. «Письма в ЖТФ», 1976, т. 2, вып. 22.

55. Тиходеев Н. Н. Униполярные токи короны на ВЛ электропередачи постоянного тока СВН и УВН. Новый экологический фактор, некоторые физические закономерности и методы оценок. ЖТФ, т. 25, 1978.

Разное

56. Тиходеев Н. Н., Курносов А. И. Линии электропередачи сверх- и ультравысокого напряжения: достигнутое, проблемы и перспективы. Вестник АН СССР, 1982, № 7, с. 62–70.

57. Крюков К. П., Тиходеев Н. Н., Филиппов О.О. Комбинированные деревянные опоры для воздушных линий электропередачи 35, 110 и 220 кВ «Известия СО АН СССР». Серия технических наук, 1983, № 13, в. 3, с. 124–133.

5. Труды в ведущих советских (российских) электроэнергетических журналах

«Электричество»

1. Тиходеев Н. Н. Некоторые замечания к статьям Н. Ф. Ракушева. «Электричество», 1956, № 9.

2. Тиходеев Н. Н. Критериальные соотношения в теории короны, «Электричество», 1957, № 4.

3. Тиходеев Н. Н. К расчету начальных напряжений общей короны линий постоянного тока, «Электричество», 1957, № 10.

4. Тиходеев Н. Н., Тушнов А. Н. Разрядные напряжения воздушных промежутков при переменном напряжении. «Электричество», 1958, № 3.

5. Тиходеев Н. Н., Тушнов А. Н. Разрядные напряжения длинных воздушных промежутков, приближающихся к промежуткам на воздушных линиях и подстанциях, «Электричество», 1959, № 2.

6. Тиходеев Н. Н., Тушнов А. Н. Электрические характеристики длинных гирлянд изоляторов линий напряжением 500 кВ и более. «Электричество», 1960, № 7.

7. Артемьев Д. Е., Тиходеев Н. Н., Шур С. С. О прогнозировании статистических характеристик коммутационных перенапряжений. «Электричество», 1969, № 9.

8. Кузнецова Л. Е., Тиходеев Н. Н. Воздушная изоляция для линий сверхвысокого напряжения: некоторые итоги и актуальные направления исследований. «Электричество», 1972, № 10, с. 13–16.

9. Гутман Ю. М., Рудакова В. М., Степанов В. С., Тиходеев Н. Н. Разрядные напряжения воздушной изоляции закрытых подстанций высокого напряжения. «Электричество», 1978, № 12, с. 59–62.

10. Гутман Ю. М., Тиходеев Н. Н., Янг Ф., Шнейдер Г. Электрическая прочность гирлянд изоляторов и воздушных промежутков на опоре 1150 кВ. «Электричество», 1979, № 5, с. 1–4. В переводе на англ. яз. см. «Electric Technology USSR», 1980, № 2, pp. 59–70, Pergamon Press, Oxford.

11. Гутман Ю. М., Тиходеев Н. Н. Применение полученных результатов для координации изоляции воздушной линии 1150 кВ. «Электричество», 1979, № 5.

12. Глебов И. А., Тиходеев Н. Н. Мировая энергетика. Прогноз развития до 2020 г. «Электричество», 1981, № 3, с. 75–79.

13. Глебов И. А., Тиходеев Н. Н. Некоторые достижения и проблемы техники передачи электрической энергии и конструирования крупных генераторов (К итогам сессии СИГРЭ-82). «Электричество», 1983, № 12, с. 67–70.

«Электрические станции»

14. Воскресенский Н. А., Егорова Л. В., Тиходеев Н. Н., Филиппов А. А. К методике расчета среднегодовых потерь на корону. «Электрические станции», 1958, № 1, с. 53–56.

15. Егорова Л. В., Тиходеев Н. Н. Среднегодовые потери мощности на корону на линиях электропередачи 400 и 600–650 кв. «Электрические станции», 1958, № 2, с. 71–74.

16. Бургсдорф В. В., Егорова Л. В., Емельянов И. П., Тиходеев Н. Н. Корона на воздушных линиях очень высокого напряжения. «Электрические станции», 1960, № 8, с. 65–72.

17. Калинин Е. В., Тиходеев Н. Н., Келнар О., Когоутова Д. Мокро-разрядные напряжения длинных гирлянд изоляторов. «Электрические станции», 1964, № 9, с. 68–73.

18. Артемьев Д. Е., Тиходеев Н. Н., Шур С. С. Оценка кратностей коммутационных перенапряжений, воздействующих на изоляцию линии (к проекту РУ по защите от перенапряжений электрических сетей 3–500 кВ). «Электрические станции», 1964, № 4, с. 92–96.

19. Тиходеев Н. Н. Основные электрические характеристики линейной и воздушной изоляции (к проекту РУ по защите от перенапряжений электрических сетей 3–500 кВ). «Электрические станции», 1964, № 9, с. 94–96.

20. Кузнецова Л. Е., Тиходеев Н. Н. Координация уровней изоляции воздушной линии (к проекту РУ по защите от перенапряжений электрических сетей 3–500 кВ). «Электрические станции», 1964, № 10, с. 93–96.

21. Вокалек Я., Кучера Я., Гутман Ю. М., Тиходеев Н. Н., Филиппов А. А. Разрядные напряжения линейной изоляции при коммутационных перенапряжениях. «Электрические станции», 1965, № 4, с. 55–63.
22. Кайданов Ф. Г., Калинин Е. В., Перельман Л. С., Тиходеев Н. Н. Высоковольтные испытания зажимов и экранов к поддерживающим гирляндам 750 кВ. «Электрические станции», 1967, № 3, с. 63–67.
23. Кайданов Ф. Г., Перельман Л. С., Тиходеев Н. Н. Экранная арматура аппаратов 750 кВ. «Электрические станции», 1969, № 9, с. 51–55.
24. Мерхалев С. Д., Соломоник Е. А., Тиходеев Н. Н. По поводу отклика Г. И. Лысаковского и др. «Необходимы отдельные коррективы». «Электрические станции», 1969, № 12, с. 81–84.
25. Скойбеда А. И., Тиходеев Н. Н., Жуков В. В., Николаев Н. А. О применении изоляторов из закаленного стекла на воздушных линиях электропередачи. «Электрические станции», 1972, № 4, с. 40–43.
26. Мерхалев С. Д., Миролюбов А. В., Попков В. И., Тиходеев Н. Н. Выбор и опыт эксплуатации изоляции линий электропередачи 500 кВ в АРЕ. «Электрические станции», 1972, № 9, с. 50–54.
27. Покровский С. Ф., Рудакова В. М., Скойбеда А. И., Табарданова М. П., Тиходеев Н. Н. Электрические характеристики гирлянд из линейных изоляторов новых типов. «Электрические станции», 1974, № 9, с. 59–63.
28. Гутман Ю. М., Неровный М. Т., Тиходеев Н. Н., Шишман Д. В., Шур С. С., Яковлев О. И. Сокращение габаритов ЗРУ 110–220 кВ за счет глубокого ограничения перенапряжений. «Электрические станции», 1975, № 9, с. 45–48.
29. Ласло В. Ф., Неровный М. Т., Яковлев О. И., Тиходеев Н. Н., Шур С. С., Розет В. Е. Сокращение размеров и стоимости распределительных устройств 110–500 кВ за счет применения нелинейных ограничителей перенапряжений. «Электрические станции», 1978, № 6, с. 27–32.
30. Артемьев А. С., Тиходеев Н. Н. Расцепление гирлянд с поврежденными изоляторами. «Электрические станции», 1979, № 6, с. 65–66.
31. Артемьев А. С., Тиходеев Н. Н. Исследование поведения поврежденных линейных изоляторов при протекании через них тока короткого замыкания. «Электрические станции», 1981, № 1, с. 51–53.
32. Дьяков А. Ф., Ильиничнин В. В., Никитин О. А., Тиходеев Н. Н. Пусковые испытания и исследования первой электропередачи 1150 кВ перед вводом ее в эксплуатацию. «Электрические станции», 1986, № 7, с. 39–44.
33. Тиходеев Н. Н. Статистические методы выбора и координации изоляции ЛЭП: их развитие и некоторые новые приложения. «Электрические станции», 1995, № 12, с. 25–36.

