

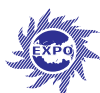
ОРГАНИЗАТОРЫ



ОАО «Системный оператор
Единой энергетической системы»



Федеральная Сетевая Компания
Единой Энергетической Системы



Электрификация
восточный мост

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ



МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



ОАО «ВНИИР»



СБОРНИК ДОКЛАДОВ XXI КОНФЕРЕНЦИИ РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ЭНЕРГОСИСТЕМ

29-31 мая 2012

МОСКВА, ВЫСТАВОЧНЫЙ ПАВИЛЬОН «ЭЛЕКТРИФИКАЦИЯ» №55, ВВЦ

ISBN 978-5-9903581-2-6

СОДЕРЖАНИЕ

ПЛЕНАРНОЕ ЗАСЕДАНИЕ

Цифровая подстанция. Подходы к реализации
Горелик Т.Г., Кириенко О.В., Дони Н.А., (ОАО «НИИПТ», ООО НПП «Экра»).....10

СОВРЕМЕННАЯ ИДЕОЛОГИЯ ПОСТРОЕНИЯ И КОНЦЕПТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ РЗА

О требованиях кибербезопасности систем РЗА при
использовании МЭК 61850
Нудельман Г.С. (ОАО «ВНИИР»).....18

Проблемы обеспечения синхронизации интеллектуальных
устройств электроэнергетики на базе глобальных навигационных
спутниковых систем
Харисов В.Н., Оганесян А.А., Нудельман Г.С. (ОАО «ВНИИР»).....24

Требования к регистрации аварийных событий
Фещенко В.А., Макеев А.Н., Горелик Т.Г. (ОАО «СО ЕЭС», ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «НИИПТ»).....33

Особенности реализации релейной защиты блока генератор-
трансформатор
Шевелев А.В., Романов Ю.В. (ООО «ИЦ «Бреслер»).....44

Практика использования дистанционной защиты с динамическими
характеристиками
Баглейбтер О.И. (ЗАО «Альстом Грид»).....47

Программный комплекс для анализа работы и устранения
неисправностей релейной защиты и автоматики
Козмогорцев С. Н., Владимиров А.Н. (ООО «СМС-ИТ», ОАО «СО ЕЭС»).....58

Защита от высокоомных замыканий на землю в MiCOM Agile
Ильющик М.М. (ЗАО «Альстом Грид»).....65

Эффективное управление продольной компенсацией для
повышения устойчивости электроэнергетической системы
Колобродов Е.Н. (ОАО «ВНИИР»).....70

Современные системы защиты и автоматизации на многоцепных
линиях электропередачи сверхвысокого напряжения
Законьшек Я.В., Славутский А.Л. (ЗАО «ЭнЛАБ»).....81

Повышение чувствительности многопараметрических резервных защит электрических распределительных сетей 6-110 кВ <i>Нагай И.В., Нагай В.И. (Южно-Российский государственный технический университет (НПИ))</i>	92
Построение релейной защиты комплектных распределительных устройств и электрических сетей от развивающихся повреждений <i>Украинцев А.В., Нагай В.И., Сарры С.В., Чмыхалов Г.Н., Нагай И.В. (Южно-Российский государственный технический университет (НПИ))</i>	101
Релейная защита дискретно управляемой выпрямительной установки плавки гололеда на ВЛ <i>Засыпкин А.С., Левченко И.И., Сацук Е.И., Шовкопляс С.С., Щуров А.Н. (Южно-Российский государственный технический университет (НПИ), ОАО «СО ЕЭС»)</i>	108
Чувствительная защита ротора при замыкании на землю в одной точке цепи возбуждения <i>Лавриненко В.А. (ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы»)</i>	112
Алгоритм избирательной защиты кабельно-воздушной линии постоянного тока <i>Капитула Ю. В. (ОАО «НИИПТ»)</i>	122
Использование имитационного моделирования для обеспечения селективности токовых защит <i>Клюкин А. Н., Куликов А.Л. (Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева, ОАО «ФСК ЕЭС»)</i>	127
Релейная защита и автоматика в системах электроснабжения с распределенной генерацией <i>Онисова О.А., Наволочный А.А. (ОАО «ВНИИР»)</i>	138
Развитие микропроцессорных устройств релейной защиты, автоматики и управления (МП РЗАУ) электроэнергетических систем <i>Гарке В.Г. (ОАО «Сетевая компания», КНИТУ им. А.Н. Туполева)</i>	146
К вопросу о структуре и функциональных возможностях программного обеспечения для автоматизации проектирования релейных защит систем электроснабжения <i>Кургузов Н.Н., Третьяков Н.В., Кургузова Л.И., Цымбал А.Ф., Кургузова М.Н. (ПГУ им. С. Торайгырова, «ТОО Электротехнический проектный институт ТЭЛПРО»)</i>	156
Способы улучшения дифференциально-фазной высокочастотной защиты линий 110-220кВ <i>Чепелев В.Н., Пирогов М. Г. (ООО «НТЦ «Механотроника»)</i>	161



ВОПРОСЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ УСТРОЙСТВ РЗА В ЕЭС РОССИИ

Комплексный подход к диагностике устройств РЗА, поддерживающих протокол МЭК-61850 <i>Александров Н. М., Смирнов Ю.Л. (ООО «НПП «Динамика»)</i>	170
Автоматизация задач сотрудников служб РЗА <i>Макаров А.В. (ООО «ИЦ «Бреслер»)</i>	176
Техническое обслуживание микропроцессорных устройств РЗА в современных условиях <i>Шапеев А.А., Фролов С.Е., Ларюхин А.А. (ООО «Центр Управления Проектами ЧЭАЗ»)</i>	189
Особенности исполнения и расчёта уставок резервных токовых защит от витковых замыканий в обмотках НН управляемых шунтирующих реакторов, трансформаторов и автотрансформаторов <i>Вдовин С.А., Шалимов А.С. (ООО НПП «Селект»)</i>	195
Автоматизация процессов расчета параметров срабатывания устройств релейной защиты <i>Анисимова О.В., Ефремов В.А. (ООО «ИЦ «Бреслер»)</i>	205
Оптимизация схем вторичной коммутации присоединений 6-35 кВ <i>Иванов Н.А., Варганов П.Г. (ЗАО «Чебоксарский электроаппаратный завод»)</i>	212
Система автоматизированного анализа аварийных событий <i>Машинский Ю.В. (ЗАО «РТСофт»)</i>	219
Определение технического ресурса высоковольтного выключателя в режиме online <i>Жегалов А.А. (Филиал ООО «КЭР-Инжиниринг» «ТатНИПИэнергопром»)</i>	223

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ И ВОПРОСЫ РАЗВИТИЯ WAMS, WACS И WAPS

Развитие технологий векторной регистрации параметров противоаварийного и режимного управления электрическими режимами энергосистем <i>Жуков А.В., Демчук А.Т., Дубинин Д.М. (ОАО «СО ЕЭС»)</i>	232
Мониторинг низкочастотных колебаний с использованием измерений WAMS <i>Жуков А.В., Расщепляев А.И., Климова Т.Г. (ОАО СО ЕЭС, ФГБОУ ВПО НИУ МЭИ)</i>	246

Базовые пусковые органы для систем централизованной противоаварийной автоматики и систем управления электромеханическими переходными процессами на основе синхронной регистрации параметров электрического режима <i>Жуков А.В., Герасимов А.С., Бердин А.С., Бородин О.С. (ОАО «СО ЕЭС», ОАО «НИИПТ», ООО «Прософт-Системы»).....</i>	257
Система мониторинга переходных режимов в ОЭС Северо-Запада на базе модернизированного цифрового регистратора аварийных процессов <i>Голощанов А. Н. (ООО «ПАРМА»).....</i>	263
Возможности применения системных стабилизаторов синхронных генераторов с входными сигналами от регистраторов системы мониторинга переходных режимов (СМПР) <i>Сорокин Д.В. (ОАО «НИИПТ»).....</i>	272
СЕКЦИЯ ПОСТЕРОВ	
Технические возможности аппаратуры ООО «УРАЛЭНЕРГОСЕРВИС». Применение АК «ТриТОН» для передачи сигналов команд РЗ и ПА <i>Горохов А. Л. (ООО «УРАЛЭНЕРГОСЕРВИС»).....</i>	282
Дискретное управление перетоком мощности при асинхронном ходе по межсистемной связи в сложной электроэнергетической системе <i>Зеленохат Н.И., Кузнецов О.Н., Лянзберг А.В., Матисон В.А., Наволочный А.А. (ФГБОУ ВПО НИУ МЭИ, ОАО «ВНИИР»).....</i>	290
Мини СОПТ производства ЗАО МПОТК «Технокомплект» УУЗП-20-220-М2-КП-УХЛ4 <i>Вдовин А.Ю. (ЗАО «МПОТК «ТЕХНОКОМПЛЕКТ»).....</i>	297
Опыт применения системы ОМП, разработанной ИЦ <i>Жарков А.В., Пошивалин А.Н., Исмуков Г.Н. (ООО «ИЦ «Бреслер»).....</i>	303
Новые возможности аппаратуры связи для РЗ и ПА производства ООО «Прософт-Системы» <i>Чирков А.Г. (ООО «Прософт-Системы»).....</i>	310

Качественная диагностика – залог правильной работы устройств РЗА <i>Никитин В. В., Зайцев Б.С. (ООО «НПП «Динамика»)</i>	311
Устройства противоаварийной частотной автоматики УРЧ-03М <i>Нехай И. Ф. (ПАО «Электротехнический завод»)</i>	317
Организация сетей мониторинга и конфигурации МП устройств серии БЭМП <i>Варганов Г.П., Паршиков Н.В., Алексеев А.В., Митрофанов О.В. (ЗАО «Чебоксарский электроаппаратный завод»)</i>	327
Перспективные комплексные решения по организации защит для подстанций и распределительных пунктов классов напряжений 6-110 кВ микропроцессорными устройствами РЗА новой линейки серии РС83 <i>Жереб А. А. («РЗА СИСТЕМЗ»)</i>	331
Особенности оборуования связи PowerLink <i>Чашкин Д.Е. (ООО «Сименс»)</i>	342
Опыт эксплуатации программного обеспечения установок МИКРОН для диагностики РЗА <i>Аржанников А.В. (ООО «НПП «ЭнергоЭлектроника»)</i>	350
О способе решения проблемы излишнего действия дифференциальной защиты при повреждении в измерительных цепях тока <i>Михалев С.В., Пирогов М.Г. (ООО «НТЦ «Механотроника»)</i>	353
Ступенчатые защиты с зависимой характеристикой выдержки времени <i>Исаков Р.Г., Гарке В.Г. (ОАО «Сетевая компания», КНИТУ им. А.Н. Туполева)</i>	358
Подходы к автоматизации тестирования настройки технологических алгоритмов ПА, работающих по принципу II-ДО <i>Ландман А.К., Петров А.М., Петров А.Э., Сакаев О.О., Чумаков В.А. (ЗАО «Институт автоматизации энергетических систем», Россия)</i>	366
Подходы к созданию автоматического группового регулятора напряжений для энергорайона с функцией координации локальной ПА <i>Воропай Н.И., Осак А.Б., Панасецкий Д.А., Домышев А.В., Бузина Е.Я. (Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН)</i>	373
Стендовые испытания в ОАО «НИИПТ» микропроцессорных устройств и программно-технических комплексов <i>Горелик Т.Г., Кириенко О.В., Кабанов П.В. (ОАО «НИИПТ»)</i>	379



Подходы к проведению пуско-наладочных работ на цифровой подстанции с учетом использования интеллектуального оборудования <i>Якушев И.А. (ЗАО «НОВИНТЕХ»)</i>	388
Анализ работы дистанционной защиты и выбор ее характеристик <i>Конова Е.А., Гарке В.Г. (ОАО «Сетевая компания», КНИТУ им. А.Н. Туполева)</i>	393
Новые решения в распределительных сетях на базе устройств АЛ и РЗЛ <i>Загоруйко С.П. (ПАО «Электротехнический завод», Украина)</i>	401
Современные приборы для проверки устройств РЗА и другого оборудования ПС в соответствии со стандартом МЭК 61850 <i>Иванов Ф.А. (ЗАО «ЭнЛАБ»)</i>	411
Автоматика управления высоковольтного выключателя с учетом переходного режима <i>Хазбулатов З.З. (Филиал ООО «КЭР-Инжиниринг» «ТатНИПИЭнергопром», КНИТУ им. А.Н. Туполева)</i>	415
Система передачи аварийных событий в режиме реального времени СПА-РВ <i>Чернов В. И. (ООО «Свей»)</i>	420
Использование метода бегущей волны для уточнения места неисправности в кабельных линиях <i>Рукавицын А. А. (МНПП «Антракс»)</i>	427
СОВРЕМЕННЫЕ ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ПРОТИВОАВАРИЙНОГО И РЕЖИМНОГО УПРАВЛЕНИЯ	
Перспективы развития системы АРЧМ ЕЭС России <i>Жуков А.В., Демчук А.Т., Сафронов А.Н. (ОАО «СО ЕЭС»)</i>	430
Современные системы противоаварийной автоматики в ЕЭС России <i>Жуков А.В., Демчук А.Т., Сацук Е.И., Легкоконец П.В., Кац П.Я, Лисицын А. А. (ОАО «СО ЕЭС», ОАО «НИИПТ»)</i>	447
Система мониторинга автоматических регуляторов возбуждения синхронных генераторов электростанций ЕЭС России <i>Герасимов А.С., Есипович А.Х., Жуков А.В., Демчук А.Т., Негреев А.П. (ОАО «НИИПТ», ОАО «СО ЕЭС»)</i>	457
Опыт разработки и вопросы развития унифицированных программно-технических комплексов ПА для создания интегрированных систем противоаварийного управления <i>Ландман А.К., Петров А.М., Петров А.Э., Сакаев О.О. (ЗАО «Институт автоматизации энергетических систем»)</i>	464

Подходы к созданию автоматического группового регулятора напряжений для энергорайона с функцией координации локальной ПА <i>Воропай Н.И., Осак А.Б., Домышев А.В., Панасецкий Д.А., Бузина Е.Я. (Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН)</i>	472
Устройства противоаварийной автоматики ООО «НПП «ЭКРА» для цифровой подстанции и их испытания на RTDS <i>Наумов В.А., Петров В.С., Пономарев Е.А., Разумов Р.В. (ООО НПП «ЭКРА»)</i>	478
Модуль определения МДП на базе RASTRWIN в проекте СМЗУ СРТО <i>Неуймин В.Г., Александров А.С., Максименко Д.М. (ОАО «НИИПТ»)</i>	488
К вопросу о восстановлении ЭЭС мегаполисов после аварий <i>Фролов О.В., Коровкин Н.В. (ОАО «НИИПТ»)</i>	496
ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И ПОСТРОЕНИЯ СОВРЕМЕННЫХ АСУ ТП И ЦИФРОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ	
Оптимизация структуры и технико-экономических характеристик цифровых подстанций <i>Орлов Л.Л. (ЗАО «РтСофт»)</i>	501
Особенности проектирования интеллектуальных подсистем цифровой подстанции <i>Летуновский Д.Н. (ЗАО «НОВИНТЕХ»)</i>	511
Интеграция и взаимосвязь комплексов противоаварийной автоматики с устройствами РЗА и АСУ ТП подстанции с использованием современных стандартов и протоколов. Вопросы и решения <i>Апросин К.И., Бородин О.С., Иванов Ю.В. (ООО «Прософт-Системы»)</i>	514
Применение Протокола IEEE 1588 в сетях обмена данными с высокой готовностью функционирования <i>Сerratо А.Э. (ЗАО «НОВИНТЕХ»)</i>	524
Экспертная система анализа нештатных ситуаций на подстанции <i>Анашкина С.В., Карташова С.В., Любарский Ю.Я., Мирошкина А.Г. (ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС»)</i>	531
Modeling of interfaces to the network operator in the standard IEC 61850 <i>Henry Dawidczak (ООО «Сименс»)</i>	539



Многоканальное измерение в системах контроля качества
электроэнергии и релейной защиты. Передача данных для
интеллектуальных электросетей

Андрусевич А. (Maxim Integrated Products, Inc).....551

КРУГЛЫЙ СТОЛ. «ЦИФРОВАЯ ПОДСТАНЦИЯ. ПОДХОДЫ К РЕАЛИЗАЦИИ»

Оснащение цифровых подстанций устройствами РЗА ИЦ «Бреслер»

Шевелев В.С., Подшивалин Н.В. (ООО «ИЦ «Бреслер»).....557

ЦИФРОВАЯ ПОДСТАНЦИЯ. ПОДХОДЫ К РЕАЛИЗАЦИИ.

Горелик Т.Г., Кириенко О.В. (ОАО «НИИПТ»)

Дони Н.А. (НПП «ЭКРА»)

Новые технологии производства современных систем управления перешли из стадии научных исследований и экспериментов в стадию практического использования. Разработаны и внедряются современные коммуникационные стандарты обмена информацией. Широко применяются цифровые устройства защиты и автоматики. Произошло существенное развитие аппаратных и программных средств систем управления. Появление новых международных стандартов и развитие современных информационных технологий открывает возможности инновационных подходов к решению задач автоматизации и управления энергообъектами, позволяя создать подстанцию нового типа – Цифровую подстанцию (ЦПС). Отличительными характеристиками ЦПС являются: наличие встроенных в первичное оборудование интеллектуальных микропроцессорных устройств, применение локальных вычислительных сетей для коммуникаций, цифровой способ доступа к информации, ее передаче и обработке, автоматизация работы подстанции и процессов управления ею. В перспективе Цифровая подстанция будет являться ключевым компонентом интеллектуальной сети Smart Grid.

Термин цифровая подстанция до сих пор трактуется по-разному разными специалистами в области систем автоматизации и управления. Для того, чтобы разобраться, какие технологии и стандарты относятся к цифровой подстанции проследим историю развития систем АСУ ТП и РЗА. Внедрение систем автоматизации началось с появления систем телемеханики. Устройства телемеханики позволяли собирать аналоговые и дискретные сигналы с использованием модулей УСО и измерительных преобразователей. На базе систем телемеханики развивались первые АСУ ТП электрических подстанций и электростанций. АСУ ТП позволяли не только собирать информацию, но и производить ее обработку, а также представлять ее в удобном для пользователя интерфейсе. С появлением первых микропроцессорных релейных защит информация от этих устройства также стала интегрироваться в системы АСУ ТП. Постепенно количество устройств с цифровыми интерфейсами увеличивалось (противоаварийная автоматика, системы мониторинга силового оборудования, системы мониторинга щита постоянного тока и собственных нужд и т.д.). Вся эта информация от устройств нижнего уровня интегрировалась в АСУ ТП по цифровым интерфейсам. Несмотря на повсеместное использование цифровых технологий для построения систем автоматизации, такие подстанции не являются в полной мере цифровыми, так как вся исходная информация, включая состояния блок контактов, напряжения и токи, передается в виде аналоговых сигналов от распределительного устройства в оперативный пункт управления, где оцифровывается отдельно каждым устройством нижнего уровня. Например, одно и то же напряжение параллельно подается на все устройства нижнего уровня, которые преобразовывают его в цифровой вид и переда-

ют в АСУ ТП. На традиционных подстанциях различные подсистемы используют различные коммуникационные стандарты (протоколы) и информационные модели. Для функций защиты, измерения, учета, контроля качества выполняются индивидуальные системы измерений и информационного взаимодействия, что значительно увеличивает как сложность реализации системы автоматизации на подстанции, так и ее стоимость.

Переход к качественно новым системам автоматизации и управления возможен при использовании стандартов и технологий цифровой подстанции, к которым относятся:

1. Стандарт МЭК 61850:

- модель данных устройств;
- унифицированное описание подстанции;
- протоколы вертикального (MMS) и горизонтального (GOOSE) обмена;
- протоколы передачи мгновенных значений токов и напряжений (SV).

2. Цифровые (оптические и электронные) трансформаторы тока и напряжения.

3. Аналоговые мультиплексоры (Merging Units).

4. Выносные модули УСО (Micro RTU).

5. Интеллектуальные электронные устройства (IED).

Основной особенностью и отличием стандарта МЭК 61850 от других стандартов является то, что в нем регламентируются не только вопросы передачи информации между отдельными устройствами, но и вопросы формализации описания схем подстанции, схем защиты, автоматики и измерений, конфигурации устройств. В стандарте предусматриваются возможности использования новых цифровых измерительных устройств вместо традиционных аналоговых измерителей (трансформаторов тока и напряжения). Информационные технологии, позволяют перейти к автоматизированному проектированию цифровых подстанций, управляемых цифровыми интегрированными системами. Все информационные связи на таких подстанциях выполняются цифровыми, образуя единую шину процесса. Это открывает возможности быстрого прямого обмена информацией между устройствами, что, в конечном счете, дает возможность сокращения числа медных кабельных связей, сокращения числа устройств, более компактного их расположения.

Рассмотрим подробнее структуру Цифровой подстанции, выполненную в соответствии со стандартом МЭК 61850 (рис.1). Система автоматизации энергообъекта, построенного по технологии «Цифровая подстанция» делится на три уровня:

- Полевой уровень (уровень процесса).
- Уровень присоединения.
- Станционный уровень.

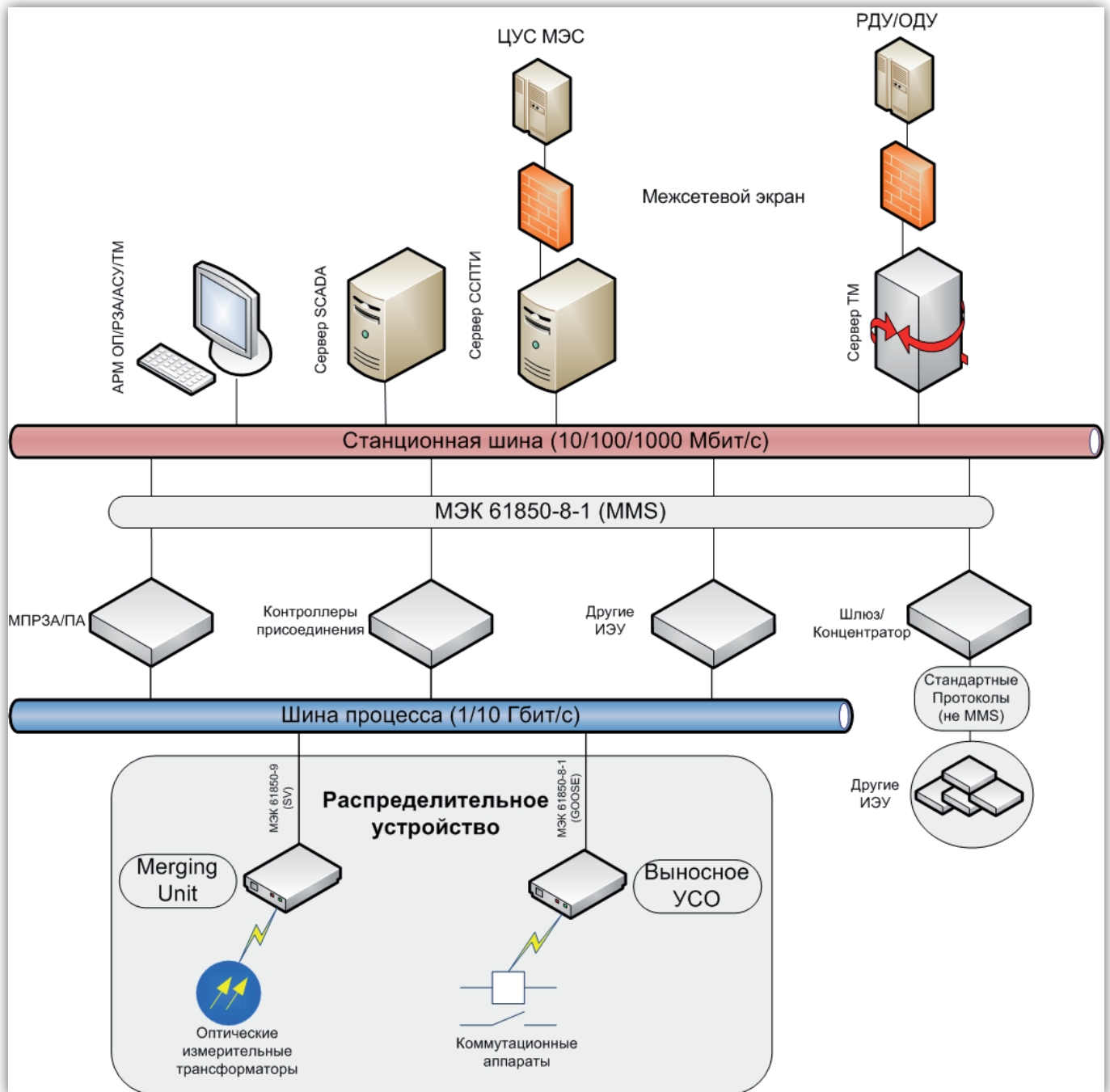


Рис.1. Структура цифровой подстанции.

Полевой уровень состоит из:

1. Первичных датчиков для сбора дискретной информации и передачи команд управления на коммутационные аппараты (micro RTU).
2. Первичных датчиков для сбора аналоговой информации (цифровые трансформаторы тока и напряжения).

Уровень присоединения состоит из интеллектуальных электронных устройств:

1. Устройств управления и мониторинга (контроллеры присоединения, многофункциональные измерительные приборы, счетчики АСКУЭ, системы мониторинга транс

форматорного оборудования и т.д.).

2. Терминалов релейной защиты и локальной противоаварийной автоматики.

Станционный уровень состоит из:

1. Серверов верхнего уровня (сервер базы данных, сервер SCADA, сервер телемеханики, сервер сбора и передачи технологической информации и т.д., концентратор данных).

2. АРМ персонала подстанции.

В плане основных особенностей построения системы в первую очередь необходимо выделить новый «полевой» уровень, который включает в себя инновационные устройства первичного сбора информации: выносные УСО, цифровые измерительные трансформаторы, встроенные микропроцессорные системы диагностики силового оборудования и т.д.

Цифровые измерительные трансформаторы передают мгновенные значения напряжения и токов по протоколу МЭК 61850-9-2 устройствам уровня присоединения. Существует два вида цифровых измерительных трансформаторов: оптические и электронные. Оптические измерительные трансформаторы являются наиболее предпочтительными при создании систем управления и автоматизации цифровой подстанции, т.к. используют инновационный принцип измерений, исключающий влияние электромагнитных помех. Электронные измерительные трансформаторы базируются на базе традиционных трансформаторов и используют специализированные аналогово-цифровые преобразователи.

Данные от цифровых измерительных трансформаторов, как оптических, так и электронных, преобразуются в широковещательные Ethernet пакеты с использованием мультиплексоров (Merging Units), предусмотренных стандартом МЭК 61850-9. Сформированные мультиплексорами пакеты передаются по сети Ethernet (шине процесса) в устройства уровня присоединения (контроллеры АСУ ТП, РЗА, ПА и др.) Частота дискретизации передаваемых данных не хуже 80 точек на период для устройств РЗА и ПА и 256 точек на период для АСУ ТП, АИИС КУЭ и др.

Данные о положении коммутационных аппаратов и другая дискретная информация (положение ключей режима управления, состояние цепей обогрева приводов и др.) собираются с использованием выносных модулей УСО, установленных в непосредственной близости от коммутационных аппаратов. Выносные модули УСО имеют релейные выходы для управления коммутационными аппаратами. Выносные модули УСО синхронизируются с точностью не хуже чем 1 мс. Передача данных от выносных модулей УСО осуществляется по оптоволоконной связи, являющейся частью шины процесса по протоколу МЭК 61850-8-1 (GOOSE). Передача команд управления на коммутационные аппараты также осуществляется через выносные модули УСО с использованием протокола МЭК 61850-8-1 (GOOSE).

Также, силовое оборудование оснащается набором цифровых датчиков. Существуют специализированные системы для мониторинга трансформаторного и элегазового оборудования, которые имеют цифровой интерфейс для интеграции в АСУ ТП без использования дискретных входов и датчиков 4-20 мА. Современные КРУЭ оснащаются встраиваемыми цифровыми трансформаторами тока и напряжения, а шкафы управления в КРУЭ позволяют устанавливать выносные УСО для сбора дискретных сигналов. Установка цифровых датчиков в КРУЭ производится на заводе изготовителе, что позволяет упростить процесс проектирования, а также монтажные и наладочные работы на объекте.

Вторым отличием является объединение среднего (концентраторов данных) и верхнего (сервера и АРМ) уровня в один стационарный уровень. Это связано с единством протоколов передачи данных (стандарт МЭК 61850-8-1), при котором средний уровень, ранее выполнявший работу по преобразованию информации из различных форматов в единый формат для интегрированной АСУ ТП, постепенно теряет свое назначение. Уровень присоединения включает в себя интеллектуальные электронные устройства, которые получают информацию от устройств полевого уровня, выполняют логическую обработку информации, передают управляющие воздействия через устройства полевого уровня на первичное оборудование, а также осуществляют передачу информации на стационарный уровень. К этим устройствам относятся контроллеры присоединения, терминалы МПРЗА и другие многофункциональные микропроцессорные устройства.

Третьим отличием в структуре является ее гибкость. Устройства для цифровой подстанции могут быть выполнены по модульному принципу и позволяют совмещать в себе функции множества устройств. Гибкость построения Цифровых подстанций позволяет предложить различные решения с учетом особенностей энергообъекта. В случае модернизации существующей подстанции без замены силового оборудования для сбора и оцифровки первичной информации можно устанавливать шкафы выносных УСО. При этом выносные УСО, помимо плат дискретного ввода/вывода, будут содержать платы прямого аналогового ввода (1/5 А), которые позволяют собрать, оцифровать и выдать в протоколе МЭК 61850-9-2 данные от традиционных трансформаторов тока и напряжения. В дальнейшем полная или частичная замена первичного оборудования, в том числе замена электромагнитных трансформаторов на оптические, не приведет к изменению уровня присоединения и подстанционного уровней. В случае использования КРУЭ имеется возможность совмещения функций выносного УСО, Merging Unit и контроллера присоединения. Такое устройство устанавливается в шкаф управления КРУЭ и позволяет оцифровать всю исходную информацию (аналоговую или дискретную), а также выполнить функции контроллера присоединения и функции резервного местного управления.

маторов тока и напряжения. В дальнейшем полная или частичная замена первичного оборудования, в том числе замена электромагнитных трансформаторов на оптические

ские, не приведет к изменению уровня присоединения и подстанционного уровней. В случае использования КРУЭ имеется возможность совмещения функций выносного УСО, Merging Unit и контроллера присоединения. Такое устройство устанавливается в шкаф управления КРУЭ и позволяет оцифровать всю исходную информацию (аналоговую или дискретную), а также выполнить функции контроллера присоединения и функции резервного местного управления.

С появлением стандарта МЭК 61850 ряд производителей выпустили продукты для цифровой подстанции. В настоящее время во всем мире выполнено уже достаточно много проектов, связанных с применением стандарта МЭК 61850, показавших преимущества данной технологии. К сожалению, уже сейчас, анализируя современные решения для Цифровой подстанции можно заметить достаточно свободную трактовку требований стандарта, что может привести в будущем к несогласованности и проблемам в интеграции уже современных решений в области автоматизации.

Сегодня в России активно ведется работа по развитию технологии «Цифровая подстанция». Запущен ряд пилотных проектов, ведущие российские фирмы приступили к разработке отечественных продуктов и решений для цифровой подстанции. На наш взгляд, при создании новых технологий, ориентированных на цифровую подстанцию, необходимо строго следовать стандарту МЭК 61850, не только в части протоколов передачи данных, но и в части идеологии построения системы. Соответствие требованиям стандарта позволит в будущем упростить модернизацию и обслуживание объектов на базе новых технологий.

В 2011 году ведущими российскими компаниями (ООО НПП «ЭКРА», ООО «ЭнергопромАвтоматизация», ЗАО «Профотек» и ОАО «НИИПТ») было подписано генеральное соглашение об организации стратегического сотрудничества с целью объединения научно-технических, инженерных и коммерческих усилий для создания Цифровой подстанции на территории РФ.

В соответствии с МЭК 61850, разработанная система состоит из трех уровней. Шина процесса представлена оптическими трансформаторами (ЗАО "Профотек") и выносным УСО (microRTU) NPT Expert (ООО «ЭнергопромАвтоматизация»). Уровень присоединения - микропроцессорные защиты - ООО НПП «ЭКРА» и контроллер присоединения NPT ВАУ-9-2 - ООО «ЭнергопромАвтоматизация». Оба устройства принимают аналоговую информацию по МЭК 61850-9-2 и дискретную информацию по МЭК 61850-8-1(GOOSE). Станционный уровень реализован на базе SCADA NPT Expert с поддержкой МЭК 61850-8-1(MMS).

В рамках совместного проекта была разработана также система автоматизированного проектирования ЦПС - SCADA Studio, проработана структура сети Ethernet для различных вариантов построения, собран макет Цифровой подстанции и проведены совместные испытания, в том числе на испытательном стенде в ОАО «НИИПТ».

Действующий прототип Цифровой Подстанции был представлен на выставке «Электрические сети России-2011». Внедрение пилотного проекта и выход на полномасштабное производство оборудования Цифровой Подстанции запланирован на 2012 год. Российское оборудование для «Цифровой подстанции» прошло полномасштабное тестирование, подтверждена также его совместимость по стандарту МЭК 61850 с оборудованием различных зарубежных (Omicron, SEL, GE, Siemens и др.) и отечественных компаний (ООО «Прософт-Системы», НПП «Динамика» и др.).

Разработка собственного российского решения по Цифровой Подстанции позволит не только развивать отечественное производство и науку, но и повысить энергобезопасность нашей страны. Проведенные исследования технико-экономических показателей позволяют сделать вывод, что стоимость нового решения при переходе на серийный выпуск продукции не будет превышать стоимости традиционных решений построения систем автоматизации и позволит получить ряд технических преимуществ, таких как:

- Значительное сокращение кабельных связей.
- Повышение точности измерений.
- Простота проектирования, эксплуатации и обслуживания.
- Унифицированная платформа обмена данными (МЭК 61850).
- Высокая помехозащищенность.
- Высокая пожаро-взрывобезопасность и экологичность.
- Снижение количества модулей ввода/вывода на устройства АСУ ТП и РЗА, обеспечивающие снижение стоимости устройств.

Еще ряд вопросов требует дополнительных проверок и решений. Это относится к надежности цифровых систем, к вопросам конфигурирования устройств на уровне подстанции и энергообъединения, к созданию общедоступных инструментальных средств проектирования, ориентированных на разных производителей микропроцессорного и основного оборудования. Для обеспечения требуемого уровня надежности в рамках пилотных проектов должны быть решены следующие задачи:

1. Определение оптимальной структуры цифровой подстанции в целом и ее отдельных систем.
2. Гармонизация международных стандартов и разработка отечественной нормативной документации.
3. Метрологическая аттестация систем автоматизации, в том числе и системы АИ-ИСКУЭ, с поддержкой МЭК 61850-9-2 .
4. Накопление статистики по надежности оборудования цифровой подстанции.
5. Накопление опыта внедрения и эксплуатации, обучение персонала, создание центров компетенции.



В настоящее время в мире началось массовое внедрение решений класса «Цифровая подстанция», основанных на стандартах серии МЭК 61850, реализуются технологии управления SmartGrid, вводятся в эксплуатацию приложения автоматизированных систем технологического управления. Применение технологии цифровой подстанции должно позволить в будущем существенно сократить расходы на проектирование, пуско-наладку, эксплуатацию и обслуживание энергетических объектов.

О ТРЕБОВАНИЯХ КИБЕРБЕЗОПАСНОСТИ СИСТЕМ РЗА ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ МЭК 61850

Нудельман Г.С. (ОАО «ВНИИР»)

С течением времени слова меняют свои значения, по мере того, как меняется культура и восприятие человека, и принимаются новые идеологии. Такие изменения произошли и с понятием «Безопасность». Произошли также изменения в употреблении этого слова по отношению к терминологии компьютерной техники – появился новый термин «кибербезопасность» [1].

Микропроцессорные устройства с большими вычислительными возможностями в настоящее время широко используются для управления и автоматизации, в дополнение к стандартной архивации и обработке данных. Электроэнергетическая промышленность, как и все наше общество в целом, пользуется преимуществами открывшихся невероятных возможностей, которые предоставляют новые технологии. Релейная защита и регулирующие устройства, система SCADA, дистанционное управление и мониторинг, а также многие другие приложения сейчас, как правило, применяются с использованием новой технологии. Однако, кроме очевидных технологических и технических преимуществ, обеспечиваемых микропроцессорной техникой, существенно обостряется проблема угрозы информационной безопасности, обусловленная возможными несанкционированными действиями и рядом других причин, и возрастающая по мере увеличения количества подстанций с возможностью доступа по IP. До настоящего времени системы защиты и автоматизации подстанции (АП) полагаются на безвестность, изоляцию и закрытость объекта, надежность коммуникаций в рамках подстанции, использование внутренних протоколов. Но все это до конца не решает проблему безопасности и эти системы нуждаются в защите от кибератак, которые могут значительно подорвать надежность электрической сети. Следует сделать акцент на то, что с введением IEC 61850 появились опасения, что существующие меры обеспечения безопасности становятся в принципе неудовлетворительными. Эти опасения привели исследовательский комитет B5 CIGRE к решению провести исследование, позволяющее оценить проблему реализации требований по кибербезопасности при использовании IEC 61850. Для этой цели была создана специальная рабочая группа, результатом работы которой стал специальный отчет [2], положения которого отражены в настоящем докладе.

Основная суть проблемы кибербезопасности заключается в том, что закрытость объекта больше не является барьером для кибератаки, которая может преодолеть изоляцию, и все данные на верхнем уровне АП с внедрением IEC 61850, если не принять специальные меры, могут стать доступными не по назначению. В настоящее время IEC 61850 лучше всего реализован через инфраструктуру Ethernet, что, из-за связи с корпоративной сетью, лишает систему преимуществ изоляции. Дополнительно отмечается, что одноранговая связь, через GOOSE, подвержена рискам, связанным с

воспроизведением событий и манипулированием ими, а связи «клиент-сервер», поддерживающие более одного клиента, увеличивают возможность появления в них неавторизованного клиента.

Для обеспечения требований по безопасности и для оценки её уровня упомянутая рабочая группа предлагает использовать семь основополагающих требований, кодифицированных в ISA 01.01.99:

- **Управление доступом** (AC - Access Control), чтобы защитить от несанкционированного доступа к устройству или информации.
- **Управление Использованием** (UC - Use Control), чтобы защитить от несанкционированного оперирования или использования информации.
- **Целостность Данных** (DI - Data Integrity), чтобы защитить от несанкционированного изменения.
- **Конфиденциальность Данных** (DC - Data Confidentiality), чтобы защитить от подслушивания.
- **Ограничение Потока данных** (RDF - Restrict Data Flow), чтобы защитить от публикации информации на несанкционированных источниках.
- **Своевременный Ответ на Событие** (TRE - Timely Response to Event), мониторинг и протоколирование связанных с безопасностью событий и принятие своевременных мер по ликвидации последствий в ответственных задачах и в критических ситуациях по безопасности.
- **Доступность Сетевого ресурса** (NRA - Network Resource Availability), чтобы защитить от атак «отказ в обслуживании».

Отмечается, что эти требования не отличаются от предъявляемых к обычным вычислительным сетям, однако ввиду изолированности объекта и связанной с этим иллюзией безопасности, до настоящего времени к таким сетям зачастую не применявшимся.

Анализ существующих и разрабатываемых стандартов, выполненный рабочей группой исследовательского комитета СИГРЭ по релейной защите, показал, что **ни один из рассмотренных документов не удовлетворяет всем семи требованиям**. При этом некоторые предлагаемые решения оказались противоречивыми, и приводящими к путанице. В то же время, необходимо искать правильные решения, так как эти требования должны стать исходным руководством для инженеров – релейщиков, по причине того, что они:

- определяют требования кибербезопасности в заказных спецификациях;
- улучшают существующие меры по кибербезопасности при применении ИЕС 61850;
- улучшают механизмы кибербезопасности, используемые в существующих системах с использованием ИЕС 61850.

Определено, что из всех действующих стандартов лучшие решения в части мер обеспечения безопасности по первым трем требованиям (для управления доступом, целостности данных и конфиденциальности данных) предлагает стандарт IEC 62351[3]. Этот стандарт прямо рекомендует их при реализации IEC 61850. Однако, для выполнения других требований, например по Своевременному ответу на события, стандартные решения отсутствуют. В целом IEC 62351 представляет собой серию стандартов, регламентирующих вопросы безопасности для профилей протоколов на базе стека TCP/IP, в том числе для протоколов IEC 60870-5, IEC 60870-6, IEC 61850.

Ниже приведен рисунок, раскрывающий отображение стандарта IEC 61850 в стандарте IEC 62351.

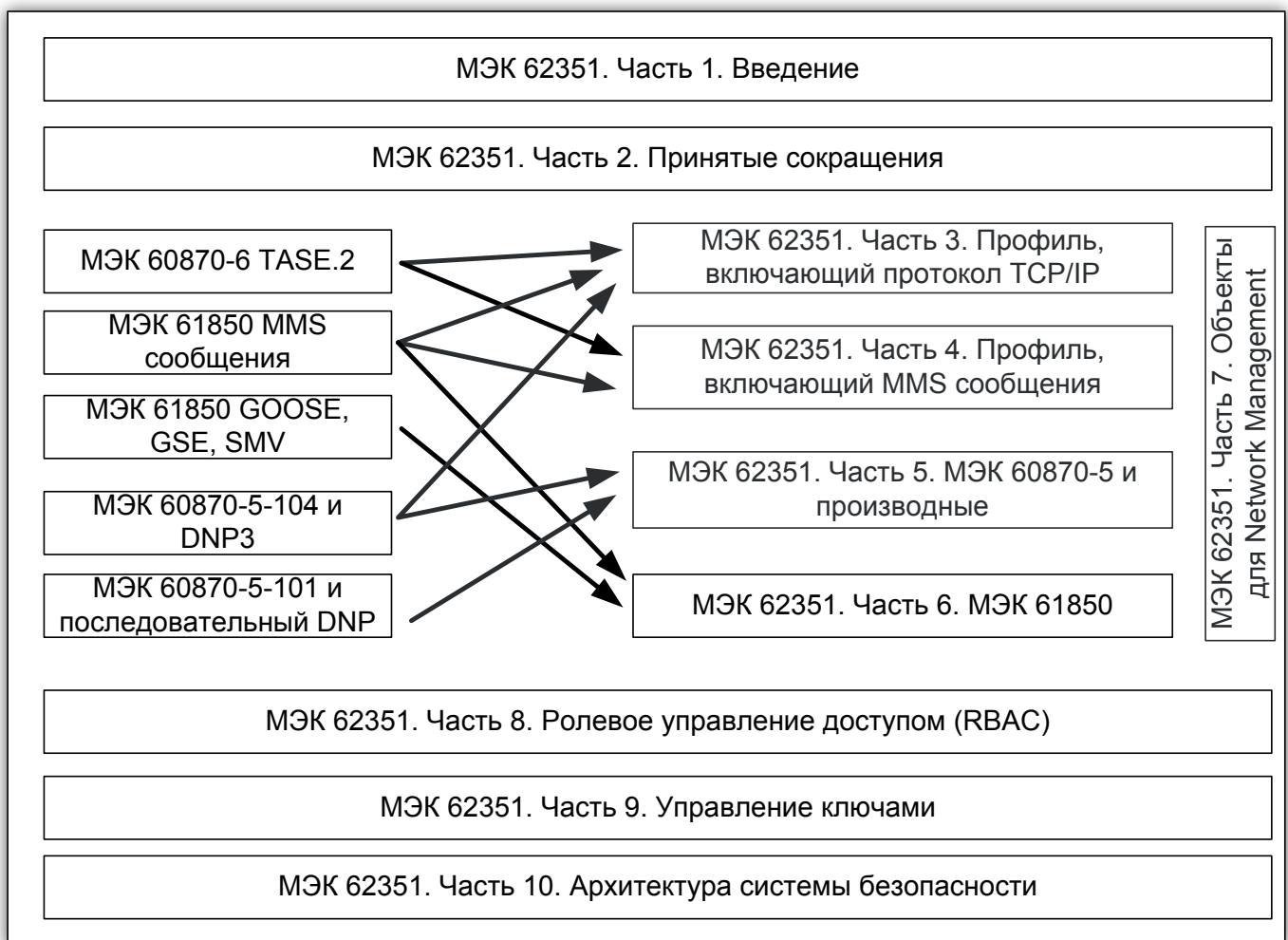


Рис. 1 Структура стандарта IEC 62351 и взаимосвязь с ним других стандартов (NESCOR Cybersecurity Project)

Другие стандарты, такие как ISA-99 и NERC CIP, охватывают более широкую область основополагающих требований, но содержат рекомендации, а не конкретные инструкции о том, что и как должно быть сделано. Рабочая группа исследовательского комитета В5 СИГРЭ пришла к заключению, что только стандарт IEC 62351, и технические стандарты требований ISA-99 предлагают требования безопасности для

передачи сообщений IEC 61850 в пределах подстанций. При этом следует отметить, что технические требования ISA 99 еще находятся на ранней стадии развития.

IEC 62351 предлагает меры шифрования и авторизации, в последнем случае IEC 61850 использует собственный опознавательный механизм. Новый раздел IEC 62351 основывается на разграничении уровней при управлении доступом, это позволяет надеяться, что более полно обеспечится Управление доступом и Управление Использованием.

Эффективная безопасность требует, чтобы для обеспечения полномасштабной защиты были развернуты несколько различных мер.

Введение любой из мер, рекомендуемых различными стандартами, требует изменений и обновления защищаемой системы. Другим фактором должно стать обучение сотрудников соответствующих служб авторизации и использованию новых функций, убеждение их в важности мер по кибербезопасности. Не простой остается проблема, вызывающая потребность управлять ключами и сертификатами в связи с использованием шифрования. Даже инфраструктура сети становится теперь одним из факторов, учитываемым при обеспечении безопасности.

Но ничто не поможет закрыть проблему кибербезопасности, если не будут приняты меры, позволяющие решить все обозначенные выше задачи. Неправильно сконфигурированные брандмауэры, например, могут не только не уменьшать риск вторжения, но и сами служить причиной сбоев в нормальном взаимодействии оборудования. Плохие пароли не будут эффективным сдерживающим средством против решительного атакующего воздействия.

Следующим важным обстоятельством, которое не должно быть оставлено без внимания, является то, что реализация IEC 61850 в значительной степени зависит от вспомогательных инструментов. Если система IEC 61850 сделана при помощи способов, упомянутых выше, то и инструменты, должны также быть сделаны безопасными. Необходимо хотя бы требовать от них разрешения продолжать работать в сети, которая зашифрована или с ИЭУ, которые требуют авторизации.

В отличие от того, что было ранее, введение кибербезопасности требует внимания не только к техническим проблемам, но также и к организационным вопросам. Примером тому является управление патчами, гарантирующими наличие последней версии программного обеспечения, и управления конфигурацией - отслеживание всех активов, которые являются частью сети подстанции. Пригодность для обслуживания системы - другая область, которая должна учитываться. Например, должна обеспечиваться возможность замены неисправного ИЭУ в любое время, без сложных мер по обеспечению безопасности.

Актуальной задачей является создание всестороннего руководства, призванного помочь не только специалистам, внедряющим стандарт IEC 61850, но и специалис-

там, занятым в реализации кибербезопасности на подстанциях. Руководство должно затрагивать и технические аспекты, и аспекты управления кибербезопасностью; оно должно включать в себя положения, касающиеся и устройств, и программных инструментов.

В [2] дается много много других предложений, на которые следует обратить внимание. Следует также учесть опыт американских специалистов [1].

Дополнительно остановимся еще на ряде важных положений. Развитие мировой энергетики идет в направлении создания и широкого внедрения SMART GRID. Основными достигнутыми результатами должны стать наблюдаемость, контролируемость, автоматизация управления электроэнергетической системы (ЭЭС), обеспечивающие её высокую надежность и высокие экономические показатели работы. Все большее внедрение находят глобальные распределенные системы мониторинга, защиты и управления (WAMS, WAPS, WACS), в основе которых лежит технология векторных измерений с высокой точностью синхронизации пространственно разнесенных устройств. Точная и надежная синхронизация (порядка 1 мкс и менее) является принципиальным условием, для выполнения которого применяются Глобальные навигационные спутниковые системы (ГНСС). Проблема обеспечения помехоустойчивого приема точного сигнала времени становится актуальнейшей задачей, поскольку сбои и ошибки в приеме сигналов приведут к крайне нежелательным последствиям. Обнадеживающие результаты в разработке помехоустойчивого приемника на базе пространственно-временной обработки сигналов получены в ОАО «ВНИИР - Прогресс» группой специалистов под руководством профессора, д.т.н. В. Н. Харисова.

Учитывая особую важность систем релейной защиты с абсолютной селективностью и специфику коммутационных сетей, используемых для их реализации, следует индивидуально подойти к отстройке этих систем от кибератак и несанкционированных воздействий.

Заключение.

1. Системы управления больше не защищены за счет закрытости объекта, как это было раньше. Мы теперь живем в мире, где работаем и в корпоративных сетях, и в сетях систем управления, с использованием одной и той же рабочей станции. Используются TCP/IP и другие протоколы, характерные для обеих сред, что приводит к целому ряду проблем. В этом смысле IEC 61850 сам по себе не менее безопасен чем многие другие протоколы, которые сегодня используются на подстанциях.
2. Для обеспечения требований по безопасности, а также для оценки ее уровня, предлагается руководствоваться приведенными в [2] семью требованиями-положениями.
3. Поскольку в настоящее время инженеры - релейщики не имеют ни одного руководства для решения любой из обозначенных проблем, они должны обратиться к изучению ряда стандартов и отчетов с информацией об основополагающих требованиях,

кодифицированных в ISA 01.01.99 и, в первую очередь, к отчету рабочей группы исследовательского комитета B5 СИГРЭ [2].

4. В связи с внедрением глобальных распределённых систем мониторинга, защиты и управления (WAMS, WAPS, WACS) должна быть решена задача помехоустойчивого приёма сигнала ГНС, обеспечивающего возможность векторных измерений пространственно разнесённых устройств с высокой точностью синхронизации. Работы в этом направлении успешно ведутся в ОАО «ВНИИР – Прогресс».

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Cyber Security Issues for Protective Relays
Report of C1 Working Group Members of Power System Relaying Committee (USA),
June 2007
- [2] The Impact of Implementing Cyber Security Requirements using IEC 61850 CIGRE
Working Group the B5.38, August 2010.
- [3] IEC 62351 Cybersecurity Standards.

ПРОБЛЕМЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ СИНХРОНИЗАЦИИ ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ НА БАЗЕ ГЛОБАЛЬНЫХ НАВИГАЦИОННЫХ СПУТНИКОВЫХ СИСТЕМ.

Харисов В.Н., Оганесян А.А. (ОАО «ВНИИР – Прогресс»)

Нудельман Г.С. (ОАО «ВНИИР»)

1. Направления развития мировой энергетики и задача точной синхронизации времени.

Одним из главных направлений развития мировой электроэнергетики является внедрение интеллектуальных сетей (SmartGrid). Основными принципами, на которых базируется интеллектуальная сеть, являются наблюдаемость, контролируемость, автоматизация и интеграция всей электроэнергетической системы (ЭЭС). Важность принятого направления развития подтверждается инвестиционными программами, которые реализуются в различных странах. Все большее внедрение находят глобальные распределенные системы мониторинга, защиты и управления (WAMS, WAPS, WACS), в основе которых лежит технология векторных измерений с высокой точностью синхронизации пространственно разнесенных устройств. По настоящему решить задачу для поставленных целей возможно только на основе использования системного времени аппаратуры глобальных навигационных спутниковых систем (ГНСС).

Функционирующие автономно внутренние часы устройств, включенных в системы, сами по себе могут дрейфовать на несколько минут в месяц. Синхронизация часов устройств, на основе системного времени ГНСС позволит обеспечить практически нулевые погрешности по времени и частоте вне зависимости от места их расположения. Точная и надежная синхронизация времени (порядка 1 мкс и менее) является принципиально необходимым условием автоматического управления в SmartGrid, и позволяет обеспечить оптимальное использование ресурсов интеллектуальной сети. Такая синхронизация позволяет, например, в случае сбоя в сети, провести детальный анализ всех событий в причинно-следственной цепи явлений и однозначно определить источник приведший к сбою.

2. Уязвимость сетей SmartGrid основанных на использование системного времени ГНСС

В настоящее время в мире полностью функционируют две ГНСС: американская GPS и отечественная ГЛОНАСС. ГНСС, как и энергетика, приобретает стратегическое значение для ведущих стран. Не случайно, что в настоящее время полным ходом идут работы по развертыванию китайской ГНСС Compass, европейской Galileo [1]. Кроме того, Япония и Индия начали разработку собственных региональных спутниковых навигационных систем. Это еще раз подчеркивает важность ориентации отечественной энергетики на применение аппаратуры отечественной системы ГЛОНАСС.

Тем более, что использование аппаратуры ГЛОНАСС является законодательно закрепленным требованием в РФ. Применительно к энергетическому комплексу, основной задачей ГНСС, как уже отмечалось, является синхронизация систем и объектов. ГНСС обладают рядом принципиальных преимуществ по сравнению с другими системами синхронизации: беспрецедентная высокая точность и глобальная зона покрытия. Важно также отметить, что такая аппаратура синхронизации относительно дешевая.

Вместе с тем, аппаратура ГНСС имеет весьма существенный недостаток - крайне низкую помехоустойчивость [1]. Известно, например, что внутри зданий практически всегда работает сотовая связь, тогда как приемники ГЛОНАСС/GPS не функционируют.

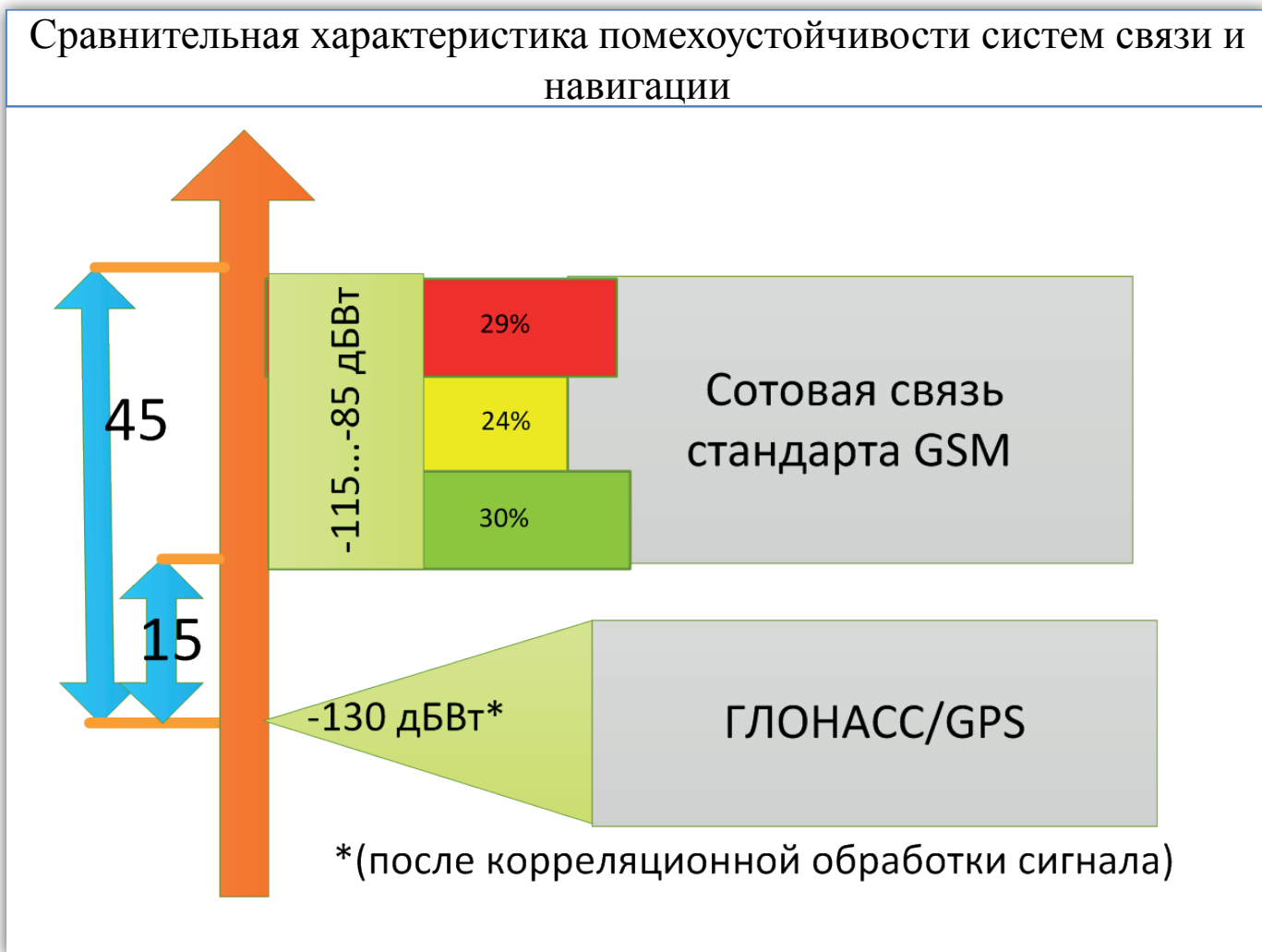


Рис. 1. Сравнительная характеристика энергетических соотношений сотовой связи и спутниковой навигации.

В качестве основных источников помех для аппаратуры ГНСС следует рассматривать следующие:

- помехи промышленного происхождения и внеполосные излучения других радиотехнических систем (паразитные наводки, побочные гармоники и т.п.);
- «глушилки» сигналов ГЛОНАСС/GPS (несанкционированные к применению подаватели сигналов ГНСС);
- системы противодействия определению местоположения объектов (защита от несанкционированного применения аппаратуры ГНСС);
- блокираторы сигналов (защита от террористических угроз).

Подавление сигналов ГНСС практически не заметно и не контролируемо, а, следовательно, может быть осуществлено скрытно.

Потенциальные источники помех аппаратуре ГЛОНАСС/GPS

1. Помехи промышленного происхождения и внеполосные излучения других радиотехнических систем.

2. Подаватели сигналов, распространяемые через интернет магазины и радиорынки.

3. Системы противодействия несанкционированного определения местоположения объектов

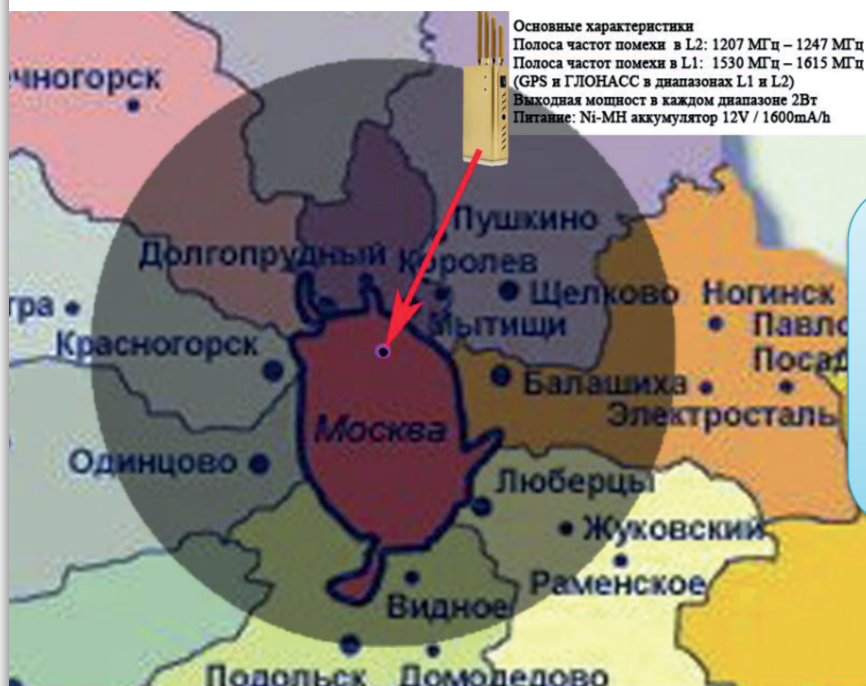
4. Блокираторы сигналов (в рамках борьбы с терроризмом)



Рис.2. Источники помех, воздействующие на аппаратуру ГНСС

Обычная коммерческая аппаратура ГЛОНАСС/GPS, которая в настоящее время используется на объектах энергетики РФ, может быть легко подавлена источником помех практически в радиусе прямой видимости.

Зоны подавления непомохозащищенной аппаратуры ГЛОНАСС/GPS



Основные характеристики
 Полоса частот помехи в L2: 1207 МГц – 1247 МГц
 Полоса частот помехи в L1: 1530 МГц – 1615 МГц
 (GPS и ГЛОНАСС в диапазонах L1 и L2)
 Выходная мощность в каждом диапазоне 2Вт
 Питание: Ni-MH аккумулятор 12V / 1600мА/ч

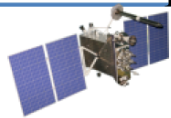
Зона подавления глушителем сигналов ГЛОНАСС/GPS коммерческих приемников практически ограничивается дальностью прямой видимости.

- Место предполагаемого размещения подавителя помех (Останкино)
- Зона подавления приемников ГЛОНАСС (ГЛОНАСС/GPS) без адаптированной антенной решеткой разработки (R=80 км)
- Зона подавления приемника ГЛОНАСС (ГЛОНАСС/GPS) с адаптированной антенной решеткой (R=320 м)!!!

Рис.3. Зоны подавления обычной (коммерческой) и помехоустойчивой аппаратуры

Учитывая проблемы связанные с помехоустойчивостью аппаратуры ГНСС, в США критически важным пользователям GPS обеспечен доступ к помехоустойчивой аппаратуре специального назначения. Естественно, что данная аппаратура не предназначена для экспорта, а, значит, отечественной энергетике нужно искать другие способы обеспечения помехоустойчивой аппаратурой ГНСС.

Использование аппаратуры специального назначения для критически важных пользователей (США)



Приемники GPS специального назначения выпускаемые в США, работают по военным сигналам и предназначены для высокоточной синхронизации



XLi SAASM GB-GRAM Time and Frequency Receivers (Symmetricom, США)



CommSync II™ Model 385 GPS Time/Frequency System (Zyfer, США)

Рис.4. Специальная аппаратура GPS

Ориентируясь на отечественные разработки в области повышения помехоустойчивости аппаратуры ГЛОНАСС/GPS, можно с уверенностью отметить, что наиболее проработанным и готовым к использованию методом повышения помехоустойчивости, а значит и ее надежности, является пространственно-временная обработка сигнала. Этот универсальный метод, обеспечивающий защиту как неподвижных, так и подвижных объектов от различных видов узкополосных, и широкополосных помех, и способен кардинальным образом снизить влияние помех[1].

Сущность пространственно-временной обработки заключается в использовании пространственно-избирательной антенны, то есть базируется на способности по-разному усиливать сигналы, приходящие с разных направлений. Как известно, это качество антенн характеризуют диаграммой направленности (ДН) - зависимостью усиления от угла прихода сигнала. Сигналы, попадающие в максимум ДН, усиливаются. Гораздо больший эффект достигается тем, что сигналы, попадающие в минимум ДН (в «нуль»), могут существенно ослабляться[1]. Используя эти качества антенны, на основе адаптивных алгоритмов осуществляется электронное управление ДН так, чтобы направить ее нули в сторону источников помех («нуль на помеху»). Таким

образом, основу помехоустойчивого приемника ГНСС с пространственно временной обработкой сигналов составляет адаптивная антенная решетка.

Принцип пространственно-временной обработки сигналов

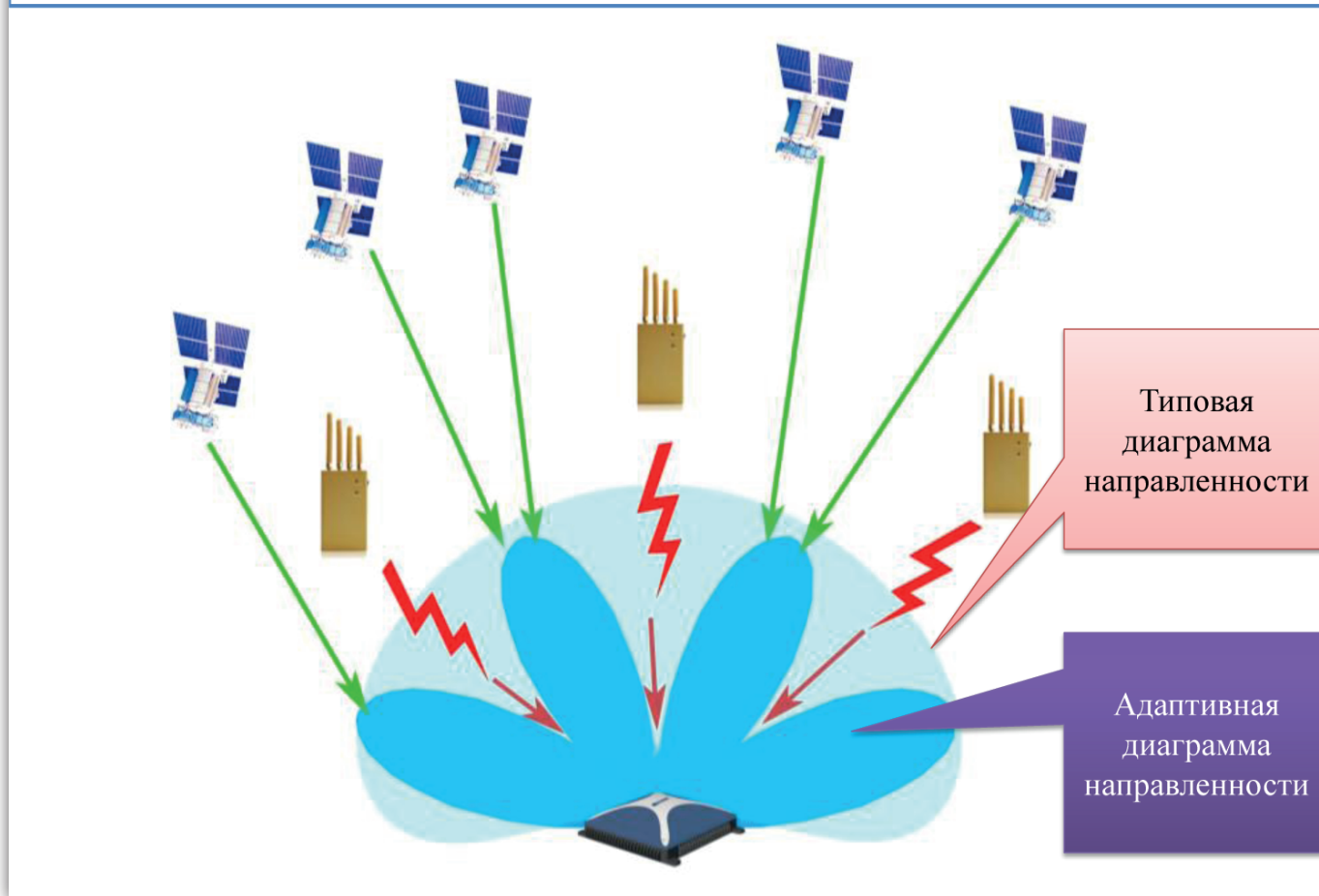


Рис. 5. Принцип пространственно-временной обработки сигналов

3. Отечественные разработки помехоустойчивой аппаратуры ГЛОНАСС/GPS

В 2007-2009 годах специалистами ОАО «НИИ КП» и ЗАО «НКГСоТ» в рамках ОКР «Актив-Н» (№Ф-03-01-06) был разработан первый отечественный помехоустойчивый приемник с пространственно-временной обработкой сигнала. Массогабаритные характеристики разработанного в рамках ОКР изделия не позволяют рассматривать его в качестве возможного кандидата для оснащения энергетических объектов, однако ОКР позволила опробовать различные технические приемы для решения сложной задачи – повышения помехоустойчивости. В результате впервые были достигнуты характеристики подавления помех на 35-40 дБ. Подавление помех приводит к эквивалентному снижению эффективности постановщика помех. В частности подавление на 40 дБ приводит к уменьшению радиуса эффективного действия помехи в 100 раз.

В 2012 в ОАО «ВНИИР-Прогресс» завершаются заводские испытания малогабаритной адаптивной антенной решетки для повышения помехозащищенности приема сигналов ГНСС. Специалистам ОАО «ВНИИР-Прогресс» удалось решить сложную техническую задачу. С одной стороны, получить очень компактную аппаратуру (массой 0,65 кг), а с другой – высокие характеристики подавления (номинально 45-50 дБ).

Специализированная аппаратура ГЛОНАСС (ГЛОНАСС/GPS)



Помехоустойчивый приемник разработки ОАО «НИИ КТ»

➤	Количество одновременно подавляемых помех -	3
➤	Уровень подавления помех, раз -	3 000
➤	Уменьшение радиуса подавления помех, раз - не менее	30
➤	Точность синхронизации, 1 pps-	≤100 нс
➤	Принимаемые сигналы:	ГЛОНАСС, GPS
➤	Возможность использования в качестве антенной приставки -	нет
➤	Вес изделия-	40 кг



Промышленный помехоустойчивый приемник разработки ОАО «ВНИИР-ПРОГРЕСС»

➤	Количество одновременно подавляемых помех -	3
➤	Уровень подавления помех, раз -	100 000
➤	Уменьшение радиуса подавления помех, раз - не менее	100
➤	Точность синхронизации, 1 pps-	≤100 нс
➤	Принимаемые сигналы:	ГЛОНАСС, GPS, Galileo, Beidou, SBAS.
➤	Возможность использования в качестве антенной приставки -	да
➤	Вес изделия-	0,65 кг

Рис. 6. Отечественные разработки помехоустойчивой аппаратуры ГНСС

Разработанная малогабаритная адаптивная антенная решетка представляет собой инновационный продукт на российском рынке и предназначена для защиты навигационных сигналов ГНСС диапазона L1 с открытым доступом (OpenService) от преднамеренных и непреднамеренных помех. Изделие разработано в двух вариантах исполнения: активная адаптивная антенная решетка для навигационной аппаратуры ГНСС и полнофункциональная помехозащищенная навигационная аппаратура потребителя.

Преимущества изделия.

1. Высокий уровень защиты спутниковых систем навигации/синхронизации от воздействия множественных узкополосных/широкополосных помех.

2. Совместимость с существующей и перспективной аппаратурой ГНСС, работающей по сигналам с открытым доступом в диапазоне L1.
3. Поддержка основных существующих стандартных интерфейсов аппаратуры ГНСС.
4. Малые габариты, сопоставимые с размерами обычной антенны ГНСС

Особенности изделия.

1. Решение в едином корпусе.
2. Защита навигационных сигналов ГНСС с открытым доступом в диапазоне L1.
3. Адаптивное цифровое обнуление помех.
4. Полнофункциональная помехозащищенная навигационная аппаратура потребителя (опция).

Применение адаптивной антенной решетки разработки ОАО «ВНИИР-Прогресс» позволяет уменьшить радиус подавления аппаратуры ГНСС в 250 раз, и обеспечивает работоспособность при отношении мощности помехи к мощности сигнала 90 дБ (в миллиард раз!).

Примененные уникальные конструкторские решения позволяют использовать устройство и как легкоинтегрируемый антенный модуль для повышения помехозащищенности имеющейся аппаратуры, и как полнофункциональную помехозащищенную аппаратуру потребителей ГНСС. Малогабаритная адаптивная антенная решетка способна обеспечить защиту сигналов ГЛОНАСС/GPS навигационной аппаратуры критически важных потребителей ГНСС в энергетике (помехозащищенные синхронизаторы).



Рис. 7. Малогабаритная адаптивная антенная решетка разработки ОАО «ВНИИР-Прогресс»



ЛИТЕРАТУРА

- [1] ГЛОНАСС принципы построения и функционирования. Р.В.Бакитько, Е.Н.Болденков, Н.Т.Булавский, В.В.Дворкин, В.С.Ефименко, и др. Под ред. В.Н. Харисова и А.И. Перова – М: ИПРЖ 2010 г.

ТРЕБОВАНИЯ К РЕГИСТРАЦИИ АВАРИЙНЫХ СОБЫТИЙ

Фещенко В.А., Макеев А.Н., Горелик Т.Г.
(ОАО «СО ЕЭС», ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «НИИПТ»)

Состояние вопросов регистрации аварийных событий и процессов в ЕЭС России.

Надежное функционирование ЕЭС России в значительной степени зависит от своевременности выявления, регистрации и передачи в центры диспетчерского и технологического управления данных об аварийных событиях и процессах (далее - данные РАСП) при авариях в энергосистеме.

Данные РАСП необходимы для принятия диспетчерскими центрами ОАО «СО ЕЭС» оперативных решений по предупреждению возникновения и развития аварий, ликвидации их последствий, и, в первую очередь, системных аварий.

Оснащение объектов электроэнергетики устройствами регистрации аварийных событий и процессов определено нормативно-техническими документами, в том числе Правилами устройства электроустановок, Нормами технологического проектирования ОАО «ФСК ЕЭС», Общими требованиями к системам противоаварийной и режимной автоматики, релейной защиты и автоматики. Телеметрической информации, технологической связи в ЕЭС России (утверждены приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 11.02.2008 № 57).

История регистрации аварийных событий и процессов началась во второй половине XX века с внедрения на объектах электроэнергетики свето-лучевых осциллографов типа Н-13.

В 90-х годах XX века, благодаря бурному развитию микропроцессорной техники, на объектах электроэнергетики началось внедрение:

- цифровых регистраторов аварийных событий и процессов;
- микропроцессорных устройств релейной защиты, сетевой автоматики, противоаварийной автоматики, определения мест повреждения на ЛЭП с функциями регистрации аварийных событий и процессов.

В конце XX века за рубежом и в начале XXI века в ЕЭС России началось внедрение систем мониторинга переходных процессов (СМПР), основу которых составляют регистраторы нового поколения.

Параллельно развитию программно-технических средств, предназначенных для регистрации аварийных событий и процессов, не менее бурными темпами развиваются и внедряются ИТ-технологии, цифровые каналы связи, что позволяет в течение нескольких минут организовать сбор и передачу данных РАСП в центры диспетчерского и технологического управления с объектов электроэнергетики, оснащенных

микропроцессорными программно-техническими средствами РАСП.

Еще одной серьезной проблемой является отсутствие высокоскоростных, надежных каналов связи между энергетическими объектами и центрами диспетчерского и технологического управления. Это так же не позволяет обеспечить оперативную передачу данных об аварийной ситуации.

ОАО «СО ЕЭС» к настоящему времени выявлены следующие основные проблемы регистрации и передачи данных РАСП в ДЦ:

Недостаточная оснащенность объектов электроэнергетики средствами РАСП и оперативность сбора и передачи данных РАСП в диспетчерские центры ОАО «СО ЕЭС» с объектов электроэнергетики.

Широкая номенклатура установленных на объектах электроэнергетики устройств РАСП разных производителей.

Практическое отсутствие программного обеспечения, предназначенного для автоматизированного анализа данных РАСП.

Наличие первой проблемы (недостаточная оснащенность средствами РАСП, оперативность сбора и передачи данных РАСП в ДЦ ОАО «СО ЕЭС») характеризуется данными таблицы, отражающей оснащенность средствами РАСП электростанций и подстанций и способы получения данных РАСП диспетчерскими центрами системного оператора.

Энергосистема	Оснащенность РАСП станций и подстанций, количество			Способ получения данных РАСП в ДЦ		
	Станции и ПС/РАСП	Станции /РАСП	ПС/РАСП	Автоматический	Прямой доступ с АРМ ДЦ	Электронная почта
ОЭС Востока	231/117 (50,6%)	20/19	211/98	24	13	80
ОЭС Северо-Запада	854/266 (31,1%)	80/70	774/196	0	3	12
ОЭС Сибири	838/287 (34,2%)	63/57	775/230	1	65	221
ОЭС Урала	956/453 (47,4%)	87/69	869/384	75	(79) 24	354
ОЭС Средней Волги	376/256 (68,1%)	53/51	323/205	20	84	152
ОЭС Центра	2068/651 (31,5%)	88/84	1957/548	31	83	523
ОЭС Юга	1074/350 (32,6%)	63/61	1011/289	0	61	289
Всего по ЕЭС России	6397/2380 (37,2%)	454/411 (90,5%)	5920/1950 (33%)	6397/151 (2,3%)		

Кроме того, к недостаточной оснащенности необходимо отнести и объем регистрируемых данных. Осциллограф Н-13 с его 12 шлейфами сегодня явно не обеспечивает объем данных РАСП, необходимых для расследования аварий. Кроме того, осциллограф Н-13 безнадежно устарел не только морально, но и физически.

Сбор данных РАСП при наличии на объекте электроэнергетики МП РЗА разных производителей также представляет задачу определенной сложности, что подтверждается ниже приведенными данными.

Ввод в работу в полном объеме автономных микропроцессорных устройств РАС на действующих объектах с относительно большим количеством присоединений (10 и более) растягивается, в ряде случаев, на несколько лет, что связано с достаточно большим количеством дискретных сигналов и, соответствующим ему объемом монтажных и пуско-наладочных работ, включая прокладку кабелей вторичной в действующем ОПУ.

Наличие второй проблемы (широкая номенклатура устройств РАСП) следует из данных таблицы, отражающей список наиболее применяемых в ЕЭС России устройств РАСП, включая МП РЗА с функцией РАСП.

№ п/п	Фирма-производитель	Тип устройства РАС	Название программного обеспечения
1	ООО «Свей»	РАС	«АУРА 2000»
2	ООО НПФ «Компьютер ЭнергоСервис»	РАС	«Бриз-Сервер»
3	ООО «ПРОСОФТ-СИСТЕМЫ»	РАС	«SignW»
		МП ПА	«SoftConstructor»
		МП ПА	«УПАЭ»
4	ООО «Энергоизмеритель»	РАС	«Smoky»
		МП РЗА	«Remi»
5	ООО «АСУ-ВЭИ»	РАС	«БАРС» (WOSC.EXE)
6	ООО «УРАЛЭНЕРГОСЕРВИС»	МП ПА	«KedrLink»
7	ООО «НПП ЭКРА»	РАС	«WNDR»
		МП РЗА	«ЭКРА SMS»
8	ЗАО «РАДИУС Автоматика»	МП РЗА	«СТАРТ-2»
9	ОАО «НИИПТ»	МП ПА	«АЛАР-Ц»
10	ЗАО «АЛЬСТОМ Грид»	МП РЗА	«Micom S1»
11	ООО «ИЦ Бреслер»	МП РЗА	«Bsoft»
		РАС	«BScope»
12	ООО «НПП Бреслер»	РАС	«WinBres»
13	ЗАО НПФ «ЭНЕРГОСОЮЗ»	РАС	«Осциллограф»
14	ООО «ПАРМА»	РАС	«Transcop»
15	ООО «ПАРМА ПРОТ»	МП РЗА	«Protect for Windows»
16	ООО «ДжИИ Рус»	МП РЗА	«Enervista ViewPoint Engineer VPE-10-G1»
17	ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы»	МП РЗА	«CAP 316»
		МП РЗА	«CAP 540»
		МП РЗА	«PCM 600»
18	ООО «Сименс»	МП РЗА	«DIGSI» в конфигурации «Professional+IEC 61850»
19	ООО «ГОСАН»	РАС	«Черный ящик»

Все эти устройства разрабатывались в разное время, с использованием технических средств, в ряде случаев, не в полной мере отвечающих задачам регистрации аварийных событий и процессов. Кроме того, не были определены единые принципы и алгоритмы функционирования. В отсутствие единых требований к регистрации аварийных событий и процессов каждый разработчик реализовывал индивидуальные требования потенциальных покупателей.

Эти устройства оснащались относительно медленными системами сбора и передачи записанной информации, имели различные условия запуска, длительности записи самого аварийного процесса, упрощенные методы расчетов и спектрального анализа параметров аварийного режима.

Очевидно, что фирмы – производители не стоят на месте и постоянно совершенствуют свою продукцию и, в первую очередь, с учетом опыта ее эксплуатации и появления на рынке новых технических средств и программных продуктов.

Основные проблемы РАСП

1. Полное отсутствие или неудовлетворительная синхронизация по времени установленных на объекте электроэнергетики устройств РАСП.
2. Отсутствие на объектах электроэнергетики технических средств для приема сигналов навигационных систем в целях синхронизации по времени системы единого точного времени объекта с развернутыми в настоящее время навигационными системами GPS и/или ГЛОНАСС.
3. Разная точность записи аналоговых сигналов тока и напряжения.
4. Неудовлетворительные временные параметры осциллографирования, ключевым из которых является длительность записи аварийного процесса. Длительность записи аварийного процесса наиболее критична в случаях работы защит дальнего резервирования, когда время отключения КЗ составляет 10 с и более. Данный недостаток особенно проявляется в МП РЗА с функцией РАСП.
5. Собственные форматы записи аварийных событий и процессов, включая различную трактовку универсального международного формата COMTRADE.
6. Отсутствие единой системы классификации и кодирования записанных данных.
7. Невысокая скорость передачи информации при использовании связи по цифровому интерфейсу RS485.
8. Отсутствие высокоскоростных каналов связи объектов электроэнергетики с диспетчерскими центрами.
9. Различия в возможностях программного обеспечения, предназначенного для анализа и обработки записанных РАСП данных.
10. Разный формат отображения данных РАСП на АРМ пользователей.

Перечисленные проблемы и необходимость их решения выявили необходимость разработки единых требований к регистрации аварийных событий и процессов.

Задачи РАСП

Система РАСП должна обеспечивать решение следующих основных задач:

1. Регистрация аварий в энергосистеме, возникающих в любой последовательности и на любом элементе энергосистемы независимо от временного интервала между двумя последовательно возникшими авариями.
2. Достоверность информации о событиях и параметрах аварийных режимов.
3. Запись событий и процессов в составе и объеме, обеспечивающих возможность:
 - установления причин возникновения и развития аварии в энергосистеме;
 - восстановления хронологии аварии в энергосистеме от момента ее возникновения до ликвидации;
 - установления фактического алгоритма функционирования устройств РЗА;
 - проведения полноценного анализа характера электромагнитных и электромеханических процессов;
 - принятия ДЦ оперативных решений при ликвидации последствий аварии и восстановлению нормального режима работы энергосистемы, а также предотвращению возникновения и развития аварии.
4. Сбор и хранение данных РАСП.

Требования к оснащению объектов электроэнергетики системами РАСП

1. Оснащение объектов электроэнергетики системами РАСП должно обеспечивать наблюдаемость всех аварий в энергосистеме.
РАСП каждого объекта электроэнергетики должна обеспечивать наблюдаемость аварий, возникающих на самом объекте электроэнергетики, в прилегающей к нему сети. При этом наблюдаемость аварии в прилегающей к объекту электроэнергетики сети должна обеспечиваться не менее, чем в пределах действия защит дальнего резервирования.
2. Система РАСП должна быть установлена на каждой электростанции и транзитной подстанции напряжением 110 кВ и выше.
3. Автономные РАС должны быть установлены на каждом объекте электроэнергетики независимо от наличия на этих объектах других устройств РАС (МП РЗА, контроллеры АСУТП и др.).
4. При создании или модернизации существующей системы РАСП на действующих объектах электроэнергетики должны быть модернизированы установленные на объекте устройства РЗА.

Требования к РАСП объекта электроэнергетики

1. Регистрация и запись аналоговых сигналов аварийного процесса - токов и напряжений (частота) присоединений главной электрической схемы, СОПТ, СН электростанций и подстанций.
2. Регистрация и запись дискретных сигналов аварийных событий – факты срабаты-

вания устройств РЗА, отдельных функций устройств РЗА, изменения эксплуатационного состояния и технологического режима работы устройств РЗА, положение высоковольтных выключателей главной электрической схемы, защитных и коммутационных аппаратов в СОПТ и СН электростанций и подстанций.

3. Регистрация и запись фактов возникновения неисправностей устройств РЗА и их цепей, возникновения нарушений и неисправностей в СОПТ и СН электростанций и подстанций.

4. Синхронизация по времени устройств РАС для записи всех аварийных событий и процессов, возникающих при авариях в энергосистеме.

5. Сбор и хранение данных РАСП.

6. Обработка, визуализация и ретроспективный анализ аварий в энергосистеме на АРМ пользователей.

7. Передача данных РАСП в ДЦ в автоматическом режиме.

Требования к записи аналоговых сигналов

1. На объекте электроэнергетики устройствами РАС должна быть обеспечена запись аналоговых сигналов, состав и источники которых приведены в таблице 1.

Таблица 1

№ п/п	Аналоговый сигнал	Источник сигнала
1	Фазные напряжения (U_A , U_B , U_C), утроенное напряжение нулевой последовательности ($3U_0$)	Трансформаторы напряжения 110 кВ и выше
2	Фазное напряжение (U_A , U_B или U_C)	Однофазный ТН или ШОН 110 кВ и выше фазы, к которой подключен ТН или ШОН. ТН 35(10) кВ для защит АТ.
3	Фазные токи (I_A , I_B , I_C) и утроенный ток нулевой последовательности ($3I_0$)	Трансформаторы тока 110 кВ и выше
4	Ток приема ($I_{пр}$) Ток усилителя мощности ($I_{ум}$)	Высокочастотный приемопередатчик РЗ
5	Ток и напряжение ротора генератора	Система возбуждения генератора
6	Напряжение между полюсами «+» и «-» СОПТ и каждого из полюсов относительно «земли»	ЩПТ

2. Требования к записи аналоговых сигналов по амплитуде.

Устройства РАС должны обеспечивать запись аналоговых сигналов в следующих диапазонах:

- тока – до 40 - кратного значения номинального первичного тока измерительного трансформатора тока;
- напряжения – до 3-х кратного значения номинального напряжения измерительного трансформатора напряжения;
- напряжения полюсов аккумуляторной батареи относительно «земли» до 1,5 номинального напряжения СОПТ;
- тока усилителя мощности до 1,5А и тока (напряжения) приема высокочастотного приемопередатчика до 0,5А (30 В) постоянного тока.

При этом точность записи аналоговых сигналов устройствами РАС должна быть не хуже 0,5%.

3. Требования к подключению устройств РАС к источникам аналоговых сигналов.

3.1. Устройства РАС должны подключаться для записи:

- фазных токов - к ТТ класса точности 10Р (5Р);
- тока нулевой последовательности - в «нулевой» провод ТТ класса точности 10Р (5Р), собранных по схеме «полная звезда», к ТТ, установленному в нейтрали автотрансформаторов и трансформаторов;
- фазных напряжений U_a, U_b, U_c - к обмотке измерительного трансформатора напряжения, соединенной по схеме «звезда» класса точности не хуже 3;
- напряжения нулевой последовательности – к обмотке ТН, соединенной по схеме «разомкнутый треугольник» класса точности не хуже 3;
- тока усилителя мощности $I_{ум}$ и тока приема $I_{пр}$ высокочастотного приемопередатчика РЗ - к специально предназначенным для этой цели цепям;
- напряжений между полюсами СОПТ - к шинкам управления (ШУ) на ЩПТ;
- напряжений полюсов СОПТ относительно земли («+» Ушу/ «земля», «-» Ушу/ «земля») - к ШУ на ЩПТ (при этом сопротивление между каждым полюсом и «землей» должно быть не менее 5 МОм).

3.2. Для присоединений 110 кВ и выше, подключенных к распределительным устройствам через два и более выключателя, должна быть обеспечена запись токов:

- ТТ, установленных в цепи каждого выключателя и суммарного тока всех ТТ (для дифференциальных защит - дифференциальный ток);
- ТТ, установленных в цепи присоединения (ТТ, установленных в линии, ТТ, установленных на стороне высшего (среднего) напряжения автотрансформатора и т.п.).

3.3. Для шунтирующего реактора (ШР) должна быть обеспечена запись токов ТТ, установленных стороны подключения ШР к сети и со стороны нейтрали, а для

управляемого шунтирующего реактора (УШР) запись токов ТТ, установленных в цепи компенсационной и других обмоток в соответствии с конструкцией УШР и расстановкой ТТ.

Требования к записи дискретных сигналов

1. На объекте электроэнергетики устройствами РАС должна быть обеспечена регистрация сигналов срабатывания и возврата устройств РЗА, состав и источники дискретных сигналов и приведены в таблице 2.