34. Владимирский Л. Л., Печалин Д. С., Тиходеев Н. Н. и др. Использование длинностержневых фарфоровых изоляторов в в районах с различной степенью загрязнения. «Электрические станции», 2003, № 2, с. 28–34.

«Энергетик»

35. Тиходеев Н. Н. Сохранить и упрочить научно-технические связи. «Энергетик», 1992, № 10, с. 12.

36. Тиходеев Н. Н. Техника передачи электроэнергии на средние и дальние расстояния: состояние, критический анализ и перспективы. «Энергетик», 1993, № 1, с. 7–8.

37. Зевин А. А., Кузнецова Л. Е., Тиходеев Н. Н., Штин С. А. Новая унификация воздушных линий 110 кВ со стальными опорами. «Энергетик», 1996, № 4, с. 13–14.

38. Никитин О. А., Тиходеев Н. Н. Первые в мире линии электропередачи 500 кВ – основа формирования ЕЭС. «Энергетик», 1997, № 1, с. 6–8.

39. Кузнецова Л. Е., Зевин А. А., Тиходеев Н. Н. Сокращающие вырубки леса схемы опор для ВЛ 110–750 кВ. «Энергетик», 1997, № 2, с. 20–21.

40. Зевин А. А., Константинова Е. Д., Кузнецова Л. Е., Тиходеев Н. Н., Штин С. А. Новая унификация ВЛ 220 кВ и 330 кВ со стальными опорами башенного типа «Энергетик» 1997, № 12, с. 9–12.

41. Подпоркин Г. В., Тиходеев Н. Н. О сооружении компактных ВЛ 35 кВ с использованием защищенных проводов. «Энергетик», 2004, № 8, с. 19–22.

«Энергетическое строительство»

42. Тиходеев Н. Н. Возможные конструктивные варианты ВЛ постоянного тока СВН и УВН для районов с высокой плотностью населения и их влияние на окружающую среду. «Энергетическое строительство». 1994, № 4, с. 14–16.

«Энергохозяйство за рубежом»

43. Кайданов Ф. Г., Тиходеев Н. Н. Зарубежные исследования сильных электрических полей линий и подстанций сверхвысоких напряжений и их воздействия на людей и животных. «Энергохозяйство за рубежом», 1977, № 3, с. 18–23.

44. Кайданов Ф. Г., Тиходеев Н. Н. Зарубежные оценки влияния воздушных линий сверх- и ультравысокого напряжения на окружающую среду. «Энергохозяйство за рубежом», 1979, № 5, с. 1–5.

45. Старшинов Ю. Н., Тиходеев Н. Н. Проблемы водородной энергетики в долгосрочном прогнозе развития электроэнергетики Франции. «Энергохозяйство за рубежом», 1981, № 3, с. 32–36.

46. Старшинов Ю. Н., Тиходеев Н. Н. Линии электропередачи сверх- и ультравысокого напряжения за рубежом. «Энергохозяйство за рубежом», 1981, № 4, с. 1–6.

47. Гутман И. Ю., Соломоник Е. А., Тиходеев Н. Н. Полимерные изоляторы для воздушных линий электропередачи. «Энергохозяйство за рубежом», 1982, № 2, с. 21–25.

48. Гутман И. Ю., Тиходеев Н. Н. Развитие методов испытаний загрязненной и увлажненной внешней изоляции. «Энергохозяйство за рубежом», 1986, № 4, с. 21–23.

49. Редругина М. Н., Якобсон А. В., Тиходеев Н. Н. Применение за рубежом защитных аппаратов нового поколения – ограничителей перенапряжений с металлооксидными резисторами. «Энергохозяйство за рубежом», 1986, № 6, с. 22–26.

6. Опубликованные доклады на сессиях СИГРЭ

1. Бургсдорф В. В., Егорова Л. В., Емельянов И. П., Тиходеев Н. Н. Corona investigation on EHV overhead lines. Сессия CIGRE-1960, R. № 413, Paris.

2. Тиходеев Н. Н. и коллектив авторов. The 750 kV experimental-commercial transmission line Конаково – Moscow. Сессия CIGRE-1964, R. № 413, Paris. См также сб. докладов СИГРЕ «Дальние электропередачи» (Переводы докладов сессии CIGRE– 1964), «Энергия», 1965.

3. Александров Г. Н., Гутман Ю. М., Мерхалев С. Д., Тиходеев Н. Н., Рашкес В. С., Иванов В. Л., Кизеветтер В. Е., Филиппов А. А. Dielectric strength of line insulation. CIGRE-1966, R. № 417, Paris. См также сб. докладов СИГРЕ «Исследование перенапряжений и изоляции электрических сетей» (Переводы докладов сессии CIGRE– 1966). «Энергия», 1968.

4. Александров Г. Н., Емельянов Н. П., Ершевич В. В., Зеличенко А. С., Левитов В. И., Перельман Л. С., Попков В. И., Рокотян С. С., Тиходеев Н. Н., Якуб Ю. А. 750 kV A.C. Transmission Systems in the U.S.S.R. R. 42–05, 1968.

5. Тиходеев Н. Н., Шур С. С. Temporary overvoltages: their classification, magnitude, duration, shape and frequency of occurrence. СИГРЭ-1972, R. 33–12, Paris. См также сб. докладов СИГРЕ «Внутренние перенапряжения и работа загрязненной изоляции» (переводы докладов сессии СИГРЭ-1972), «Энергия», 1975.

6. Попков В. И., Бортник И. М., Борин В. Н., Ляпин А. Г., Сысоев М. И., Тиходеев Н. Н. Characteristics of SF₆ insulation under high-voltage apparatus operating conditions. СИГРЭ-1978, R. 15-6, Paris.

7. Александров Г. Н., Бронфман А. И., Ласло В. Ф., Щелоков А. И., Шур С. С., Тиходеев Н. Н., Яковлев О. И. Arresters for substantial limitation of overvoltages in 110–500 kV systems. СИГРЭ-1978, R. 33-06, Paris.

8. Тиходеев Н. Н. Construction of the first 1150 kV AC power transmission line in the USSR. Electra 1982, № 85, с. 64–66. Выступление на сессии CIGRE 1982.

9. Беляков Н. Н., Бортник И. М., Дьяков А. Ф., Хорошев М. И., Ильиничин В. В., Никитин О. А., Рашкес В. С., Тиходеев Н. Н., Волкова О. В., Карташев И. И. 1200 kV Transmission Line in the U.S.S.R. The first Results of Operation. R. 38-09, 1988, Paris.

10. Рохинсон П. З., Сохранский А. С., Тиходеев Н. Н., Тимашова Л. В. Corona effects of high bundle number UHV conductors energy losses, radio and TV interference R. 36-09, 1988, Paris.

11. Бортник И. М., Беляков Н. Н., Тиходеев Н. Н. et al. 1200 kV transmission line in the USSR: the first results of operation. СИГРЭ-1988, R. 38-09, Paris.

6.1. Опубликованные доклады и сообщения в рабочих группах СИГРЭ

12. Лысков Ю. И., Старшинов Ю. Н., Тиходеев Н. Н. System of planning and implementation of major electric power research and development in the USSR. Материалы ИК 41 CIGRE «Будущее линий электропередач и энергосистем R. 41-79 (SC) 14, 1979, CIGRE, Paris.

13. Тиходеев Н. Н. Some characteristics of large bundle number conductors for long-distance high-capacity 1200 kV transmission lines. CIGRE Session, 1984, SC-36, p.p. 101–103. Опубликовано выступление на сессии СИГРЭ-1984, Paris, 1985.

14. Тиходеев Н. Н. Embracing towers for compact overhead EHV transmission lines. CIGRE Session, 1984, SC-22, pp. 344–347. Опубликовано выступление на сессии СИГРЭ-1984, Paris, 1985.