Таблица 2

№	Наименование	Примечание
1	Включенное/отключенное положение выключателей 110кВ и выше, разъединителя, установленного в нейтрали трансформатора 110-220 кВ	Для регистрации положения выключателя используется реле, контролирующее положение выключателя. Для выключателей с пофазным управлением должно регистрироваться положение каждой фазы.
2	Срабатывание устройств РЗ, СА, ПА, РА ЛЭП и оборудования объектов электроэнергетики 110кВ и выше.	Регистрируется срабатывание пусковых органов, измерительных органов, отдельных элементов внутренних алгоритмов функционирования, выходных реле. Срабатывание измерительных органов и отдельных элементов внутренних алгоритмов функционирования регистрируется при наличии технической возможности. Команды и сигналы телеотключения и телеускорения, сформированные в устройствах РЗА. Регистрируются действия автоматики повторного включения для каждого выключателя. При наличии ОАПВ - каждой фазы. Регистрируются действия устройств АВР для каждого выключателя и автоматической и полуавтоматической синхронизации. В УПАСК регистрируются срабатывания устройства – факты передачи и приема команд. Регистрируется положение разъединителей при их использовании в алгоритме функционирования РЗА.
3	Команды отключения выключателя	Регистрируется действие на соленоид отключения выключателя регистрируется при наличии технической возможности.
4	Сигналы СОПТ	Регистрируются срабатывание измерительных органов фиксирующих снижение межполюсного напряжения (ниже $0.8 U_n$) и изоляции полюсов относительно «земли» (ниже допустимых значений), отключение защитных аппаратов, установленных в цепи АБ, на ЩПТ (индивидуально) и в ШРОТ (допускается регистрировать одним обобщенным сигналом от всех защитных аппаратов, установленных в одном шкафу).

5	Положения оперативных ключей (переключателей) устройств РЗА	Регистрируется положение введено/выведено оперативных ключей (переключателей), установленных в оперативных цепях устройств РЗА (отключение выключателя, пуск УРОВ, оперативное ускорение, выбор группы уставок, включение выключателя, ввод/вывод отдельных функций РЗ и ПА, питание оперативным током, прием/пуск команд и сигналов РЗ и ПА и т.д), в цепях переменного тока и напряжения (положение испытательных блоков, других видов оперативных переключателей).
6	Неисправность устройств РЗА	Регистрируются сигналы неисправности токовых цепей, цепей переменного напряжения, оперативного тока, канала связи (высокочастотный, волоконно-оптический, кабельная линия связи)

3. Регистрация дискретных сигналов (факты срабатывания и возврата) устройств РЗА должна осуществляться с учетом состава сигналов, предусмотренных заводами-изготовителями устройств РЗА для целей регистрации.

Для регистрации дискретных сигналов электромеханических устройств РЗА должны, в первую очередь, использоваться резервные «сухие» контакты. Вывод дискретных сигналов от электромеханических устройств РЗА для целей регистрации должен быть согласован с заводом-изготовителем.

Для регистрации дискретных сигналов микроэлектронных устройств РЗА должны использоваться все дискретные сигналы, предусмотренные заводом-изготовителем.

Для регистрации дискретных сигналов МП РЗА должны использоваться дискретные сигналы предусмотренные заводом-изготовителем в составе, определенным проектной документацией.

Дискретные сигналы МП РЗА должны регистрироваться автономным РАС объекта электроэнергетики независимо от их регистрации в АСУ ТП (при ее наличии) объекта электроэнергетики. При наличии АСУ ТП автономным РАС должен регистрироваться следующий минимальный состав дискретных сигналов МП РЗА:

- срабатывание выходных реле устройства РЗА;
- срабатывание измерительных органов устройств РЗА;
- положение оперативных ключей;
- неисправность устройства РЗА.

Требования к временным параметрам регистрации аварийных событий и процессов

1. Временные параметры регистрации устройств РАС (частота дискретизации и длительность записи) должны обеспечивать запись аварийных событий и процессов каждой аварии в энергосистеме от момента их возникновения до ликвидации.
2. Запись каждой аварии в энергосистеме устройствами РАС должна содержать предаварийный, аварийный и послеаварийный процессы.

Требования к синхронизации времени в системе РАСП

1. Устройства РАС, установленные на объекте электроэнергетики, должны быть синхронизированы между собой с погрешностью не более 1 мс.
2. Устройства РАС должны иметь в составе высокостабильные внутренние часы.
3. Внутренние часы всех устройств РАС должны синхронизироваться по сигналам точного времени с погрешностью не более 1 мс, например с использованием навигационных спутниковых систем GPS и/или ГЛОНАСС.
4. Время каждого измерения по каждому сигналу должно сохраняться при всех передачах и преобразованиях сигнала.

Требования к передаче данных РАСП в диспетчерские центры.

1. Данные РАСП должны передаваться в тот ДЦ, на территории операционной зоны которого расположены объекты электроэнергетики.
2. Данные РАСП должны передаваться с объекта электроэнергетики на технологический сервер данных РАСП ДЦ автоматически.
При отсутствии технической возможности автоматической передачи данных РАСП в ДЦ должен быть организован прямой доступ работников ДЦ к технологическому серверу данных РАСП объекта электроэнергетики.
3. Независимо от способа передачи данных РАСП в ДЦ, все данные РАСП должны быть размещены на технологическом сервере данных РАСП ДЦ.
4. Данные РАСП должны передаваться в ДЦ в формате производителя устройства РАС без дополнительной обработки. Допускается сжатие данных РАСП при их передаче в ДЦ. При этом коэффициент сжатия должен обеспечивать восстановление этих данных в полном объеме и без искажений.
5. Для передачи данных РАСП в ДЦ должны применяться стандартные международные протоколы.
6. Данные РАСП с объекта электроэнергетики должны передаваться в ДЦ по выделенным или коммутируемым каналам связи.

Требования по доступу персонала ДЦ к данным РАСП.

1. Доступ персонала ДЦ должен осуществляться с АРМ персонала ДЦ к данным РАСП, размещенным:

- на технологическом сервере сбора и хранения данных РАСП в ДЦ – при автома-

тической передаче данных РАСП в ДЦ;

- на технологическом сервере сбора и хранения данных РАСП объекта электроэнергетики или на технологическом сервере сбора и хранения данных РАСП с объектов электроэнергетики собственника (далее - сервер данных РАСП собственника) - до организации автоматической передачи данных РАСП с объекта электроэнергетики в ДЦ.

2. Данные РАСП должны быть доступны персоналу ДЦ всех уровней диспетчерского управления круглосуточно и обратившихся к данным РАСП одновременно из числа допущенных пользователей.

3. Доступ персонала ДЦ к технологическим серверам данных РАСП собственников должен осуществляться по списку, утвержденному главным диспетчером ДЦ и направленному собственникам объектов электроэнергетики.

Требования к обработке и отображению данных РАСП

При обработке и отображении данных РАСП на АРМ должна быть обеспечена возможность реализации следующих основных функций:

- приведение (аппроксимация) осциллограмм аварийных процессов к единому шагу осциллографирования. Минимальный шаг осциллографирования должен определяться минимальным шагом осциллографирования от всех регистраторов, выводимых для просмотра;
- автоматическое разбиение по кадрам или группировка по заранее заданным пользователем критериям информации от физически связанных величин, например, токи и напряжения по присоединениям, токи нулевой последовательности и т.д.;
- построение векторных диаграмм аварийного процесса, по любым входящим в аварию сигналам;
- разложение трехфазных систем на прямую, обратную и нулевую последовательности (метод симметричных составляющих);
- спектральный анализ (преобразование Фурье);
- автоматическое построение годографов сопротивлений;
- дорасчет действующих и амплитудных значений сигналов;
- отображение на осциллограмме последовательности срабатывания защит, изменения эксплуатационного состояния коммутационных аппаратов и других дискретных сигналов, зафиксированных в анализируемом временном интервале в АСУТП/ССПИ/РАС;
- изменение масштаба графического отображения сигналов по оси времени и по оси амплитуды;
- форматирование сигналов (цвет, толщина линии, точки регистрации и т.д.);
- режим предварительного просмотра при подготовке к печати данных РАСП и их печать;
- режим полноэкранный просмотра аварий;
- возможность экспорта аварийных данных в формат .CSV, текстовый и бинарный COMTRADE.

ОСОБЕННОСТИ РЕАЛИЗАЦИИ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ БЛОКА ГЕНЕРАТОР-ТРАНСФОРМАТОР

Романов Ю.В., Шевелев А.В. (ООО «Исследовательский центр «Бреслер»)

Шкаф микропроцессорной релейной защиты серии «Бреслер ШГ 2114» (далее – шкаф защиты) производства фирмы «ООО «ИЦ «Бреслер» служит для защиты блоков генератор-трансформатор мощностью до 800 МВт, установленных на электрических станциях различного типа (ГЭС, ГРЭС, ТЭЦ и т.д.). В зону охвата защиты входит синхронный генератор, блочный трансформатор, трансформатор собственных нужд и выпрямительный трансформатор. Как правило, используются два одинаковых шкафа с независимыми цепями измерения и оперативного питания.

Шкаф «Бреслер ШГ 2114» изготавливается по индивидуальному проекту. Для использования в качестве основы при разработке проекта предоставляются типовые схемы защит блоков.

Пользователю доступна обширная библиотека функций защиты. В составе одного шкафа может быть реализовано более 45 функций защиты, в том числе до 7 зон продольной токовой дифференциальной защиты. Используются только отработанные на практике принципы построения защит, эффективность которых доказана эксплуатацией на реальных объектах. Многие функции защиты имеют улучшенные технические характеристики по сравнению с традиционными исполнениями. К примеру, типичное время срабатывания основной защиты генератора, продольной дифференциальной токовой защиты генератора, по контакту выходного реле, действующего непосредственно на соленоид отключения выключателя, составляет 10 мс. Защита статора от замыкания на землю, входящая в состав шкафа защиты, также превосходит свои аналоги по техническим характеристикам. Согласно ПУЭ, на блоках мощностью от 30 МВт должна быть защита от замыкания на землю с охватом всей обмотки статора, включая нейтраль. Для этого на блоках без гальванической связи с системой собственных нужд чаще всего применяется широко известная защита по основной и третьей гармонике напряжения нулевой последовательности (ЗЗГ-1, БРЭ 1301.01) [1]. Причём именно третья гармоника обеспечивает 100 %-ный охват обмотки статора [2]. Эта защита также нашла применение на блоках с реактированными отпайками на собственные нужды и на укрупнённых блоках, где работает с относительной селективностью. Предполагается, что орган третьей гармоники напряжения нулевой последовательности – это ничто иное как реле сопротивления, которое реагирует непосредственно на переходное сопротивление в месте замыкания. Однако на самом деле это справедливо только тогда, когда сеть генераторного напряжения гальванически развязана с системой соб-

ственных нужд и потребителей и когда генератор работает в режиме изолированной нейтрали. Если же в нейтрали устанавливается дугогасящий реактор, на генераторном напряжении появляется ёмкость собственных нужд или генераторы укрупнённого блока работают в разных режимах, то, во-первых, орган третьей гармоники уже нельзя считать реле сопротивления, а во-вторых, у органа третьей гармоники появляются дополнительные небалансы, снижающие его чувствительность. Защита статора от замыкания на землю, реализованная в составе шкафа «Бреслер ШГ 2114», выполнена адаптивной, что избавляет её от указанных недостатков – адаптивный орган третьей гармоники напряжения нулевой последовательности реагирует непосредственно на переходное сопротивление в месте замыкания практически для любой схемы блока, при этом абсолютно все небалансы сведены к нулю, поэтому его предельная чувствительность, по большому счёту, ничем не ограничена. Так, для блока генератор-трансформатор с одним генератором и с дугогасящим реактором в нейтрали генератора замер адаптивного органа третьей гармоники напряжения нулевой последовательности W равен

$$W = R_f \left| \frac{1/75\pi - 150\pi CL_p}{L_p} \right|, \quad (1)$$

где R_f – переходное сопротивление в месте замыкания, Ом;
 C – ёмкость обмотки статора на землю, Ф;
 L_p – индуктивность дугогасящего реактора, Гн.

Примечательно, что ёмкость сети собственных нужд не влияет на замер W . Замер W не изменит своё значение, если сеть генераторного напряжения гальванически развязать с сетью собственных нужд.

Для укрупнённого блока с двумя генераторами замер W равен

$$W = R_f \operatorname{mod} \left(\frac{E_1 + E_2}{2E_1} \right) \left| \frac{1/150\pi - 300\pi CL_p}{L_p} \right|, \quad (2)$$

где E_1 – комплекс ЭДС третьей гармоники, наводимой в обмотке статора первого генератора блока;

E_2 – комплекс ЭДС третьей гармоники, наводимой в обмотке статора второго генератора блока.

Из совместного рассмотрения (1) и (2) вытекает, что предельная чувствительность адаптивного органа третьей гармоники для генератора укрупнённого блока с двумя генераторами существенно ниже, чем для блока с одним генератором (даже если

оба генератора работают в одинаковых режимах, т.е. если $E1 = E2$, она в 2 раза ниже, чем для блока с одним генератором). Заметим, однако, что то же самое характерно и для традиционного (в составе ЗЗГ-1) органа третьей гармоники.

Кроме того, что защита статора генератора от замыкания на землю в шкафу «Бреслер ШГ 2114» выполнена адаптивной, она также содержит дополнительные пусковые органы по аварийным составляющим переходного процесса, обеспечивающие высокую надёжность защиты. В целом, высокой надёжностью обладает вся функциональная часть шкафа защиты. Это обеспечено целым рядом мероприятий, проведённым в процессе разработки шкафа. К примеру, особое внимание уделено контролю исправности цепей измерения. Неисправность цепей измерения способна привести к неправильной работе защиты или к её отказу. Здесь можно отметить контроль исправности цепей поперечной дифференциальной защиты генератора, реализованный в шкафу защиты.

Ещё одно мероприятие по повышению надёжности работы шкафа защиты – введение в некоторые функции защиты дополнительных фильтров входных аналоговых сигналов. К примеру, в органе третьей гармоники защиты статора от замыканий на землю основная гармоника напряжения нулевой последовательности подавляется более чем в 100 раз, в том числе и при значительном отклонении частоты от номинальной.

Предусмотрена возможность конфигурирования функциональной части терминалов, т.е. «свободной логики», с помощью удобного инструментария. Для удобства расчета уставок ИЦ «Бреслер» предлагает как рекомендации по расчёту уставок защит блока генератор-трансформатор, так и программное обеспечение для автоматизированного расчёта уставок PSC2.

Терминалы в шкафах защиты «Бреслер ШГ 2114» реализованы с поддержкой стандарта МЭК 61850 и могут быть встроены в АСУ ТП по данному протоколу, а также осуществлять обмен GOOSE-сообщениями по МЭК 61850-8-1 и принимать потоки измеренных величин от цифровых трансформаторов тока и напряжения по МЭК 61850-9-2.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Кискачи В.М. Защита генераторов энергоблоков от замыканий на землю в обмотке статора. – М.: Электричество, – 1975, – № 11.
- [2] Кискачи В.М. Использование гармоник э.д.с. генераторов энергоблоков при выполнении защиты от замыканий на землю. – М.: Электричество, –1974, – № 2.

ПРАКТИКА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ДИСТАНЦИОННОЙ ЗАЩИТЫ С ДИНАМИЧЕСКИМИ ХАРАКТЕРИСТИКАМИ

Баглейбтер О.И. (ALSTOM GRID UK LTD.)

1. Введение

Дистанционная защита используется для защиты элементов электрических сетей (воздушные и кабельные линии, генераторы, трансформаторы) в течение многих десятилетий. Каждый раз с появлением новой элементной базы (статические реле, микропроцессорные реле), алгоритмы дистанционной защиты (ДЗ) совершенствуются. В настоящем докладе рассматриваются два различных подхода к улучшению селективности и надежности ДЗ за счет применения динамических характеристик:

1. Для полигональных характеристик: динамический наклон верхней границы для более точного учета падения напряжения на переходном сопротивлении.
2. Для круговых характеристик: динамическое расширение/сокращение характеристики вследствие работы по напряжению памяти либо по напряжению неповрежденных фаз.

2. Дистанционная защита с динамической зоной срабатывания

2.1. Полигональная характеристика – динамический наклон верхней границы

Общеизвестен факт влияния переходного сопротивления в месте к.з. на точность работы ДЗ []. Этот эффект особенно выражен для однофазных замыканий, поскольку именно для таких замыканий чаще всего встречается высокое переходное сопротивление. По этой причине дальнейшее рассмотрение работы полигональных характеристик будет дано для однофазных замыканий. Также следует отметить, что для анализа влияния переходного сопротивления в месте к.з. на работу ДЗ удобно использовать плоскость сопротивления петли Z_{LP} (т.н. «Ом/петлю»), а не плоскость сопротивлений прямой последовательности Z_1 (т.н. «Ом/фазу»).

Сопротивление петли Z_{LP} может быть найдено по следующей формуле (предполагая к.з. на фазе «А»):

$$Z_{LP} = \frac{V_A}{I_A}, \quad (1)$$

где V_A – напряжение поврежденной фазы (фаза «А»),

I_A – ток поврежденной фазы (фаза «А»).

Зависимость между Z_{LP} и Z_1 выражается следующей формулой:

$$Z_{LP} = Z_1 \cdot \left(1 + k_{ZN} \cdot \frac{I_N}{I_A} \right), \quad (2)$$

где I_N – ток в нейтрали:

k_{ZN} – комплексный коэффициент компенсации тока нейтрали:

Для упрощенного случая, когда токами неповрежденных фаз «В» и «С» можно пренебречь, получим $I_N = I_A$. Тогда выражение (2) упрощается следующим образом:

$$Z_{LP} = Z_1 \cdot (1 + k_{ZN}), \quad (3)$$

Рассмотрим первую зону дистанционной защиты с уставкой в 85% длины линии (см. рис. 1). Предположим, что в точке 80% происходит однофазное к.з. на фазе «А» через переходное сопротивление. Если подпитка с обратного конца линии отсутствует, то замер реле сопротивления будет расположен в точке 1, т.е. внутри характеристики срабатывания. Если же к.з. подпитывается и с обратной стороны, то замер реле сопротивления будет зависеть от тока этой подпитки по следующей формуле [1]:

$$Z_{LP} = \frac{V_A}{I'_A} = Z_F + R_F \cdot \left(1 + \frac{I''_A}{I'_A} \right). \quad (4)$$

где I'_A – ток в месте установки реле,

I''_A – ток подпитки с обратной стороны.

В зависимости от соотношения углов векторов I''_A и I'_A замер реле сопротивления может оказаться за пределами характеристики срабатывания (точка 2 на рис. 1).

В то же время для к.з. за пределами зоны срабатывания ДЗ (в точке 90%), подпитка с обратного конца линии может привести к смещению замера сопротивления обратно в зону срабатывания (точка 3 – одностороннее питание к.з. и точка 4 – с подпиткой с обратного конца).

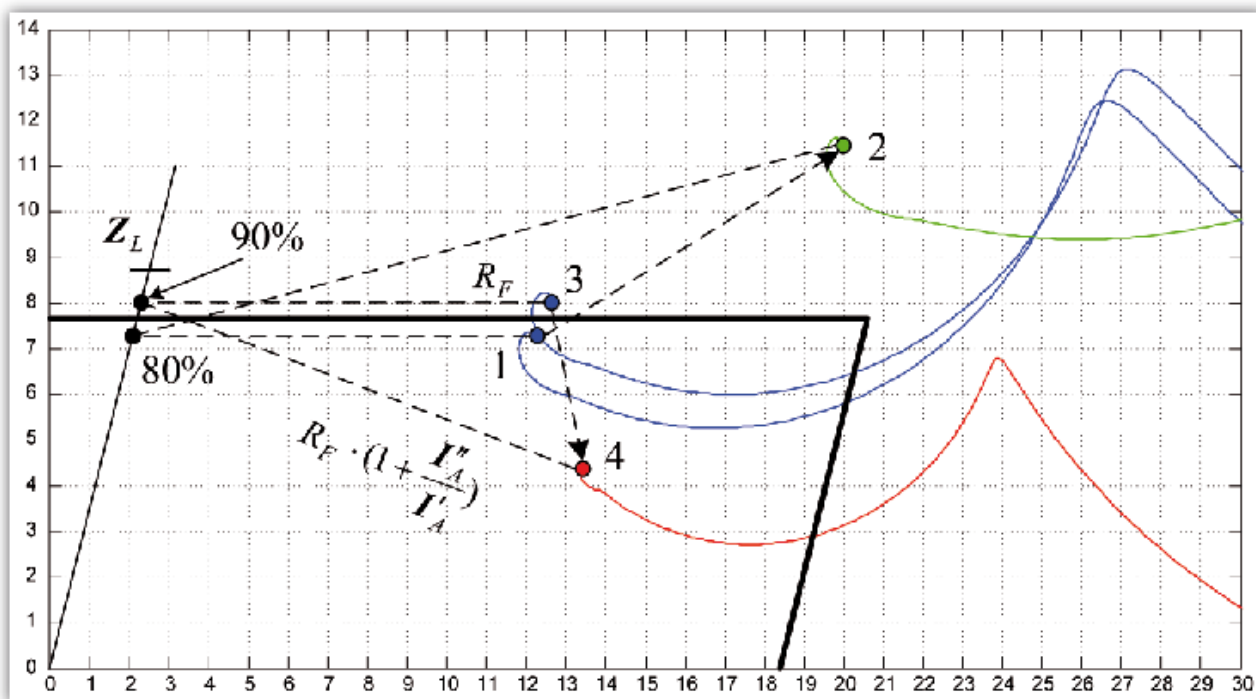


Рис. 1. Отрицательный эффект подпитки с обратного конца линии.

При отсутствии информации с обратного конца линии невозможно точно измерить угол тока в переходном сопротивлении. Тем не менее, существует возможность приблизительной оценки этого угла по току, измеренному в месте установки реле.

Рассмотрим схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательности для сети с двухсторонним питанием (рис. 2).

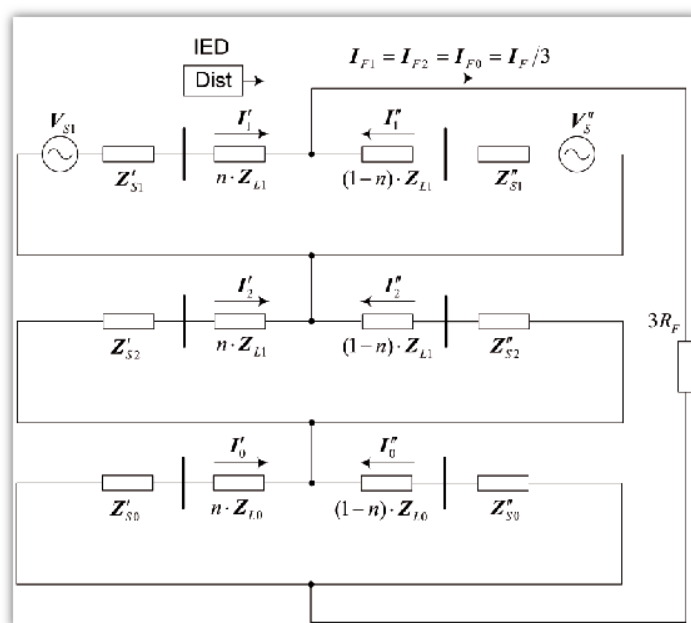


Рис. 2. Схема замещения для однофазного к.з. на фазе «А».

Можно видеть, что в схемах обратной и нулевой последовательности распределение токов к.з. зависит от соотношения сопротивлений источников Z'_{s2} , Z''_{s2} и Z'_{s0} , Z''_{s0} . Если предположить, что сопротивления Z'_{s2} и Z''_{s2} имеют приблизительно равный угол, т.е. $\angle Z'_{s2} \approx \angle Z''_{s2}$, то тогда можно записать:

$$\angle I'_2 \approx \angle I_{F2} \Rightarrow \angle I'_2 \approx \angle I_F. \quad (5)$$

Таким образом, если в схеме замещения обратной последовательности источники по концам линии однородны (сопротивления имеют близкий угол), то по углу тока обратной последовательности в месте установки реле можно судить об угле фазного тока в месте к.з. В это случае верхнюю линию характеристики срабатывания можно наклонить на угол $\angle(I_2/I_A)$, где I_A и I_2 – соответственно ток поврежденной фазы «А» и ток обратной последовательности, измеренные в месте установки реле.

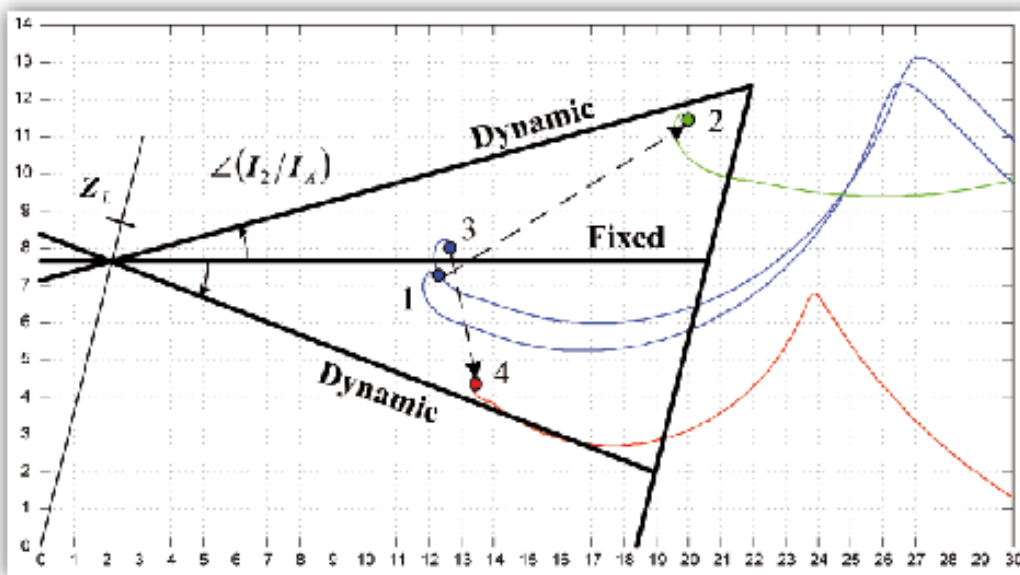


Рис. 3. Динамический наклон верхней части характеристики по углу I_2 .

Из диаграммы на рис. 3 можно видеть, что использование динамического наклона верхней части полигональной характеристики позволяет значительно повысить точность работы реле сопротивления: смещение измеренного сопротивления из точки 3 за пределы характеристики в точку 4 не приводит к излишнему срабатыванию, а смещение точки 1 в точку 2 не приводит к отказу защиты. Следует отметить, что степень однородности сопротивлений обратной последовательности источников по концам линии оказывает непосредственное влияние на точность динамического наклона.

2.2. Круговая характеристика – динамический эффект напряжения памяти

Для обеспечения надежного срабатывания направленных зон ДЗ при близком трехфазном к.з. широко используется поляризация круговой характеристики по напряжению памяти, т.е. по доаварийному напряжению. В случае одно- и двух-фазных к.з. также может использоваться поляризация по напряжению неповрежденных фаз. В дальнейшем будет рассматривать только поляризацию по напряжению памяти, как более универсальную, однако все выводы будут справедливы также и для поляризации по напряжению неповрежденных фаз.

Если поляризация по памяти введена в работу постоянно, что является типовой практикой, то напряжение памяти динамически изменяет круговую характеристику ДЗ. При этом указанное изменение характеристики зависит от направления к.з. – «вперед» или «назад». Для к.з. «вперед» круговая характеристика расширяется в третий квадрант, за счет чего обеспечивается надежный охват начала координат. Для к.з. «назад» круговая характеристика сужается в первый квадрант, что гарантирует несрабатывание защиты при к.з. «за спиной».

Для определения величины описанного расширения/сужения рассмотрим сначала направленную круговую характеристику без напряжения памяти.

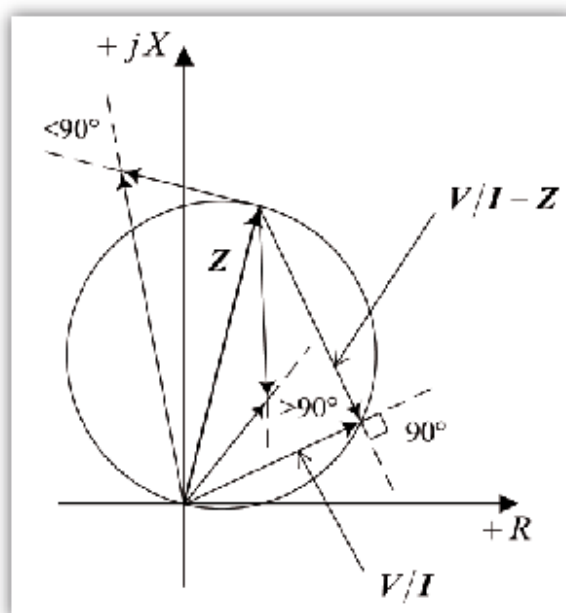


Рис. 4. Направленная круговая характеристика без напряжения памяти.

На рис. 4 используются следующие обозначения:

- Z – уставка реле сопротивления,
- V – напряжение поврежденной петли,
- I – ток поврежденной петли,

V/I – замер сопротивления.

Известное уравнение круговой характеристики при использовании угловых компараторов выглядит следующим образом [1]:

$$90^\circ \leq \angle V - \angle(V - I \cdot Z) \leq -90^\circ \quad (6)$$

Очевидно, что при близком к.з. величина напряжения поврежденной петли может оказаться столь малой, что точно определить угол этого напряжения будет невозможно. Поэтому напряжение V в выражении (6) подменяется напряжением поляризации V_{pol} , которое в общем случае состоит из s долей напряжения поврежденной петли V и m долей напряжения памяти V_{mem} :

$$V_{pol} = s \cdot V + m \cdot V_{mem} \quad (7)$$

Соотношение величин s и m может как задаваться пользователем в виде уставки, так и фиксироваться в некоторых типах реле. Поскольку величина напряжения поляризации не имеет значения (важен только угол), удобно принять, что $s + m = 1$.

Таким образом, при использовании частичной поляризации по напряжению памяти, уравнение направленной круговой характеристики можно записать следующим образом:

$$90^\circ \leq \angle(s \cdot V + m \cdot V_{mem}) - \angle(V - I \cdot Z) \leq -90^\circ \quad (8)$$

Рассмотрим к.з. «вперед» на рис. 5:

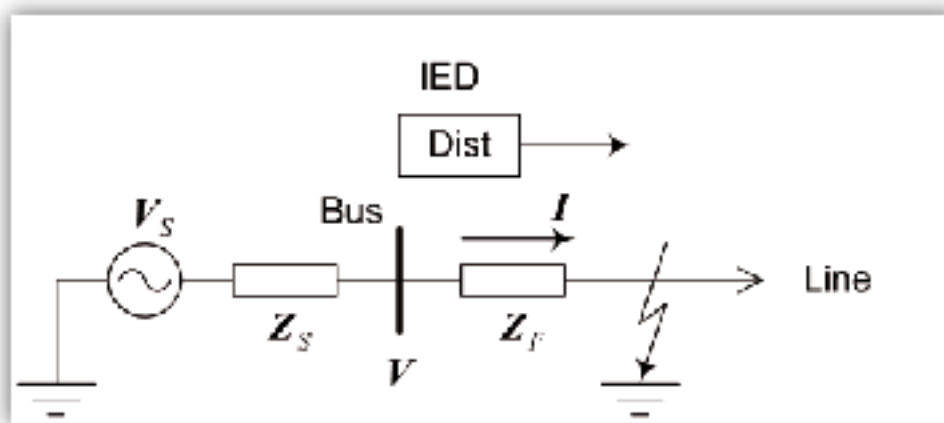


Рис. 5. Упрощенная схема для к.з. «вперед».

На рис. 5 используются следующие обозначения:

V_s – напряжение источника «за спиной» реле,

Z_s – сопротивление источника «за спиной» реле,

Z_F – сопротивление от места установки реле до точки к.з.

Для доаварийного режима можно записать:

$$V_{mem} = V_S - I_{prefault} \cdot Z_S, \quad (9)$$

где $I_{prefault}$ – ток в предаварийном режиме (определяется таким же образом, как и ток поврежденной петли).

Аналогично, для аварийного режима запишем:

$$V = V_S - I \cdot Z_S. \quad (10)$$

Выразим напряжение памяти V_{mem} через напряжение поврежденной петли V , исключив напряжение источника:

$$V_{mem} = V - I_{prefault} \cdot Z_S + I \cdot Z_S. \quad (11)$$

Подставив (11) в (8), после ряда преобразований получим уравнение направленной круговой характеристики с частичной поляризацией по памяти для случая к.з. «вперед»:

$$90^\circ \leq \angle \left(\frac{V}{I} - m \cdot Z_S \cdot \left(\frac{I_{prefault}}{I} - 1 \right) \right) - \angle \left(\frac{V}{I} - Z \right) \leq -90^\circ \quad (12)$$

На рис. 6 а) представлена графическая интерпретация выражения (12). Можно видеть, что при к.з. «вперед» расширение круговой характеристики в третий квадрант зависит от доли напряжения памяти m , сопротивления источника «за спиной» Z_S и отношения предаварийного и аварийного токов $I_{prefault}/I$.

Если пренебречь предаварийным током и предположить, что $I_{prefault} \ll I$, получим диаграмму на рис. 6 б), которая часто приводится в иностранной литературе [1].

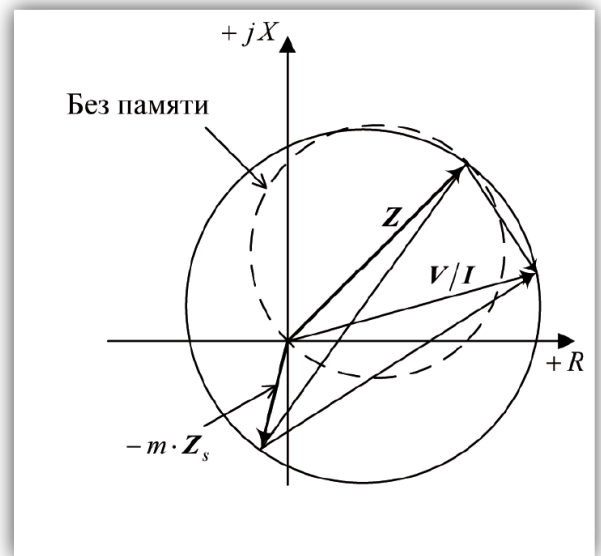
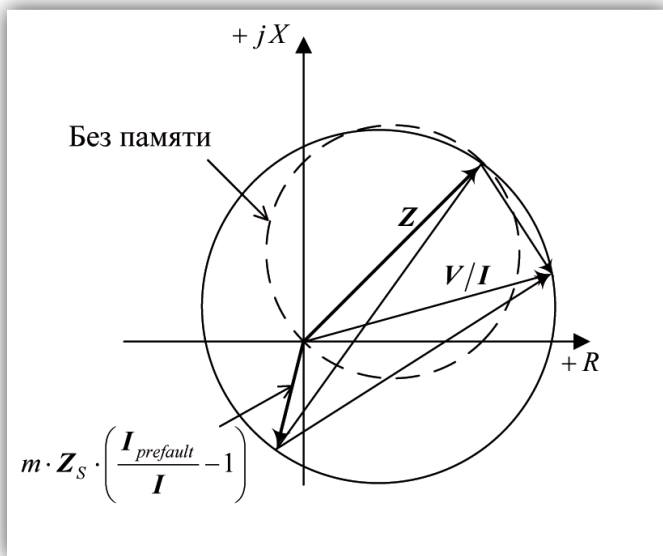


Рис. 6 а). Расширение круговой характеристики.

Рис. 6 б). Упрощенное расширение при $I_{prefault} \ll I$.

Теперь рассмотрим к.з. «за спиной»:

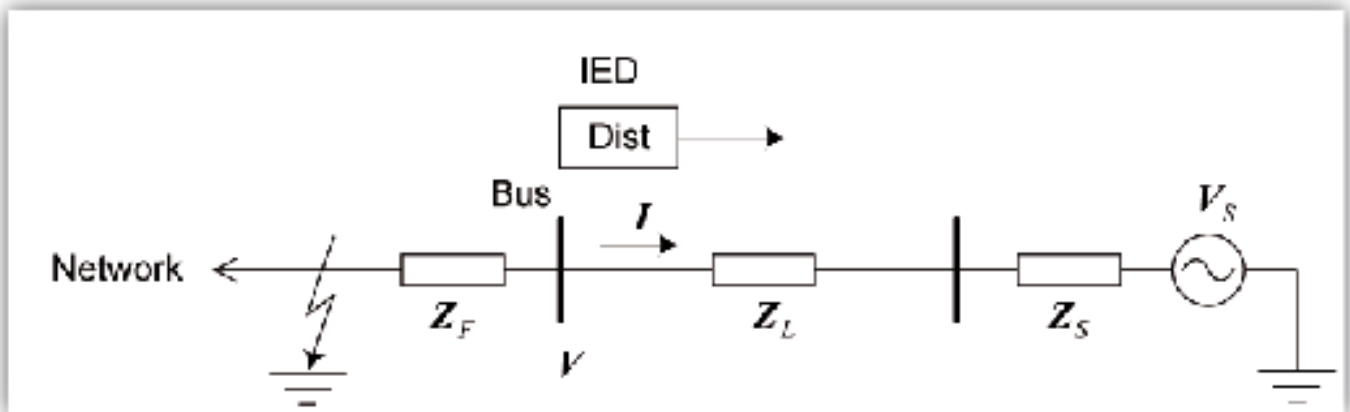


Рис. 7. Упрощенная схема для к.з. «назад».

На рис. 7 используются следующие обозначения:

V_s – напряжение удаленного источника (с противоположной стороны защищаемой линии),

Z_s – сопротивление удаленного источника,

Z_L – сопротивление защищаемой линии.

Проведя цепь рассуждений аналогично случаю к.з. «вперед», получим уравнение направленной круговой характеристики с частичной поляризацией по памяти для случая к.з. «назад»:

$$90^\circ \leq \angle \left(\frac{V}{I} - m \cdot (Z_S + Z_L) \cdot \left(1 - \frac{I_{prefault}}{I} \right) \right) - \angle \left(\frac{V}{I} - Z \right) \leq -90^\circ \quad (13)$$

На рисунке 8 а) графически показано сужение круговой характеристики в первый квадрант при к.з. «за спиной» реле. При $I_{prefault} \ll I$ получим характеристику на рис. 8 б).

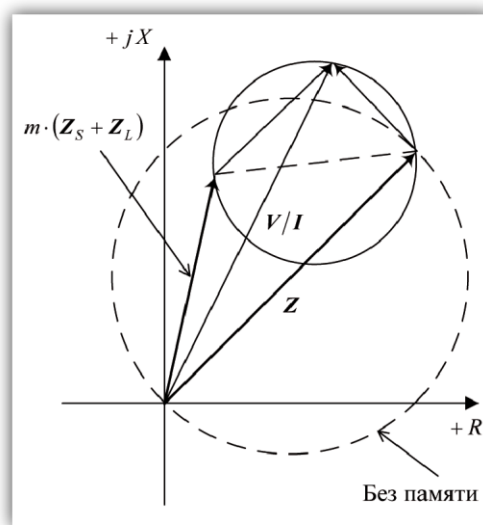
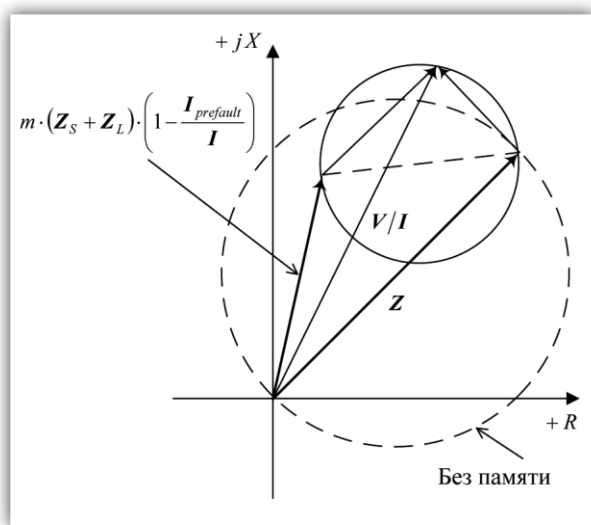


Рис. 8 а). Сужение круговой характеристики.

Рис. 8 б). Упрощенное сужение при $I_{prefault} \ll I$.

3. Применение динамических зон дистанционной защиты

Динамический наклон (поляризацию) верхней границы характеристики можно осуществлять как по току обратной последовательности в месте установки реле I_2 (рассмотрено выше), так и по току нулевой последовательности I_0 . Выбор между этими двумя вариантами зависит от степени однородности сопротивлений источников в схемах обратной и нулевой последовательностей. Компания ALSTOM в своих реле для защиты систем ВН и СВН первоначально использовала поляризацию по нулевой последовательности, однако затем было принято решение переключиться на обратную последовательность. Для большинства случаев применения ДЗ в сетях ВН и СВН сопротивления источников являются более однородными в схеме обратной последовательности, поскольку на сопротивление нулевой последовательности значительное влияние оказывают типы грунта и режимы заземления нейтрали, и эти факторы могут значительно отличаться в схемах источников по концам защищаемой линии.

Как правило, все зоны ДЗ можно разделить на две категории: I зона с охватом «вперед» менее длины защищаемой линии и все остальные зоны с охватом «вперед» более длины защищаемой линии. Для I зоны ДЗ нецелесообразно отклонять верхнюю границу характеристики вверх, поскольку из-за погрешности измерений и неоднородности сопротивлений источников это может привести к излишнему срабатыванию при к.з. на смежной линии. Поскольку увеличение I зоны ДЗ недопустимо, динамический наклон этой зоны должен быть разрешен только «вниз». Для II и III зоны ДЗ ситуация прямо противоположная – для этих зон недопустимо уменьшение зоны срабатывания, поэтому для них динамический наклон разрешается только «вверх».

Использование напряжения памяти либо неповрежденных фаз для поляризации направленных круговых характеристик приводит к динамическому расширению/сужению характеристик ДЗ в зависимости от направления к.з. Данная интерпретация особенно удобна для оценки чувствительности ДЗ к замыканиям через переходное сопротивление – из рис. 6 а) можно видеть, что резистивный охват характеристики значительно увеличивается из-за эффекта динамического расширения.

Учет влияния напряжения памяти через расширение/сужение круговой характеристики также крайне важен при расчете уставок и анализе работы дистанционной защиты на линиях с устройствами продольной компенсации (УПК). На рис. 9 а) приведена упрощенная схема с установкой УПК в начале линии, при этом УПК находится в зоне дистанционной защиты.

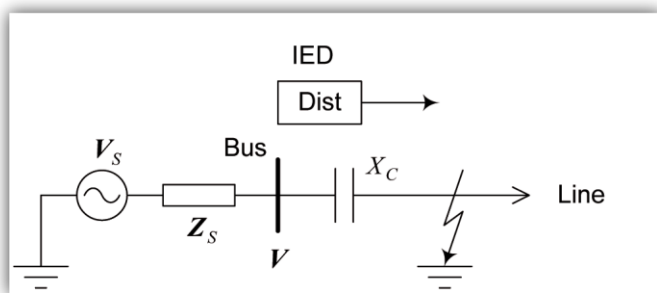


Рис. 9 а). Упрощенная схема линии с УПК.

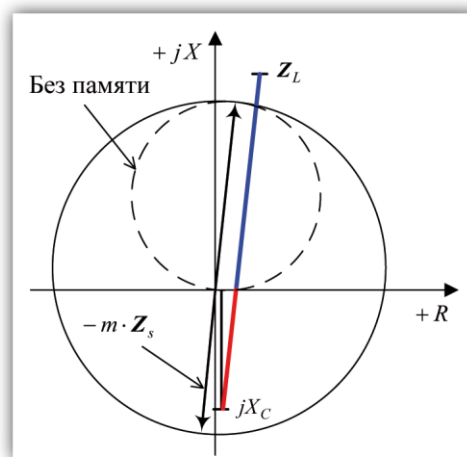


Рис. 9 б). Анализ работы ДЗ при наличии УПК.