15. Тиходеев Н. Н. On methodology of selecting phase-to-phase clearances at EHV and UHV substations and lines. CIGRE Session, 1984, SC-33, pp. 633–634. Опубликовано выступление на сессии СИГРЭ-1984, Paris, 1985.

16. Тиходеев Н. Н., Шур С. С. Effect of heavy pollution on performance of MOA'S. WG 33-06 CIGRE-1986, R. 12 IWD, Paris.

17. Тиходеев Н. Н., Шур С. С. Metal oxide arresters for effective protection against phase-to-phase over voltages. WG 33-06 CIGRE-1986, R. 13 IWD, Paris.

18. Рудакова В. М., Тиходеев Н. Н. Influence of air humidity on S.I. strength of large air gaps. Colloquium SC-33 CIGRE, S4.IWD, 1986, September, Budapest.

19. Тиходеев Н. Н. MOA for effective protection against phase-to-phase over voltages. Session CIGRE-1986, SC-33, Paris.

20. Новикова А. Н., Тиходеев Н. Н. Lightning performance of 525, 787 and 1200 kV transmission lines: effect of operating voltage on shielding failure probability. Коллоквиум SC-33 СИГРЭ, R. 33.87, 1987, Токио.

21. Тиходеев Н. Н. Protection of Public and Personnel against Effects of 1150 kV overhead Transmission Lines. СИГРЭ-1986, SC-33, 1987, Paris.

22. Тиходеев Н. Н. Conditions resulting in uncoupling of flashed-over insulator strings. СИГРЭ-1986, SC-33, Paris.

23. Кайданов. Ф. Г., Морозов Ю. А., Сохранский А. С., Тиходеев Н. Н. Studies of corona currents and electric fields at ground level under HVDC test line. Коллоквиум SC-36 СИГРЭ, R. 36.87, 1987, Торонто, Канада.

24. Рабочая группа 38.04 с участием Н. Н. Тиходеева по ЛЭП 1150 кВ в СССР. Part I: Electric power transmission at voltages of 1000 kV AC or ± 600 kV DC and above. Part II: Network problems and solutions peculiar to UHV AC transmission. Доклад WG 38.04. Сессия СИГРЭ-1988, R. 38–12, 1988, Paris.

25. Дьяков А. Ф., Ильиничин В. В., Карташев И. И., Кошечев Л. А., Лысков Ю. И., Тиходеев Н. Н. Technical information on AC UHV transmission in the USSR. Доклад круглому столу «Reliability of electric systems». Сессия СИГРЭ-1988, Paris.

26. Тиходеев Н. Н. Compacting of MOA-protected 110 and 750 kV outdoor switchgears in the USSR. CIGRE Colloquium SC-33, Sept. 4–6, 1989, New Orleans, USA.

27. Соломоник Е. А., Тиходеев Н. Н. Standard lengths of overhead line strings through application of normal, antipollution and composite insulator units. CIGRE Colloquium SC-33, Sept. 4–6, 1989, New Orleans, USA.

28. Тиходеев Н. Н. Compacting of EHV overhead lines through application of embracing towers. CIGRE Colloquium SC-33, Sept. 4–6, 1989, New Orleans, USA.

29. Тиходеев Н. Н. Расчетные скорости ветра для проектирования механической и электрической частей воздушных линий. Session CIGRE-1988, v. 1, 1988, Gr. 22, pp. 4–6, Paris.

30. Тиходеев Н. Н. Некоторые особенности коронирования расщепленных проводов с большим числом составляющих. Session CIGRE-1988, v. 1, 1988, Gr. 36, pp. 4–6, Paris.

31. Тиходеев Н. Н. Меры по защите окружающей среды вблизи линий 1200 кВ переменного тока. Session CIGRE-1988, v. 1, 1988, Gr. 38, pp. 4–6, Paris.

32. Кайданов Ф. Г., Тиходеев Н. Н. Натурные исследования эффектов короны и электрических полей на электропередаче 1200 кВ. «Круглый стол» WG-38.04 СИГРЭ по ЛЭП УВН, 1989, Кокчетав, СССР.

33. Hayashi T., Тиходеев Н. Н. UHV AC transmission systems (The Summary of Session 2). Round Table on UHV technology WG 38.04 CIGRE, Electra, № 129, 1990, p. 17.

34. Тиходеев Н. Н. Mathematical models of service life TOV's of the internal insulation. Session CIGRE-1990, v. 1, Gr. 15/03, 1991, Paris, p.p. 16–18.

35. Тиходеев Н. Н. TOV's hazard to external insulation. Session CIGRE-1990, v. 2, Gr. 33, 1991, Paris, p.p. 14–15.

36. Кузнецова Л. Е., Клебанов В. М., Тиходеев Н. Н., Зевин А. А. Compaction of 330–750 kV overhead lines by window towers; technico-economic aspects. Symposium CIGRE-1992 «Compacting Overhead Transmission Lines». Сентябрь 1992, Париж, R. 700-03.

37. Тиходеев Н. Н. EHV GIS: sophistication of tests and reliability problem. Session CIGRE-1992, Gr. 33, p.p. 14–16, 1993, Paris.

38. Тиходеев Н. Н. Determination of the optimum current density in conductors of overhead lines. Symposium CIGRE «Compacting Overhead Transmission Lines». 1992, Section 7, p.p. 22–23, Paris.

39. Попков В. И., Тиходеев Н. Н. Service life tests of equipment Mathematical models of insulation ageing, their experimental testing and application accelerated tests and diagnostics. Symposium CIGRE «Diagnostic and maintenance techniques», R. 140-04, 1993, Berlin, Germany.

40. Тиходеев Н. Н. Методика координации изоляции на ВЛ 1200 кВ, ремонтируемой под напряжением. Session CIGRE-1994. 1995, Gr. 33-36, p. 22, 23, Paris (опубликованное выступление).

41. Тиходеев Н. Н. Обобщение опытных данных об электрической прочности длинных струй воды, используемых для обмыва изоляции. Session CIGRE-1994. 1995, Gr. 33-36, p. 29–30, Paris (опубликованное выступление).

42. Тиходеев Н. Н. Влияние качества изоляторов на распределение числа поврежденных изоляторов по гирляндам изоляторов на ВЛ ВН,

СВН и УВН. Session CIGRE–1994. 1995, Gr. 33-36, p. 32, 33, Paris (опубликованное выступление).

43. Тиходеев Н. Н. Ресурсные испытания трансформаторных вводов 110 кВ. Материалы дискуссии в DG–15/21/33 CIGRE, 1996, Париж (опубликованное выступление).

44. Тиходеев Н. Н. Высокие опоры с оттяжками для ВЛ 110–750 кВ, предназначенные для сокращения вырубki леса под просеки. Материалы дискуссии в DG–22 CIGRE, 1996, Париж (опубликованное выступление).

45. Тиходеев Н. Н. Development of Statistical Methods of Selection and Co-ordination of overhead insulation. Материалы Colloquium SC-33 CIGRE, 1997, R. 33-1A.5, Toronto, Canada.

46. Тиходеев Н. Н. Long-term service life tests of EHV and UHV Equipment insulation: a discussion issue. Материалы Colloquium SC-33 CIGRE, 1997, R. 33-1A.6, Toronto, Canada.

7. Публикации в зарубежных научно-технических журналах и сборниках международных конференций и семинаров

1. Рокотян С. С., Тиходеев Н. Н. HVDC overhead lines insulation and corona. Direct Current (Международный журнал, выпускавшийся фирмой ASEA), 1960, т. 5, № 2.

2. Тиходеев Н. Н. Evolution der Bündelleiter an Höchstspannungs- und Ultra-hochspannungsfreileitungen. «Energietechnik», 1974, s. 363–367, DDR.

3. Соломоник Е. А., Тиходеев Н. Н., Zur Theorie des Überschlages von Kappenisolatoren mit unterschiedlicher Verschmutzung der Schirm-ober- und unterseite. Elektrie, 1974, II. s. 585–587, DDR.