Если игнорировать динамическое расширение характеристики, то может создаться впечатление, что значительная часть линии непосредственно за УПК не защищается дистанционной защитой (находится за пределами пунктирной характеристики на рис. 9. б). Если же этот эффект принять во внимание, то можно записать условие надежного срабатывания ДЗ при к.з. за УПК (принимая угол сопротивления Z_s близким к 90°):

$$m \cdot Z_s > X_C . \quad (14)$$

К примеру, если сопротивление УПК составляет 65% от сопротивления источника «за спиной» реле ДЗ, то доля напряжения памяти в полном напряжении поляризации должна быть выставлена больше 65% с необходимым коэффициентом запаса.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Ziegler G. Numerical distance protection: principles and applications.- Erlangen: Publicis-MCD-Verl., 1999.

ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС ДЛЯ АНАЛИЗА РАБОТЫ И УСТРАНЕНИЯ НЕИСПРАВНОСТЕЙ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ

Комогорцев С.Н. (ООО «СМС-ИТ»)

Владимиров А.Н. (ОАО «СО ЕЭС»)

Для служб РЗА всегда имели важное значение вопросы надежности функционирования оборудования энергообъектов, в частности полный и точный анализ о работе устройств РЗ и ПА как для оперативного принятия решений по управлению энергообъектом, так и для анализа причин аварий и предотвращения их в будущем.

Часто задачи специалистов СРЗА не автоматизированы совсем, либо автоматизация осуществляется с использованием офисных пакетов приложений и стандартных программ в операционных системах ПК сотрудников. Такой способ автоматизации обусловлен простотой внедрения и поддержки, но имеет ряд существенных недостатков, одним из которых является неоднозначность хранимых данных и недостаточный контроль корректности вводимой информации.

Даже несмотря на частичную автоматизацию задач СРЗА, сложными для сбора и расшифровки остаются данные по авариям и срабатываниям устройств РЗ и ПА, приходящие в общий диспетчерский центр, особенно в случае сложных аварий, охватывающих несколько подстанций и электростанций. Как правило, программные продукты, применяемые в СРЗА, могут использовать одинаковую информацию, требуя ее представления в разных форматах данных.

Одной из первых попыток автоматизации сбора информации по срабатываниям УРЗА был программный комплекс «Анализ работы устройств РЗА», созданный в ЦДУ ЕЭС СССР в 1990 году, к основным минусам которого можно было отнести работу под операционной системой MS DOS. В 2000 году была создана новая версия программного комплекса «Анализ», в которой были учтены проблемы и недочеты предшествующей версии. В частности, программный комплекс уже работал под операционной системой MS Windows. Этот комплекс был разработан ОАО «ЦДУ ЕЭС России», являлся стандартным ПО служб РЗА ОАО «СО ЕЭС» и широко использовался субъектами электроэнергетики, в том числе в ОАО «ФСК ЕЭС» и его филиалах.

Развитием данного программного продукта стал ПК «Анализ 2009», разработанный фирмой ООО НВФ «СМС». Комплекс прошел испытания, опытную эксплуатацию во всех филиалах Системного Оператора и в настоящий момент находится в промышленной эксплуатации.

ПК «Анализ 2009» обеспечивает частичную автоматизацию бизнес-процессов персонала служб РЗА, представленных на рис.1. В программном комплексе предлагается решать как задачи количественного учета, характеризующего оснащенность ЕЭС

(ОЭС, ЭС, энергообъекта) аппаратурой РЗА, так и задачи анализа функционирования систем и устройств РЗА.

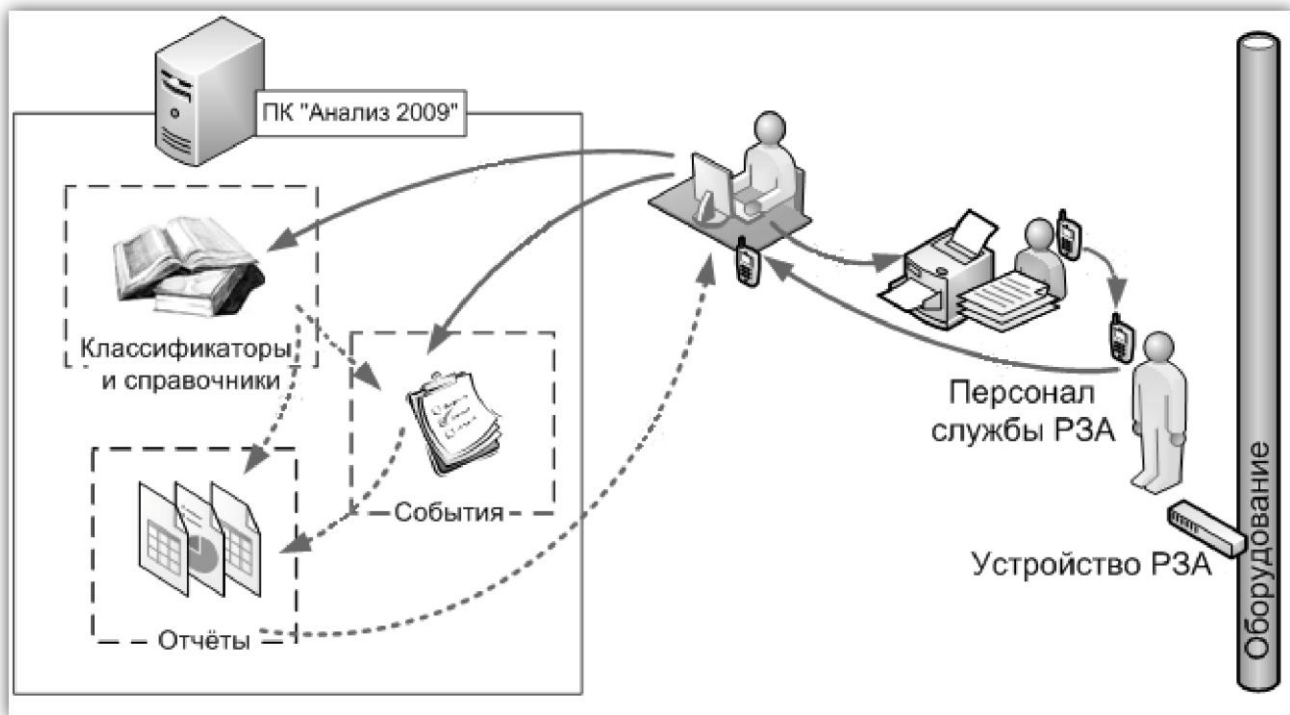


Рис. 1. ПК «Анализ 2009» в бизнес-процессе персонала служб РЗА

Благодаря использованию представленного программного комплекса персонал энергообъекта своевременно фиксирует сведения о срабатывании устройств РЗА в оперативных журналах и сообщает указанную информацию в службу РЗА эксплуатирующей организации, под контролем которой находится энергообъект, и диспетчеру Системного оператора.

Персонал службы РЗА субъекта электроэнергетики классифицирует и вводит сведения о событии в ПК «Анализ 2009» и затем использует полученную и сохраненную в базе данных информацию в целях анализа работы устройств РЗА, определения возможных дефектов устройств. Персонал службы РЗА Системного оператора, в свою очередь, фиксирует случаи срабатывания устройств РЗА на подведомственных энергообъектах в ПК «Анализ 2009» либо от эксплуатирующей организации получает файл, содержащий информацию о событии, а также передает сведения на верхний уровень управления.

Таким образом, в Исполнительном Аппарате Системного оператора формируется сводная база о событиях срабатывания устройств РЗА на энергообъектах по всей энергосистеме России. Функции накопления и обработки информации о работе устройств РЗА доступны также любому субъекту электроэнергетики, имеющему собственную структуру эксплуатации и свои объекты диспетчеризации.

Системный Оператор классифицирует полученную информацию и использует ее для анализа работы устройств РЗА, разработки комплекса мероприятий по устранению причин нерегламентной работы устройств, информирует персонал служб РЗА о способах устранения причин нерегламентной работы.

Посредством ПК «Анализ», на энергообъектах фиксируется каждый случай срабатывания устройств РЗА, затем по электронной почте отправляет указанные сведения в СО ЕЭС и в соответствующее подразделение РЗА вышестоящей эксплуатирующей организации в соответствии с организационной иерархией.

На рис. 2 представлена общая контекстная схема взаимодействия персонала подразделения служб РЗА энергообъекта, СО ЕЭС и подразделения РЗА эксплуатирующей организации.

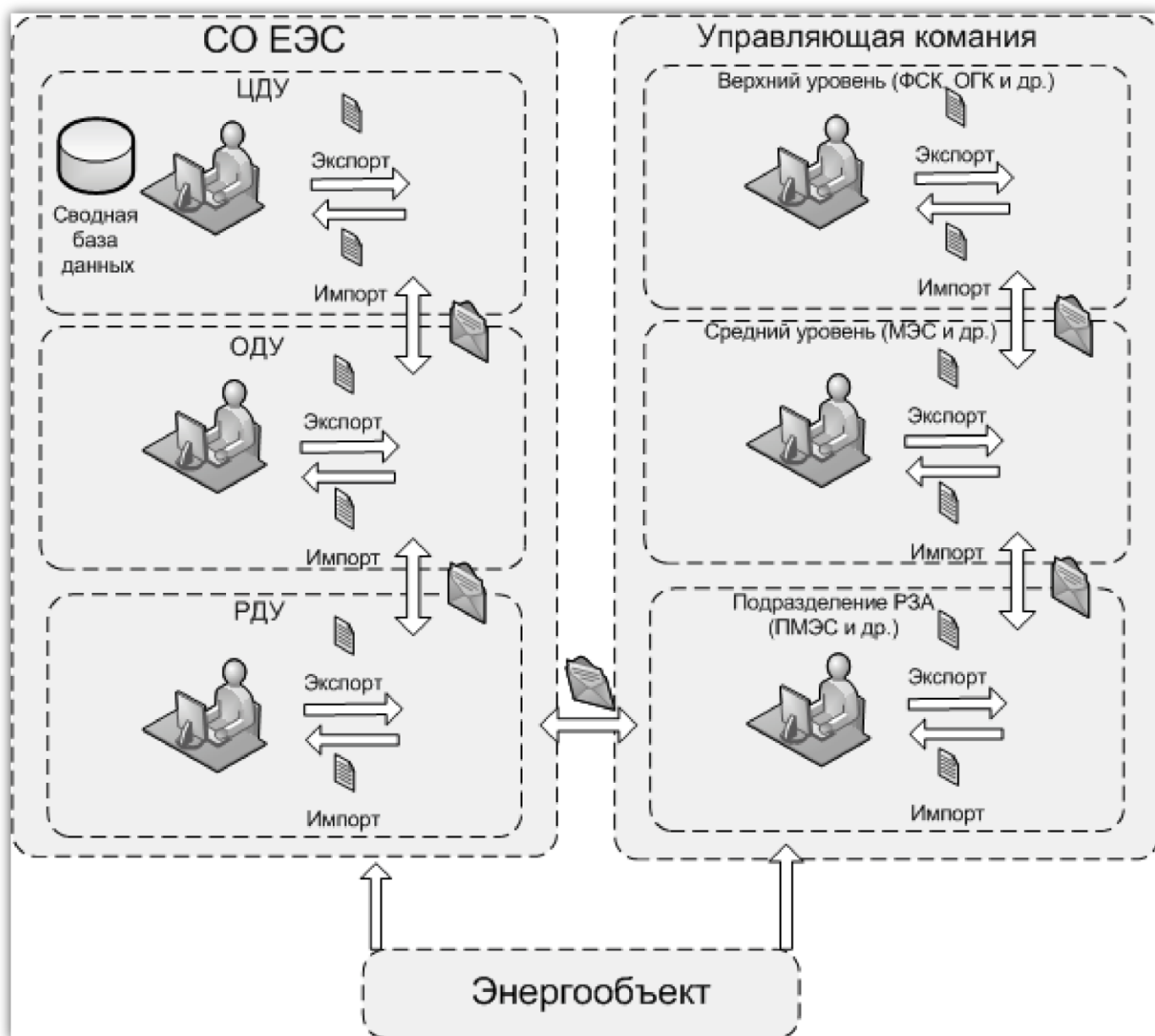


Рис. 2. Схема взаимодействия персонала подразделения служб РЗА энергообъекта

Однако движение потоков информации может изменяться в зависимости от потребностей в получении информации Системного Оператора и эксплуатирующей организации. Частота и способ передачи информации определяются регламентами, предусмотренными организациями.

Остановимся более подробно на основных функциях и возможностях программного комплекса «Анализ 2009», к которым можно отнести:

- Формирование и ведение классификаторов. Синхронизация классификаторов между различными организациями и филиалами внутри организаций. Классификаторы, главным образом, необходимы для непротиворечивого и корректного использования информации всеми участниками процесса фиксации и анализа данных о работе устройств РЗА.
- Фиксация данных о событии срабатывания устройства РЗА. Функция предназначена для формирования основной информационной базы программного комплекса.
- Формирование карточки устройства РЗА. Карточка предназначена для регистрации сведений об устройствах РЗА, находящихся в эксплуатации.
- Предоставление возможности фильтрации и поиска нужной информации, просмотра и изменения данных.
- Построение отчетов. Основная функция, предназначенная для анализа полученной информации и мониторинга состояния устройств РЗА как за интервалы времени, так и по любому условию, составленному на основании «свойств» устройств РЗА.
- Экспорт и импорт данных в ПК «Анализ 2009». Функция предназначена для информационного обмена между пользователями ПК «Анализ 2009» и актуализации данных.
- Консолидация данных. Обмен информацией между уровнями (рис. 2).
- Предварительный просмотр и печать необходимой информации.
- Журналирование системных событий.

Таким образом, ПК «Анализ 2009» состоит из следующих логических функциональных модулей (рис. 3):

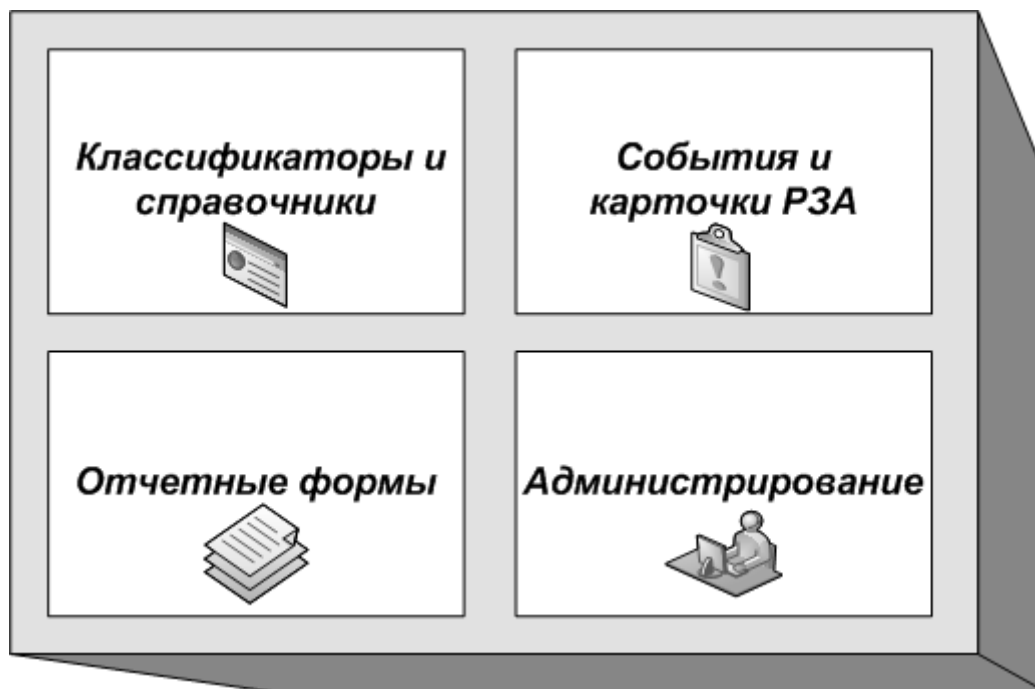


Рис. 3. Логические функциональные модули ПК «Анализ 2009»

Компонентами ПК «Анализ 2009» являются:

1. База данных – представляет собой информационное хранилище данных событий, карточек РЗА и используемых классификаторов.

Информационная база ПК «Анализ 2009» включает в себя следующие составляющие:

- Классификаторы.
- Системные справочники.
- События.
- Карточки устройств РЗА.
- Шаблоны отчетов.

2. Клиентское приложение – реализует пользовательский интерфейс для ввода и вывода информации, основную бизнес-логику обработки данных и содержит компоненты взаимодействия с БД. Таким образом, приложение ПК «Анализ 2009» представляет собой «толстый» клиент.

Программный комплекс реализует двухзвенную архитектуру. Компонентам ПК «Анализ 2009» для работы не требуются серверные мощности. Комплекс устанавливается на рабочей станции оператора, которая в данном случае будет выступать в роли сервера БД и клиента, чем обеспечивается возможность работы в автономном режиме. Однако при необходимости БД размещается на отдельном сервере.

База данных верхнего уровня управления СО ЕЭС представляет собой сводную базу, которая включает данные всех нижестоящих уровней диспетчеризации.

Для выполнения функции по созданию и редактированию шаблонов отчетов применяется компонент Fast Report, встроенный в программное обеспечение комплекса «Анализ 2009».

Информационный обмен между пользователями ПК «Анализ 2009» осуществляется посредством электронной почты или с использованием внешних носителей информации. В возможности программного комплекса входит также экспорт данных в файл, одним из которых может являться Microsoft Excel или файл формата HTML. Частота обмена данными между пользователями ПК «Анализ 2009» определяется регламентами, установленными в СО ЕЭС.

Сохранность информации при возникновении сбоев обеспечивается возможностями формирования резервных копий БД и последующего восстановления.

Одним из преимуществ в работе программного комплекса является то, что на каждом уровне диспетчерского управления осуществляется объединение подготовленной нижестоящими диспетчерскими центрами информации о работе устройств РЗА.

В ПК «Анализ 2009» используется классификация оборудования РЗА:

- Формирования иерархического представления энергосистем и организаций;
- Формирования и визуализации дерева оборудования энергообъекта, энергосистемы, собственника;
- Количественного учета устройств и панелей РЗА.

Классификаторы и справочники необходимы для обеспечения непротиворечивого использования информации всеми участниками процесса по фиксации, учету и анализу данных о работе устройств РЗА.

К основным классификаторам можно отнести:

- Энергосистемы и организации в иерархическом виде;
- Энергообъекты с указанием энергосистемы, собственника и операционной зоны;
- Первичное оборудование с указанием энергообъекта;
- Устройства РЗА с указанием первичного оборудования;
- Оценка действия устройств РЗА;
- Технические причины неправильных действий;
- Виды коротких замыканий.

Помимо основных функций программного комплекса, имеются дополнительные возможности, которые также помогают не только улучшить качество работы сотрудников СРЗА, но и ускорить процессы принятия правильных оперативных решений.

К одной из таких можно отнести возможность модификации встроенных отчетов и создание новых по произвольным критериям. Статистическая и отчетная информация, формируемая инструментами программного комплекса, может быть также представлена и в графическом виде, что значительно улучшает визуализацию в процессе анализа того или иного события. Помимо всего перечисленного программный комплекс дает возможность вычислять показатели работы устройств защиты и автоматизации, что, в свою очередь, позволяет определить основные эксплуатационные показатели работы отдельных видов устройств и систем РЗА, выявить характерные причины неправильных срабатываний и отказов срабатывания устройств и систем РЗА и, наконец, устранить недостатки выполнения и эксплуатации устройств и систем РЗА при наличии таковых.

Применение представленного программного комплекса «Анализ 2009» позволяет создать консолидированное информационное пространство и организовать алгоритмическое взаимодействие наилучшим образом, избавиться от выполнения каждодневных рутинных операций и значительно повысить степень автоматизации работ специалистов служб РЗА. Использование «Анализ 2009» позволит каждому специалисту с легкостью «отсекать» избыточную информацию и быстро принимать оперативные решения, связанные с надежностью работы энергосистемы.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

Комогорцев С.Н. — заместитель директора ООО «СМС-ИТ» по проектированию и внедрению

Владимиров А.Н. — Начальник службы РЗа ОАО «СО ЕЭС»

ООО «СМС-ИТ»

443013, Самара, Московское шоссе, д. 4 «А», строение 2,
бизнес-центр «Скала-Холл», этаж 20

Тел. /факс: (8462) 205-79-00

E-mail: sms-it@sms-automation.ru

www.sms-automation.ru

ЗАЩИТА ОТ ВЫСОКООМНЫХ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ В MiCOM Agile

Ильющик М.М. (ЗАО «Alstom Grid»)

Аннотация

В докладе рассматривается защита от высокоомных замыканий на землю, реализованная в новой линейке защит распределительных сетей MiCOM P40 Agile. Объясняется принцип и алгоритмы работы защиты. Анализируются преимущества защиты по сравнению с другими методами. В заключении описываются возможности данной защиты.

1. Введение

Компания Alstom Grid представляет линейку 2012 года для защиты распределительных сетей - MiCOM P40 Agile. Новое устройство представляет собой передовую разработку в области микропроцессорных защит. Помимо новейшего аппаратного обеспечения (мощный процессор, удобный пользовательский USB интерфейс) и достоинств существующей и уже зарекомендовавшей себя платформы MiCOM P40 (гибкая логика, МЭК 61850), в устройствах Agile также реализован ряд функций защит, основанных на инновационных технологиях. Одна из них – функция защиты от высокоомных замыканий на землю (HIF).

2. Принцип работы защиты

Высокоомные замыкания на землю возникают в результате соприкосновения проводника с поверхностью, имеющей большое сопротивление, что не дает возможность обнаружить повреждение, используя стандартные методы обнаружения замыкания (ток повреждения слишком мал). Обнаружение замыкания с помощью HIF-детектора дает возможность устранить повреждение, тем самым обезопасить персонал от поражения электрическим током.

Метод обнаружения замыкания на землю основан на изменении формы токов, сопровождающих повреждения и носит название WAVELET. Данный метод представляет собой совокупность алгоритмов, имеющих каждый свои преимущества для определенных условий. Выделяют три основных алгоритма:

- 1) Определение явления горения дуги;
- 2) Выделение нормального режима от аварийного;
- 3) Анализ основной составляющей.

Алгоритм выявления возникновения дуги основан на характерном изменении формы тока повреждения. Известно, что горение дуги носит циклический характер (при пе-

переходе тока через ноль, мощность дуги уменьшается, ветвь прохождения дуги охлаждается, напряжение восстанавливается, что опять приводит к горению дуги). Таким образом, по форме кривой на участках перехода тока повреждения через ноль обнаруживается изменение формы тока от синусоидальной. График изменения представлен на Рис. 1.

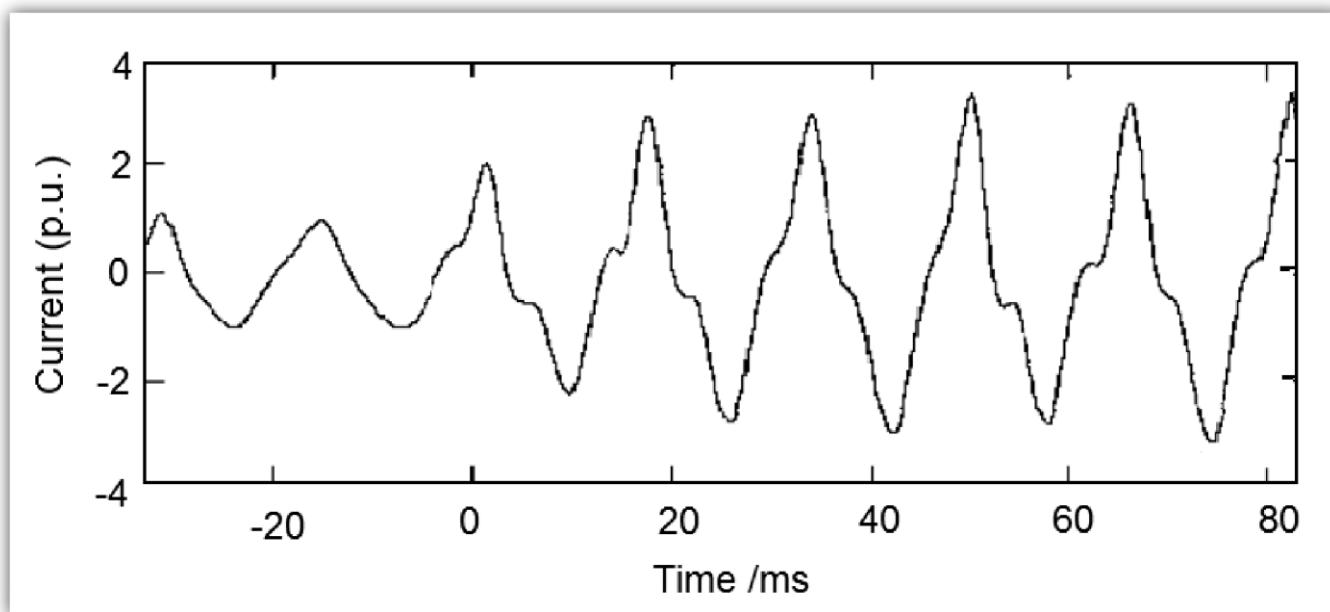


Рис. 1. Форма тока повреждения

Алгоритм основан на выделении составляющих высших гармоник из общего сигнала и размещении этих составляющих на участках перехода тока повреждения через ноль. Для решения этой задачи используется метод групповой фильтрации, имеющим ряд преимуществ по сравнению с традиционным методом Фурье. Схема фильтрации представлена на Рис. 2.

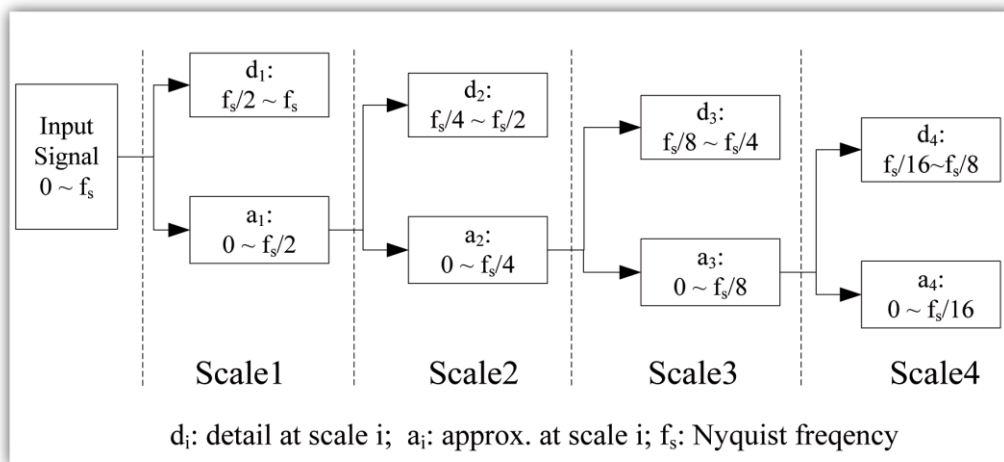


Рис. 2. Схема фильтрации

Фильтры имеют адаптивные коэффициенты, соответствующие различным уровням разбиения. Следует отметить, что составляющие более высоких гармоник дают большую точность обработки сигнала. Использование такого рода фильтрации позволяет определить состояние системы в полном объеме. Метод DB4 организован на применении данных фильтров, полностью отображает реальные процессы системы и имеет частоту выборок 10кГц.

Суть алгоритма состоит в определении зоны перехода тока через ноль (Z), выделении необходимого диапазона ($Z \pm \delta$), в пределах которого рассчитываются сумма максимальных значений выборок на втором уровне фильтрации в этом диапазоне (S_{IN}) и сумма всех максимальных значений за два цикла (S_{ALL}), определяется соотношение этих сумм (R):

$$S_{IN} = \sum_{t_i \in (Z - \delta, Z + \delta)} M_{d2}(t_i)^* \quad (1)$$

$$S_{ALL} = \sum_{t_i \in (Z - \delta, Z + \delta)} M_{d2}(t_i) \quad (2)$$

$$R = \frac{S_{IN}}{S_{ALL}} \quad (3)$$

Значение отношения этих сумм (R) определяет, действительно ли произошло замыкание в пределах зоны выборок. Графики изменения тока повреждения и его фильтрации представлены на Рис. 3.

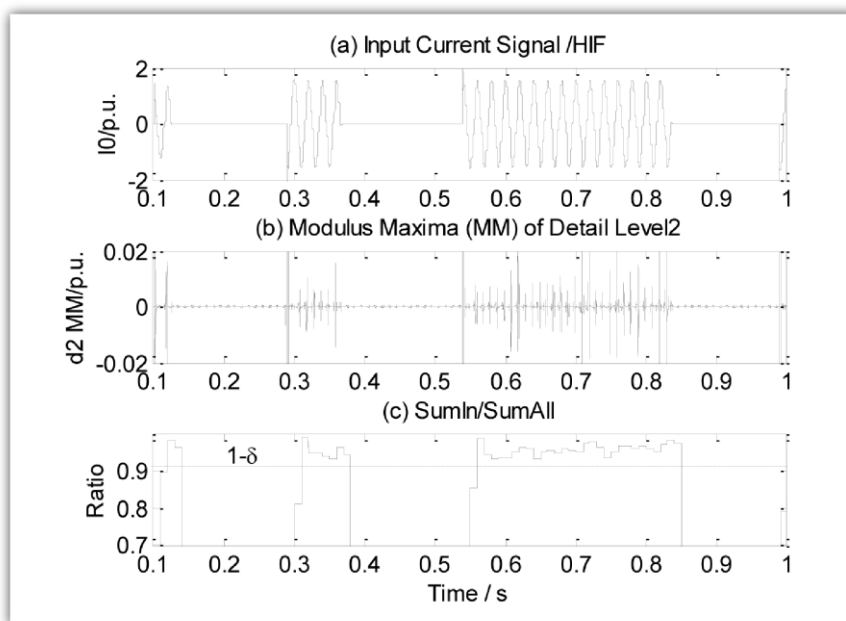


Рис. 3. Выборка при $1-\delta=0.91$; диапазон выборки = $1/4$ цикла

Таким образом, при превышении допустимого отклонения высокочастотной составляющей в пределах перехода тока повреждения через ноль, устройство обнаруживает замыкание на землю и формирует соответствующее воздействие.

В основе алгоритма выделения нормального режима от аварийного заложена модель нелинейного переходного сопротивления с использованием составляющей третьей гармоники. Замыкание на землю обнаруживается при выполнении следующих условий:

- 1) ток основной составляющей превышает допустимое значение;
- 2) разность фаз между основной и третьей гармониками находится в пределах 180°;
- 3) отношение амплитуд третьей гармоники к основной превышает уставку.

Для исключения гармоник, появляющихся в результате нелинейности нагрузки, насыщения и т.д. применяется метод приращения выборок (ASI, если новое значение тока превышает исходное, то устройство обозначает новое значение за исходное и, наоборот). Графики изменения тока повреждения и составляющей третьей гармоники представлены на Рис. 4

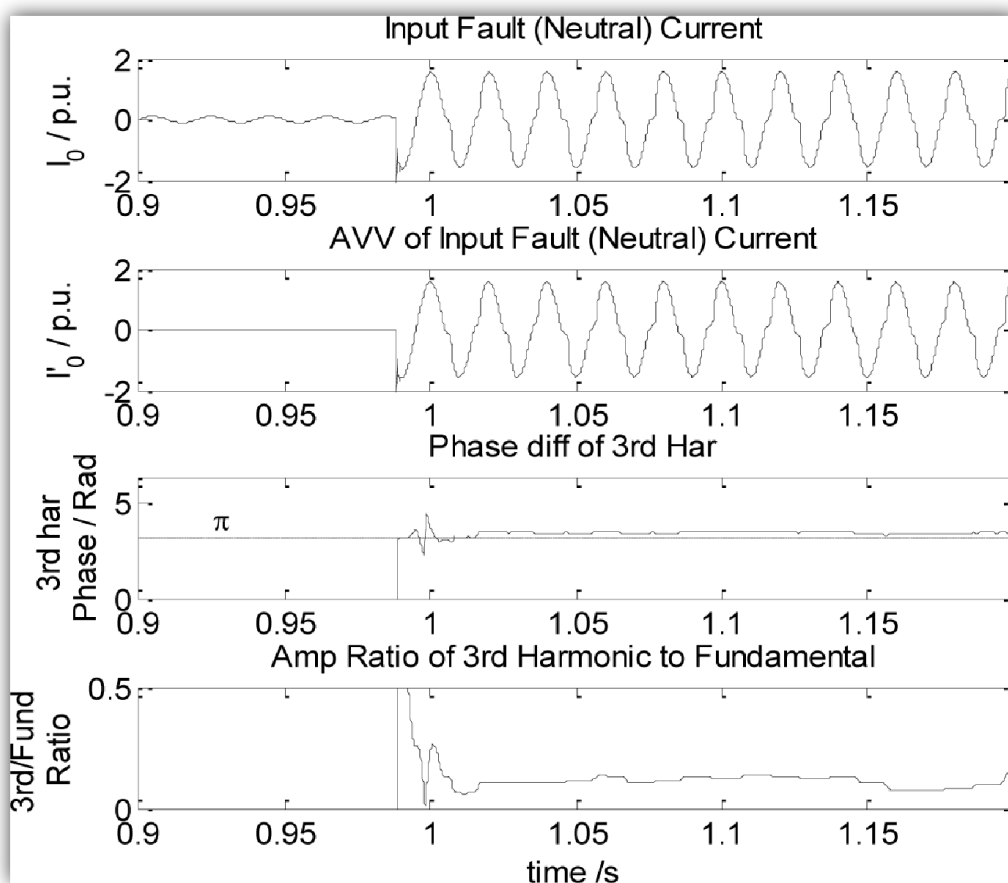


Рис. 4. Определение повреждения с выделением третьей гармоники

Известно, что замыкания на землю сопровождаются спонтанными изменениями амплитуды основной составляющей тока повреждения. Метод изменения модуля амплитуды основной гармоники использует метод приращения (ААІ), учитывающий изменение нагрузки (применяется фильтр скорости изменения амплитуды тока).

3. Заключение

Защита использует новые методы обнаружения замыканий на землю с большим переходным сопротивлением. До появления подобной защиты такие повреждения могли оставаться необнаруженными обычными методами вследствие чрезвычайно низкого значения и/или спорадического характера протекающего тока. Применение данных алгоритмов позволяет обезопасить персонал от поражения электрическим током, а также снизить риск возникновения пожара, вызванного продолжительным горением дуги. Очевидно, что применение данной функции защиты в дальнейшем, возможно, будет обязательным условием соблюдения мер безопасности.

ЭФФЕКТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ ПРОДОЛЬНОЙ КОМПЕНСАЦИЕЙ – ПУТЬ К ПОВЫШЕНИЮ УСТОЙЧИВОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

Колобродов Е.Н., Нудельман Г.С. (ОАО «ВНИИР»)

Постоянный рост нагрузки в сложно замкнутых сетях, имеющих связи как на высоком напряжении (ВН) 110-220 кВ, так и на сверхвысоком напряжении (СВН) 330-750 кВ, приводит к необходимости регулирования пропускной способности связей на различных классах напряжений. Одним из решений данной проблемы является применение устройств FACTS. При этом наибольшее распространение в мире в целом получили управляемые устройства продольной компенсации (УУПК). В частности уже построены и введены в эксплуатацию воздушные линии (ВЛ) с УУПК в США, Бразилии, Швеции, Китае и в других странах. Ведутся исследовательские работы по вопросу установки УУПК и на ряде объектов ЕЭС РФ.

УУПК позволяют изменять реактивное сопротивление ВЛ, на которых они устанавливаются, и решать широкий класс задач от увеличения пропускной способности сети в целом до повышения статической и динамической устойчивости системы и устранения вероятности подсинхронного резонанса. При этом основным элементом УУПК, обеспечивающим решение заявленных выше задач, является его регулятор.

1. Традиционные решения в области регулирования УУПК

Регулятор степени компенсации УУПК традиционно включает модуль, обеспечивающий задание необходимой степени компенсации, и модуль непосредственного управления тиристорами УУПК [1]. На основе анализа ряда документов [1-4], рассматривающих алгоритмы регулирования УУПК, в первом модуле выделены два блока, отвечающие за поддержание заданных параметров установившегося режима и гашение колебаний в ЭЭС в переходных процессах (рис. 1).

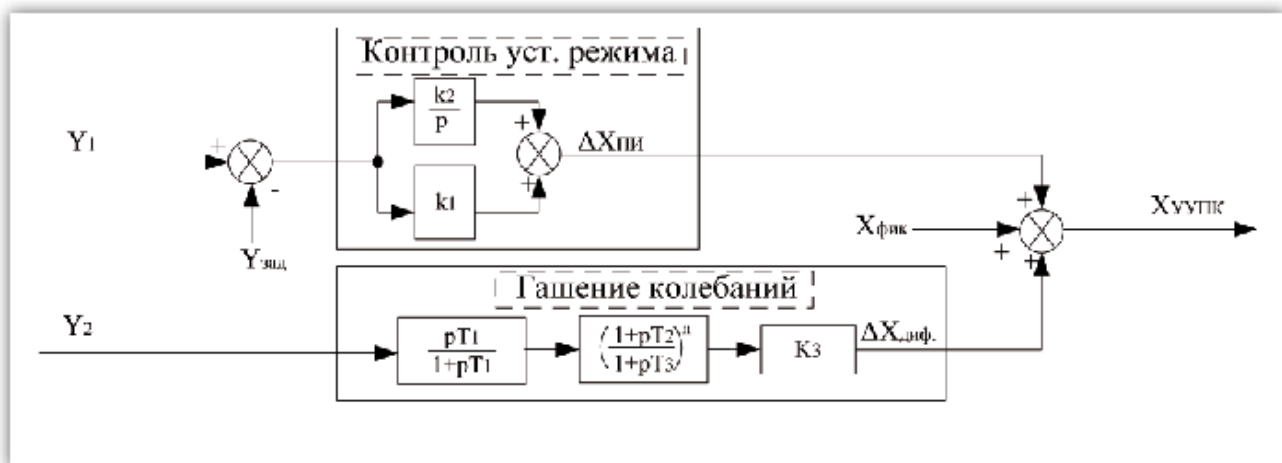


Рис. 1. Традиционный алгоритм регулятора УУПК.

Блок контроля установившегося режима обеспечивает регулирование передаваемой по линиям ВН и СВН мощности, направленное на ограничение перегрузки сети ВН в послеаварийных режимах. Алгоритм контроля установившегося режима должен или ограничивать мощность, передаваемую по линии с УУПК при его установке в сети ВН, или ограничивать угол δ между векторами напряжений в конкретных точках сети при установке УУПК на линиях СВН. Реализован указанный блок или на базе прямого задания степени компенсации ВЛ из системы верхнего уровня или локально путем применения пропорционально-интегрального (ПИ) регулятора (см. рис. 1). Наибольшее распространение за счет расширенного регулировочного диапазона по мощности и одновременного повышения статической и динамической устойчивости системы получил вариант установки УУПК на линиях СВН. При этом из-за определенной инерционности восстановление нормального уровня активной мощности, передаваемой по линиям ВН, шунтирующих связи СВН, происходит с задержкой и сопровождается перегрузками в указанной сети.

Второй блок (см. рис. 1) предназначен для предотвращения возникновения асинхронных режимов и длительных глубоких синхронных качаний на линиях СВН, связывающих крупные энергорайоны. Гашение колебаний основано на возникновении дополнительного момента на валу ротора эквивалентного генератора передающей части энергосистемы, действие которого противоположно направлению ускорения или торможения в соответствующие моменты времени. Указанный эффект наблюдается за счет изменения пропускной способности связи в периоды ускорения и торможения ротора эквивалентного генератора передающей части ЭЭС. В большинстве случаев реализован рассматриваемый блок на базе дифференцирующего звена с замедлением. Звено позволяет зафиксировать возникновение колебаний и исключить влияние постоянной составляющей во входном сигнале. Для дифференцирующего звена проведены исследования запаса устойчивости по модулю и фазе на базе логарифмических частотных характеристик разомкнутой системы (рис. 2), моделирующей ЭЭС с УУПК (рис. 3). Полученные результаты указывают на необходимость применения последовательной коррекции дифференцирующего звена для повышения запаса устойчивости. В качестве корректирующих звеньев используются пассивные дифференцирующие звенья [5] (см. рис. 1). При этом достижение максимального запаса устойчивости по углу для случаев управления блоком гашения колебаний по углу или мощности наблюдается при приближении фазочастотной характеристики (ФЧХ) блока гашения колебаний в области частот среза ЭЭС к ФЧХ идеально дифференцирующего звена (рис. 4 и 5) [1], [2].

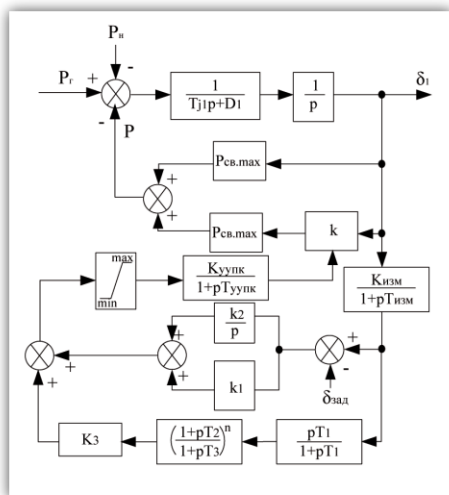


Рис. 2. Структурная схема модели ЭЭС с УУПК

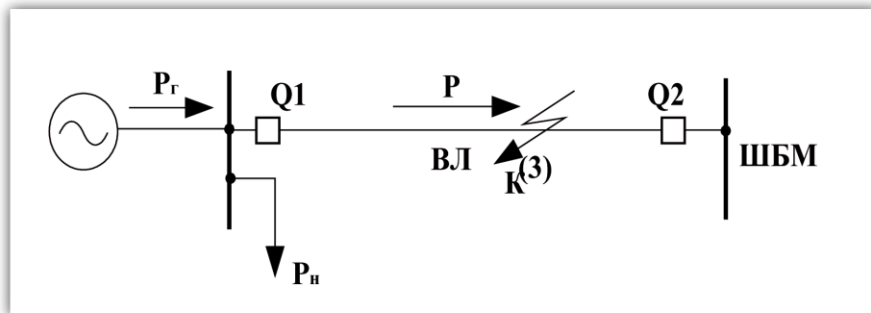


Рис. 3. Принципиальная схема ЭЭС с УУПК

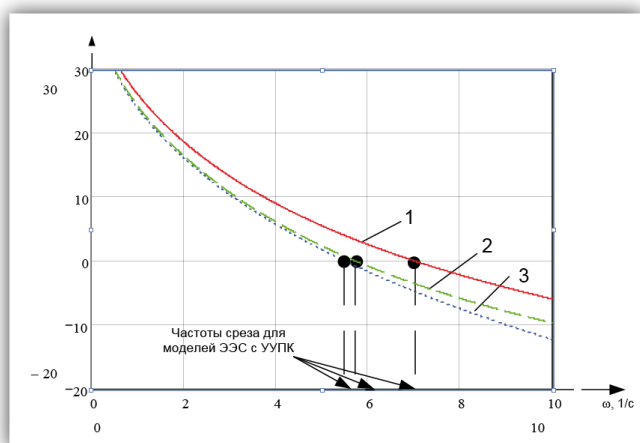


Рис. 4. ЛАЧХ ЭЭС с УУПК при отсутствии (1), наличии (2) последовательной корректировки и при применении идеального диф. звена (3).

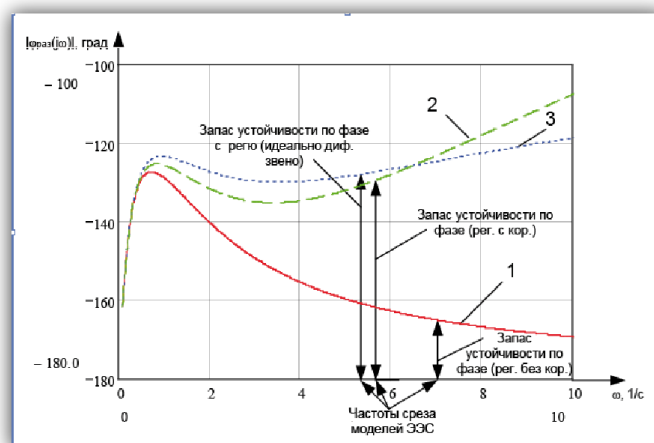


Рис. 5. ФЧХ ЭЭС с УУПК при отсутствии (1), наличии (2) последовательной корректировки и при применении идеального диф. звена (3).