4. Тиходеев Н. Н. Области применения и технические параметры воздушных, кабельных, газовых и криогенных линий электропередачи. Conf. Proc. Int. Conf. on Future Progress of Electrical Engineering, 1975, Prague.

5. Крастин Г. Э., Левит А. Г., Тиходеев Н. Н. Trends for the development in the field of insulation tests of ultra high-voltage transmission lines and their equipments as well as testing plants for this purpose. World Electrotechnical Congress. Moscow, 1977, R. 2–14.

6. Гордин Б. И., Крастин Г. Э., Левит А. Г., Тиходеев Н. Н. и др. Impulse generator for testing the insulation of EHV-UHV transmission lines and equipment. «3-rd Int. Symp. on high voltage engineering» (ISH), 1979, R-41.01.

7. Young F.S., Schneider N.M., Гутман Ю. М., Тиходеев Н. Н. USA–USSR Investigation of 1200 kV Tower Insulation. «IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems», 1980, t. 99, № 2, c. 462–470.

8. Попков В. И., Тиходеев Н. Н. Some technological aspects of using UHV and EHV power transmission lines in European Power pools. Intern. Colloquium «Energie'83», 1983, p.p. 395–414, Hamburg, 19–23 Apr.

9. Тиходеев Н. Н. Současný ustav a perspektivy elektrických sítí v SSSR a problémy ochrany životního prostředí. «Energetika» (CSSR), 1984, № 5, с. 226–230.

10. Курносков А. И., Попков В. И., Тиходеев Н. Н. EHV and UHV compact lines with embracing towers for long-distance power transmission. 4-th Int. Conf. on AS and DC Power Transmission, IEE. 1985, September, London.

11. Тиходеев Н. Н. Le transport d'énergie électrique en U.R.S.S.: progrès et développement. «Commerces et Cooperation». № 119, 1985, с. 41–43, Paris.

12. Тиходеев Н. Н. Uncoupling Failure of Insulator Strings due to Flashover. «Joint IEEE/CSEE Conf. on High-Voltage Transmission System», R. 58. 1987, Beijing, China, с. 179–181.

13. Рудакова В. М., Тиходеев Н. Н. Influence of low air pressure on flashover voltages of polluted insulators: test data, generalization attempts and some recommendations. IEEE Transactions on Power Delivery. 1989, v. 4, № 1, January, p.p. 607–613.

14. Тиходеев Н. Н. Electric power industry and power transmission technology in USSR: present-day state and long-term prospects. USSR–Brazil seminar on EHV/UHV AC and DC long-distance power transmission. 1989, Rio-de-Janeiro, March.

15. Тиходеев Н. Н. Specific technical problems of UHV AC and DC transmission lines. USSR–Brazil seminar on EHV/UHV AC and DC long-distance power transmission. 1989, Rio-de-Janeiro, March.

16. Тиходеев Н. Н. Специфические влияния ЛЭП УВН переменного и постоянного тока на окружающую среду (на венгерском языке). Elektrotechnika, Будапешт, 1990, № 1, с. 22–27.

17. Тиходеев Н. Н. Progress auf dem Gebiet der Elektroenergieübertragung über weite Entfernung (zum Erfindung durch M.O. Doliwo-Dobrowolski des Systems des Dreiphasen-Wechselstroms). Доклад VDE-Jubiläumsveranstaltung «100 Jahre Drehstrom», 1991, BRD, Frankfurt-am Main.

18. Тиходеев Н. Н. Sind 1200 kV die Grenze für die Drehstrom-Fernübertragung? Доклад ETG-Fachtagung «Drehstromtechnik heute und morgen». 1991, ETZ, 1992, Bd. 113, Heft 6/7, S. 390, 1992, Berlin.

19. Лекции по специфическим вопросам ЛЭП УВН (1200 кВ) переменного тока. Брошюра: 6 лекций на китайском языке (перевод с русского). Издание Технического университета Цинь-Хуа, 1992, Пекин, КНР.

20. Филиппов А. А., Петерсон А. Л., Тиходеев Н. Н. Long-Term Tests of Epoxy Insulators in GIS. VIII International Symposium on High Voltage Engineering (ISH), 1993, R. 170, Japan, Yokohama.

21. Тиходеев Н. Н. ВЛ постоянного тока СВН и УВН для районов с высокой плотностью населения: возможные конструктивные варианты и влияние на окружающую среду. Symposium «HVDC Transmission across density populated areas», 1993, Варшава, Польша.

22. Тиходеев Н. Н. Basic areas of Research Preceding Design and Commissioning of 1200 kV AC Power Transmission Lines: Some Key Problems and Solutions. European Transactions on Electrical Power Engineering (ETEP), 1993, v. 3, № 4, p.p. 257–264.

23. Тиходеев Н. Н. Basic principles of compacting, electrical characteristics and technical capabilities of EHV compact overhead lines. 9th International Power System Conference (ISH), V Section, 1994, St. Petersburg.

24. Филиппов А. А., Тиходеев Н. Н., Вишневецкий Ю. И. Dielectric Strength and conductance of SF₆ in gas-insulated switchgear under a continues DC voltage stress. 9th International Symposium of High Voltage Engineering (ISH), 1995, Austria, Subject 2, R. 2278, Graz.

25. Тиходеев Н. Н. Principal Peculiarities of Ceramic and Composite Insulators for Overhead EHV/UHV Power Transmission Lines: Electrical Characteristics, Performance, Reliability and Application Areas. European Transactions on Electrical Power (ETEP), 1996, v. 6, № 6, Nov. /Dec., p.p. 419–425.

26. Соломоник Е. А., Тиходеев Н. Н. Замечания к статье F. A. M. Rizk, A. Q. Rezazada «Modeling of Altitude Effects on AC Flashover of Polluted HV Insulators». IEEE Transactions on Power Delivery, 1997, № 4, v. 12, p.p. 818–819.

27. Тиходеев Н. Н. Assessment of Environmental Impact of HVDC Power Lines in Terms of Corona Currents. 10th International Symposium of High Voltage Engineering (ISH), 1997, v. 6, p.p. 225–228, Monreal, Canada.

28. Тиходеев Н. Н. Application of generalized characteristics of the corona discharge in forecasts of environmental impact of bipolar HVDC lines. Международный симпозиум (ISH-99), 1999, London.

29. Тиходеев Н. Н. Maximum corona losses on EHV AC Overhead Lines: Assessment and Mitigation through operation voltage control. Коллоквиум STRI, 1999, Людвика, Швеция.

30. Тиходеев Н. Н. Mitigation of corona Losses on EHV Overhead Lines through Voltage Control. Trans. IEEE – СП Гос. Электротехнический Университет им. А. С. Попова, 2000, Санкт-Петербург.

31. Тиходеев Н. Н., Зевин А. А., Li Haibo. Designs of 500 kV AC interconnection lines with enhanced electrical performance. International Conference of Electrical Engineering (ICEE-2001), 2001, Сиань, Китай.

32. Тиходеев Н. Н. Ion Currents and Electric Fields Strength Near Bipolar and Quadrupolar HVDC Overhead Lines. ISH-2001, 2001, R. 1-7, Бангалор, Индия.

33. Алексеева Н. Д., Бубнова А. В., Тиходеев Н. Н., Чудный В. С. Reliability comparison of long-distance HVAC and HVDC Transmission lines. Сб. докладов международной конференции Power Con-2002. 2002, R. 0086 Kunming, China.

34. Тиходеев Н. Н. Application of «perturbation» method in the theory of unipolar and bipolar corona. ISH-2003, Subjects 01, R. 0.06.02, SAR.

8. Публикации (доклады, статьи) в различных отечественных сборниках трудов, конференций, семинаров, в специализированных журналах и т. п.

1. Тиходеев Н. Н. Молния, ее происхождение и характеристики. Сб. докладов научно-техн. конференции ЛПИ, 1953.

2. Тиходеев Н. Н. О некоторых закономерностях грозовой деятельности. Труды ЛПИ, 1954, № 1.

3. Тиходеев Н. Н. Критериальные соотношения в теории короны и некоторые их приложения. Труды межвузовской научно-техн. конференции по дальним электропередачам. Секция IV. Перенапряжения и изоляция, 1956, ЛПИ.

4. Горев А. А., Александров Г. Н., Левинштейн М. Л., Пирязева А. И., Тиходеев Н. Н. Некоторые основные электростатические задачи техники высоких напряжений. Труды ЛПИ, № 195, «Техника высоких напряжений», 1958.

5. Воробьев А. В., Тиходеев Н. Н. Исследование характеристик короны на модели высоковольтной линии постоянного тока. Труды ЛПИ, № 195, «Техника высоких напряжений», 1958.

6. Ковальская О. Т., Лаврухин А. М., Никольский Н. К., Рябов Б. М., Тиходеев Н. Н., Тушнов А. Н. Исследование характеристик короны на опытном пролете ЛЭП постоянного тока. Научно-техн. информационный бюллетень ЛПИ, «Электротехника», 1958, № 4.

7. Тиходеев Н. Н. Электрическая прочность внешней изоляции высоковольтных аппаратов. Научно-технический информационный бюллетень ЛПИ, «Электротехника», 1959, № 9.

8. Тиходеев Н. Н. К теории физического моделирования в электронике. В сб. «Труды межвузовской конференции по применению физического

моделирования в электротехнических задачах и по электрическим методам математического моделирования». Доклад Ф–05. Изд. МЭИ, 1959.

9. Тиходеев Н. Н. Вопросы изоляции и короны применительно к высокогорным линиям 500 кВ. В сб. «Проблемы высокогорной электротехники», Изд. АН Кирг. ССР, г. Фрунзе, 1961.

10. Емельянов Н. П., Тиходеев Н. Н. Расширение высокогорной лаборатории высоких напряжений АН Киргизской ССР и перевала Тюз-Ашу. В сб. «Проблемы высокогорной электротехники», Изд. АН Кирг. ССР, г. Фрунзе, 1961.

11. Гройс Е. С., Поссе А. В., Тиходеев Н. Н. Свойства и характеристики электропередач постоянного тока с учетом особенностей высокогорной трассы линий. В сб. «Проблемы высокогорной электротехники», Изд. АН Кирг. ССР, г. Фрунзе, 1961.

12. Тиходеев Н. Н. Особенности проектирования высокогорных линий. В сб. «Нурекская ГЭС и задачи науки». Изв. АН Тадж. ССР, Душанбе, 1961.

13. Рокотян С. С., Тиходеев Н. Н. Воздушные линии постоянного тока высокого напряжения. В сб. «Электропередачи постоянного тока» (Переводы докладов CIGRE– 1960, Париж, 1962).

14. Тиходеев Н. Н. Принципы статистической координации изоляции на линиях 220–750 кВ. Труды межвузовского научно-техн. совещания по перенапряжениям, изд. УПИ, Свердловск, 1963.

15. Тиходеев Н. Н. Основные закономерности потерь на корону на проводах линий высокого напряжения переменного тока. В сб. «Дальние передачи 500 кВ», «Энергия», 1964.

16. Егорова Л. В., Кислова Н. С., Тиходеев Н. Н., Филиппов А. А. Итоги измерений потерь на корону на опытной линии НИИПТ с различными проводами. В сб. «Дальние передачи 500 кВ», «Энергия», 1964.

17. Тиходеев Н. Н. Минимальные воздушные промежутки на линиях и подстанциях 500 кВ. В сб. «Дальние передачи 500 кВ», «Энергия», 1964.

18. Калинин Е. В., Мерхалев С. Д., Соломонов Н. М., Тиходеев Н. Н. Электрические характеристики изоляции линий 500 кВ. В сб. «Дальние передачи 500 кВ», «Энергия», 1964.

19. Глебов Э. С., Кузнецова Л. Е., Мясников А. В., Тиходеев Н. Н. Анализ надежности воздушных линий электропередачи 500 кВ Волжские ГЭС – Москва. В сб. докладов на II Всесоюзном научно-техническом совещании по устойчивости и надежности энергосистем СССР, Тбилиси, 1969.

20. Перельман Л. С., Рохинсон П. З., Тиходеев Н. Н. Выбор габаритов линии электропередачи 1200 кВ с целью ограничения напряженности электрического поля под линией. В сб. материалов всесоюзного совещания «Основные научно-технические проблемы передачи электрической энергии переменным током при напряжении 1150 кВ». Минэнерго СССР, 1972.

21. Егорова Л. В., Кислова Н. С., Тиходеев Н. Н. Потери на корону на линиях 750 кВ. В сб. «Дальние электропередачи 750 кВ». I. Воздушные линии. 1974, «Энергия», с. 109–113.

22. Гутман Ю. М., Скойбеда А. И., Соломоник Е. А., Табарданова М. П., Тиходеев Н. Н. Высоковольтные и механические испытания линейной изоляции 750 кВ. В сб. «Дальние электропередачи 750 кВ». I. Воздушные линии. 1974, «Энергия», с. 140–145.

23. Кайданов Ф. Г., Калинин Е. В., Перельман Л. С., Тиходеев Н. Н. Особенности функций и результаты испытаний экранной и защитной арматуры линии 750 кВ Конаково – Москва. В сб. «Дальние электропередачи 750 кВ». I. Воздушные линии. 1974, «Энергия», с. 146–151.

24. Перельман Л. С., Фельдман М. Л., Тиходеев Н. Н. Влияние превышения высоты подвески проводов средней фазы над крайними на основные электрические характеристики линий 750 кВ. В сб. «Дальние электропередачи 750 кВ». I. Воздушные линии. 1974, «Энергия», с. 91–94.

25. Кайданов Ф. Г., Перельман Л. С., Тиходеев Н. Н. Выбор и исследование экранирующей арматуры аппаратов 750 кВ. В сб. «Дальние электропередачи 750 кВ». II. Подстанции, 1975, «Энергия».

26. Бургсдорф В. В., Тиходеев Н. Н. Состояние освоения ЛЭП 765 кВ и работ по ультравысоким напряжениям в США (по материалам советско-американского симпозиума в 1975 г.). В сб. материалов Всесоюзного научно-технического совещания «Опыт эксплуатации ЛЭП 750 кВ», 1976, с. 89–96.

27. Рудакова В. М., Тиходеев Н. Н. Влияние экрана с промежуточным потенциалом на электрическую прочность воздушной изоляции подстанций. В сб. «Проблемы передачи на дальние расстояния по ЛЭП переменного тока УВН», 1978, изд. ЛПИ.

28. Гутман Ю. М., Тиходеев Н. Н. Влияние формы импульса на электрическую прочность воздушной изоляции. В сб. «Проблемы передачи на дальние расстояния по ЛЭП переменного тока УВН», 1978, изд. ЛПИ.

29. Гутман Ю. М., Казачкова Е. И., Кузнецова Л. Е., Шур С. С., Тиходеев Н. Н., Ласло В. Ф. Научно-техническое обоснование мероприятий

по сокращению изоляционных габаритов ОРУ 500 кВ. В сб. «Научные исследования для Саяно-Шушенской ГЭС», 1978.

30. Коваленко С. В., Тарасов В. К., Филиппов Ю. А., Яковлев О. И., Тиходеев Н. Н. Современное электрооборудование и новые технические решения по электрической части Саяно-Шушенской ГЭС. «Гидротехническое строительство», 1979, № 2.

31. Тиходеев Н. Н. Современные технические возможности повышения пропускной способности линий электропередачи сверхвысокого напряжения. В сб. материалов к Всесоюзному научно-техническому совещанию «Системные исследования в энергетике», Л., 1979, с. 98–106.

32. Попков В. И., Тиходеев Н. Н. Экологические проблемы линий электропередачи сверх- и ультравысокого напряжения. Энергия: экология, техника, 1984, № 2, с. 10–15.

33. Марченко Е. А., Тиходеев Н. Н. Экологические проблемы в области передачи электроэнергии переменным и постоянным током на дальние расстояния. В сб. материалов II Всесоюзного совещания по космической антропоэкологии. 1984, Ленинград, с. 77–81.