Т.е. в переходном процессе с частотой колебаний близкой к частоте среза ЭЭС действие регулятора гашения колебаний аналогично или близко действию идеального дифференцирующего звена. В этом случае максимальные управляющие воздействия при циклических колебаниях мощности (угла) наблюдаются в моменты прохождения контролируемым параметром значений вблизи точки нового установившегося состояния ($\delta^{\text{кон.уст}}, P_{\Sigma}$), когда скорость изменения параметра режима близка к максимальной. Минимальные же значения, равные 0 фиксируются в зонах вблизи крайних точек колебаний в моменты, когда скорость изменения параметров близка к 0 (рис. 6). Т.е. действие УУПК при правильной настройке диф регулятора аналогично влиянию демпфи-

рования в генераторе, приводящего при отрицательном значении демпферного момента к сокращению площади ускорения и увеличению площади торможения на каждом цикле качаний [6].

С другой стороны запас кинетической энергии ротора эквивалентного генератора ускоряющейся части ЭЭС распределен по промежутку ускорения неравномерно. Если участок ускорения разбить на две равные зоны по углу, то значения энергии ускорения для каждого из промежутков определяются соотношениями (1) и (2).

$$k_1 = \frac{\sin(\delta_{\text{кон уст}}) \left(\frac{\delta_{\text{кон уст}} - \delta_{\text{нач}}}{2} \right) - \cos(\delta_{\text{нач}}) + \cos\left(\delta_{\text{нач}} + \frac{\delta_{\text{кон уст}} - \delta_{\text{нач}}}{2}\right)}{n(\delta_{\text{кон уст}})(\delta_{\text{кон уст}} - \delta_{\text{нач}}) - \cos(\delta_{\text{нач}}) + \cos(\delta_{\text{кон уст}})}, \quad (1)$$

$$k_2 = \frac{\sin(\delta_{\text{кон уст}}) \left(\frac{\delta_{\text{кон уст}} - \delta_{\text{нач}}}{2} \right) - \cos\left(\delta_{\text{нач}} + \frac{\delta_{\text{кон уст}} - \delta_{\text{нач}}}{2}\right) + \cos(\delta_{\text{кон уст}})}{n(\delta_{\text{кон уст}})(\delta_{\text{кон уст}} - \delta_{\text{нач}}) - \cos(\delta_{\text{нач}}) + \cos(\delta_{\text{кон уст}})}, \quad (2)$$

где $\delta_{\text{нач}}$ - угол, соответствующий доаварийному нормальному установившемуся режиму;

$\delta_{\text{кон уст}}$ - угол соответствующий послеаварийному установившемуся режиму.

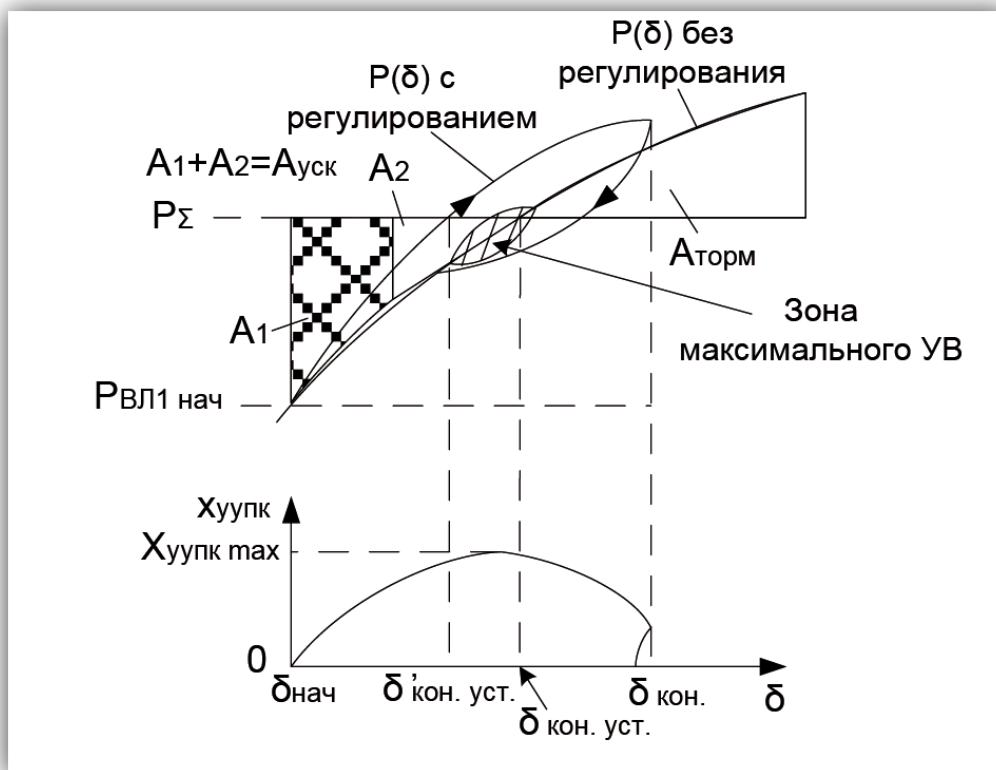


Рис. 6. Угловая характеристика мощности.

Проведенный с учетом указанных выше соотношений расчет показал, что первая зона обеспечивает порядка 70-75% всей энергии ускорения ротора эквивалентного генератора, в то время как вторая зона соответственно 25-30%. При этом управляющее воздействие от блока гашения колебаний максимально во второй зоне. Это указывает на нереализованные возможности алгоритма блока гашения колебаний и необходимость его усовершенствования с целью более эффективного использования УУПК в первой зоне ускорения за счет применения более интенсивных управляющих воздействий.

2. Усовершенствованный метод гашения колебаний

Усовершенствованный алгоритм блока гашения колебаний должен обеспечить повышение устойчивости ЭЭС, снижение времени переходного процесса и уменьшение уровня перегрузки оборудования более низкого класса напряжения. Сущность метода заключается в интенсивном воздействии на колебательный процесс в начальных стадиях каждого периода колебания, реализованном на базе смены с требуемым знаком в крайних точках колебаний задаваемого уровня степени компенсации. Это приводит к существенному уменьшению энергии ускорения и повышению запаса энергии торможения. При этом в регуляторе, реализующем предлагаемый метод, должен обеспечить самонастройку управляющих воздействий (УВ) на длительность и тяжесть возмущения.

С этой целью предлагается ввести в модуль, обеспечивающий задание необходимой степени компенсации, дополнительный блок, действующий совместно с традиционными регуляторами (рис. 7). Проведен комплекс исследований, направленный для выявления наиболее эффективного варианта реализации предлагаемого выше метода для дополнительного блока. Выделены следующие решения, основанные на базе применения:

- 1) релейной характеристики;
- 2) релейной характеристики с самонастройкой управляющих воздействий;
- 3) угловой характеристики мощности.

Первые два регулятора созданы на базе релейной характеристики (рис. 8), управляемой выходным сигналом блока гашения колебаний. При этом значения $X_{pp\max}$ и $X_{pp\min}$ для первого случая постоянны, а для второго решения изменяются в зависимости от предельного уровня управляющего воздействия блока гашения колебаний. Однако первое решение не обеспечивает самонастройку УВ, что приводит к необходимости создавать дополнительный алгоритм ввода/вывода рассматриваемого блока из работы (первое решение). Второе решение реализует лишь косвенную настройку на возмущение. Таким образом, оба решения не позволяют полностью раскрыть возмож-

ности УУПК в части повышения устойчивости ЭЭС по предлагаемому методу. В связи с этим рассмотрен и принят третий вариант, основанный на использовании уравнения угловой характеристики мощности (3) линии СВН, связывающей две части ЭЭС [7], позволяющий применить прямой критерий оценки требуемой степени компенсации УУПК.

$$P_{ВЛ} = \frac{U_1 U_2}{X'_{ВЛ}} \sin(\delta_{ВЛ}) + \frac{\Delta x_{рез}}{X'_{ВЛ} - \Delta x_{рез}} \frac{U_1 U_2}{X'_{ВЛ}} \sin(\delta_{ВЛ}) \quad (3)$$

где U_1, U_2 - напряжения по концам контролируемой линии;

$X'_{ВЛ} = X'_{ВЛ} - \Delta x_{уик}$ - суммарное индуктивное сопротивление системы с учетом составляющей сопротивления УУПК исходного нормального режима;

$\delta_{ВЛ}$ - угол между векторами напряжений по концам линии;

$\Delta x_{рез}$ - составляющая сопротивления УУПК, определяемая действиями регулятора гашения колебаний и дополнительным блоком.

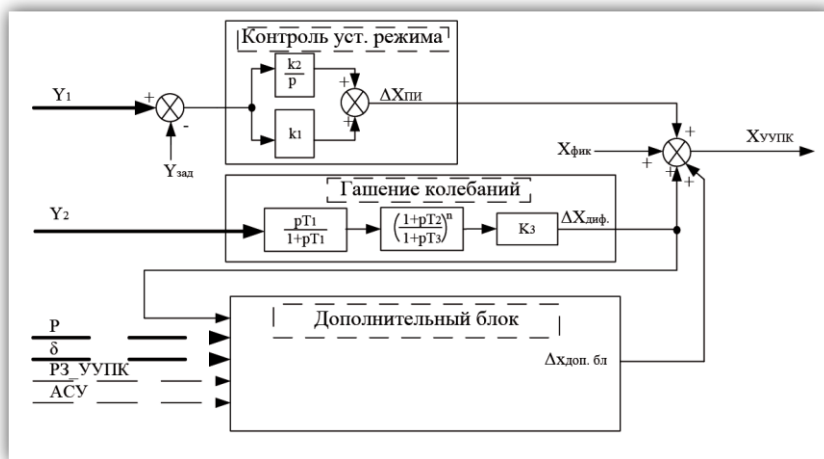


Рис. 7. Усовершенствованный алгоритм регулятора УУПК.

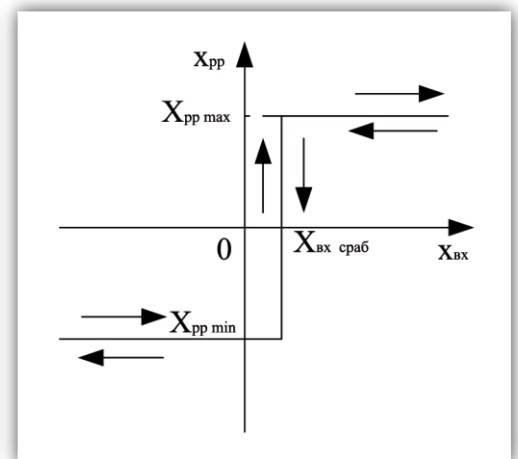


Рис. 8. Релейная характеристика дополнительного блока

Реализация предлагаемого метода заключается в смене в конце каждого колебания УВ от дополнительного блока, рассчитываемого исходя из соотношения (4). Указанное соотношение определяет зависимость изменения мощности, передаваемой по линии от изменения степени компенсации УУПК. При этом расчет производится в момент смены знака УВ от традиционного блока гашения колебаний (дифференциальный регулятор) по данным о значениях мощности в крайних точках колебаний и оценке мощности послеаварийного установившегося режима (далее мощности квазиустановившегося режима) в переходном процессе.

$$\Delta x_{\text{доп бл.}} = k_{\text{отс}} \left(1 - \frac{P_{\text{кв.уст.}}}{P_{\text{кон}}}\right) x'_{\text{ВЛ}}, \quad (4)$$

где $P_{\text{кв.уст.}}$ - мощность квазиустановившегося режима;

$P_{\text{кон}}$ - мощность в крайней точке текущего цикла колебания;

$k_{\text{отс}}$ - коэффициент отстройки, ограничивающий скачок в степени компенсации и учитывающий демпфирующие свойства системы и других регуляторов системы.

В этом случае, значение скачка в каждый момент смены знака УВ блока гашения колебаний определяется величинами $\Delta x_{\text{пер}}$, необходимых для доведения значения мощности и угла δ до мощности квазиустановившегося режима на предшествующем и текущем циклах колебаний (5) (рис. 9).

$$x_{\text{скач}} = \Delta x_{\text{пер-}} + \Delta x_{\text{пер+}}, \quad (5)$$

где $\Delta x_{\text{пер-}}$ и $\Delta x_{\text{пер+}}$ - степени компенсации, определенные в соответствии с выражением (4) для предшествующего и текущего полупериодов колебаний соответственно.

Значение мощности квазиустановившегося режима определим при условии выполнения допущения о консерватизме ЭЭС на каждом цикле колебаний (6). В этом случае значение указанной мощности определяется соотношением (7) [8].

$$A_{\text{торм}} = A_{\text{уск}}, \quad (6)$$

$$P_{\text{кв.уст.}} = P_{\text{кон}} - \frac{A}{\delta_{\text{кон}} - \delta_{\text{нач}}}, \quad (7)$$

где $A_{\text{торм}}$, $A_{\text{уск}}$ - энергии торможения и ускорения соответственно;

$P_{\text{кон}}$ - значения мощности в крайней точке колебаний;

$\delta_{\text{кон}}$, $\delta_{\text{нач}}$ - углы начала и конца данного цикла колебаний;

$$A = \int_{\delta_{\text{нач.}}}^{\delta_{\text{кон.}}} (P_{\text{кон.}} - P) d\delta = \sum_{n=1}^{n=n_{\text{кон}}} \left(\frac{\delta_n - \delta_{n-1}}{2} - \delta_{\text{нач.}} \right) (P_n - P_{n-1})$$

- рассчитываемый интеграл.

Таким образом, в дополнительном блоке происходит прямой расчет необходимой степени компенсации без задания дополнительных параметров за исключением коэффициента отстройки $k_{\text{отс}}$ и индуктивного сопротивления линии. При этом необходимо учесть особенности функционирования предлагаемого решения в части действия алгоритма при КЗ на линии с УУПК, работы дополнительного блока на первом цикле качаний, и при достижении границы регулировочного диапазона УУПК, а также работы рассматриваемого блока при асинхронном ходе.

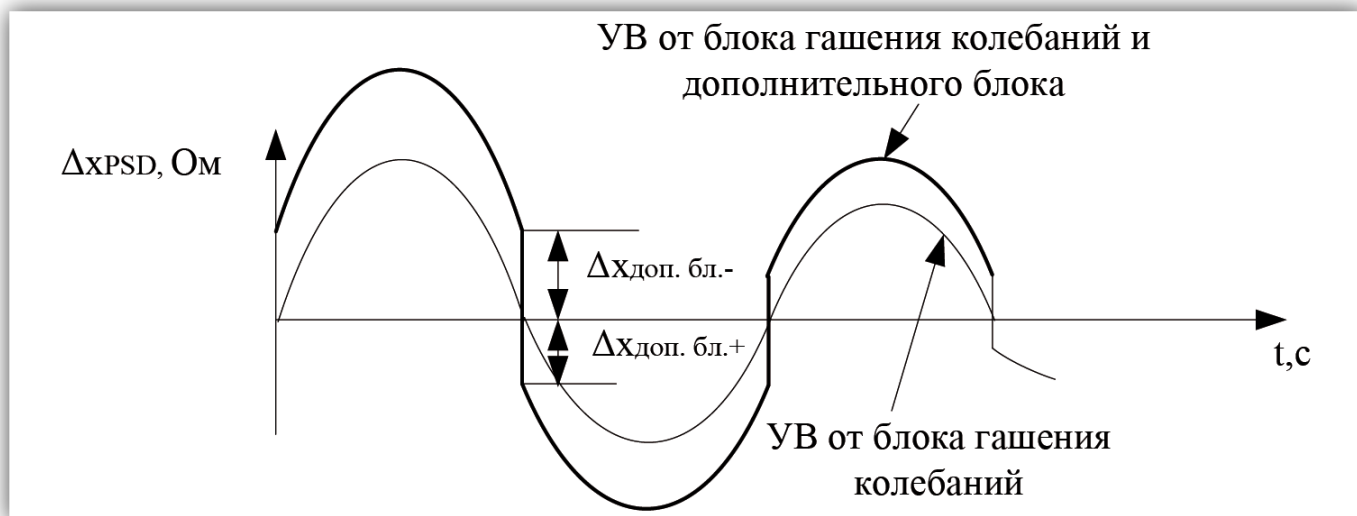


Рис. 9. УВ от традиционного блока гашения колебаний, дополнительного блока и суммарное УВ, направленные на гашение колебаний.

3. Проведенные испытания

Проведены исследования эффективности работы традиционного и предлагаемого усовершенствованного алгоритма регулирования степенью компенсации УУПК. Испытания проводились на модели сети рис. 10, реализованной в программе PSCAD и на программно-аппаратном комплексе RTDS, установленном на кафедре РЗАЭС МЭИ (НИУ).

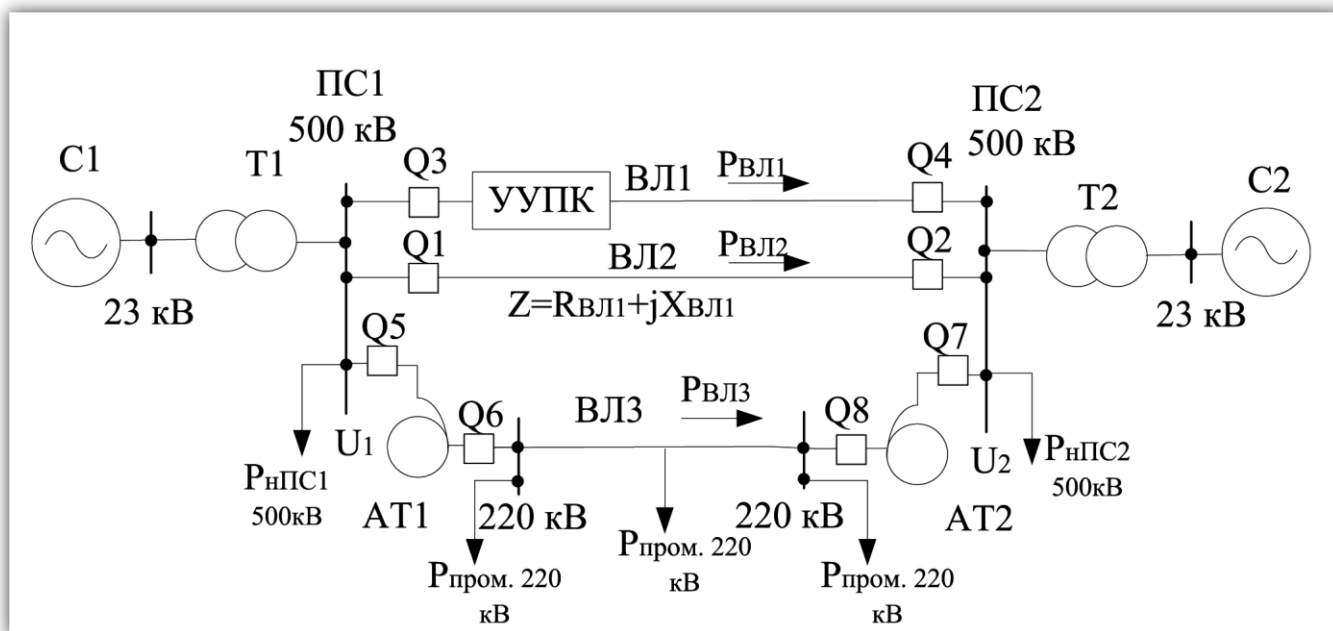


Рис. 10. Испытательная схема.

Предметом исследования являлось влияние УУПК с различными алгоритмами на нормальный, послеаварийный и переходный режимы работы ЭЭС при следующих возмущениях:

- 1) однофазные, двухфазные и трехфазные короткие замыкания (КЗ) с последующим успешным и неуспешным автоматическим повторным включением (АПВ) на линии ВЛЗ 220 кВ и на линии ВЛ2 500 кВ (см. рис. 10);
- 2) однофазные, двухфазные и трехфазные короткие КЗ с последующим успешным АПВ на линии с УУПК ВЛ1 500 кВ (см. рис. 10);
- 3) избыток мощности в ЭЭС1 в связи с отключением крупного потребителя;
- 4) недостаток мощности в ЭЭС2 в связи с отключением крупной станции;
- 5) отключение параллельной линии СВН ВЛ2 (см. рис. 10);
- 6) реверс мощности, асинхронный ход и др.

По каждому пункту проведены серии испытаний с различными начальными условиями, длительностью КЗ и бестоковых пауз АПВ. Полученные результаты указывают, что применение усовершенствованного алгоритма регулирования УУПК повышает динамическую устойчивость ЭЭС, снижает диапазон колебаний параметров режима в переходном процессе, уменьшает время самого переходного процесса и уровень начальных перегрузок оборудования более низкого класса напряжений. В качестве примера представлены осциллограммы переходных процессов при трехфазном КЗ вблизи ПС 1 и последующего успешного (рис. 11) и неуспешного (рис. 12) АПВ на параллельной линии. Планируется проведение испытаний на моделях ряда реальных энергосистем.

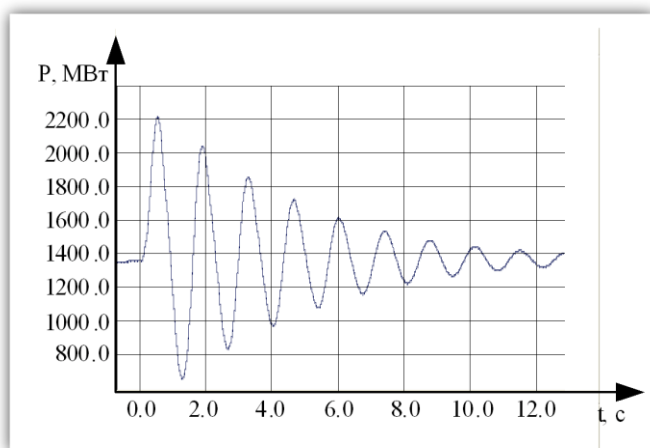


Рис. 11а. График изменения P , передаваемой по линии ВЛ1 (традиционный алгоритм, $\delta=0,4$ рад, $t_{кз}=0,08$ с., $t_{апв}=0,3$ с)

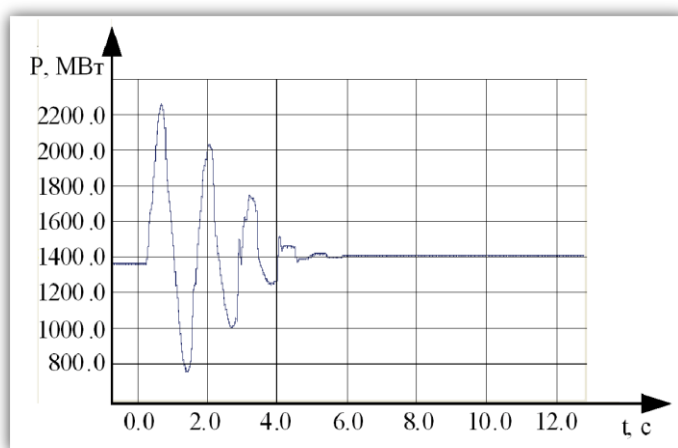


Рис. 11б. График изменения P , передаваемой по линии ВЛ1 (усовершенствованный алгоритм, $\delta=0,4$ рад, $t_{кз}=0,08$ с., $t_{апв}=0,3$ с)

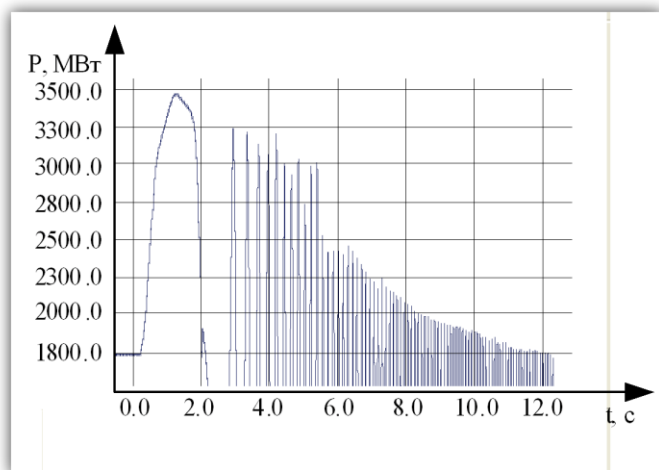


Рис. 12а. График изменения P , передаваемой по линии ВЛ1 (традиционный алгоритм $\delta=0,6$ рад, $t_{кз}=0,08$ с., $t_{апв}=0,3$ с)

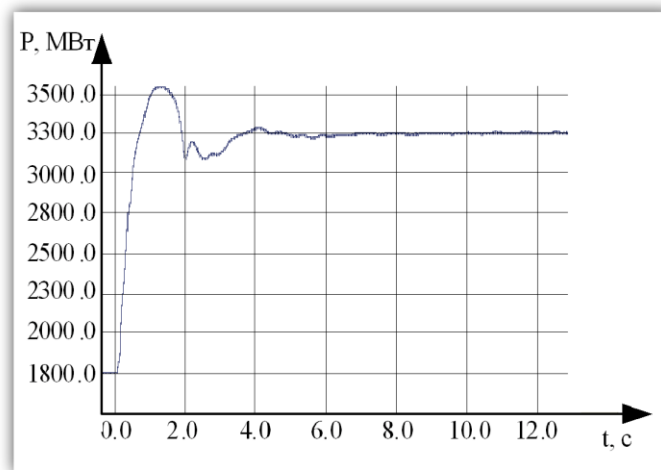


Рис. 12б. График изменения P , передаваемой по линии ВЛ1 (усовершенствованный алгоритм $\delta=0,6$ рад, $t_{кз}=0,08$ с., $t_{апв}=0,3$ с)

Заключение

1. Осуществлена разработка усовершенствованного алгоритма управления устройством продольной компенсации в аварийных режимах, обладающего улучшенными инженерно-экономическими характеристиками. Алгоритм основан на объединении традиционного и нового метода регулирования и обеспечивает повышение эффективности противоаварийного управления на линиях СВН.
2. Предложен и исследован новый метод управления устройством продольной компенсации в аварийных режимах, реализованный на базе регулирования в начальной стадии ускорения каждого цикла колебаний по данным от угловой характеристике мощности.
3. Предложен и разработан способ получения данных для оценки величины мощности нового квазиустановившегося режима на базе допущения о выполнении условия консерватизма электроэнергетической системы на каждом полупериоде.
4. Проведены исследования разработанного усовершенствованного алгоритма на модели сети, реализованной в программе PSCAD и на программно-аппаратном комплексе RTDS, показавшие:
 - адекватность и достоверность реализованной модели;
 - повышение динамической устойчивости ЭЭС;
 - снижение диапазона колебаний параметров режима в переходном процессе;

- снижение времени самого переходного процесса в 1,5-2 раза и перегрузки оборудования сетей более низкого класса напряжений.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] R. Mohan Mathur, Rajiv K. Varma. Thyristor-Based FACTS Controllers for Electrical Transmission System. Wiley-IEEE Press, 2002.
- [2] A. Del Rosso, C. A Canizares and V.M. Dona. A study of TCSC controller design for power system stability improvement. IEEE Trans. Power Syst., vol-18, pp. 1487-1496, 2003.
- [3] A. Del Rosso, C. A Cañizares, V. Quintana, and V. Doña. Stability Improvements Using TCSC in Radial Power Systems. Proc. North American Power Symposium (NAPS), Waterloo, October 2000.
- [4] L. Ängquist, C. Gama. Damping Algorithm based on Phasor Estimation. Paper 0-7803-6674-3, 2000 IEEE (IEEE PES WM 2001 paper 63-04).
- [5] Бесекирский В.А., Попов Е.П. «Теория систем автоматического регулирования». М. изд. «Наука», 1975 г.
- [6] Веников В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах. М.: изд. «Высшая школа», 1970 г.
- [7] Севостьянов А.О. автореферат «Разработка алгоритмов управления асинхронным ходом в многоподсистемной энергосистеме и исследование их эффективности», М. 2010 г.
- [8] Колобродов Е. Н., Законьшек Я. «Традиционные алгоритмы и новые решения в области регулирования УУПК». Аннотации докладов Третьей Международной научно-технической конференции «Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем.», С-П. 30.05-03.06.2011.

Колобродов Евгений Николаевич окончил «Московский Энергетический институт (Технический университет)» в 2009 г. С 2009- по настоящее время аспирант Московского Энергетического института (Национального исследовательского университета), факультет ИЭЭ, кафедра РЗиА. Инженер по применению продукции РЗиА Центра инжиниринга систем и устройств подстанций ОАО «ВНИИР» .

Нудельман Года Семенович окончил энергетический факультет НПИ в 1960 г. В 1983 г. защитил в НПИ кандидатскую диссертацию «Токовая направленная защита нулевой последовательности с повышенной эффективностью функционирования для линий электропередач высокого напряжения». Председатель совета директоров ОАО «ВНИИР».

СОВРЕМЕННЫЕ СИСТЕМЫ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИЗАЦИИ НА МНОГОЦЕПНЫХ ЛИНИЯХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ СВЕРХВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ

Законьшек Я.В., Славутский А.Л. (ЗАО «ЭнЛАБ»)

Постоянный рост нагрузки в сложно замкнутых сетях, имеющих связи как на высоком напряжении (ВН) 110-220 кВ, так и на сверхвысоком напряжении (СВН) 330-750 кВ, приводит к необходимости регулирования пропускной способности связей на различных классах напряжений. Одним из решений данной проблемы является применение устройств FACTS. При этом наибольшее распространение в мире в целом получили управляемые устройства продольной компенсации (УУПК). В частности уже построены и введены в эксплуатацию воздушные линии (ВЛ) с УУПК в США, Бразилии, Швеции, Китае и в других странах. Ведутся исследовательские работы по вопросу установки УУПК и на ряде объектов ЕЭС РФ.

1. Краткое содержание

Все более возрастающие требования к окружающей среде, наряду с повышением требований к системе в части надежной поставки электроэнергии, приводят к появлению новых многоцепных линий электропередачи сверхвысокого напряжения, которые, как правило (но не обязательно) работают в режиме двухцепных параллельно работающих линий. Защита сложных многоцепных линий электропередачи сверхвысокого напряжения требует специального рассмотрения в каждом отдельном случае. В этой связи возникает необходимость введения новых функций защиты и местного управления, включая функции многофазного отключения и последовательного АПВ.

Функционирование применяемых вторичных устройств необходимо проверять при помощи устройства цифрового моделирования в реальном времени, позволяющего проводить испытания в различных условиях эксплуатации и, таким образом, обеспечивать точную настройку значений уставок. Все эти факторы становятся еще более значимыми в системах, имеющих силовую электронику и другие устройства FACTS (гибкие системы передачи электроэнергии), когда нет возможности применять какие-либо другие способы из-за их нелинейного характера.

Ключевые слова: Многоцепные линии электропередачи, многофазное отключение, последовательное повторное включение, цифровое моделирование в реальном времени.

2. Многоцепные линии электропередачи

Многоцепная линия электропередачи, согласно определению, приведенному в источнике 0, определяется как система двух или более трехфазных линий электропередачи, рассчитанных на один и тот же или разный уровень напряжения, и располо-

женных на одной опоре или проходящих по одной трассе достаточно близко друг к другу, так, что линии взаимосвязаны вследствие высокой магнитной индукции. Данное явление необходимо учитывать для расчета повреждения и проектирования защиты.

Все более возрастающие требования к окружающей среде, наряду с повышением требований к системе в части надежной поставки электроэнергии, приводят к появлению новых многоцепных линий электропередачи сверхвысокого напряжения, которые, как правило (но не обязательно) работают в режиме двухцепных параллельно работающих линий.

Кроме двухцепных параллельно работающих линий с общими шинами по обеим сторонам, см. источник 0, имеются также параллельные линии только с одной общей шиной, а также параллельные линии, имеющие на концах разные шины. 2.1 Задачи защиты и автоматики

Защита сложных многоцепных линий передачи сверхвысокого напряжения требует специального рассмотрения в каждом отдельном случае.

Характеристики многоцепных линий по-разному влияют на различные типы защит, что обусловлено основными принципами работы последних. Минимальное влияние испытывает современная дифференциальная токовая защита линии на базе измерения тока поврежденной фазы и с использованием цифровых систем связи в качестве основной коммуникационной среды. С другой стороны, это самый большой недостаток данной защиты, поскольку она перестает функционировать при нарушении связи.

В связи с вышесказанным, в дополнение к дифференциальной токовой защите необходимо иметь относительно чувствительную защиту, в качестве резерва при потере связи, либо в качестве Основной защиты 2 (Main 2). Дистанционная защита является наиболее общим решением, которое в настоящее время наиболее широко применяется в том же ИЭУ, что и дифференциальная токовая защита линии.

Надежная работа дистанционной защиты на многоцепных линиях зависит от различных факторов. Среди наиболее важных из них – взаимное полное сопротивление нулевой последовательности Z_{m0} между параллельными системами, что влияет на срабатывание защиты в случае различных замыканий на землю. Даже в этих случаях необходимо различать следующие рабочие ситуации:

- Двухцепная параллельно работающая линия с четырьмя включенными выключателями. Контуры замыкания фаза-земля дистанционной защиты могут быть с расширенным или сокращенным охватом зоны защиты, в зависимости от направления тока нулевой последовательности параллельной цепи на одной

шине, а также направления отношения фазного тока к току нулевой последовательности в поврежденной цепи.

- Один выключатель на линии с КЗ на землю уже отключен. Токи нулевой последовательности вблизи шины на противоположном конце линии направлены в противоположную сторону, и дистанционная защита при этом срабатывает с расширенной зоной охвата, что, по сути, способствует устранению КЗ.
- Параллельная цепь разомкнута и заземлена по обоим концам линии. В данном конкретном случае токи нулевой последовательности на одном конце линии протекают в другом направлении, и дистанционная защита срабатывает со значительным расширением зоны охвата при всех однофазных КЗ на землю, возникающих в активной цепи.
- Особым случаем является вариант применения, когда двухцепная параллельно работающая линия имеет источники прямой и нулевой последовательности на различных концах линии. Дистанционные реле на конце, противоположном шине с источником нулевой последовательности, срабатывают со значительным сокращением зоны охвата.

Все перечисленные ситуации отчетливо демонстрируют, что каждый случай короткого замыкания на землю на двухцепной параллельно работающей линии должен рассматриваться применительно к дистанционной защите.

Для повышения быстродействия дистанционная защита, как правило, использует коммуникационное оборудование, которое с одной стороны, снижает общее время устранения КЗ, а с другой стороны, создает дополнительные проблемы, а именно: реверс тока, режим конца со слабым питанием и т.д.

Короткие замыкания на землю через высокое активное сопротивление – отдельная глава защиты многоцепных линий электропередачи. Дифференциальная токовая защита линии может справиться с довольно высокими активными сопротивлениями, но в данном случае дистанционная защита не является самым лучшим решением. Направленная (даже с оборудованием связи) или ненаправленная токовая защита нулевой последовательности от КЗ на землю распознает сопротивление до нескольких сотен Ом, но, по причине зависимости от канала связи, для нее необходима резервная защита. Она охватывает одноцепные линии, но может столкнуться с некоторыми проблемами на многоцепных линиях. Кроме того, они практически лишены функции выбора поврежденной фазы.

Разработка современных энергосистем, наряду с ростом общественной и экологической ответственности, требует совершенствования релейной защиты, к которой в современных условиях необходимо предъявлять более высокие требования, а именно:

- общая надежность, а также надежность срабатывания и надежность несрабатывания

- быстродействие, определяющее, в первую очередь, устойчивость системы
- селективность, имеющая отношение к отличному выбору фаз, а также к выбору зон срабатывания
- повышенные требования по чувствительности
- отклик в случае сложных КЗ в зоне и вне зоны защиты, др.

2.2 Требования к современным энергосистемам

Нижеперечисленные факторы оказывают влияние на необходимые характеристики современной релейной защиты (и, в общем, на вторичные системы):

- Отмена государственного регулирования современных энергосистем
- Быстрый рост потребления и, следовательно, увеличение энергосистем в развивающихся странах.
- Озабоченность состоянием окружающей среды:
 - а. Сложности, возникающие при строительстве новых электростанций
 - б. Отсутствие практически какой-либо возможности строительства новых линий электропередачи
- Внедрение возобновляемых источников энергии
- Внедрение современных нелинейных элементов и технологий, например:
 - а. Линий электропередачи высокого напряжения на постоянном токе (HVDC) и вставка постоянного тока высокого напряжения (между сетями переменного тока)
 - б. Статическая компенсация реактивной мощности
 - в. Продольная емкостная компенсация с тиристорным управлением линий электропередачи
 - г. Другие компоненты технологии FACTS, такие как фазорегулирующие трансформаторы, преобразователи напряжения и т.д.
- Быстрое развитие микропроцессорной технологии
- Быстрое развитие современной цифровой (оптоволоконной) коммуникационной технологии
- Постоянное снижение числа и ухудшение образовательного уровня специалистов, занимающихся обслуживанием вторичных энергосистем (инженеров-релейщиков, инженеров-энергетиков и т.д.).

3. Современные средства повышения готовности комплексных линий

На Рисунке 1 показана двухцепная параллельно работающая линия со сложным коротким замыканием в обеих системах. Аналогичная ситуация может возникнуть также в случае однофазного КЗ на землю в одной цепи и двухфазного КЗ на землю в другой. Важным в данном случае является тот факт, что по-прежнему имеется две или даже три неповрежденные фазы в соединении шин А и В, что, таким образом, позволяет выполнить многофазное отключение вместе с селективным АПВ, а также повысить общую готовность и устойчивости системы. Выбор логики, срабатывающей в двух

или трех неповрежденных фазах на протяжении всей линии, зависит, как правило, от анализа устойчивости системы и соответствующих требований.

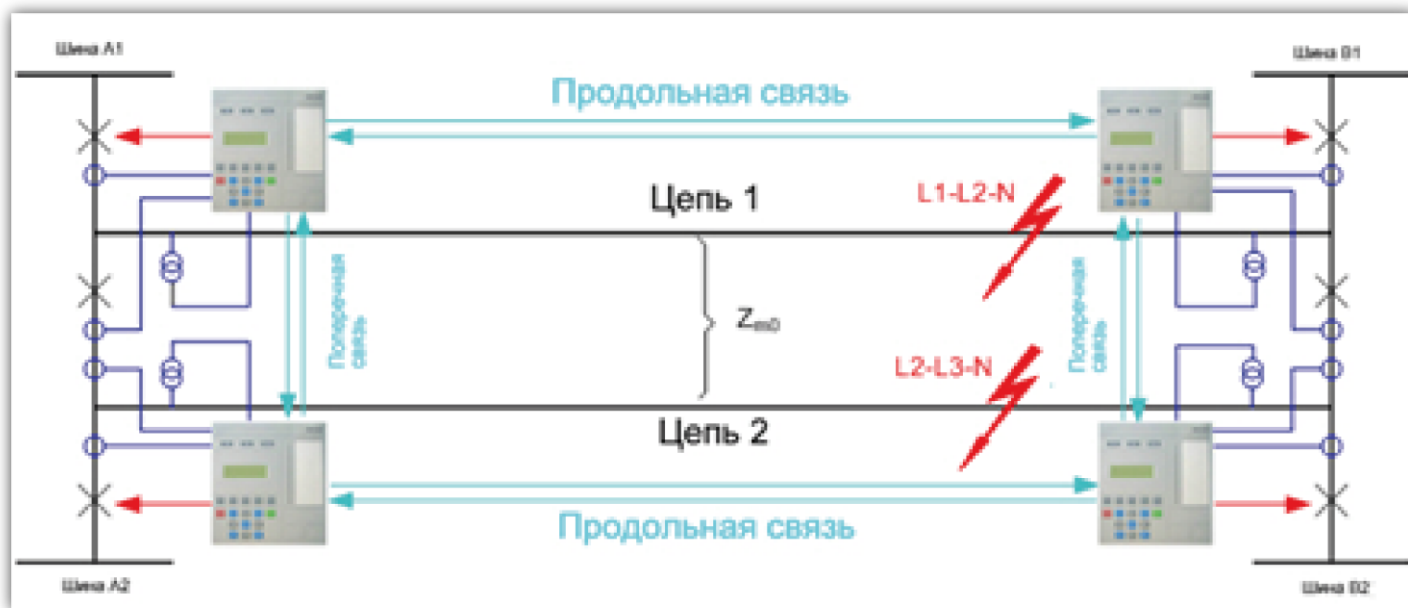


Рис. 1. Сложное короткое замыкание на двухцепной параллельно работающей линии

К различным элементам системы защиты линии предъявляются повышенные требования, а именно:

- Надежный и быстрый (оптический) канал связи необходим для обмена данными между терминалами, расположенными рядом с одной шиной (поперечная связь), а также между терминалами по разным концам одной линии (продольная связь). Введение стандарта связи на подстанции МЭК 61850 с передачей горизонтальных объектно-ориентированных системных сообщений (технология GOOSE) в настоящий момент является отличным решением для поперечной связи. Цифровые оптические каналы связи между концами линии доказали свою надежность в ходе их многолетнего использования наряду с применением дифференциальной токовой защиты линии. Обмен дискретными сигналами, сообщающий каждой из сторон о неисправности фазы на удаленных концах линии, может осуществляться по тем же каналам связи, что для дифференциальной токовой защиты или по другим независимым каналам связи.
- Отличный выбор фаз при КЗ в прямом и обратном направлении должен быть в данном случае обязательным требованием.
- Хорошая связь и надежная селективная логика АПВ необходимы также после устранения КЗ, поскольку поврежденные фазы не включаются повторно все одновременно, этот процесс должен выполняться в соответствии с заранее заданной последовательностью согласно фазам, охваченным КЗ в обеих цепях.

В Таблице 1 дается сравнение операций отключения и повторного включения между традиционным и многофазным отключением и последовательным АПВ для разных типов КЗ на двухцепных параллельно работающих линиях. Необходимо отметить, что данная функция в значительной степени повышает готовность линии при сложных КЗ в обеих системах.

Последовательное АПВ, с другой стороны, должно обеспечивать минимальную нагрузку на оборудование и энергосистему в случае неуспешного повторного включения. Одной из таких мер может стать адаптивный выбор конца линии, на котором будет предпринята первая попытка АПВ. Другой вариант – выполнение повторных включений различных фаз одну за другой с некоторой выдержкой времени и согласно схеме (логике), которая представляет собой в каждом отдельном случае максимальную возможность успешного повторного включения. Таким образом, необходимо, чтобы терминал защиты накапливал текущую информацию по обеим цепям и выполнял повторное включение согласно запрограммированной заранее последовательности. Последовательность повторного включения выглядит следующим образом:

- Одиночные поврежденные фазы повторно включаются первыми в порядке очередности и могут повторно включаться одновременно; причины заключаются в следующем:
 - а. Система по-прежнему включается повторно на однофазное повреждение, даже если повторно включается на устойчивое КЗ.
 - б. Отсутствующая фаза может вернуться в работу в кратчайшие сроки.
 - в. Весь цикл повторного включения может быть сокращен.
- Опережающая фаза повторно включается первой в порядке очередности для цепей с двухфазным КЗ. Задача заключается в том, что другая цепь по-прежнему отвечает условию однофазного АПВ, а процедура повторного включения может продолжиться, если одна цепь повторно включена на КЗ и все три фазы будут отключены. Например, если возникает повреждение в цепи 1 L1-L2 и цепи 2 L3, первой повторно включается фаза L1 первой цепи. В том случае, если это повторное включение неуспешно и цепь будет отключена навсегда во всех трех фазах, вторая цепь по-прежнему остается в работе с двумя неповрежденными фазами (L1 и L2). Тем не менее, можно попытаться повторно включить фазу L3 во второй цепи, и, если в этом случае АПВ пройдет успешно, линия нормальную работу с одной неповрежденной цепью.

Всегда необходимо в первую очередь выполнять повторное включение опережающей фазы, также в тех случаях, когда поврежденная фаза находится в обеих цепях. Например, при КЗ L1-L2 в первой цепи и одновременном КЗ L2-L3 во второй цепи сначала необходимо повторно включить фазы L2 в обеих цепях, после чего выполнить повторное включение фазы L3 во второй цепи и в конце фазы L1 в первой цепи.