34. Костенко М. В., Шнеерсон Г. А., Кучинский Г. С., Тиходеев Н. Н., Халилов Ф. Х. Научно-технический прогресс в технике и электрофизике высоких напряжений. «Электрофизические процессы в энергетических и технологических установках высокого напряжения». Межвузовский сб. № 27, с. 20–30, 1984, МЭИ, Москва.

35. Ласло В. Ф., Тиходеев Н. Н., Яковлев О. И. и др. Новые разработки и проектные решения в электрической части Саяно-Шушенской ГЭС и их использование в других проектах. Материалы научно-техн. конференции «Решение проблем Саяно-Шушенского гидроэнергетического комплекса», 1987, с. 45–56, Ленинград.

36. Гутман Ю. М., Тиходеев Н. Н., Шур С. С. Исследования и испытания высоковольтного оборудования для Саяно-Шушенской и Майнской ГЭС. Материалы научно-техн. конференции «Решение проблем Саяно-Шушенского гидроэнергетического комплекса», 1987, с. 384–388, Ленинград.

37. Тиходеев Н. Н. Дефицит внимания к электричеству. «Энергия: экономика, техника, экология», 1988, № 11, с. 2–8.

38. Тиходеев Н. Н. Прогноз числа расцеплений гирлянд изоляторов на воздушной линии электропередачи. В сб. «Проблемы оптимизации и эксплуатации подвесной изоляции ВЛ и ОРУ», 1991, ЛИПКЭН, Ленинград.

39. Тиходеев Н. Н. Большая энергетика: узловые проблемы и перспективы. Материалы международного конгресса «Научно-технический

прогресс как основа развития общества», 1992, Москва, Союз научных и инженерных обществ.

40. Жуков С. В., Марченко Е. А., Сохранский А. С., Тиходеев Н. Н. и др. Электромагнитная экология воздушных линий электропередачи переменного тока: современное состояние и перспективы исследований в С.-Петербурге. 4-я российская конференция «Электромагнитная совместимость технических средств и биологических объектов», 1996, С.-Петербург.

41. Жуков С. В., Марченко Е. А., Сохранский А. С., Тиходеев Н. Н. Проблемы обеспечения электромагнитной совместимости линий электропередачи переменного тока. 4-я российская конференция «Электромагнитная совместимость технических средств и биологических объектов», 1996, С.-Петербург.

42. Тиходеев Н. Н. Роль линий электропередачи 500 кВ в развитии Единой электроэнергетической системы страны и техники передачи электрической энергии. Научно-техн. ведомости СПбГТУ, 1996, № 4, с. 41–48.

43. Жуков С. В., Марченко Е. А., Тиходеев Н. Н. и др. Анализ индукции магнитного поля вблизи линий электропередачи и оборудования электростанций и подстанций. Сб. докладов V научн.-техн. конф. «Электромагнитная совместимость технических средств и биологических объектов». 1998, с. 522–530, С.-Петербург.

44. Самойлов В. И., Тиходеев Н. Н. Изучение вопросов электромагнитной экологии в СПбГТУ. Научно-техн. ведомости СПбГТУ. 1998, № 2–3, с. 84–86, С.-Петербург.

45. Кошечев Л. А., Тиходеев Н. Н. Идеи Г. М. Кржижановского и его сподвижников в области техники электропередачи и объединение энергосистем: их реализация и перспективы развития. «Энергетика России на рубеже XXI века и перспективы ее развития». Сб. докладов, посвященных памяти Г. М. Кржижановского. 1999, Изд. ЭНИН, с. 153–158, Москва.

46. Зевин А. А., Кузнецова Л. Е., Тиходеев Н. Н., Чудный В. С. Методика оптимизации и оценки стоимости биполярных и квадрупольных воздушных линий электропередачи СВН и УВН. Электротехника-2010. Международный симпозиум (ТРАВЭК), Д.1.2, 1999, т. II, с. 14–18, Москва.

47. Васильев Ю. С., Глебов И. А., Глухих В. А., Данилевич Я. Б., Тиходеев Н. Н., Демирчан К. С. Развитие промышленности и предпосылки самодостаточного развития электроэнергетики России. «Наука и промышленность России», 2000, № 4–5, с. 20–34, Москва.

48. Кутузова Н. Б., Тиходеев Н. Н. Сравнение потерь на корону для ВЛ СВН и УВН постоянного и переменного тока с одинаковой пропускной способностью. ТРАВЭК-2001, Москва.

49. Зевин А. А., Кузнецова Л. Е., Тиходеев Н. Н. и др. Новое поколение воздушных линий электропередачи 110–500 кВ с уменьшенными потерями. Международный симпозиум по энергетике, окружающей среде и экономике, 2001, Казань.

50. Зевин А. А., Кузнецова Л. Е., Тиходеев Н. Н., Чудный В. С. Сравнение затрат стали на опоры для биполярных ВЛ и ВЛ переменного тока. ТРАВЭК-2001, Москва, т. 1.

51. Кутузова Н. Б., Тиходеев Н. Н. Влияние воздушных линий электропередачи постоянного и переменного тока на окружающую среду. Годичная конференция Академии «ЭМС и экология», 2001, С.-Петербург.

52. Тиходеев Н. Н. Передача электрической энергии на короткие, средние и дальние расстояния: достигнутое и некоторые перспективы. Сб. «Теоретические и практические проблемы развития электроэнергетики России». Труды международной конференции, 2002, С.-Петербург.

53. Бресткина Е. Е., Кутузова Н. Б., Тиходеев Н. Н. Экологические особенности и преимущества воздушных линий электропередачи постоянного тока ультравысокого напряжения. Сб. докладов VII Российской научно-техн. конференции по электромагнитной совместимости (ЭМС-2002). 2002, с. 522–524, С.-Петербург.

54. Зевин А. А., Тиходеев Н. Н. Двухцепная воздушная линия электропередачи 500 кВ с повышенной до 2,5 ГВт пропускной способностью и пониженными потерями в проводах. Сб. «Новые технологии в электроэнергетике», РАО «ЕЭС России», 2002, с. 266–269, Москва.

55. Зевин А. А., Тиходеев Н. Н. Новое поколение воздушных линий электропередачи 110–330 кВ с уменьшенными до оптимальных потерями в проводах. Сб. «Новые технологии в электроэнергетике», РАО «ЕЭС России», 2002, С. 296–300, Москва.

56. Тиходеев Н. Н. 25 лет производства ОПН: достигнутое и нерешенные вопросы. Сб. «Научные аспекты и актуальные проблемы разработки, производства, испытаний и применения ОПН», 2001 г. (издан в 2003 г.), с. 3 и 4.

57. Тиходеев Н. Н., Шур С. С. и др. Методические и экспериментальные основы ограничителя ОПНУ-500 для защиты фазной и междуфазной изоляции для Саяно-Шушенской ГЭС. Сб. «Научные аспекты и

актуальные проблемы разработки, производства, испытаний и применения ОПН», 2001 г. (издан в 2003 г.), с. 64, 65.

58. Неровный М. Т., Тиходеев Н. Н. Нужно ли отказываться от глубокого ограничения перенапряжений? Сб. «Научные аспекты и актуальные проблемы разработки, производства, испытаний и применения ОПН», 2001 г. (издан в 2003 г.), с. 151–160.

59. Зевин А. А., Качановская Л. И., Тиходеев Н. Н. Некоторые вопросы оптимизации воздушных линий электропередачи переменного и постоянного тока. «Прогресс в проектировании, строительстве и эксплуатации электрических сетей – ЛЭП 2003», секция № 2, доклад 2.23. 2003, Интернет, 9 с., Москва.

60. Тиходеев Н. Н. Разработка методики расчета двухцепных ВЛ 500 кВ с совместной оптимизацией промежуточных и анкерно-угловых опор. «Прогресс в проектировании, строительстве и эксплуатации электрических сетей – ЛЭП 2003», секция № 2, доклад 2.3. 2003, Интернет, 7 с., Москва.

61. Подпоркин Г. В., Тиходеев Н. Н. Реконструкция ВЛ 110 кВ на 35 кВ за счет использования защищенных проводов. Материалы международной научно-техн. конференции «Перенапряжения и надежность эксплуатации электрооборудования», 2004, с. 40–47, Минск.

62. Кутузова Н. Б., Тиходеев Н. Н. Двухцепные воздушные линии электропередачи переменного тока сверхвысокого напряжения для условий мегаполиса. Международная конференция «Электротехника, энергетика, экология-2004». 2004 г., с. 125–128, С.-Петербург.

63. Тиходеев Н. Н. Линейные полимерные изоляторы: актуальные вопросы разработки и эксплуатации. Международная конференция «Подвесные и опорные полимерные изоляторы: производство, технические требования, методы испытаний, опыт эксплуатации, диагностика». 2004, С.-Петербург.

Этот перечень не исчерпывает все материалы, опубликованные Н. Н. Тиходеевым в открытой печати. Всего им опубликовано не менее 380 статей и докладов, в том числе публицистического характера. Кроме того, Н. Н. Тиходеев является соавтором 30 изобретений.

Список трудов Н. Н. Тиходеева подготовлен Е. А. Соломонином.

Рефераты публикуемых статей

Памяти академика Николая Николаевича Тиходеева.

Соломоник Е. А., Владимирский Л. Л. – Известия НИИ постоянного тока, № 63, 2008, с. 7–19.

Выдающийся ученый в области электроэнергетики, техники высоких напряжений и передачи электроэнергии академик РАН Н. Н. Тиходеев проработал в НИИПТ более 50 лет, в том числе более 40 лет был главным редактором сборника научных трудов «Известия НИИ постоянного тока». Указаны основные достижения Н. Н. Тиходеева и возглавляемого им коллектива по совершенствованию отечественной электроэнергетики, кратко проанализировано разнообразное творческое наследие Н.Н. Тиходеева, дан перечень основных трудов, опубликованных им в открытой печати.

УДК 621.311

Опыт верификации динамической модели ЕЭС/ОЭС по данным системы мониторинга переходных режимов.

Герасимов А. С., Есипович А. Х., Смирнов А. Н., Куликов Ю. А. – Известия НИИ постоянного тока, № 63, 2008, с. 20–30.

Приведено описание базовой динамической модели энергосистемы ЕЭС/ОЭС и результаты ее верификации по данным системы мониторинга переходных режимов при пяти технологических нарушениях 2007–2008 гг., сопровождавшихся значительными изменениями частоты.

Ил. 4, табл. 4, библиогр. назв. 3.

УДК 621.311

Разработка цифровых моделей отечественных и зарубежных АРВ и методика их верификации.

Герасимов А. С., Есипович А. Х., Смирнов А. Н., Сорокин Д. В., Штефка Й. – Известия НИИ постоянного тока, № 63, 2008, с. 31–43.

Описана методика верификации полных цифровых моделей АРВ отечественного и зарубежного производства по частотным характерис-

тикам каналов регулирования и стабилизации натуральных регуляторов и показаны примеры верификации. Приведены практические примеры применения верифицированных цифровых моделей для обеспечения колебательной устойчивости электростанций ЕЭС России.

Ил. 9, библиогр. назв. 6.

УДК 621.311

О комплексном подходе к модернизации систем возбуждения генераторов крупных гидроэлектростанций.

Герасимов А. С., Есипович А. Х., Зеккель А. С., Кирьянов Г. В., Исаченко Л. А. – Известия НИИ постоянного тока, № 63, 2008, с. 44–53.

Предложен подход к модернизации систем возбуждения генераторов крупных гидроэлектростанций, обеспечивающий их оптимальные технико-экономические показатели. Подход состоит в уточнении требований системе возбуждения на основе анализа устойчивости в адекватной цифровой модели энергосистемы и проверке правильности выбранных параметров системы возбуждения при испытаниях и настройке «под ключ» натуральных образцов микропроцессорных АРВ в условиях ее адекватной физической модели.

Ил. 4, библиогр. назв. 3.

УДК 621.311

Инженерный подход к расчету электромеханических переходных процессов при несимметричных коротких замыканиях в электрических системах.

Герасимов А. С., Коробков А. В., Шлайфштейн В. А. – Известия НИИ постоянного тока, № 63, 2008, с. 54–62.

Рассмотрены вопросы учета несимметричных коротких замыканий (КЗ) в расчетах электромеханических переходных процессов по программам, использующим однолинейную модель электрической сети. Анализируются погрешности, вносимые упрощенным способом определения шунтов КЗ по уровню остаточного напряжения прямой последовательности в точке КЗ, предлагается к рассмотрению другой упрощенный способ учета несимметричных КЗ, не требующий определения шунтов КЗ, а также дается краткая информация о разработанной в НИИПТ специализированной программе для точного расчета значений шунтов КЗ.

Ил. 4, библиогр. назв. 2.

УДК 621.311

К проблеме электроснабжения региона г. Сочи.

Адамоков Р. К., Мазуров М. И., Шлайфштейн В. А. – Известия НИИ постоянного тока, № 63, 2008, с. 63–72.

Рассмотрены возможности реализации электроснабжения региона г. Сочи с помощью кабельной электропередачи Джубга–Псоу. В результате сравнения вариантов кабельных передач переменного и постоянного тока предложено отдать предпочтение варианту с тремя однотипными передачами постоянного тока на преобразователях напряжения мощностью по 350 МВт.

Ил. 4, табл. 4, библи. назв. 4.

УДК 621.311

Оптимальная расстановка устройств компенсации реактивной мощности для корректировки параметров установившегося режима.

Лозина Н. Г., Николаев А. В., Суслова О. В., Фролов О. В., Чемборисова Н. Ш. – Известия НИИ постоянного тока, № 63, 2008, с. 73–78.

Предлагается метод поиска чувствительных узлов без расчета установившегося режима и корректировка значений реактивной мощности в этих узлах для приближения напряжения в узлах сети к номинальному значению.

Ил. 2, табл. 1, библи. назв. 1.

УДК 621.311

Анализ параметров сети для определения мест расстановки устройств ограничения токов трехфазного короткого замыкания.

Лозина Н. Г., Суслова О. В., Фролов О. В., Чемборисова Н. Ш. – Известия НИИ постоянного тока, № 63, 2008, с. 79–84.

Предлагается оценочная методика для определения мест расстановки устройств ограничения токов короткого замыкания (ТКЗ) после анализа параметров сети без расчетов ТКЗ.

Ил. 1, табл. 5, библи. назв. 1.

УДК 621.311

Эффективный метод снижения потерь активной мощности в сети.

Фарафонов В. Е., Лопатин О. А., Чемборисова Н. Ш. – Известия НИИ постоянного тока, № 63, 2008, с. 85–90.

Приведен метод снижения потерь активной мощности в сети, основанный на применении параметров сети и вторых частных производных от суммарных потерь активной мощности в сети. Эти производные можно использовать в качестве штрафных функций в задачах оптимизации режимов.

Ил. 3, библиогр. назв. 7.

УДК 621.311

Оценка токов трехфазного короткого замыкания в сложносамкнутых схемах больших городов при помощи однолинейных программ расчета.

Волков А. И., Чистякова Ю. Ю. – Известия НИИ постоянного тока, № 63, 2008, с. 91–101.

Частые расчеты токов короткого замыкания требуют их автоматизации, особенно в сложных схемах с большим количеством узлов. С помощью программного комплекса «RASTRWIN» можно провести оценочный расчет, позволяющий выявить узлы с наибольшими токами короткого замыкания.

Табл. 6, библиогр. назв. 4.

УДК 621.311

Определение граничных узлов при эквивалентировании схем электроэнергетических систем

Штефка Й. – Известия НИИ постоянного тока, № 63, 2008, с. 102–114.