Таблица 1

Тип повреждения		Режим отключения и повторное включение		
		Одно- или трехфазное отключение и повторное включение		Многофазное отключение и повторное включение
Однофазное КЗ на землю	Один провод относительно земли (6)	L1 L2 L3 L1 L2 L3	L1 АПВ -	L1 АПВ -
	Два провода относительно земли (6)	L1 L2 L3 L1 L2 L3	L1 REC L1 REC	L1 АПВ L1 АПВ
Двухфазные КЗ	Два поврежденных провода (6)	L1 L2 L3 L1 L2 L3	L1 L2 L3 без АПВ -	L1 L2 АПВ -
	Два поврежденных провода (6)	L1 L2 L3 L1 L2 L3	L1 АПВ L2 АПВ	L1 АПВ L2 АПВ
	Три поврежденных провода (12)	L1 L2 L3 L1 L2 L3	L1 L2 L3 без АПВ L1 АПВ	L1 L2 АПВ L1, АПВ
	Четыре поврежденных провода (3)	L1 L2 L3 L1 L2 L3	L1 L2 L3 без АПВ L1 L2 L3 без АПВ	L1 L2 L3 без АПВ L1 L2 L3 без АПВ
Трехфазные КЗ	Три поврежденных провода (2)	L1 L2 L3 L1 L2 L3	L1 L2 L3 без АПВ -	L1 L2 L3 без АПВ -
	Три поврежденных провода (6)	L1 L2 L3 L1 L2 L3	L1 L2 L3 без АПВ L3 АПВ	L1 L2 АПВ L3 АПВ
	Четыре поврежденных провода (6)	L1 L2 L3 L1 L2 L3	L1 L2 L3 без АПВ L1 АПВ	L1 L2 L3 без АПВ L1 АПВ
	Четыре поврежденных провода (6)	L1 L2 L3 L1 L2 L3	L1 L2 L3 без АПВ L1 L2 L3 без АПВ	L1 L2 АПВ L2 L3 АПВ
	Пять поврежденных проводов (6)	L1 L2 L3 L1 L2 L3	L1 L2 L3 без АПВ L1 L2 L3 без АПВ	L1 L2 L3 без АПВ L1 L2 L3 без АПВ
	Шесть поврежденных проводов (1)	L1 L2 L3 L1 L2 L3	L1 L2 L3 без АПВ L1 L2 L3 без АПВ	L1 L2 L3 без АПВ L1 L2 L3 без АПВ

4. Проверка

Современная функция устранения повреждений и автоматического повторного включения на сложных многоцепных линиях электропередачи требует не только надежного оборудования, но и полного тестирования до момента ввода оборудования в нормальную работу. Стандартная проверка при помощи одного комплекта оборудования проверки на одно устройство, определенно, не дает достоверных результатов для различных режимов работы системы. По этой причине необходимо проводить проверку системы до установки в реальную среду, при этом условия при тестировании должны быть как можно более приближены к реальной системе. Цифровое моделирование в реальном времени (RTDS – Real Time Digital Simulation) – самый лучший (и практически необходимый) способ тестирования всей системы защиты на сложной линии электропередачи. На Рисунке 2 дано схематическое представление такой системы.

Полный комплекс RTDS представляет собой совокупность специально разработанного аппаратного и программного обеспечения, обеспечивающий моделирование всей системы в реальном времени. Это означает, что событие, возникающее в реальной энергосистеме в течение одной миллисекунды будет смоделировано комплексом

RTDS также в течение одной миллисекунды. Время расчета контура составляет менее 50 мкс для целей тестирования и менее 2 мкс для управления силовой электроникой. Существует ряд программных элементов, моделирующих генераторы, трансформаторы, линии электропередачи, измерительные трансформаторы тока и напряжения, силовую электронику и т.д. При помощи этих элементов можно моделировать практически любую энергосистему или ее часть. Рассчитанные токи и напряжения в точках реле преобразуются в соответствующие выходные аналоговые сигналы, которые преобразовываются усилителями тока и напряжения в значения, появляющиеся при повреждении в системе в соответствующих входных цепях реле.

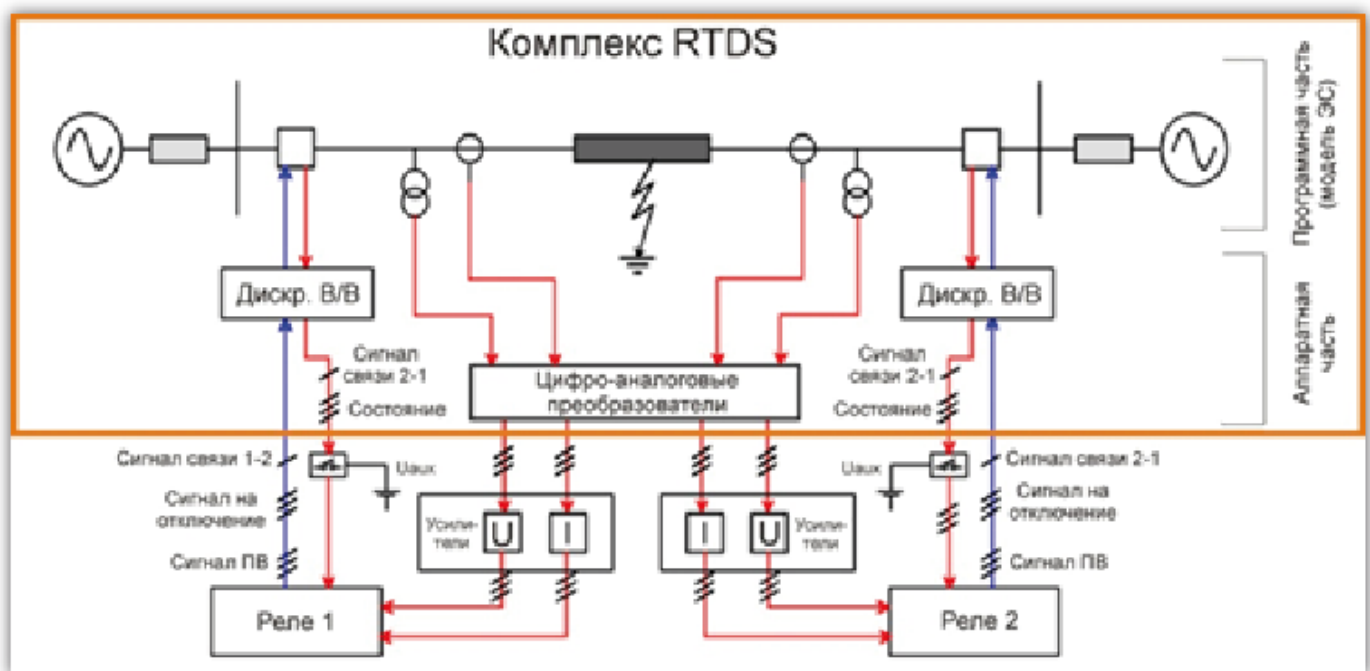


Рис.2. Схематическое представление тестирования защиты линии в реальном времени при помощи специализированного комплекса RTDS

Различные аппаратные модули, безусловно, обеспечивают возможность предоставления информации о срабатывании защиты (контакты реле) обратно в комплекс моделирования, а также управления, таким образом, различным смоделированным оборудованием, например, отключение выключателей и т.д. Этим обеспечивается соответствующая реакция смоделированной энергосистемы после срабатывания защиты.

Внедрение международного стандарта связи с подстанцией МЭК 61850 внесло значительные изменения в аппаратное и программное обеспечение защиты. Передача GOOSE-сообщений используется уже во многих установках и в будущем заменит контакты реле. Современные нетрадиционные трансформаторы, вместе с объединяющими устройствами, предоставляют выборочные значения согласно стандарту МЭК 61850-9-2. Комплекс RTDS следит за развитием стандарта МЭК 61850 и уже сегодня

предлагает специальные модули связи для непосредственного подключения согласно вышеуказанному стандарту.

4.1 Местоположения повреждений

Устройства защиты, представленные на Рисунке 1, необходимо тестировать на различные типы внутренних и внешних повреждений на защищаемых линиях, шинах, а также вблизи других линий. Необходимо отметить, что внутреннее КЗ в цепи 1 является уже внешним КЗ для защиты цепи 2. Стандартные положения КЗ, как правило, на 10%, 50%, 90% защищаемой линии, на близких и удаленных шинах, также на некоторых других внешних линиях, когда это необходимо (особенно, когда защищаемая линия короткая).

4.2 Типы повреждений

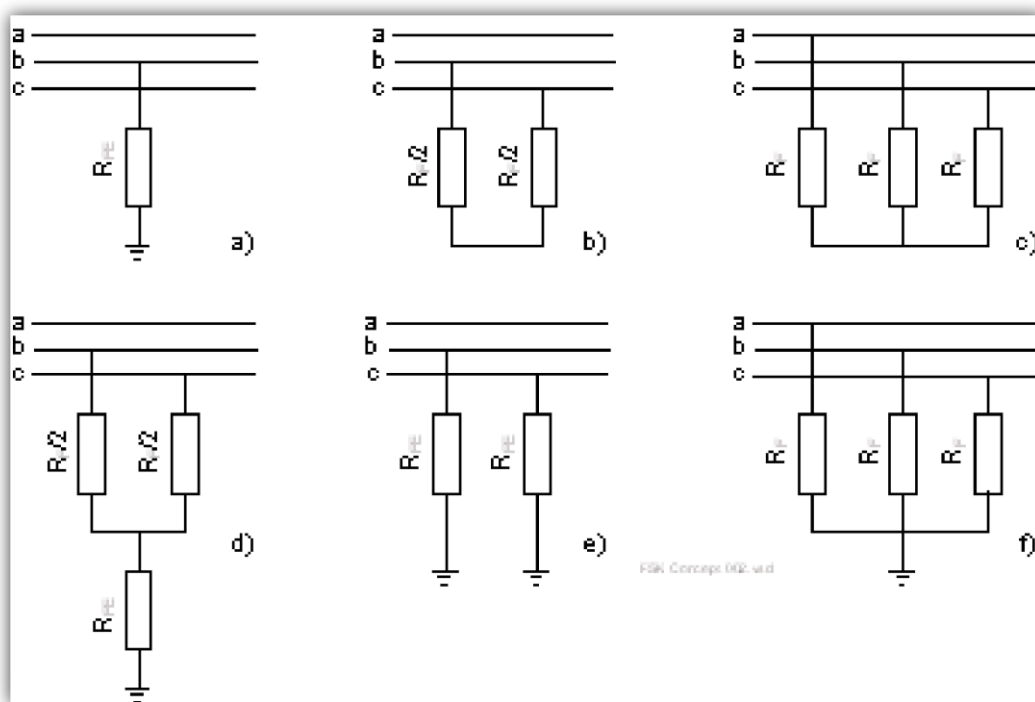


Рис. 3. Типы повреждений на линиях электропередачи

На Рисунке 3 показаны различные типы повреждений, возникающие в разных местах в каждой из тестируемых цепей, одновременно или с некоторой выдержкой времени. Максимальные значения активного сопротивления отличаются для разных энергопредприятий, но они, как правило, зависят от уровня напряжения. Современная практика показывает, что активное сопротивление в месте повреждения при однофазных КЗ на землю (Рисунок 3а) должно составлять до 300 Ом для уровня напряжения 500 кВ и до 500 Ом для уровня напряжения 750 кВ. При одновременных однофазных КЗ на землю (Рисунок 3е) активное сопротивление должно достигать порядка 100 Ом,

при двухфазных КЗ на землю (Рисунок 3d) – до 200 Ом. Активное сопротивление в месте КЗ при двухфазном и трехфазном КЗ в прямом направлении должно колебаться до 50 Ом. Ожидается, что устройства защиты действуют в таких условиях селективно и обеспечивают правильный выбор фаз.

Как уже отмечалось, простые КЗ необходимо моделировать также, как одновременные и развивающиеся КЗ. Время развития КЗ для них составляет от 20 мс до 200 мс, что означает также в течение бестоковой паузы повторного включения. Очевидно, что система защиты должна проверяться на все эти КЗ во всех возможных режимах системы (включая колебания в энергосистеме, потерю синхронизма и аналогичные переходные режимы системы). Результаты проверки должны способствовать оптимальному заданию уставок различных параметров системы и, при необходимости, применению функции адаптивного задания уставок.

5. Заключение

Сложные многоцепные линии электропередачи становятся частью современных энергосистем. Непрерывный режим работы последних, даже в различных режимах КЗ, исключительно важен для устойчивости и надежной эксплуатации энергосистемы. Вследствие этого необходимо внедрять новые функциональные возможности защиты и управления, например, многофазное отключение и последовательное АПВ.

Используемые вторичные устройства необходимо тестировать на их функционирование с помощью цифрового симулятора реального времени (RTDS), который позволяет проводить точную проверку в разных режимах работы и таким образом обеспечивать точную настройку параметров. Все перечисленные факторы становятся еще более важными в системах с силовой электроникой и другими устройствами FACTS, когда невозможно применение других методов по причине их нелинейного характера.

ЛИТЕРАТУРА

CIGRE WG 34.04: "Application Guide on Protection of Complex Transmission Network Configurations", November 1991

DOMMEL H. W., "Digital Computer Solution of Electromagnetic Transients in Single and Multi-phase Networks", IEEE Trans. On Power Apparatus and systems, VOL. PAS-88, NO.4, PP. 388-399, April 1969

BERGMANN K., BRAUN K., ET. AL., "Advanced Fully Digital TCSC Real-time Simulation in Comparison With Computer Studies and On-site Testing", IN PROC. ICDS '99, Vasteras Sweden, May 1999

Zakonjsek J.: "Multi-pole Tripping and adaptive Autoreclosing on EHV Double Circuit Lines", CIGRE SC.B5 Colloquium, Jeju, Korea, 2009

АВТОРЫ



Янез Законьшек (Janez Zakonjšek)

В 1977 г. получил степень магистра в Университете г. Любляна, факультет электротехники. С тех пор работал на различных должностях в «Iskra Avtomatika» в Словении, «ABB Automation» (ABB Relays) в Швеции, ABS Холдинг в России и Сербии, «Relarte Ltd.» в Словении. В настоящее время является техническим директором ЗАО «ЭнЛАБ», Чебоксары. Представитель Словении в CIGRE SC B5.



Славутский Александр Леонидович

Родился в 1988 г. получил степень магистра техники и технологии в Чувашском Государственном Университете, кафедра «Электрические и электронные аппараты» в 2011 г. Аспирант кафедры ЭСПП ЧГУ. Инженер в ЗАО «ЭнЛАБ», Чебоксары.

ПОВЫШЕНИЕ ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТИ МНОГОПАРАМЕТРИЧЕСКИХ РЕЗЕРВНЫХ ЗАЩИТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ 6-110 КВ

*Нагай И.В., Нагай В.И. (Южно-Российский государственный технический
университет (Новочеркасский политехнический институт))*

В настоящее время в России ответвительные и промежуточные подстанции электрических распределительных сетей напряжением 6-110 кВ являются одним из основных источников питания потребителей, что предполагает обеспечение их высокой надежности и требует применения системы резервирования с высоким техническим совершенством. Распознавание аварийных режимов, особенно защитами дальнего резервирования, затруднено из-за сопоставимости токов короткого замыкания за резервируемыми трансформаторами с токами нагрузки, токами БНТ, токами пуска и самозапуска мощных электродвигателей [1-8], токами коммутации батарей конденсаторов, наличия переходных сопротивлений в месте повреждения, малых уровней напряжений симметричных составляющих на шинах в месте установки защит при удаленных повреждениях.

Повышение эффективности защиты дальнего резервирования заключается в увеличении ее чувствительности к коротким замыканиям за трансформаторами малой мощности, что связано с уменьшением параметров срабатывания измерительных органов (ИО) максимального принципа действия и соответственно повышения параметров срабатывания – ИО минимального принципа действия, а также разделения областей аварийных и альтернативных режимов, перечисленных выше [9,10]. Важным качеством ИО является стабильность его характеристик при изменении таких влияющих факторов как переходное сопротивление, токи нагрузки, пуска (самозапуска) ЭД и т.д. Режимы работы транзитных ВЛ существенным образом отличаются от аналогичных режимов радиальных линий, направление потока мощности в которых является неизменным, а ток нагрузки складывается из токов нагрузки защищаемых трансформаторов ответвительных и промежуточных подстанций. В формировании тока питающих и приемных подстанций транзитных линий оказывает влияние ток перетока между узловыми подстанциями, подключенными к системам G^1 и G^2 (рис. 1). Со стороны подстанции, подключенной к системе G^2 возможен поток мощности как из линии к шинам, так и от шин в линию.

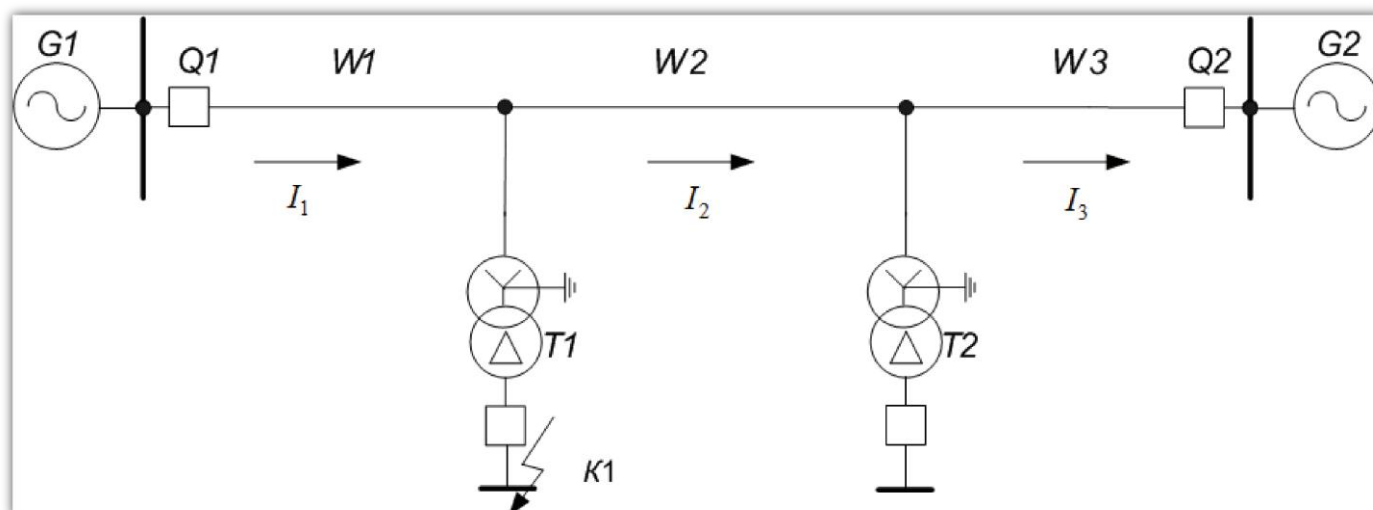


Рис. 1. Схема сети с транзитной ВЛ с ответвлениями (а) и ее схема замещения (б)

Вектор тока $\dot{i}_{w1} = \dot{i}_1$ со стороны питающей подстанции находится в IV или I квадрантах и носит активно-индуктивный или активно-емкостный характер. Вектор тока $\dot{i}_{w3} = \dot{i}_3$ на приемной подстанции может находиться в любом квадранте. Выражения для определения токов в нормальном нагрузочном режиме и аварийном режиме при КЗ за трансформатором Т1 со стороны источников G1 и G2 можно представить в виде:

$$\dot{i}_{w1} = \frac{\dot{E}_1 (Z_3^2 - Z_4 Z_5) + \dot{E}_2 Z_2 Z_3}{Z_2^2 Z_5 - Z_4 Z_1 Z_5 + Z_3^2 Z_1}, \quad \dot{i}_{w3} = \frac{-\dot{E}_1 Z_2 Z_3 + \dot{E}_2 (Z_4 Z_1 + Z_2^2)}{Z_2^2 Z_5 - Z_4 Z_1 Z_5 + Z_3^2 Z_1},$$

где сопротивления, определяемые для нормального нагрузочного режима $Z_1 = Z_{G1} + Z_{W1} + Z_{T1} + Z_{n1}$; $Z_2 = Z_{T1} + Z_{n1}$; $Z_3 = Z_{T2} + Z_{n2}$;

$$Z_4 = Z_{T1} + Z_{n1} + Z_{T2} + Z_{n2} + Z_{W2}; \quad Z_5 = Z_{T2} + Z_{n2} + Z_{W3} + Z_{G2}.$$

В аварийном режиме происходит шунтирование нагрузки трансформатора Т1 переходным сопротивлением $R_n = R_d$ и тогда сопротивления $Z_1 \div Z_5$ можно определить с учетом принятого допущения — $R_d \ll Z_{n1}$: $Z_1 = Z_{G1} + Z_{W1} + Z_{T1} + R_d$; $Z_2 = Z_{T1} + R_d$; $Z_3 = Z_{T2} + Z_{n2}$;

$$Z_4 = Z_{T1} + R_d + Z_{T2} + Z_{n2} + Z_{W2}; \quad Z_5 = Z_{T2} + Z_{n2} + Z_{W3} + Z_{G2}.$$

Для оценки эффективности защит различного типа необходимо уточнить области существования нагрузочных режимов и режимов, обусловленных КЗ за трансформаторами ответвительных подстанций. При использовании максимальных токовых защит, обеспечивающих контроль параметров токов в одномерном пространстве признаков, как правило, не удастся достичь требуемой чувствительности из-за сопоставимости токов перетока и нагрузки и токов короткого замыкания за относительно маломощными трансформаторами 2,5-10 МВА.

Эффективным средством распознавания альтернативных режимов является увеличение числа информационных признаков [9-11]. В области релейной защиты это достигается за счет использования защит с контролем параметров информационных признаков в многомерном пространстве [10] и многопараметрических защит [12]. Шагом в этом направлении является использование токовых направленных защит, защит с контролем ортогональных составляющих, обеспечивающих контроль параметров информационных признаков в двумерном или трехмерном пространстве. «Портреты» рассматриваемых режимов, построенные в плоскости «модуль – аргумент» и «модуль реактивного тока – модуль активного тока» в базисе тока короткого замыкания за трансформатором Т1 $I_{K3} = E1 / (Z_{G1} + Z_{W1} + Z_{T1})$, приведены на рис.2. Параметры защищаемых трансформаторов приведены на рисунках, а сопротивление систем и линий равны: $Z_{G1} = 15e^{j85^{\circ}}$ Ом, $Z_{G1} = (2 \div 5)e^{j85^{\circ}}$ Ом, $Z_{W1} = (2,5 \div 12,5)e^{j65^{\circ}}$ Ом, $Z_{W1} = 5e^{j65^{\circ}}$ Ом, $Z_{W1} = 10e^{j65^{\circ}}$ Ом. Влияние переходного сопротивления моделировалось сопротивлением электрической дуги, которое в базисе сопротивления трансформатора изменялось от нуля до 30%.

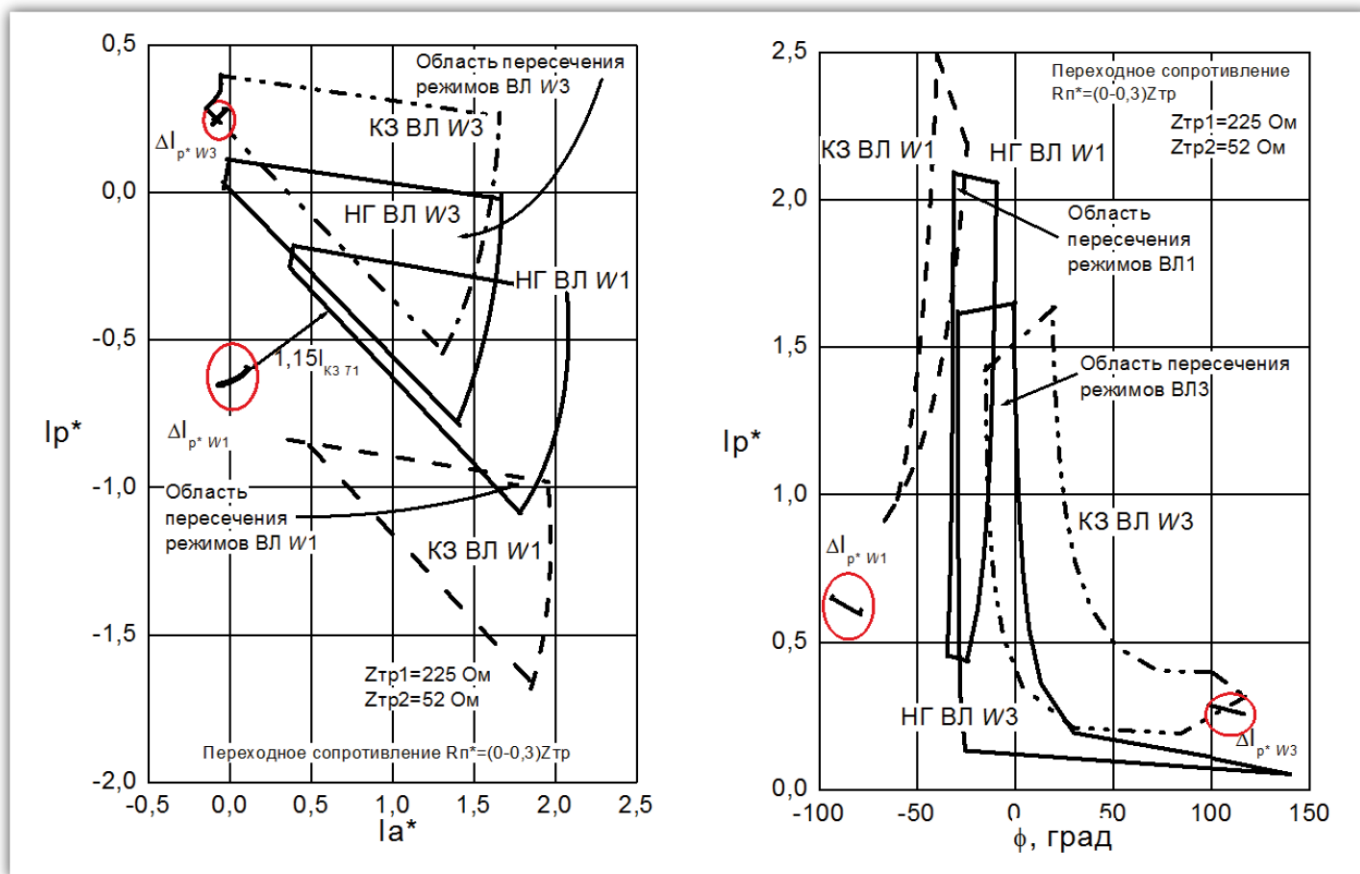


Рис.2. Области нормальных и аварийных режимов транзитной ВЛ в плоскости «аргумент тока – модуль реактивной составляющей тока» (а) и «модуль реактивной составляющей тока – модуль активной составляющей тока» (б)

На данных «портретах» режимов как со стороны питающей подстанции, так и со стороны питаемой подстанции имеются области пересечения режимов нагрузки по ВЛ W1 и ВЛ W3 и аварийных режимов при КЗ за трансформатором Т1, отмеченные стрелками, что делает невозможным их распознавание. Мощности трансформаторов

T1 и T2 имеют соотношения 1:5, что достаточно характерно для электрических распределительных сетей напряжением 110-220 кВ.

Увеличение чувствительности защит дальнего резервирования может быть достигнуто за счет использования аварийных составляющих, рассмотренных в [11]. Области аварийных составляющих как в плоскости «модуль реактивной составляющей – аргумент аварийной составляющей полного тока», так и в плоскости «модуль реактивного тока – модуль активного тока» можно представить в виде:

$$\Delta \dot{I}_{W1} = \dot{I}_{W1K3} - \dot{I}_{W1нг}, \quad \Delta I_{pW1} = \text{Im}(\Delta \dot{I}_{W1}), \quad \Delta I_{aW1} = \text{Re}(\Delta \dot{I}_{W1}), \quad \Delta \dot{I}_{W3} = \dot{I}_{W3K3} - \dot{I}_{W3нг}, \quad \Delta I_{pW3} = \text{Im}(\Delta \dot{I}_{W3}),$$

$$\Delta I_{aW3} = \text{Re}(\Delta \dot{I}_{W3}), \quad \Delta \varphi_{W1} = \arg[\dot{U}_{G1} / (\dot{I}_{W1K3} - \dot{I}_{W1нг})], \quad \Delta \varphi_{W3} = \arg[\dot{U}_{G2} / (\dot{I}_{W3K3} - \dot{I}_{W3нг})],$$

где $\Delta \dot{I}_{W1}, \Delta \dot{I}_{W3}, \Delta I_{pW1}, \Delta I_{pW3}, \Delta I_{aW1}, \Delta I_{aW3}$ – аварийные составляющие полных токов и их ортогональных составляющих по концам защищаемых линий W1 и W3; $\Delta \varphi_{W1}, \Delta \varphi_{W3}$ – аргументы аварийных составляющих токов $\Delta \dot{I}_{W1}, \Delta \dot{I}_{W3}$; $\dot{U}_{G1}, \dot{U}_{G2}$ – напряжения на шинах передающей и приемной подстанций.

Для передающей стороны ВЛ удастся разделить область нагрузочного режима и аварийного режима, т.е. провести между областями, построенными в плоскости «модуль – модуль» решающую границу так, чтобы удовлетворялось условие

$$|F_{ав}(\Delta I_{pW1}, \Delta I_{aW1}) - F_{н}[\text{Im}(\dot{I}_{W1нг}), \text{Re}(\dot{I}_{W1нг})]| > k_3 I_{K3T1}$$

где $k_3 I_{K3T1}$ – мера близости между распознаваемыми режимами; k_3 – коэффициент запаса и может принимать значения $0,2 \div 0,5$; I_{K3T1} – ток короткого замыкания за трансформатором минимальной мощности, в данном случае трансформатором T1.

В рассматриваемом случае для передающей стороны ВЛ W1 $|F_{ав}(\Delta I_{pW1}, \Delta I_{aW1}) - F_{н}[\text{Im}(\dot{I}_{W1нг}), \text{Re}(\dot{I}_{W1нг})]| > 1,15 I_{K3T1}$, что позволяет обеспечить распознавание короткого замыкания за трансформатором T1, используя контроль в пространстве информационных признаков «модуль реактивной составляющей – модуль активной составляющей тока». Пересечение рассматриваемых областей на приемной стороне не позволяет обеспечить распознавание КЗ за трансформатором T1. Отключение КЗ за данным трансформатором происходит в два этапа: на первом этапе отключается выключатель со стороны питающей подстанции, а на втором этапе – под действием релейной защиты дальнего резервирования питаемой стороны линии, перешедшей в режим радиальной линии, отключается второй выключатель.

Существенным влияющим фактором на выбор параметров резервных защит являются режимы пуска и самозапуска электродвигателей на защищаемых подстанциях. Ток со стороны питающей подстанции (в месте установки защиты дальнего резервирования) $I_{*л.п}$ представляет сумму пускового тока ЭД за рассматриваемым трансформатором $I_{пj}$ и токов статической нагрузки за остальными трансформаторами I_{hi} и трансформатором с ЭД I_{hj} :

$$I_{*л.п} = \left| \sum_{i=1}^{n-1} I_{hi} + I_{пj} + I_{hj} \right| / \left| \sum_{i=1}^n I_{hi} + I_{ЭДj} + I_{hj} \right|,$$

а с учетом принятых допущений модуль $I_{*л.п}$ и аргумент φ_s тока со стороны питающей подстанции будут равны $I_{*л.п} = \sqrt{[\alpha_{стн}(1-k_d)]^2 + (I_{*п}k_d\alpha_d)^2 + 2I_{*п}\alpha_dk_d\alpha_{стн}(1-k_d)\cos(\varphi_n - \varphi_n)}$;

$$\varphi_s = \varphi_n + \arccos \left[\frac{[\alpha_{стн}(1-k_d)]^2 + (I_{*л.п})^2 - (I_{*п}k_d\alpha_d)^2}{2I_{*л.п}\alpha_{стн}(1-k_d)} \right],$$
 где $i_{ЭДj}$ – ток ЭД в установившемся режиме, $\alpha_{стн}$ – коэффициент загрузки i -го трансформатора; α_d – доля ЭД, участвующих в пуске за j -м трансформатором; φ_n аргумент тока нагрузки.

Распознавание альтернативных режимов, к которым относятся пусковые режимы и собственно аварийных режимов – коротких замыканий через переходное сопротивление достигается в случае, если минимальное расстояние между областями рассматриваемых режимов в значениях контролируемого параметра превышает заданное значение. Для релейной защиты контролирующей одну подведенную величину, например, для максимальных токовых защит (МТЗ) уставка срабатывания выбирается с учетом максимального режима $I_3 \geq k_{отс} I_{нг\max}$ и тогда расстояние между альтернативными режимами должно быть не менее $(1-k_{отс})I_{нг\max}$. Как правило, для МТЗ возникает проблема сопоставимости токов КЗ и токов нагрузки в максимальном режиме и особенной с учетом пуска (самозапуска) электродвигателей.

Более предпочтительным в данном случае является применение многопараметрических защит, к которым можно отнести защиты с двумя подведенными величинами: токовые направленные защиты, защиты с контролем ортогональных составляющих (контроль активной и реактивной составляющих токов), дистанционные защиты, а также защиты с контролем аварийных составляющих токов и сопротивлений. На рис.3 приведены области режимов пуска и КЗ для полных величин и их приращений (аварийных составляющих).

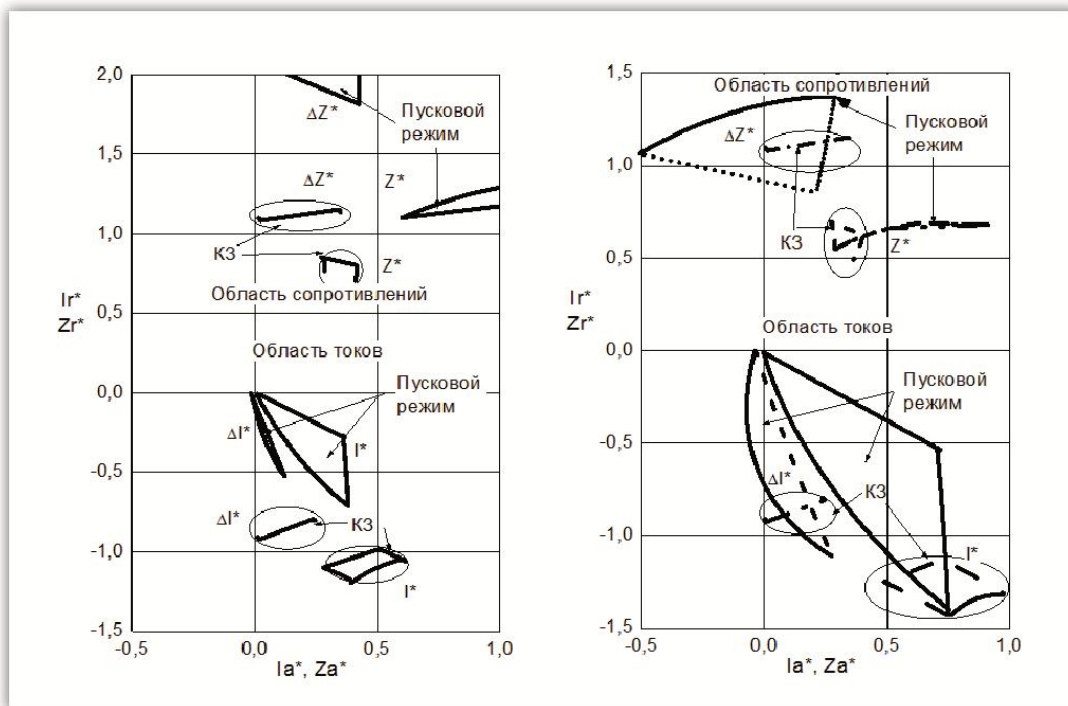


Рис.3. Область пусковых режимов и режимов короткого замыкания:
а – $Z_{тр1}=Z_{тр2}=125$ Ом, $Z_{тр3}=225$ Ом, $R_{п}=(0-0,3)Z_{тр3}$, $k_{п}=5,0$;
б – $Z_{тр1}=Z_{тр2}=125$ Ом, $Z_{тр3}=525$ Ом, $R_{п}=(0-0,3)Z_{тр3}$, $k_{п}=5,0$

Пуск электродвигателей за трансформаторами мощностью, в 2 раза превышающей мощность защищаемого трансформатора позволяет разделить области ортогональных составляющих токов и сопротивлений и тем более их аварийных составляющих (рис.3,а), уменьшение мощности резервируемого трансформатора приводит совмещению рассматриваемых областей (рис.3,б), особенно это относится к областям полных токов и сопротивлений. Аварийные составляющие альтернативных режимов при этом не пересекаются, что позволяет количественно оценить минимальное расстояние между этими областями, составляющими не менее 30% в базисе тока КЗ защищаемого трансформатора.

Также эффективным способом разделения областей альтернативных режимов является формирование входных сигналов на основе реактивной и составляющей с торможением от активной составляющей, алгоритмы формирования входных сигналов для режимов пуска и КЗ с учетом нагрузочной составляющей. Увеличение расстояния GI^* между рассматриваемыми режимами может быть достигнуто за счет перехода от формирования модулей входных сигналов к формированию нового вектора тока (рис.4). При этом не только коэффициент торможения изменяется в зависимости от предшествующего режима, но и изменяется аргумент составляющей активной составляющей. Минимальное расстояние между областями пускового режима и режима короткого замыкания определяется в базисе тока КЗ за трансформатором минимальной мощности ответвительной подстанции для измерительных органов с торможением:

$$GI^* = \frac{1}{|Ik0|} \sqrt{(|ILITk| \sin(ILITk) - |ILITkp| \sin(ILITkp))^2 + (|ILITk| \cos(ILITk) - |ILITkp| \cos(ILITkp))^2},$$

$$GI^* = \frac{1}{|Ik0|} \sqrt{(|\Delta I1FTk| \sin(\Delta I1FTk) - |\Delta I1FTp| \sin(\Delta I1FTp))^2 + (|\Delta I1FTk| \cos(\Delta I1FTk) - |\Delta I1FTp| \cos(\Delta I1FTp))^2},$$

где приняты следующие обозначения: $\Delta I1FAMkp, \Delta I1FAMk$; $\Delta I1FRMkp, \Delta I1FRMk$; $\Delta I1FRAFkp, \Delta I1FRAFk$; $\Delta I1FRAkp, \Delta I1FRAk$; $\Delta I1FRkp, \Delta I1FRk$; $\Delta I1FAkp, \Delta I1FAk$; $ILITkp, \Delta I1FTp, \Delta I1FTp, \Delta I1FTk$ – входные сигналы измерительных органов, контролирующих разность активных составляющих токов пускового (аварийного) и нагрузочного режимов; реактивной составляющей токов пускового режима (аварийного режима) и активной составляющей нагрузочного режима; разность приращений (аварийных составляющих) реактивной составляющей и приращений активной составляющей токов пуска (КЗ) и нагрузки; разность приращений (аварийных составляющих) реактивной составляющей тока и приращений активной составляющей токов пуска (аварийного режима) и нагрузки с учетом приращений аргументов токов; приращение реактивной составляющей токов пуска (аварийного режима) и нагрузки с учетом приращений аргументов токов; приращение активной составляющей токов пуска (аварийного режима) и нагрузки с учетом приращений аргументов токов; полных скорректированных токов и их приращений в режимах пуска и КЗ соответственно; $IL1kp, IL1k, IL1нг, \varphi L1kp, \varphi L1k, \varphi L1нг, \Delta \varphi L1kp, \Delta \varphi L1k$,

$\Delta\phi_{L_{нг}}$ – модули, аргументы и их приращения токов в режиме пуска ЭД, нагрузочном режиме; $k_t = 0,5 \div 2,5$ – коэффициент торможения.

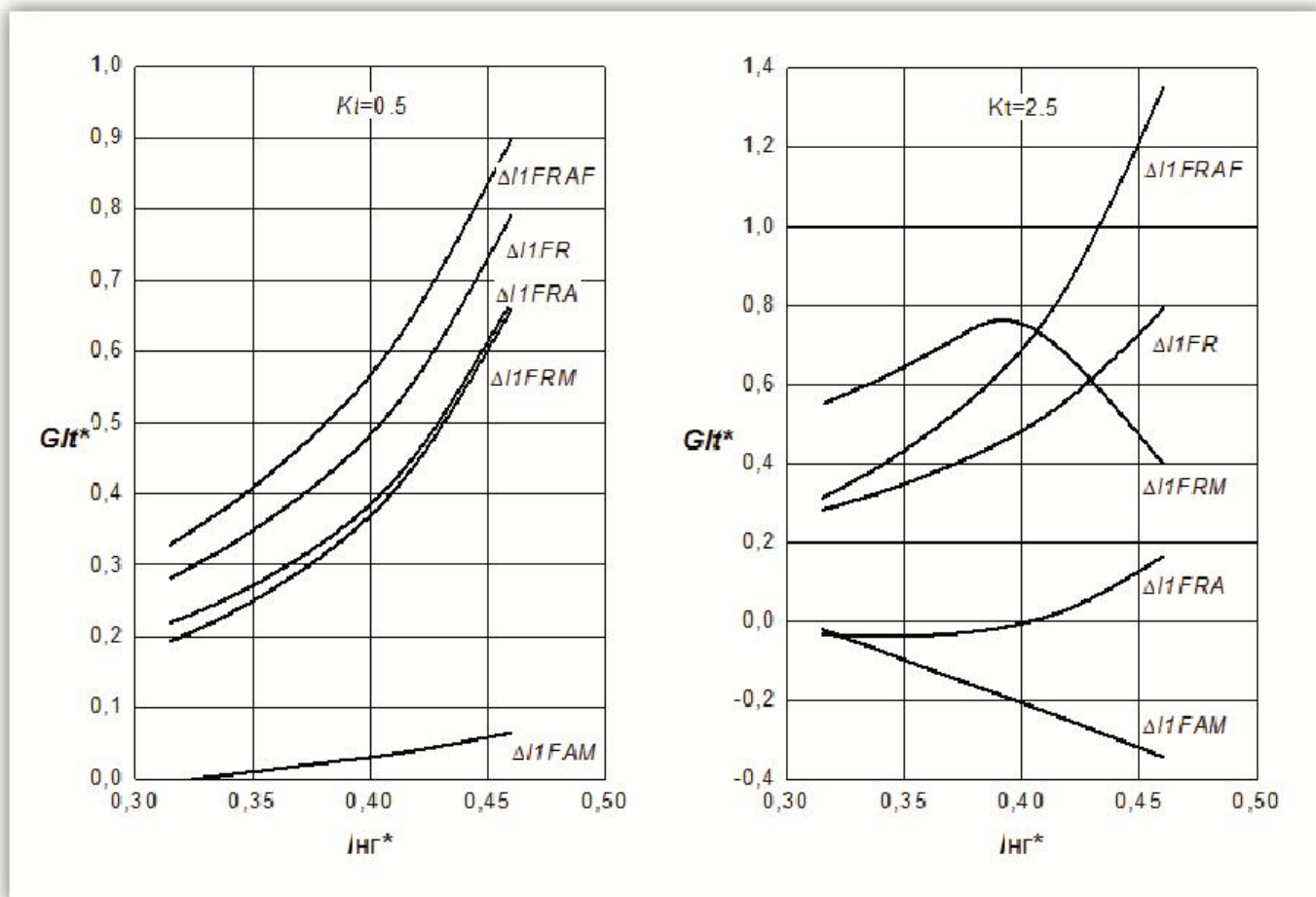


Рис.4. Зависимости минимального расстояния между областями режимов пуска и КЗ от тока нагрузки при коэффициенте торможения $k_t=0,5$ (а) и $k_t=2,5$ (б)

Минимальное расстояние между рассматриваемыми режимами увеличивается с 20% для ИО с контролем модулей токов (рис.4,а) до (40-70)% для ИО с контролем токов с коррекцией активной составляющей (рис.4,б).

Преимущество использования аварийных составляющих по сравнению с контролем полных величин $KGI = G\Delta I/GI$ составляет не менее 25%, что нашло отражение на рис.5.