В статье рассмотрена задача автоматизированного определения граничных узлов при эквивалентировании схем больших электроэнергетических систем. До сих пор, в силу видимой простоты, этой задаче уделялось мало внимания. В то же время, при эквивалентировании больших схем число узлов, выделяющих эквивалентлируемую часть схемы, может достигать нескольких сотен и задача определения граничных узлов становится если не трудной, то трудоемкой. В работе проведена классификация граничных узлов и предложена методика формирования их списка, основанная на предварительном выделении сохраняемых в схеме узлов. Рассмотрены два способа: выбор граничных узлов из множества выделенных узлов, и выбор из узлов схемы, окаймляющих выделенное множество. Предложенная методика была реализована

в разработанной в ОАО «НИИПТ» программе эквивалентирования схем электроэнергетических систем (EquiC).

Ил. 5, библи. назв. 1.

УДК 621.311

Особенности проектирования и эксплуатации воздушных линий электропередачи в лесных массивах с учетом нового лесного законодательства РФ.

Тиходеев Н. Н., Кутузова Н. Б., Степина Н. И. — Известия НИИ постоянного тока, № 63, 2008, с. 115–135.

С 2007 г. введены в действие новые редакции Лесного и Земельного Кодексов с поправками и подзаконными актами, где регламентируются вопросы взаимодействия между участниками лесных отношений, порядок предоставления и оформления прав на лесные участки, в том числе, для строительства и эксплуатации ВЛ. Изменения внесены также в раздел «Прохождение ВЛ по насаждениям» последней редакции ПУЭ. В статье рассмотрены требования к выбору ширины просек для ВЛ 110–500 кВ, проходящих по лесным районам, как с точки зрения надежности ВЛ, так и с позиции уменьшения ущерба от вырубки леса.

Ил. 9, табл. 4, библи. назв. 17.

УДК 621.316.933.9

Эффективность схем грозозащиты ВЛ 110 кВ и выше с использованием ОПН: расчетные оценки и опыт эксплуатации.

Новикова А. Н., Шмараго О. В., Макашин Е. А. — Известия НИИ постоянного тока, № 63, 2008, с. 136–158.

Эффективность схем грозозащиты с использованием ОПН оценивалась с позиции оптимизации их количества на опорах и трассе. Для одноцепных и двухцепных ВЛ 110 кВ и 220 кВ без троса предложены схемы с двумя ОПН на каждой опоре, позволяющие обеспечить показатели грозоупорности ВЛ на уровне средних эксплуатационных показателей при защите этих ВЛ тросом. Оценена эффективность предлагаемых схем для двух законов распределения амплитуды тока молнии в районе прохождения трассы. Приведены результаты расчета ожидаемого числа грозовых отключений при установке ОПН на каждой второй опоре на примере одноцепных ВЛ 110, 220 и 500 кВ.

Расчетные оценки грозоупорности двухцепной ВЛ 400 кВ ПС «Выборгская» – Госграница с использованием ОПН, как дополнительного

к тросам средства грозозащиты, на опорах с высоким значением сопротивления заземления с целью уменьшения числа грозových отключений одновременно двух цепей, сопоставлены с эксплуатационными. Показана эффективность использования, для уменьшения числа грозových отключений двух цепей комбинированной схемы с установкой ОПН на нижней фазе и усилением изоляции остальных фаз защищаемой цепи.

Ил. 5, табл. 7, библи. назв. 3.

УДК 621.315.62

К выбору длинностржневых полимерных изоляторов для воздушных линий электропередачи постоянного тока.

Владимирский Л. Л. – Известия НИИ постоянного тока, № 63, 2008, с. 159–171.

На основе ранее разработанного ОАО «НИИПТ» метода выбора изоляции ВЛ постоянного тока (ВЛ ППТ) с использованием тарельчатых (стеклянных и фарфоровых) и длинностржневых (фарфоровых) изоляторов приведены основные подходы по выбору линейных стржневых полимерных изоляторов для применения на ВЛ ППТ с учетом их загрязняемости в реальных условиях эксплуатации и разрядных характеристик, определенных в лабораторных условиях при постоянном напряжении и загрязнении поверхности изоляторов.

Ил. 6, табл. 5, библи. назв. 17.

УДК 621.314

О некоторых воздействиях на вентильное оборудование комбинированного устройства для плавки гололеда и компенсации реактивной мощности.

Гуревич М. К., Козлова М. А., Репин А. В., Шершнев Ю. А. – Известия НИИ постоянного тока, № 63, 2008, с. 172–185.

Приведены структурная схема подключения оборудования комбинированной установки «Статический компенсатор реактивной мощности – управляемый преобразователь для плавки гололеда» (СКРМ-УПГ) на примере ее привязки к ПС Владикавказ 2 МЭС Юга, а также расчетные схемы для каждого режима. Рассмотрена работа установки СКРМ-УПГ в режиме компенсации реактивной мощности и в режиме плавки гололеда на проводах и тросах ВЛ. Описаны критерии выбора

компенсационного оборудования. На математических моделях для обоих режимов рассмотрены установившиеся, переходные и аварийные процессы в СКРМ-УПГ.

Ил. 10, табл. 1, библиогр. назв. 6.

УДК 621.314

Области эффективного применения комбинированных установок для плавки гололеда и компенсации реактивной мощности.

Гуревич М. К., Козлова М. А. – Известия НИИ постоянного тока, № 63, 2008, с. 186–192.

По состоянию на конец 2007 г. приведены результаты анализа потребности сетевых организаций в комбинированных установках для плавки гололеда на ВЛ и грозозащитных тросах и компенсации реактивной мощности. Приведен пример сравнения суммарной стоимости отдельного оборудования для плавки гололеда и оборудования для компенсации реактивной мощности и стоимости комбинированной установки на те же параметры. Показана технико-экономическая эффективность применения комбинированной установки.

Ил. 2, табл. 1, библиогр. назв. 3.

УДК 621.314

Интегрированное рабочее место службы РЗА для дистанционной работы с микропроцессорными устройствами различных фирм-изготовителей.

Асанбаев Ю. А., Горелик Т. Г., Лобанов С. В. – Известия НИИ постоянного тока, № 63, 2008, с. 193–203.

На практике применяются различные системы поддержки действий релейного персонала. АРМ службы РЗА организовывается как органичная часть АСУ ТП подстанции на базе всей совокупности информации, имеющейся в АСУ ТП, с использованием всех возможностей сбора, контроля, достоверизации информации, возможностей системы отображения информации. В докладе рассматривается именно такой вариант интегрированной системы, организованной на базе комплексов «СКАДА-НИИПТ» или «СКАДА-РЗА», разработанных в ОАО «НИИПТ». Интегрированная система предназначена для работы с МП РЗА отечественных и зарубежных фирм-изготовителей.

УДК 621.314

Информационный обмен с РЗА и ПА – основа интегрированной АСУ ТП подстанций.

Асанбаев Ю. А., Горелик Т. Г., Кириенко О. В., Кумец И. Е. – Известия НИИ постоянного тока, № 63, 2008, с. 204–212.

На современном этапе развития энергетики различными отечественными и зарубежными фирмами предлагается к использованию обширный ассортимент микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики (МП РЗА), устройств противоаварийной автоматики, регистраторов аварийных процессов, измерительных устройств и др. Интеграция в единую систему функций защиты, регулирования, мониторинга совместно с техникой локальных сетей и современными телекоммуникационными технологиями в настоящее время широко распространено на подстанциях в нашей стране и за рубежом.

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 основные особенности и проблемы, возникающие при интеграции микропроцессорных устройств в АСУ ТП подстанции по стандартам МЭК, в том числе по стандарту МЭК 61850.

УДК 621.314

Новые интегрированные решения ОАО «НИИПТ» для автоматизации подстанций на базе оборудования фирмы SATEC.

Горелик Т. Г., Кумец И. Е., Лобанов С. В., Kadyshevitch S. – Известия НИИ постоянного тока, № 63, 2008, с. 213–223.

В работе изложена общая концепция построения АСУ ТП подстанций магистральных и распределительных сетей ЕНЭС, разработанная и апробированная в эксплуатации Институтом постоянного тока (НИИПТ). Приведены основные технические решения по техническим средствам и программному обеспечению программно-технического комплекса АСУ ТП ПС. Приведено подробное описание основных задач и программных комплексов.