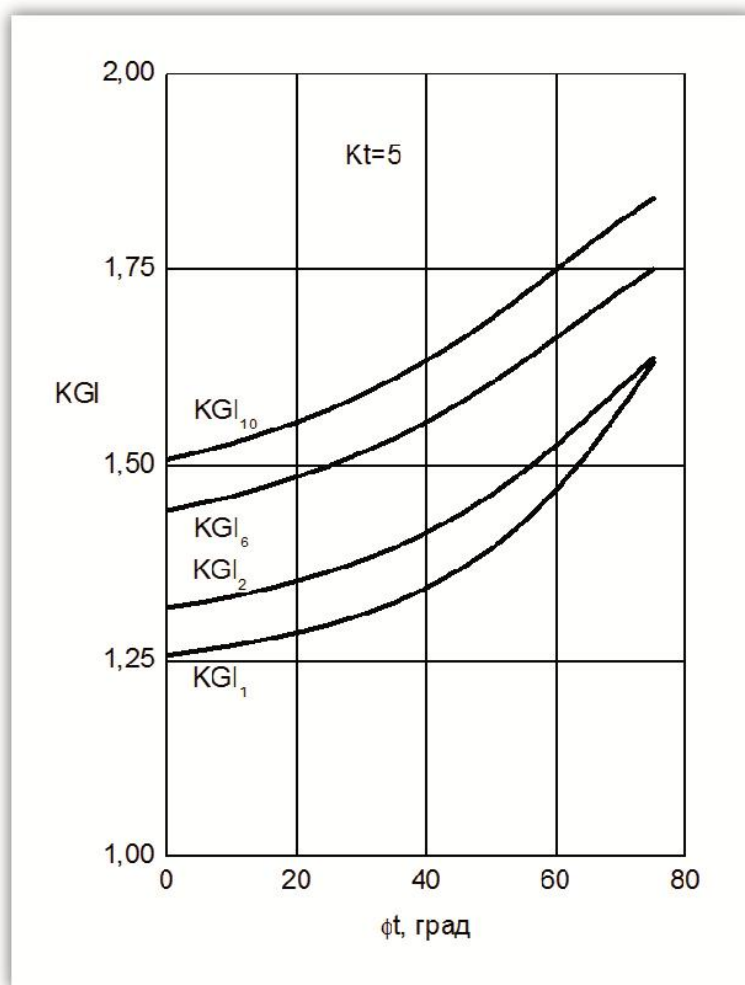


Рис.5. Зависимость отношений минимальных расстояний между областями распознаваемых режимов при использовании аварийных составляющих и полных величин при изменении тока нагрузки $I_{нр} = (0,3 \div 0,5)I_{k0}$

Выводы

1. Наиболее эффективным техническим решением с односторонним способом наблюдения за защищаемым объектом является многопараметрическая защита дальнего резервирования с адаптацией к предшествующему режиму и контролем аварийных составляющих.
2. Уточнены области режимов пуска и самозапуска мощных электродвигателей за трансформаторами ответственных подстанций. Отмечено, что в большинстве случаев коэффициенты отстройки от данных режимов необоснованно завышены и не учитывают конкретных параметров ЭД. При доле двигательной нагрузки не более 25% от полной нагрузки коэффициент отстройки защиты не превышает 2,0, а при доле двигательной нагрузки 50% – не более 3,0.
3. Использование аварийных составляющих тока (сопротивления) позволяет разделить области аварийных и альтернативных режимов (максимальных нагрузочных режимов и режимов пуска (самозапуска) ЭД) на стороне передающей стороны ВЛ с ми-

нимальным расстоянием $(0,5-1,15)IK3$ и $(0,2-0,5)IK3$ со стороны приемной стороны ВЛ соответственно.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Петров С. Дальнее резервирование в релейной защите. Проблемы осуществления.// Новости ЭлектроТехники. – 2008. – № 2. – С. 66-68.
- [2] Зильберман В.А. К вопросу о выполнении дальнего резервирования в релейной защите// Релейщик. – 2009. – №1. – С. 24-28.
- [3] Рубинчик В.А. Резервирование отключений коротких замыканий в электрических сетях. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 120 с.
- [4] Нагай В.И. Релейная защита ответвительных подстанций электрических сетей. – Энергоатомиздат, 2002. – 312 с.
- [5] Кожин А.Н., Рубинчик В.А. Релейная защита линий с ответвлениями. – М.: Энергия, 1967. – 264 с.
- [6] Клецель М.Я., Никитин К.И. Анализ чувствительности резервных защит распределительных сетей энергосистем// Электричество. – 1992. – №2. – С.19-23.
- [7] Слодарж М.И. Релейная защита и автоматика подстанций на ответвлениях при наличии мощных синхронных электродвигателей// Электрические станции, 1969. – №9. – С. 74–77.
- [8] Засыпкин А.С. Релейная защита трансформаторов. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 240 с.
- [9] Лямец Ю.Я., Ефимов Е.Б., Нудельман Г.С., Законьшек Я. Принцип информационного совершенства релейной защиты // Электротехника. – 2001. - № 2. - С. 30-34.
- [10] Лямец Ю.Я., Нудельман Г.С., Кержаев Д.В., Романов Ю.В. Многомерная релейная защита// Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем: сб. докл. Междунар. науч.-техн. конф., г. Москва, 7-10 сент. 2009/ Науч.-инж. инф. агенство, М., 2009. – С.105-111.
- [11] Нагай В.И., Нагай В.В., Нагай И.В. Адаптивные измерительные органы аварийных составляющих резервных защит электрических распределительных сетей. Сб. докл. Межд. научн.-техн. конф. «Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем». Москва, 7-10 сентября 2009 г. – М. Научн.-инж. информац. агентство. – 2009. – С. 134-140.
- [12] Нагай И.В. Обеспечение функций дальнего резервирования релейной защиты трансформаторов в условиях продольно-поперечной несимметрии// Изв. ВУЗов. Сев-Кав. Регион. Техн. науки. - №5. – 2011. – С. 19-24.

ПОСТРОЕНИЕ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ КОМПЛЕКТНЫХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ОТ РАЗВИВАЮЩИХСЯ ПОВРЕЖДЕНИЙ

*Украинцев А.В., Нагай В.И., Сарры С.В., Чмыхалов Г.Н., Нагай И.В.
(ФГБОУ ВПО «Южно-Российский государственный технический университет
(Новочеркасский политехнический институт)»)*

Основным преимуществом выполнения электрических распределительных сетей напряжением 6-35 кВ с изолированной или компенсированной нейтралью является возможность не прерывать питания потребителей в случае однофазного замыкания на землю (ОЗЗ), но существует ряд причин, по которым длительный режим однофазного замыкания в сети с изолированной нейтралью не желателен и его нужно устранить в возможно более короткий срок.

Однофазное замыкание на землю в сети с изолированной нейтралью опасно переходом в двойное замыкание на землю или двухфазное короткое замыкание из-за возможных перенапряжений, кроме того, ОЗЗ в сети с изолированной нейтралью представляет опасность для людей, находящихся вблизи точки замыкания (ближе 8 м к точке замыкания). Другой причиной является то, что ёмкостной ток в точке замыкания на землю при величине более 5-10 А проходит в виде электрической дуги, что при замыканиях внутри трансформаторов или генераторов приводит к повреждению обмоток и магнитопровода. Поэтому на генераторах с током замыкания на землю более 5 А устанавливается защита на отключение генератора при возникновении замыкания на землю.

В случае возникновения электрической дуги в месте ОЗЗ в сети появляются перенапряжения, превышающие в 2,4 – 3,5 раза фазные напряжения, что существенно увеличивает вероятность пробоя изоляции неповрежденных фаз и перехода ОЗЗ в «двухместное» или двойное замыкание на землю, что особенно актуально в связи со старением изоляции двигателей и кабелей на многих энергетических объектах. Кроме того длительное существование ОЗЗ может привести к пожару, например в ячейках КРУ, из-за возникновения высокотемпературной дуги в месте ОЗЗ. По данным опыта эксплуатации 60-80 % однофазных замыканий в сетях 6-10 кВ развиваются в междуфазные короткие замыкания, в том числе, сопровождаемые электрической дугой (ДКЗ) или множественные пробой изоляции [1]. Воздействие электрической дуги характеризуется мощным разрушающим воздействием и вызывает значительное повреждение оборудования и опасность поражения персонала энергообъекта. При этом время перехода двухфазных коротких замыканий сопровождаемых электрической дугой в трехфазные может составлять от 0,005 до 0,01 с за счет раздувания столба электрической дуги и перехода её на соседние фазы.

Построение релейной защиты в современных условиях применения микропроцессорных и микроэлектронной техники, как правило, предусматривает выполнение конкретных измерительных органов для каждого вида повреждения, что позволяет четко выполнять селекцию вида повреждения или аномального режима с определенным воздействием на защищаемое оборудование и коммутационные аппараты. В большинстве случаев в защитах отсутствует адаптация к режиму электрооборудования и оценке возможности перехода менее опасных или допустимых режимов в более опасные и недопустимые режимы, т.е. не рассматривается вероятность развивающихся повреждений, что позволило бы локализовать повреждение на ранней стадии. Примерами подобных повреждений являются:

- однофазные замыкания в сети через перемежающуюся электрическую дугу, приводящие к двойным замыканиям на землю (особенно опасным при коротком замыкании (КЗ) во второй точке на шинах, в частности, внутри комплектных распределительных устройств (КРУ));
- однофазные замыкания, возникающие внутри КРУ вероятность перехода которых в междуфазные КЗ весьма велика;
- обрывы фазных проводов на воздушных линиях с последующим КЗ;
- сетевые замыкания на землю (одновременный обрыв с КЗ) со стороны питаемых трансформаторов относительно небольшой мощности (представляющих значительное электрическое сопротивление), приводящие к перегрузке высоковольтных электродвигателей и питающих трансформаторов.

В данной работе рассматриваются возможные варианты построения релейной защиты от замыканий на землю в сетях с малыми токами замыканий на землю, обладающей функциями выявления и распознавания режимов с возможностью развития в опасные повреждения, приводящие к значительному экономическому ущербу. Распознавание развивающихся повреждений возможно за счет расширения информационной базы релейной защиты, использования многомерного пространства информационных признаков (фазных токов и напряжений, токов и напряжений симметричных и ортогональных составляющих и скорости их изменения, светового потока и т.д.), объединения отдельных измерительных органов и защит в систему.

В настоящее время в большинстве случаев на защиты от ОЗЗ возлагаются функции неселективной сигнализации, или же функции выявления поврежденного присоединения с действием на его отключение. Одновременно с этим выявлению ОЗЗ в ячейках КРУ и на шинах не уделяется внимание. Большинство современных защит от ОЗЗ выполнены в виде отдельных децентрализованных устройств, устанавливаемых в релейных отсеках ячеек и подключаемых к трансформаторам тока нулевой последовательности. При этом сложно, или практически невозможно обеспечить защиту шин,

шинных мостов комплектных распределительных устройств и отсеков высоковольтного выключателя ячейки, так как они не входят в зону действия этих устройств. Например, при ОЗЗ на кабельной разделке, до места установки трансформатора тока нулевой последовательности максимальная токовая защита рассматриваемого присоединения от ОЗЗ не срабатывает из-за недостаточной чувствительности или токовая направленная защита по своему принципу действия [2].

Аварийный режим (короткое замыкание, сопровождаемое электрической дугой) возможно предотвратить в ряде случаев, в том числе, при определении развивающего дефекта изоляторов и проводников. При этом необходимым является контроль уровня изоляции токоведущих частей, выявление однофазных замыканий на землю внутри энергообъекта и режимов продольной несимметрии. Для этих целей необходимо использовать устройства со специальными алгоритмами функционирования, которые обеспечат максимальное быстродействие, селективность выявления поврежденного участка, высокую чувствительность и надежность [3]. Данная задача является актуальной и востребованной на предприятиях энергетической сферы и смежных с ней областей.

В настоящее время возможно создание устройства релейной защиты, объединяющего функции как быстродействующей защиты от дуговых коротких замыканий, так и функции контроля уровня изоляции токоведущих частей и выявления ОЗЗ внутри энергообъекта. Указанная защита должна обладать абсолютной селективностью и реагировать на возникший аварийный режим в соответствии со степенью его опасности. При возникновении ОЗЗ должно быть определено место повреждения и приняты меры по его локализации и/или ликвидации. При возникновении междуфазного короткого замыкания или дальнейшем развитии ОЗЗ поврежденный элемент энергообъекта должен быть быстро отключен.

Таблица 1

Защитные функции, реализованные в комплексной защите от развивающихся повреждений

	Тип защитной функции	Алгоритм функционирования	Примечание
1.	Максимальная токовая защита.	$F_i = 1$ при $I_i > I_{уст}$	Обеспечивает защиту от внешних повреждений.
2.	Защита от дуговых КЗ.	$W_m > W_{уст}, E_\delta > E_{уст}$	Быстродействующая. На основе оптических датчиков. Обеспечивает защиту от внутренних повреждений.
3.	Контроль перенапряжений.	$F_{откл} = U_{пн} \cdot F_i, F_{сигн} = \bar{U}_{пн} \cdot F_i,$ $U_{пн} = 1$ при $U_\phi \geq U_{крит}$	Позволяет обеспечить предотвращение развития повреждения
4.	Направление мощности нулевой последовательности.	$F_i = M_i$ при $I_{0i} > I_{уст}$ $F_{внутр} = U_0 \cdot \prod \bar{M}_{0i}$	Возможно выявление замыканий на шинах и предотвратить междуфазные КЗ внутри КРУ.
5.	Относительный замер высокочастотных составляющих тока нулевой последовательности.	$F_i = 1$ при $\dot{I}_{0i} > \dot{I}_{0j \neq i}$ $F_{внутр} = \left \sum \dot{I}_{0i} \right > I_{уст}$	Работоспособна при трех и более присоединениях. Возможно выявление замыканий на шинах.
6.	Наложение высокочастотной составляющей на сеть.	$F_i = 1$ при $\dot{I}_{\alpha i} > \dot{I}_{\alpha уст}$ $F_{внутр} = U_0 \cdot \prod \bar{F}_i$	Работоспособна при любом режиме заземления нейтрали. При наличии контроля напряжения нулевой последовательности возможно выявление потенциально опасных повреждений для защищаемой сети.

В качестве алгоритмов функционирования такой защиты можно использовать контроль перенапряжений в фазах защищаемых присоединений и тока нулевой последовательности. В связи с тем, что такие перенапряжения часто приводят к дальнейшему развитию повреждения, предлагается в случае перенапряжений действовать на отключение поврежденного элемента без выдержки времени, в отличие от устойчивого металлического замыкания на землю, которое не сопровождается опасными перенапряжениями. В этом случае можно только сигнализировать о замыкании и оставить в

работе потребителей на длительное время. Однако, контроль перенапряжений позволяет только оценить вероятность дальнейшего развития повреждения, но не обеспечивает селективности действия защиты. Для эффективного распознавания видов повреждений возможно использование для построения защиты нескольких принципов, реализованных в отдельных локальных защитах от замыканий на землю с контролем одного или двух параметров информационных сигналов. При построении многопараметрических защит возможен контроль: тока и напряжения нулевой последовательности основной частоты, контроль переходного процесса ОЗЗ, определение (направления) мощности нулевой последовательности, относительный замер как основной гармоники тока замыкания на землю, так и его высокочастотных составляющих, токов наложения на защищаемую сеть и другие. Применение одного или нескольких из перечисленных принципов в составе адаптивного алгоритма позволит проводить разделение происходящих повреждений по критерию вероятности развития такого повреждения из неопасного или малоопасного в опасное и в соответствии с этим формировать соответствующие воздействия на защищаемую сеть (рис.1).

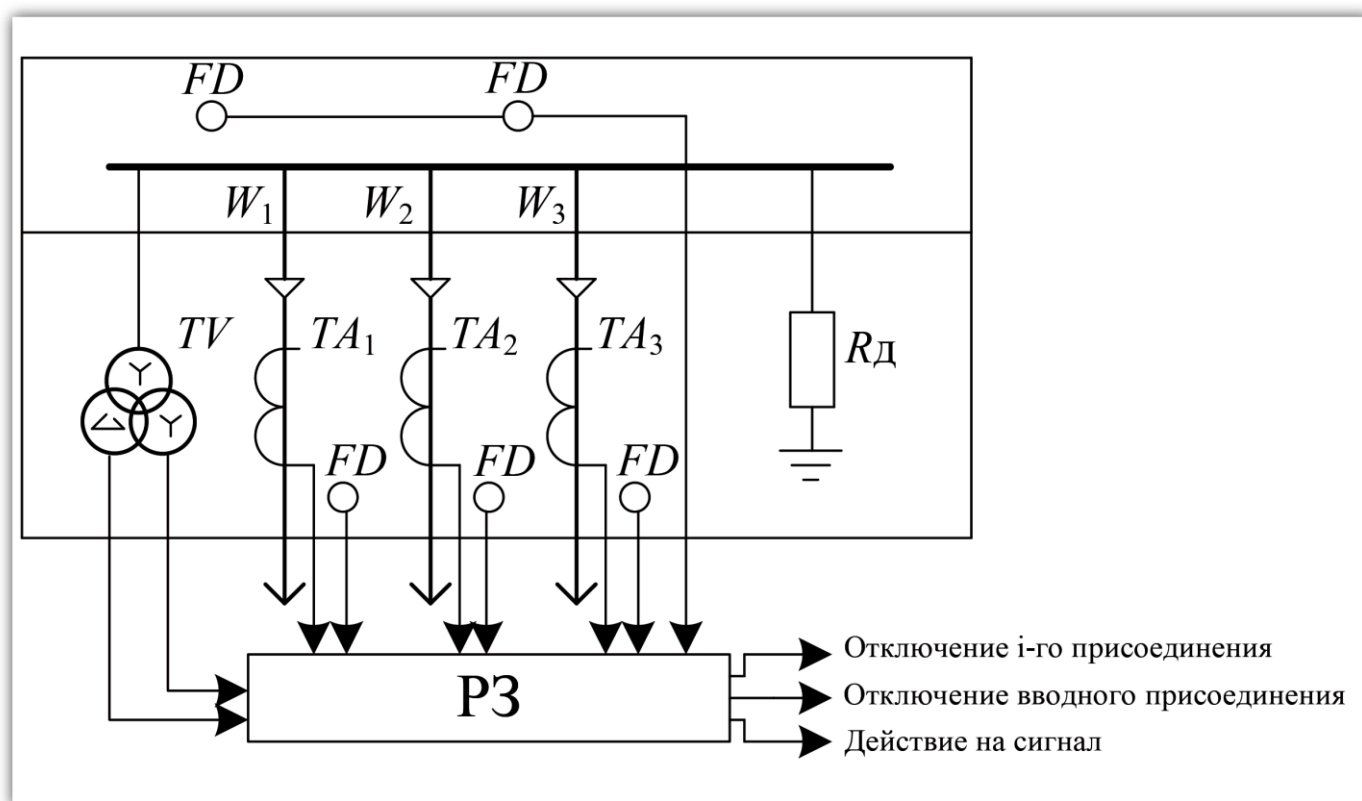


Рис. 1. Структурная схема комплексной защиты от развивающихся повреждений

В НИИЭ ЮРГТУ (НПИ) разработаны устройства защиты от ОЗЗ, дуговых коротких замыканий и устройства дальнего резервирования нескольких различных модификаций (РЕНОМ, РДЗ, КЕДР), на базе которых в настоящее время ведется разработка защиты комплексного характера, позволяющей обеспечить выполнение всех

вышеперечисленных функций (табл. 1). Защита должна действовать селективно при замыканиях на землю на шинных мостах комплектных распределительных устройств и в отсеках высоковольтного выключателя ячейки, при дуговых коротких замыканиях в комплектных распределительных устройствах, а также выявлять сложные виды продольно-поперечной несимметрии.

Выявление однофазных замыканий на секциях шин, внутри КРУ(Н), и отличие таких повреждений от замыканий на отходящих линиях, является дополнительной задачей для защиты, решение которой позволяет разделять повреждения по месту возникновения и в зависимости от него формировать различные управляющие воздействия, т. е. действовать на отключение отходящих линий, или вводного присоединения, или вводить ускорение действия основной максимальной токовой защиты (МТЗ). Функция ускорения МТЗ позволяет отключать междуфазные короткие замыкания без выдержки времени в случае, если им предшествовало ОЗЗ, расположенное в зоне действия МТЗ.

Своевременное выявление ОЗЗ и отключение поврежденного элемента позволяет предотвратить развитие замыкания в междуфазное, сопровождаемое электрической дугой. В то же время, оно не исключает возможности возникновения в КРУ междуфазных дуговых КЗ, селективное выявление и отключение которых должно выполняться защитой, обладающей функциями быстродействующей защиты от дуговых КЗ. Применение оптико-электрического принципа контроля позволяет использовать в качестве основного информационного признака дугового короткого замыкания наличие токов через трансформаторы тока. Пуск же осуществлять от устройств (датчиков), контролирующих параметр освещенности E_d в отсеках защищаемых ячеек. По направлению мощности на каждом присоединении определяется зона повреждения. Направление мощности к шинам по всем присоединениям свидетельствует о замыкании на шинных мостах комплектных распределительных устройств и в отсеках высоковольтного выключателя ячеек. При наличии одного присоединения с направлением мощности от шин в линию замыкание является внешним и отключается защитой на поврежденном присоединении. Другой функцией защиты с селекцией типа развивающихся повреждений является функция относительного замера токов отходящих от секции шин присоединений. При внутреннем замыкании на землю по всем присоединениям протекает только ток, обусловленный собственной емкостью присоединения, в отличие от внешнего замыкания, когда по поврежденному присоединению протекает ток, обусловленный емкостью всей сети, кроме собственной емкости присоединения. Таким образом, возможно излишнее срабатывание защиты присоединения с наибольшим током при внутренних повреждениях. Функция наложения сигнала в ток нулевой

последовательности позволяет исключить этот недостаток и реализовать селективную защиту от замыканий на землю в случаях, когда орган направления мощности нулевой последовательности оказывается неработоспособным из-за компенсации ёмкостных токов в защищаемой сети дугогасящим реактором. Это достигается контролем несрабатывания всех измерительных органов тока наложенного сигнала.

Выводы

1. Задача построения релейной защиты с функцией своевременного выявления развивающихся повреждений является одной из актуальных задач построения систем защит подстанций распределительных электрических сетей.
2. Построение релейной защиты электроустановок 6-110 кВ, обладающей функциями быстросрабатывающей защиты от дуговых коротких замыканий с возможностью предупреждения развивающихся повреждений, позволяет повысить надежность работы электроэнергетических объектов, уменьшить негативные последствия аварийных режимов.
3. Выявление однофазных замыканий на землю на шинах и шинных мостах КРУ предлагается выполнять на основе относительного замера наложенных токов нулевой последовательности всех отходящих присоединений.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Лихачев Ф.А. Заземление на землю в сетях с изолированной нейтралью и компенсацией емкостных токов. М., Энергия, 1971 г.
- [2] Шалин А.И. Замыкания на землю в сетях 6-35 КВ. Случаи неправильных действий защит // Новости Электротехники №2(32) 2005.
- [3] Нагай В.И. Релейная защита ответвительных подстанций электрических сетей. - М: Энергоатомиздат, 2002. – 312 с.

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ДИСКРЕТНО УПРАВЛЯЕМОЙ ВЫПРЯМИТЕЛЬНОЙ УСТАНОВКИ ПЛАВКИ ГОЛОЛЕДА НА ВЛ

Засыпкин А. С., Левченко И. И., Сацук Е. И., Шовкопляс С. С., Щуров А. Н.

(Южно-Российский государственный технический университет (Новочеркасский политехнический институт), ОАО «СО ЕЭС»)

В настоящее время наиболее эффективным способом предотвращения гололедно-ветровых аварий на ВЛ напряжением 220 кВ и выше является плавка гололеда постоянным током от выпрямительных установок (ВУ). Применяются схемы подключения трех фаз ВЛ к двум полюсам ВУ: «фаза – две фазы» и «фаза – фаза». В первом случае плавка гололеда выполняется в три цикла с переключениями фаз ВЛ между циклами, во втором – в два цикла. В обоих случаях, начиная со второго цикла, ток плавки проходит по проводам, освободившимся от гололеда, т. е. электроэнергия тратится впустую.

Авторами предложен способ [1] одновременной плавки гололеда на проводах трехфазной ВЛ импульсами постоянного тока от дискретно управляемой выпрямительной установки плавки гололеда (ДУ ВУПГ).

В докладе рассматриваются нормальные, аварийные и ненормальные режимы одного из вариантов ДУ ВУПГ, приведена структура и принцип действия комплекса релейной защиты и диагностики.

Нормальный режим работы ДУ ВУПГ

В состав рассматриваемого варианта ДУ ВУПГ (слайд №1) входят:

- два трехфазных тиристорных выпрямительных моста (ВМ) VS1 и VS2, соединенные последовательно;
- четырехплечий тиристорный коммутатор VS3 - VS6.

Схемы управления полюсами ВМ и плечами коммутатора показаны на слайде №2. При замыкании цепи между анодом и управляющим электродом тиристора по команде от блока управления (БУ) тиристор открывается. После размыкания этой цепи и снижения анодного тока ниже тока удержания тиристор закрывается. Такое управление позволяет формировать в фазах ВЛ импульсы постоянного тока с автоматическим изменением схемы соединения фаз ВЛ в течение одного цикла повторяемости T (слайд 2, временная диаграмма нормального режима). Минимальный бестоковый интервал между импульсами $\Delta t_i > 5\tau_{\text{вл}}$, где $i = 1, 2, 3$, и для всех ВЛ меньше 1 с. Период повторяемости T выбирается около 10 % от времени плавки, т. е. составляет десятки и сотни секунд.

В течение первого интервала t_1 включены все полюса выпрямительных мостов VS1, VS2 и плечи коммутатора VS5, VS6. В фазах ВЛ проходят постоянные токи $I_A=-I_1$, $I_B=0,5I_1$, $I_C=0,5I_1$, где I_1 равен току в схеме «фаза - две фазы». Затем все полюса ВМ и плечи коммутатора отключаются на время Δt_1 , достаточное для затухания тока ВЛ, и подается команда от БУ на включение всех полюсов ВМ и плеч коммутатора VS6, VS3. В фазах ВЛ в течение t_2 проходят постоянные токи: $I_A=-0,5I_1$, $I_B=I_1$, $I_C=-0,5I_1$. В третьем интервале включены VS1, VS2 и плечи VS5, VS4, токи в фазах: $I_A=-0,5I_1$, $I_B=0,5I_1$, $I_C=I_1$. Блок управления БУ формирует такие интервалы t_1 , t_2 , t_3 , которые обеспечивают одновременное окончание плавки гололеда на всех трех фазах ВЛ, в том числе при различном гололедообразовании на надветренной и подветренной сторонах ВЛ.

Виды повреждений и состав устройств релейной защиты ДУ ВУПГ представлены на слайде №3. Срабатывание устройства при соответствующем виде повреждения обозначено (+).

Для релейной защиты рассмотренного варианта ДУ УПГ предлагается структура, состоящая из следующих основных устройств (слайд №1).

ДЗТ - дифференциальная защита трансформатора плавки гололеда T , выполняется как для силового трансформатора и действует на отключение выключателя Q при всех видах внутренних КЗ в пределах своей чувствительности. Возможное излишнее срабатывание ДЗТ совместно с ПДФ и РКЗЗ принимается как допущенное.

ПДФ - поперечная дифференциальная фазная защита выпрямительной установки, действует без выдержки времени при пробое плеча ВМ, устанавливается в каждую фазу и отстраивается от тока небаланса при междуфазном КЗ в начале ВЛ. Должна распознавать полярность аварийного тока при срабатывании по типу РИ-2 [2], чем обеспечивается выявление пробитого плеча в каждой фазе выпрямительного моста.

МТЗ - максимальная токовая защита, действует без выдержки времени и реализуется устройствами:

- МТЗ-1, установлена за реакторами LR1, LR2 до выпрямительного моста, выполняет защиту выпрямительных мостов, коммутатора и ВЛ, имеет однофазное исполнение и несколько уставок в соответствии с количеством проплавливаемых линий на подстанции (ПС) (изменение уставки производится оперативным персоналом). Должна срабатывать при пробое любого плеча ВМ. Совместная работа защит ПДФ и МТЗ-1 позволяет выявить пробитое плеча выпрямительного моста;
- МТЗ-2, установлена на стороне НН трансформатора плавки гололеда, выполняет защиту токоограничивающего реактора и ошиновки, имеет одну уставку по току, отстроенную от максимального тока плавки гололеда на любой ВЛ на ПС;
- МТЗ-3, установлена на стороне ВН трансформатора плавки гололеда, выполняет функцию резервной защиты трансформатора, имеет одну уставку по току. В качестве временного технического решения по отстройке от тока вклю-

чения трансформатора, нагруженного на УПГ с ВЛ, может использоваться автоматический ввод с задержкой.

ЗОП - защита от обрыва провода ВЛ, имеет однофазное исполнение, является минимальной токовой защитой с выдержкой времени и отстраивается по времени от бестоковой паузы, а ток срабатывания выбирается меньшим минимального тока плавки гололеда на проводах ВЛ на ПС.

РКЗЗ - защищает ДУ ВУПГ и ВЛ от КЗ на землю в любой точке. Уставка РКЗЗ выбирается по условию отстройки от зарядного тока, обусловленного емкостью проводов относительно земли, при включении под постоянное напряжение наиболее протяженной ВЛ на ПС. Действует без выдержки времени. Обеспечивает 100%-ную защитоспособность при КЗ на землю за один период повторяемости [2].

Отключение установки плавки гололеда производится воздействием на выключатель Q и на блок управления БУ, при этом гарантировано отключение за 10-17 мс. Существует возможность реализации АПВ выключателя Q с запретом при действии ДЗТ, ПДФ и РКЗЗ.

Выполнение релейной защиты необходимо выполнить на современном МП терминале (производства НПП ЭКРА, General Electric или др.), обладающем измерительными органами, которые позволяют фиксировать вторичные токи трансформаторов тока типа ТРУ при повреждениях, сопровождающихся большой постоянной составляющей в токе.

Шкафы устройств системы управления и релейной защиты должны располагаться в помещении ДУ ВУПГ.

Влияние быстродействия РЗ на аварийные токи при пробое плеча

На слайде №4 показаны осциллограммы токов в фазах источника питания в режиме пробоя плеча ВМ в фазе А:

- а) без воздействия на блок управления;
- б) время срабатывания РЗ и БУ от 4 до 17 мс;
- в) время срабатывания РЗ и БУ до 4 мс.

Анализ осциллограмм б и в показывает, что максимальный интеграл Джоуля для неповрежденной фазы ВМ практически одинаков, поэтому достаточно реализовывать время срабатывания РЗ и БУ менее 17 мс.

Диагностические функции системы РЗ

К ним относятся:

- автоматическое определение поврежденного выпрямительного моста и пробитого плеча устройствами МТЗ и ПДФ с распознаванием полярности;
- определение места короткого замыкания на землю по току РКЗЗ [3].

- выявление отказа включения и отключения любых плеч ДУ ВУПГ (в докладе этот вопрос не рассматривается).

Выводы

1. Применение дискретно управляемых выпрямительных установок плавки гололеда обеспечивает существенное уменьшение времени плавки гололеда на всех трех фазах ВЛ и снижение расхода электроэнергии на 20-30 %.
2. Применение предложенного комплекса РЗ позволяет снизить сопротивление токоограничивающих реакторов благодаря ограничению длительности аварийного тока одним периодом. Это в свою очередь приводит к увеличению тока плавки, снижению времени плавки и расхода электроэнергии.
3. Комплекс РЗ выполняет диагностические функции автоматического определения места повреждения выпрямительной установки и ВЛ.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Заявка №2011123905 от 14.06.2011 г. Способ плавки гололёда на проводах трехфазной воздушной линии электропередачи.
- [2] Диагностика, реконструкция и эксплуатация воздушных линий электропередачи в гололедных районах: учебное пособие/ И. И. Левченко, А. С. Засыпкин, А. А. Аллилуев, Е. И. Сацук. – М.: Издательский дом МЭИ. 2007. – 448 с.: ил.
- [3] Пат. №2258233 (РФ). Способ определения расстояния до места однофазного замыкания на землю электрической сети / Левченко И. И., Засыпкин А. С., Сацук Е. И., Шовкопляс С. С. – Бюл. №22, 2005.

ЧУВСТВИТЕЛЬНАЯ ЗАЩИТА РОТОРА ПРИ ЗАМЫКАНИИ НА ЗЕМЛЮ В ОДНОЙ ТОЧКЕ ЦЕПИ ВОЗБУЖДЕНИЯ

Лавриненко В.А. (ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы»)

1. Введение

Полный назначенный срок службы промышленных генераторов составляет 40 лет [1,2]. По данным США при эксплуатации угольной ТЭС в течение 35 лет время простоя оборудования в ремонте в 1,5-2 раза, а при эксплуатации в течение 40 лет - в 4 раза больше, чем для оборудования, которое эксплуатируется 15-20 лет. В соответствии со статистическими данными у генераторов, находящихся в эксплуатации более 20 лет, увеличивается количество повреждений в обмотке ротора, которые сопровождаются замыканием на землю в одной и двух точках, а также витковыми замыканиями. Из-за действия гораздо больших центробежных сил в турбогенераторах обмотка ротора повреждается чаще, чем в гидрогенераторах. Доля повреждений в обмотке ротора турбогенераторов составляет около 14 % всех технологических нарушений [3]. Причинами нарушений изоляции обмотки ротора являются механические и термические повреждения, загрязнение, омеднение и увлажнение изоляции. Повреждение корпусной изоляции (18,6 %) приводит к замыканию на корпус. Витковые замыкания приводят к местному расплавлению или разрыву витков (8,5 %) или только к местному расплавлению (8,5 %).

2. Особенности релейной защиты ротора

Замыкание на землю в одной точке цепи возбуждения не приводит к большому току, а симметрия распределения магнитного поля в воздушном зазоре генератора не нарушается. Существование замыкания на землю в одной точке цепи возбуждения увеличивает электрические нагрузки в других точках цепи возбуждения. Увеличивается риск второго замыкания на землю в другой точке обмотки возбуждения. В случае замыкания на землю во второй точке цепи возбуждения часть обмотки замыкается накоротко и такой режим может быть причиной следующих явлений.

1. Ослабления магнитного поля генератора.
2. Большого тока через стальные листы сердечника ротора.
3. Вибрации ротора.
4. Скольжения ротора относительно магнитного поля статора.

Замыкание на землю в двух точках цепи возбуждения сопровождается сильной вибрацией из-за нарушения симметрии распределения магнитного поля в воздушном зазоре генератора. Дуга в месте замыкания может привести к значительному повреждению обмотки и стали ротора. Из-за сильной вибрации замыкание в двух точках це-

пи возбуждения особенно опасно для явнополюсных синхронных машин, какими являются гидрогенераторы и синхронные компенсаторы. Вследствие этого генераторы с явно выраженными полюсами и синхронные компенсаторы отключаются без выдержки времени при замыкании в одной точке. Синхронные неявнополюсные машины (турбогенераторы) с косвенным охлаждением обмоток ротора в большинстве случаев могут работать некоторое время при наличии двойного замыкания на землю в цепи возбуждения без существенных повреждений. На турбогенераторах устанавливается защита от двойного замыкания в цепи ротора, которая у большинства машин с косвенным охлаждением обмоток включается с действием на сигнал. На мощных турбогенераторах с непосредственным охлаждением проводников обмотки ротора защита от двойных замыканий на землю в цепи возбуждения действует на отключение. Синхронные генераторы с тиристорной системой возбуждения при замыкании в одной точке цепи возбуждения переводятся на резервное возбуждение.

Наибольшие повреждения генератору могут быть нанесены вибрацией, которая возникает в результате появления силы тяжения. В генераторах большой мощности сила тяжения может достигать значений от 50 до 100 тонн (примерно в 4 раза больше веса ротора). Система мониторинга подшипников может обнаружить повышенную вибрацию и выдать предупреждающий сигнал.

Известны случаи, когда в результате вибрации разрушался подшипник, что приводило к разрушению ротора и статора. Такие аварии причиняют значительный экономический ущерб, который складывается из стоимости ремонта дорогостоящего генератора и стоимости простоя в течение длительного времени. Вывод из работы генератора большой мощности наносит экономический ущерб в несколько миллионов рублей в день.

В течение многих лет наличие виткового замыкания в обмотке ротора у генераторов малой мощности считалось допустимым, если вибрация не превышала критических значений. Известны случаи работы турбогенераторов мощностью до 100 МВт в течение многих лет с несколькими замкнутыми витками в обмотке ротора. И некоторые из них были обнаружены случайно в результате детального обследования. Однако, практика эксплуатации турбогенераторов мощностью 160-200 МВт показывает, что работа их недопустима даже при замыкании в одной точке.

Самой безопасной признана практика, когда генератор отключается при замыкании на землю в одной точке цепи возбуждения. Такая практика эксплуатации является естественной для автоматических электростанций.

В настоящее время практически все промышленные генераторы оборудованы защитами от замыканий на землю в одной точке. В турбогенераторах до 160 МВт для

защиты от замыкания на землю во второй точке используют переносной комплекс защиты КЗР-2.

Проблема создания надежной защиты ротора при замыкании на землю заключается в том, что замыкание в одной точке цепи возбуждения не приводит к протеканию тока короткого замыкания и ток остается небольшим. Реле максимального тока в цепи возбуждения не может обнаружить короткое замыкание, если повреждены только несколько витков обмотки ротора. Для обнаружения небольших токов требуется чувствительная защита.

Защита ротора при замыкании на землю должна быть надежной, чувствительной к изменению активного сопротивления ротора относительно земли и не должна срабатывать излишне, т.к. при каждом срабатывании защиты требуется обследование генератора.

3. Способы обнаружения замыкания ротора

Первые устройства релейной защиты ротора сигнализировали оперативному персоналу о наличии замыкания. Одним из первых в Европе устройств контроля изоляции было устройство [4], запатентованное в 1928 году в Берлине. Изоляция ротора относительно земли контролировалась путем измерения активного сопротивления в цепи переменного тока, наложенной на ротор. Разность электрических потенциалов между цепью ротора и землей составляла от 30 до 50 В за счет наложения переменного тока и применения конденсатора. В случае нормальной работы протекал небольшой ток, а при замыкании на землю ток увеличивался и мог быть измерен.

Можно выделить три способа обнаружения замыкания ротора на землю.

1. Потенциометрический.
2. Наложение переменного тока.
3. Наложение постоянного тока (метод смещения потенциала отрицательной щетки).

В генераторах с бесщеточными системами возбуждения применяются специальные методы обнаружения замыкания на землю в цепи ротора, основанные на непрерывном контроле состояния изоляции.

В 40-60 х гг. 20 в. для обнаружения замыкания ротора на землю применялся способ измерения разности потенциалов между щетками электромашинного возбудителя и землей (потенциометрический метод). При повреждении в цепи ротора промышленного генератора становились различными напряжения относительно земли щеток разной полярности. Упомянутый способ обнаружения был реализован специалистами

фирмы BBC в реле защиты ротора в 1940 г., затем в реле RBV (1947 г.), в устройствах CG30 (1965 г.) и REG5 (1966 г.).

Современные защиты ротора при замыкании на землю в одной точке цепи возбуждения выполняются с наложением напряжения переменного тока на изолированную цепь возбуждения и контролем активной составляющей тока. При отсутствии повреждения электрический ток, связанный с наложенным напряжением, отсутствует. При замыкании на землю в одной точке обмотки возбуждения это условие будет обнаружено защитой ротора. В зависимости от того, какими принципами руководствуется владелец генератора, будет подан предупреждающий сигнал, либо генератор будет отключен.

Среди защит с устройствами наложения переменного напряжения можно выделить следующие.

1. На основе наложения напряжения промышленной частоты.
2. С наложением прямоугольных импульсов напряжения пониженной частоты (0,25-4 Гц).
3. С наложением прямоугольных импульсов напряжения повышенной частоты (75-250 Гц).

Достоинство защит на основе наложения напряжения промышленной частоты заключается в более простой реализации. Защиты на основе наложения прямоугольных импульсов напряжения пониженной частоты имеет повышенную чувствительность, возможность отстройки от влияния собственной емкости обмотки ротора и гармонических составляющих, обусловленных статической системой возбуждения.

4. Чувствительные защиты ротора 64R

Чувствительные защиты ротора применяются в составе шкафов релейной защиты типа ШЭЗГ, которые могут интегрироваться в автоматизированную систему управления в соответствии со стандартом МЭК 61850 и позволяют оптимизировать проектные решения. Предприятие «АББ Силовые и Автоматизированные Системы» может комплектовать шкафы ШЭЗГ защитами ротора с различной чувствительностью. В составе защиты ротора при замыкании на землю может применяться одно из двух устройств наложения напряжения.

1. RXTTE4, с выходов которого подается синусоидальное напряжение промышленной частоты (в комплекте с устройствами защиты REG650 и REG670) [5, 6];
2. REX060, генерирующий напряжение с прямоугольной формой импульсов в диапазоне частот 75-250 Гц (в комплекте с устройством защиты REG670).

4.1. Чувствительная защита ротора с устройством RXTTE4

Устройство RXTTE4 предназначено для применения в шкафах релейной защиты синхронных генераторов с целью подачи в обмотку ротора контрольного тока промышленной частоты (50 или 60 Гц в зависимости от номинальной частоты машины). Устройство RXTTE4 включает в себя трансформатор напряжения, к первичной обмотке которого подключается напряжение 120 или 230 В (рис. 1). Со вторичной обмотки данного трансформатора подаётся напряжение 42 В в цепь ротора через последовательно включенную ёмкость и последовательно включенные резисторы. Напряжение и ток от устройства RXTTE4 подводятся к одному входу напряжения U_R и одному токовому входу I_R (1А) устройства REG670.

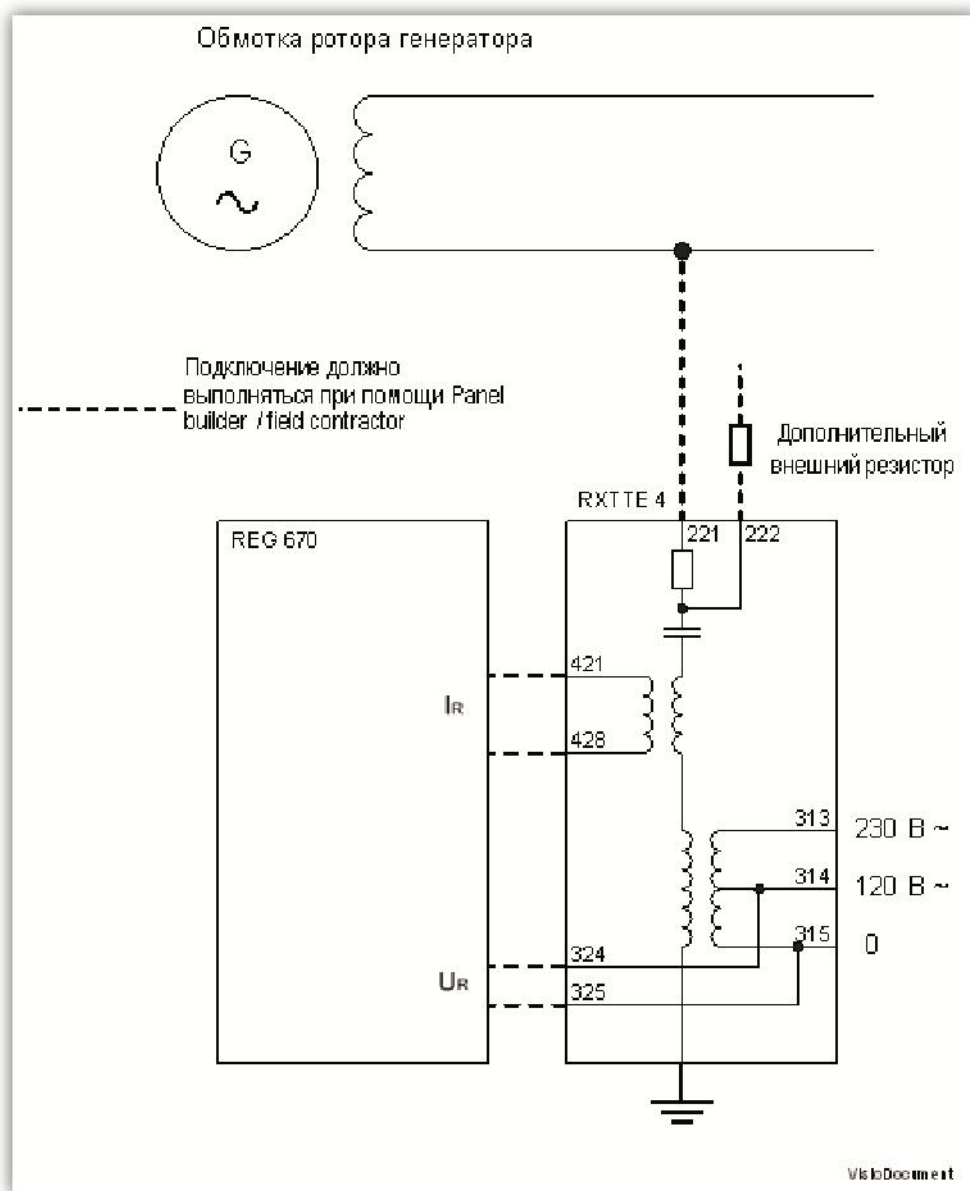


Рис. 1. Схема подключения защиты ротора при замыкании на землю с устройством RXTTE4

Ток замыкания на землю в цепи возбуждения обнаруживается при помощи двухступенчатого направленного измерения тока (рис. 2). Защита срабатывает, когда активная составляющая измеренного подаваемого тока превышает заданный уровень срабатывания. При срабатывании ступени 1 выдается предупреждающий сигнал, при срабатывании ступени 2 производится отключение генератора с небольшой выдержкой времени.

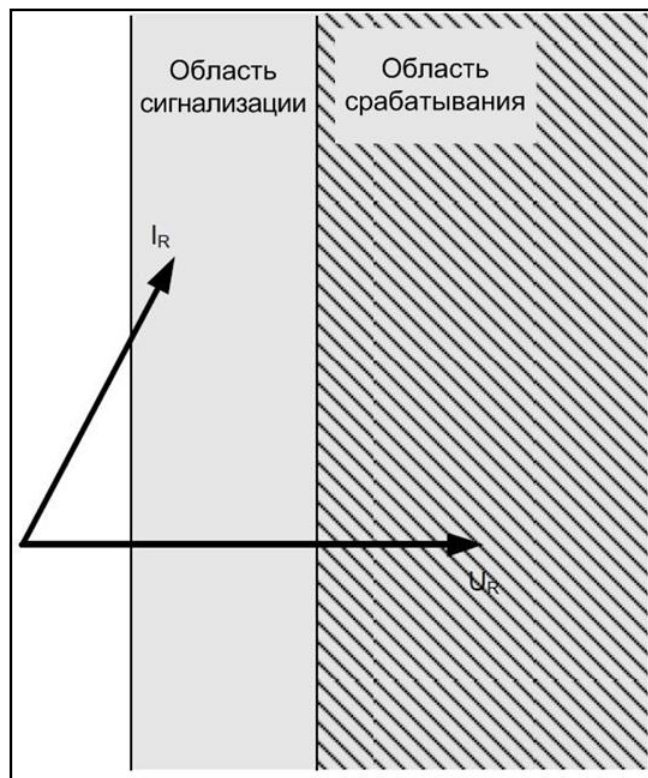


Рис. 2. Двухступенчатое направленное измерение тока

Чувствительность защиты ротора при замыкании на землю зависит от емкости обмотки ротора относительно земли и уставки тока срабатывания.

Степень защиты от понижения напряжения универсальной функции защиты широкого назначения CVGAPC может использоваться для контроля подачи напряжения и выдачи предупреждающего сигнала, если подача напряжения отсутствует. Уставка напряжения данной ступени должна быть равной 80 % номинального подаваемого напряжения с выдержкой времени около 10 секунд.

Дополнительный экземпляр защиты может использоваться для создания третьей ступени максимальной токовой защиты ненаправленного действия, которая может использоваться для обнаружения замыканий на землю на стороне переменного тока выпрямителя статической системы возбуждения.

Таблица 1

**Технические данные защиты ротора при замыкании на землю
с устройством наложения RXTTE4**

Наименование параметра	Диапазон или значение
Напряжение питания, В	120 или 230, 50/60 Гц
Чувствительность (по сопротивлению), кОм	1...20
Влияние гармоник на напряжение возбуждения постоянного тока	Незначительное влияние 50 В, 150 Гц или 50 В, 300 Гц
Допустимая емкость утечки, мкФ	1...5
Допустимое заземляющее сопротивление вала, Ом	Максимум 200
Защитный резистор	220 Ом, 100 Вт, плата 135x160 мм

4.2. Чувствительная защита ротора с устройством REX060

Защита ротора при замыкании на землю в одной точке цепи возбуждения (ROTPHIZ, 64R) с устройством REX060 является более чувствительной (более 100 кОм), чем с устройством RXTTE4 (до 20 кОм). Устройства наложения напряжения REX060 предназначены для применения в составе защит при замыкании на землю как обмотки ротора, так и обмотки статора. Устройствами RXTTE4 могут комплектоваться устройства защиты REG650 и REG670, а устройства REX060 могут поставляться только в комплекте с устройствами защиты REG670.

Защита с устройством REX060 чувствительна к замыканию на землю в любой точке обмотки ротора и связанных с ней соединений. Может обнаружить замыкание на землю на стороне переменного тока выпрямителя системы возбуждения.

Другим достоинством устройства REX060 является возможность экономии одного токового входа, т.к. используются два входа напряжения.

Действующее значение контрольного тока I_{inj} подается на аналоговый вход напряжения $A1(U)$ REG670 с шунта R_{shunt} в блоке REX060 (рис. 3). По измеренным напряжению U_{inj} и току I_{inj} в устройстве защиты REG670 определяется комплексное сопротивление цепи наложения. Активная составляющая комплексного сопротивления сравнивается с заданными уставками сопротивлений для ступеней сигнализации и отключения.

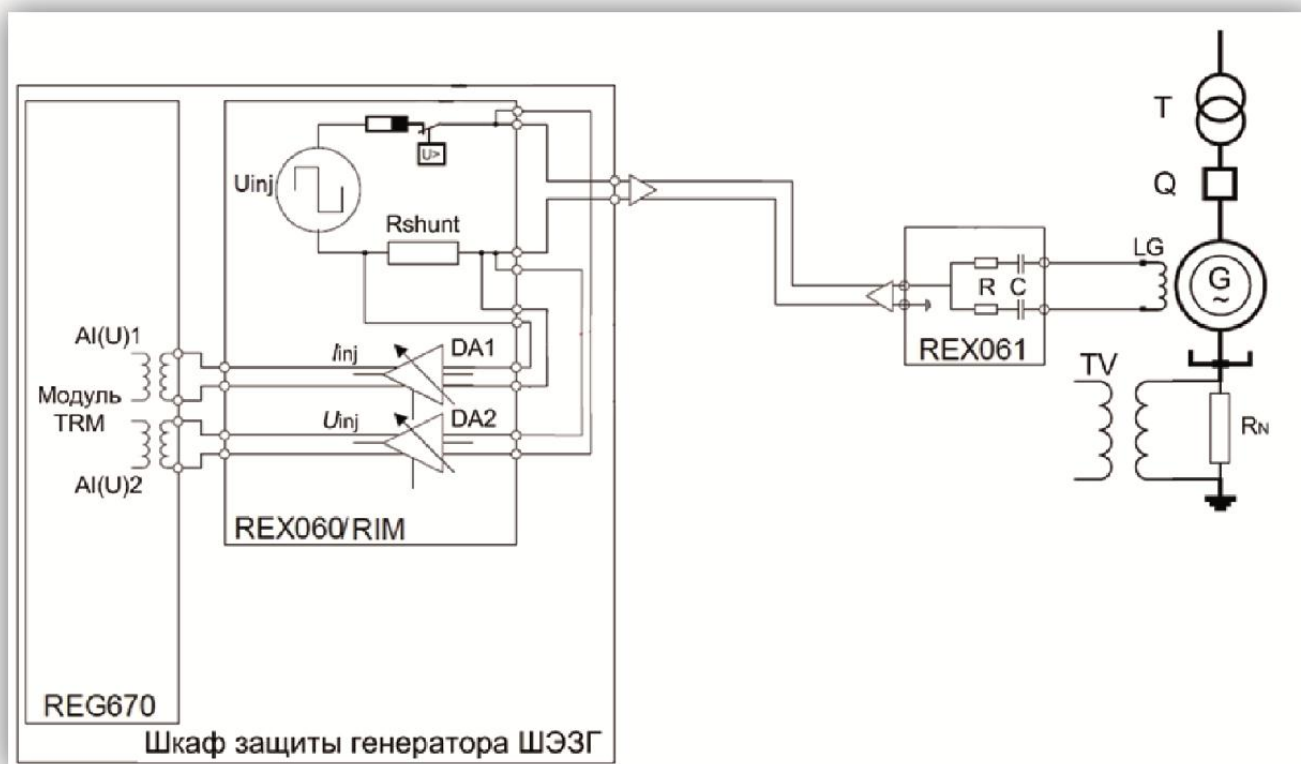


Рис. 3. Схема подключения защиты ротора при замыкании на землю с устройством REX060

Существуют два различных метода для подключения устройства REX060 к устройству защиты REG670 в том случае, если применяются одновременно обе защиты статора и ротора. Можно использовать всего два аналоговых входа для измерения напряжений ротора и статора, или два аналоговых входа для ротора и еще два входа – для статора.

Технические данные защиты ротора при замыкании на землю с устройством наложения REX060 в таблице 2.

Таблица 2

**Технические данные защиты ротора при замыкании на землю (ROTHIZ, 64R)
с устройством наложения REX060**

Наименование величины	Диапазон или значение
Чувствительность (по сопротивлению), кОм	50 (может быть 500 для ступени сигнализации)
Частота накладываемого сигнала, Гц	75.000...250.000
Сопротивление срабатывания, кОм	0,1...100
Сопротивление сигнализации, кОм	0,1...1000
Время срабатывания при пуске, с	1
Время срабатывания при отключении, с	1
Выдержка времени для предупреждающего сигнала, с	0.00...600.00

5. Заключение

Предприятие «АББ Силовые и Автоматизированные Системы» может комплектовать шкафы ШЭЗГ защитами ротора с различной чувствительностью. В составе защиты ротора при замыкании на землю может применяться одно из двух устройств наложения напряжения.

1. RXTTE4, с выходов которого подается синусоидальное напряжение промышленной частоты (в комплекте с устройствами защиты REG650 и REG670).
2. REX060, генерирующий напряжение с прямоугольной формой импульсов в диапазоне частот 75-250 Гц (в комплекте с устройством защиты REG670).

ЛИТЕРАТУРА

- [1] ГОСТ 5616-89. Генераторы и генераторы-двигатели электрические гидротурбинные. Общие технические условия.
- [2] ГОСТ 533-2000. Машины электрические вращающиеся. Турбогенераторы. Общие технические условия.
- [3] Самородов Ю.Н. Турбогенераторы. Аварии и инциденты: техн. пособие. М.: Элекс-КМ, 2008.
- [4] Patent DE457323 (DE). Einrichtung zur Überwachung des Isolationszustands von Gleichstromsystemen (устройство мониторинга состояния изоляции систем постоянного тока)

янного тока) / M.Pohontsch. Application number DE1925P051793D, 02.12.1925. Patented 12.03.1928. Classification G01R27/18; H02H3/16.

- [5] Интеллектуальное электронное устройство защиты генератора REG 670. Техническое справочное руководство / ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы». Чебоксары. 2008.
- [6] Интеллектуальное электронное устройство защиты генератора REG 650. Руководство по продукту/ ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы». Чебоксары. 2011.

Сведения об авторе

Лавриненко Владимир Алексеевич, канд. техн. наук
ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы»
428000, г. Чебоксары, пр. И. Яковлева, 1
Тел.: +7 8352 256162
Факс: +7 8352 560503
E-mail: Vladimir.Lavrinenko@ru.abb.com
<http://www.abb.ru>

АЛГОРИТМ ИЗБИРАТЕЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ КАБЕЛЬНО-ВОЗДУШНОЙ ЛИНИИ ПОСТОЯННОГО ТОКА

Капитула Ю.В. (ОАО «НИИПТ»)

Основное назначение защиты заключается в выявлении и последующем отключении коротких замыканий на линии постоянного тока. На рис.1 представлена схема моделируемой полупеи передачи для исследования работы защиты. Между преобразователем В, работающим в выпрямительном режиме, и преобразователем И, работающим в инверторном режиме, включены участки кабельной и воздушной линии полупеи. Рассматривается линия с кабельным участком длиной 40 км и с воздушным участком длиной 60 км. Неоднородность линии накладывает особые требования к построению алгоритма предлагаемой защиты, а именно: короткие замыкания на воздушном участке должны ликвидироваться отключением полупеи с автоматическим повторным включением (АПВ), а на кабельной линии – отключением полупеи без АПВ. При этом данная защита не должна работать при авариях на стороне постоянного тока преобразователей выпрямителя и инвертора и в примыкающих системах переменного тока.

Рассматриваемая защита основана на дифференциальном принципе сравнения токов, получаемых от датчиков, расположенных по концам защищаемых участков: для защиты кабельного участка входными сигналами являются токи от датчиков ТТ1 и ТТ2, для защиты воздушного участка – ТТ2 и ТТ3 (рис.1).

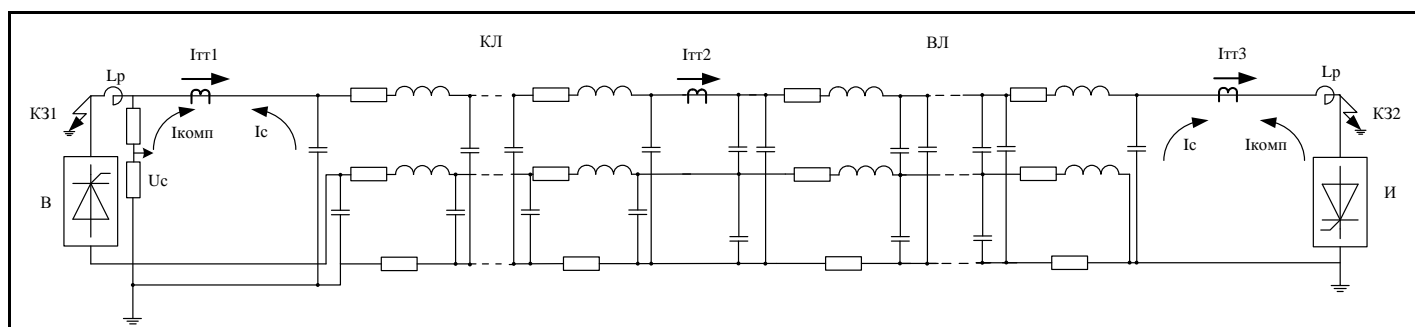


Рис.1. Полуцепь передачи с кабельным и воздушными участками линии

При коротком замыкании на полюсе преобразователя выпрямителя (КЗ1) происходит разряд емкости кабеля, и возникает емкостной ток I_c , направленный навстречу протекающему току через датчик ТТ1. Ток $I_{гр1}$ через этот датчик уменьшается, вызывая тем самым увеличение небаланса токов через датчики ТТ1 и ТТ2. Если величина тока небаланса в этом случае превзойдет значение уставки защиты, то последняя сработает на выход, отключив передачу. Защита линии от такого к.з. должна быть отстроена от срабатывания. Для исключения такого срабатывания в алгоритм защиты закладывается слагаемое $I_{комп}$ кл, компенсирующее разрядный ток емкости кабеля I_c и

направленный ему навстречу. Ток небаланса кабельного участка вычисляется следующим образом:

$$I_{\text{неб кл}} = I_{\text{ТТ1}} - I_{\text{ТТ2}} + I_{\text{КОМП кл}}, \text{ где } I_{\text{КОМП кл}} = I_c = C_{\text{кл}} \frac{d}{dt} U_c \quad (1)$$

При возникновении короткого замыкания на полюсе преобразователя инвертора (КЗ2 на рис.1) увеличение тока $I_{\text{ТТ3}}$ за счет сонаправленного ему тока разряда емкости ВЛ приводит к увеличению тока небаланса между токами ТТ2 и ТТ3. В этом случае аналогичным образом введенный ток компенсации $I_{\text{КОМП вл}}$ позволяет отстроиться от излишних срабатываний защиты:

$$I_{\text{неб вл}} = I_{\text{ТТ2}} - I_{\text{ТТ3}} + I_{\text{КОМП вл}}, \text{ где } I_{\text{КОМП вл}} = I_c = C_{\text{вл}} \frac{d}{dt} U_c \quad (2)$$

Представленная на рис.2 структурная схема защиты линии постоянного тока поясняет алгоритм, заложенный в разрабатываемую защиту. Сигналы токов от датчиков токов ТТ1 и ТТ2, ТТ2 и ТТ3 суммируются соответствующим образом. После учета сигналов токов компенсации $I_{\text{КОМП кл}}$ ($I_{\text{КОМП вл}}$) полученные небалансы токов $I_{\text{неб кл}}$ ($I_{\text{неб вл}}$) фильтруются. О необходимости введения фильтра Ф2 будет сказано ниже. После фильтра Ф2 вычисляется абсолютное значение сигнала тока небаланса $I_{\text{неб кл ф}}$ или $I_{\text{неб вл ф}}$, которое сравнивается с уставкой $I_{\text{уст}}$. При превышении уставки происходит формирование сигналов отключения ОТКЛ КЛ либо ОТКЛ ВЛ.

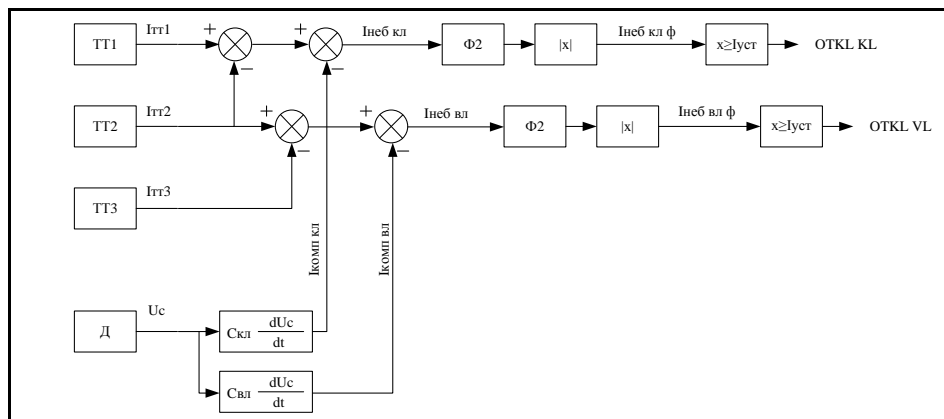


Рис.2. Структурная схема алгоритма дифференциальной защиты линии постоянного тока

Оценить ток небаланса без учета тока компенсации $I_{\text{КОМП кл}}$ в алгоритме защиты кабельного участка линии можно с помощью рис.3, полученного в результате моделирования короткого замыкания на выпрямительной подстанции при номинальном выпрямленном токе $I_d=1600$ А в момент времени $t=6$ с. Из рис.3 можно видеть снижение токов $I_{\text{ТТ1}}$ и $I_{\text{ТТ2}}$ через датчики ТТ1 и ТТ2, расположенные по концам кабельного участка, отфильтрованное значение тока небаланса $I_{\text{неб кл ф}}$, достигающее значения 580 А. Это означает, что при к.з. на полюсе преобразователя выпрямителя (КЗ1) и при значениях уставки ниже 580 А защита будет формировать выходной сигнал на отключение ОТКЛ КЛ.

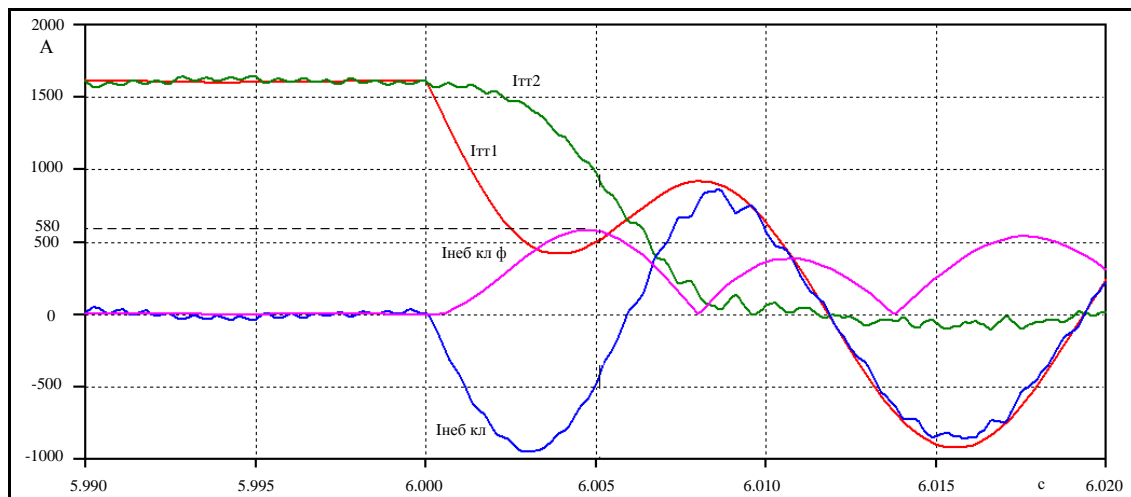


Рис.3. Кривые токов через датчики ТТ1, ТТ2 и ток небаланса без учета тока компенсации при к.з. на выпрямительной подстанции

На рис.4 показаны те же кривые, что и в предыдущем случае, но уже с учетом тока компенсации $I_{\text{комп кл}}$. Учет тока компенсации в этом случае приводит к нулевому значению тока небаланса $I_{\text{неб ф}}$. Защита линии при коротком замыкании в зоне выпрямительной подстанции не сработает.

Как можно видеть из формул (1) и (2), при любой аварии (на подстанциях или на линии постоянного тока) разность токов через соответствующие датчики всегда суммируется с током компенсации, равным по величине току разряда соответствующей сосредоточенной емкости. На рис.5 представлены те же кривые, что и на предыдущих рисунках, но при моделировании короткого замыкания в тот же момент $t=6$ с в середине кабельного участка линии. Из рисунка можно видеть, что при переходном процессе ток компенсации $I_{\text{комп кл}}$ меняется с большой частотой (при данных параметрах ячейки кабельного участка моделируемой передачи частота достигает 2кГц), что оказывает существенное влияние на ток небаланса $I_{\text{неб кл}}$. Фильтрация $I_{\text{неб кл}}$ через фильтр Ф2 с постоянной времени $\tau=0.003$ с (рис.2) способствует отстройке этого тока от высокочастотной составляющей после возникновения короткого замыкания.

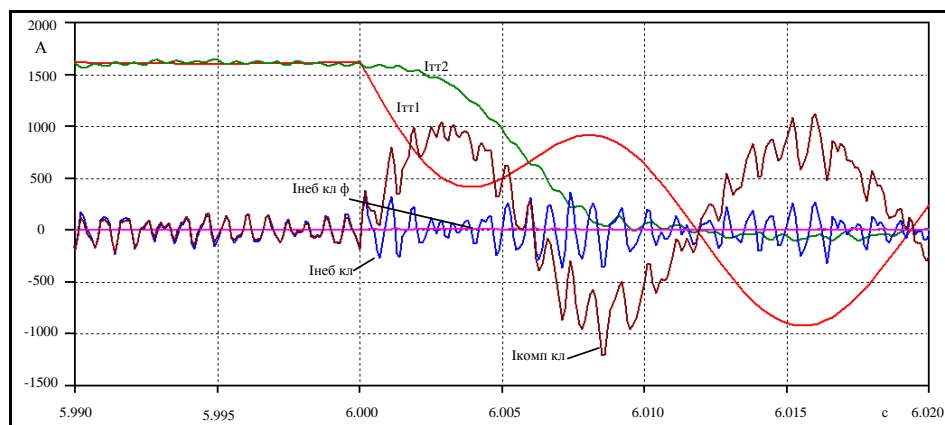


Рис.4. Кривые токов через датчики ТТ1, ТТ2 и ток небаланса с учетом тока компенсации при к.з. на выпрямительной подстанции

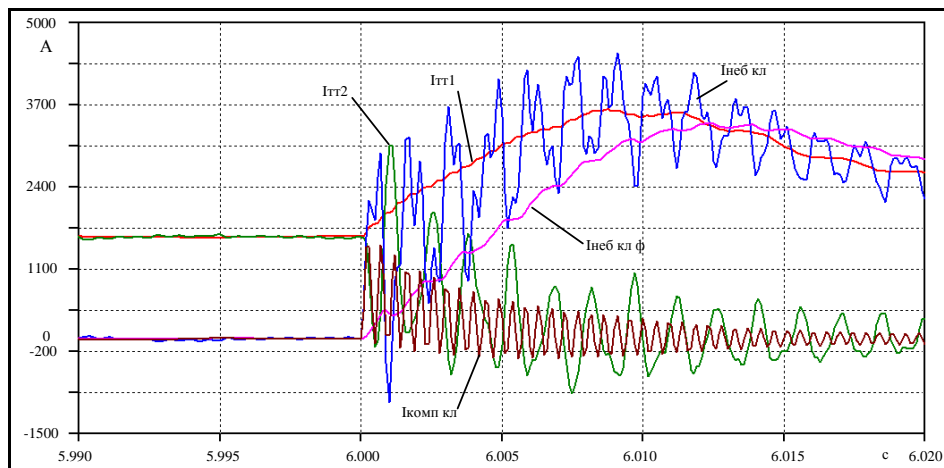


Рис.5. Кривые токов через датчики ТТ1, ТТ2 и ток небаланса ДЗКЛ при коротком замыкании на кабельном участке линии

На рис.6 показаны осциллограммы токов от датчиков ТТ1, ТТ2 и ТТ3, ток небаланса ДЗКЛ – Iнеб кл ф и ток небаланса ДЗВЛ – Iнеб вл ф при моделировании короткого замыкания на участке кабельной линии. Из рисунка можно видеть, что при повреждении на кабеле ток небаланса Iнеб кл ф возрастает, при этом не происходит увеличения тока небаланса ДЗВЛ.

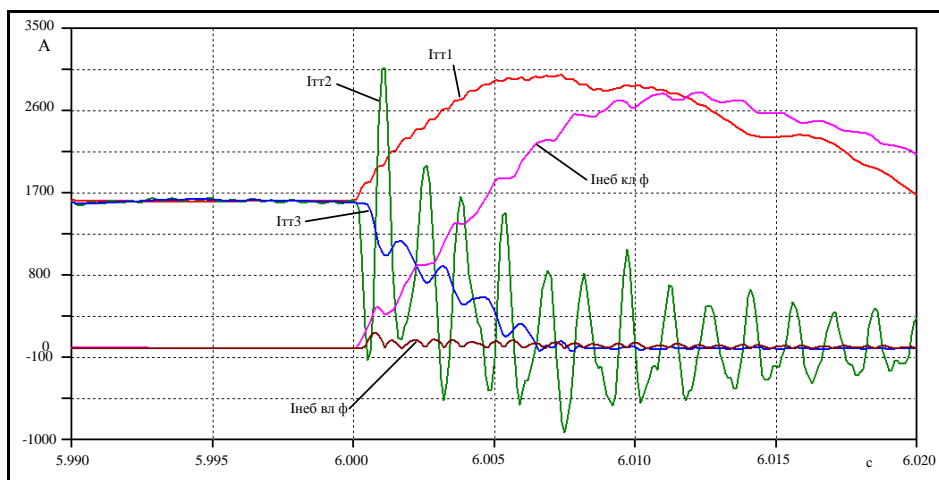


Рис.6. Кривые токов через датчики ТТ1, ТТ2, ТТ3, токи небаланса ДЗКЛ и ДЗВЛ при коротком замыкании на кабельном участке линии

На рис.7 показаны те же осциллограммы, что и на рис.6, но при моделировании короткого замыкания на участке воздушной линии. Можно видеть, что при аварии на воздушном участке ток небаланса Iнеб вл ф увеличивается и нет нарастания тока небаланса ДЗКЛ.

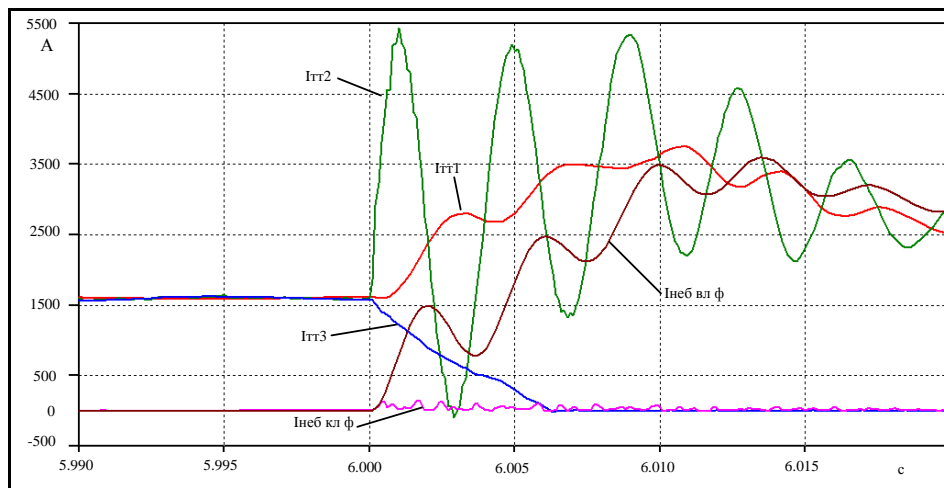


Рис.7. Кривые токов через датчики ТТ1, ТТ2, ТТ3, токи небаланса ДЗКЛ и ДЗВЛ при коротком замыкании в середине воздушного участка линии

Разработанный алгоритм защиты неоднородной линии постоянного тока, содержащей кабельный и воздушный участки, соответствует предъявленным к нему требованиям избирательности.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ИМИТАЦИОННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ СЕЛЕКТИВНОСТИ ТОКОВЫХ ЗАЩИТ

Куликов А. Л. (ОАО «ФСК ЕЭС»), Клюкин А.Н. (НГТУ им. Р. Е. Алексеева)

Применение модельного эксперимента получило широкое распространение для расчетов режимов в ЭЭС, анализе переходных процессов и других задачах. С точки зрения оцениваемых параметров в качестве расчетных значений, как правило, выступают крайние значения в минимальных и максимальных режимах. Результаты таких расчетов в дальнейшем применяют для вычисления пороговых (уставочных) значений в релейной защите (РЗ). Однако, в ряде случаев [1] такой (детерминированный) способ расчета может привести к необоснованному завышению (либо занижению) уставочных значений по реагируемым параметрам РЗ, и, как следствие, снижение ее чувствительности и не обеспечение селективности. Для токовых защит относительной селективности задачи по обеспечению чувствительности и селективности возникают, как правило, в резервной зоне ее действия (в особенности при резервировании защит трансформаторов), реже – в конце основной зоны.

Решением такой задачи может послужить вероятностный способ расчета, как режимов, так и параметров реагирования РЗ с применением средств имитационного моделирования и модельного подхода.

Рассмотрим применение стохастического подхода на примере участка сети (рис.1) 110 кВ Нижегородской.

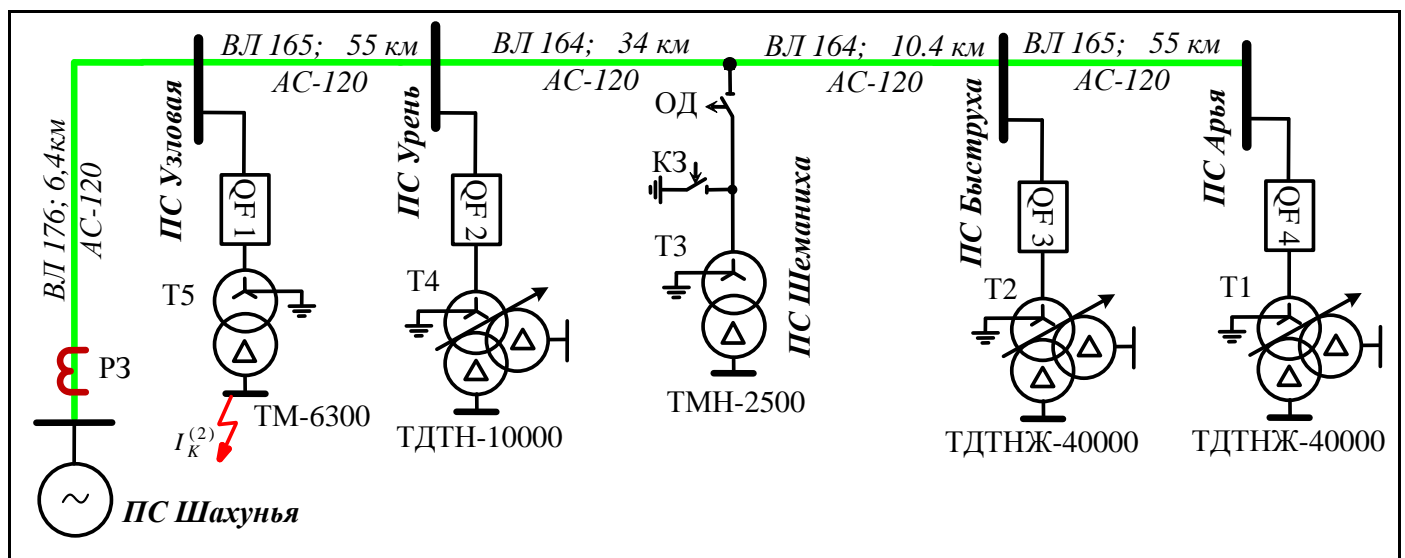


Рис. 1. Участок сети 110кВ Нижегородской энергосистемы

Стохастическая имитационная модель рассматриваемого участка сети 110кВ реализовывалась в программном комплексе MATLAB, а изменяемые параметры модели, а также диапазоны их изменений приведены в табл. 1.

Таблица 1

Изменяемые параметры имитационной модели

Объект	Параметр	Диапазон изменения
Источник питания	Напряжение на шинах питающей ПС, кВ	104,5 – 115,5
	Частота тока, Гц	49,8 – 50,2
	Угол передачи, град.	30 – 70
	Активное сопротивление, Ом	0,65 – 0,95
	Индуктивность, мГн	6 – 8
ВЛ	Удельное активное сопротивление, Ом/км	0,19 – 0,26
	Удельная индуктивность, мГн/км	1,2 – 1,4
	Удельная емкость, нФ/км	8,8 – 9,2
Тран-р	Активное сопротивление, Ом	14 – 16
	Индуктивность, Гн	0,35 – 0,39
	Активное сопротивление цепи намагничивания, МОм	1,1 – 1,4
	Индуктивность цепи намагничивания, Гн	720 – 760
Потребители	Нагрузка, МВА	20 – 30,5
	$\cos(\varphi)$	0,75 – 0,95

По результатам стохастического имитационного моделирования целесообразно построить распределения вероятностей рабочих токов ($P_{раб}(I)$) и токов короткого замыкания ($P_{к.з.}(I)$), а вероятности излишнего срабатывания $P_{изл}$ и отказа от срабатывания $P_{отк}$ могут быть определены из этих распределений.

При произвольном (нормальном) распределении $P_{раб}(I)$, $P_{к.з.}(I)$ вероятности $P_{изл}$ и $P_{отк}$ составляют площади под кривыми соответствующих распределений относительно уставочного (порогового) значения $I_{ср}$ (рис.2)

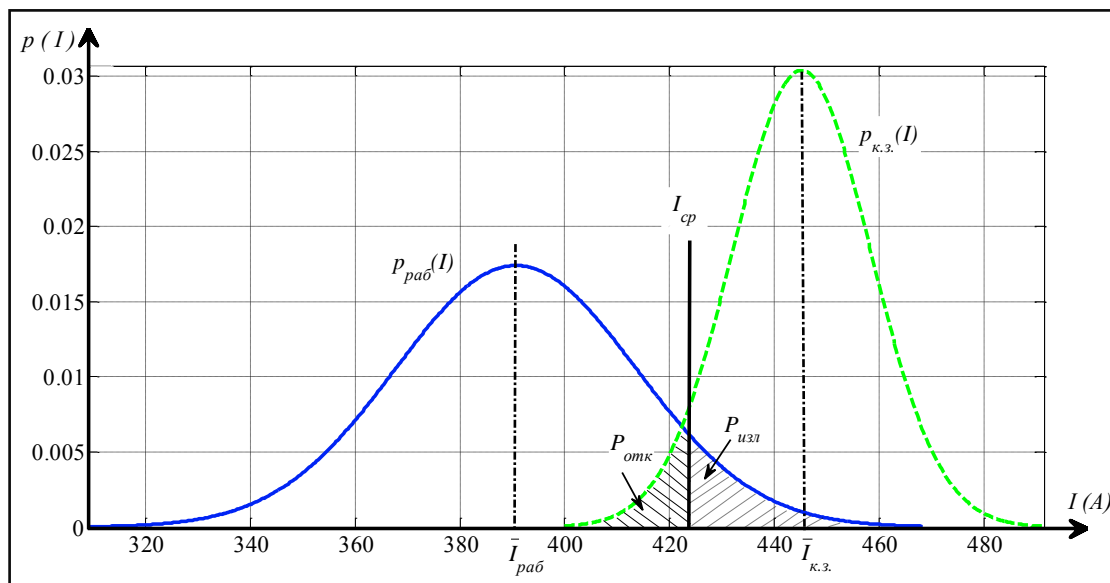


Рис. 2. Распределение амплитуды токов максимального рабочего (—)

и аварийного (— —) режимов ВЛ 176

При построении статистического распределения $P_{\text{раб}}(I)$ выбирается такой рабочий режим электрической сети (нагрузки, генерации, условия функционирования ЛЭП и др.), при котором обеспечивается максимальный рабочий ток $I_{\text{раб.макс}}$. Напротив, при построении статистического распределения $P_{\text{к.з.}}(I)$ выбирается такой рабочий режим электрической сети (нагрузки, генерации, условия функционирования ЛЭП и др.), а также условия возникновения короткого замыкания, при котором обеспечивается его минимальное значение $I_{\text{к.з.мин}}$. В таких условиях использование нормальных распределений $P_{\text{раб}}(I)$ и $P_{\text{к.з.}}(I)$ оправдано, поскольку для токовых защит эти распределения отражают «наиболее тяжелый нагрузочный режим» и «наименее распознаваемый режим короткого замыкания».

Следует отметить, что вероятности $P_{\text{изл}}$ и $P_{\text{отк}}$ связаны с другими основными и часто используемыми показателями эффективности РЗ такими, как чувствительность и селективность. Проиллюстрируем эту связь на примере (рис.2). Так, если уставочное значение $I_{\text{сп}}$ переместить вправо по оси тока (I), то уменьшится вероятность $P_{\text{изл}}$ излишнего срабатывания, а следовательно повысится селективность (поскольку станет меньше ситуаций, когда защита работает излишне). Но при этом за счет увеличения уставки $I_{\text{сп}}$ увеличится вероятность $P_{\text{отк}}$ отказа от срабатывания токовой защиты, а следовательно, возрастает число ситуаций когда защите необходимо было срабатывать, а она была нечувствительна к токам короткого замыкания (уменьшится чувствительность).

Для разработки алгоритма функционирования цифровой токовой релейной защиты с использованием стохастической информации имитационного моделирования воспользуемся теорией проверки статистических гипотез [4,5]. Рассматривается гипотеза короткого замыкания на фоне альтернативной гипотезы рабочего режима, принимаемая по результатам измерения амплитуды тока. Применительно к широко используемому в различных технических решениях Байесовскому подходу, задача построения нового способа токовой защиты сводится к критерию отношения правдоподобия, сводящего к сравнению с пороговым значением (уставкой) отношения плотностей вероятностей

$$\Lambda(I) = \frac{P_{\text{к.з.}}(I)}{P_{\text{раб}}(I)} \geq \Lambda_0, \quad (1)$$

где Λ_0 - пороговое (уставочное) значение.

При нормальном законе распределения вероятности в рабочем и аварийном режиме получим

$$p_{\text{раб}}(I) = (2\pi\sigma_{\text{раб}}^2)^{-\frac{1}{2}} \exp\left\{-\frac{(I - \bar{I}_{\text{раб}})^2}{2\sigma_{\text{раб}}^2}\right\} \quad (2)$$

$$p_{\text{к.з.}}(I) = (2\pi\sigma_{\text{к.з.}}^2)^{-\frac{1}{2}} \exp\left\{-\frac{(I - \bar{I}_{\text{к.з.}})^2}{2\sigma_{\text{к.з.}}^2}\right\} \quad (3)$$

где $\bar{I}_{\text{раб}}, \sigma_{\text{раб}}^2$ и $\bar{I}_{\text{к.з.}}, \sigma_{\text{к.з.}}^2$ – соответственно математические ожидания и дисперсии токов в рабочем и аварийном режимах.

Отношение правдоподобия будет выглядеть следующим образом

$$\Lambda(I) = \frac{\sigma_{\text{раб.}}}{\sigma_{\text{к.з.}}} \exp\left\{\frac{(I - \bar{I}_{\text{раб}})^2}{2\sigma_{\text{раб}}^2} - \frac{(I - \bar{I}_{\text{к.з.}})^2}{2\sigma_{\text{к.з.}}^2}\right\} = \frac{\sigma_{\text{раб.}}}{\sigma_{\text{к.з.}}} \cdot \exp\left\{\frac{I^2(\sigma_{\text{к.з.}}^2 - \sigma_{\text{раб.}}^2)}{2\sigma_{\text{раб.}}^2 \cdot \sigma_{\text{к.з.}}^2} + \frac{2I \cdot (\bar{I}_{\text{к.з.}} \cdot \sigma_{\text{раб.}}^2 - \bar{I}_{\text{раб.}} \cdot \sigma_{\text{к.з.}}^2) - \bar{I}_{\text{к.з.}}^2 \cdot \sigma_{\text{раб.}}^2 + \bar{I}_{\text{раб.}}^2 \cdot \sigma_{\text{к.з.}}^2}{2\sigma_{\text{раб.}}^2 \cdot \sigma_{\text{к.з.}}^2}\right\} \quad (4)$$

Так как экспоненциальная функция является монотонной, то решение может основываться не на отношении правдоподобий, а на логарифме этой функции. После логарифмирования и группировки получаем новый самостоятельный критерий токовой защиты, заключающийся в сравнении значений величины

$$l(I) = I^2 \frac{\sigma_{\text{к.з.}}^2 - \sigma_{\text{раб.}}^2}{2\sigma_{\text{раб.}}^2 \sigma_{\text{к.з.}}^2} + I \frac{(\bar{I}_{\text{к.з.}} \cdot \sigma_{\text{раб.}}^2 + \bar{I}_{\text{раб.}} \cdot \sigma_{\text{к.з.}}^2)}{\sigma_{\text{раб.}}^2 \sigma_{\text{к.з.}}^2} \quad (5)$$

с пороговым значением

$$l_0 = (\ln \Lambda_0 - \ln \sigma_{\text{раб}} + \ln \sigma_{\text{к.з.}}) - \frac{\bar{I}_{\text{раб}}^2}{2\sigma_{\text{раб}}^2} + \frac{\bar{I}_{\text{к.з.}}^2}{2\sigma_{\text{к.з.}}^2} \quad (6)$$

После умножения $l(I)$ и l_0 на $2\sigma_{\text{раб.}}^2 \sigma_{\text{к.з.}}^2$ переходим к модифицированному алгоритму, обладающего большей простотой технической реализации

$$l'(I) = I^2 (\sigma_{\text{к.з.}}^2 - \sigma_{\text{раб.}}^2) + 2I (\bar{I}_{\text{к.з.}} \cdot \sigma_{\text{раб.}}^2 + \bar{I}_{\text{раб.}} \cdot \sigma_{\text{к.з.}}^2) \quad (7)$$

Следует заметить, что пороговое (уставочное) значение l_0 не зависит от текущих значений тока и может быть рассчитано единожды по результатам моделирования.

Для технической реализации токовой защиты целесообразно выбрать наиболее простые расчетные выражения, связанные с вычислением величины $l'(I)$ и l_0 . При этом

вариант структурной схемы устройства цифровой токовой релейной защиты на основе обработки статистической информации может быть выполнен в виде (рис.3).

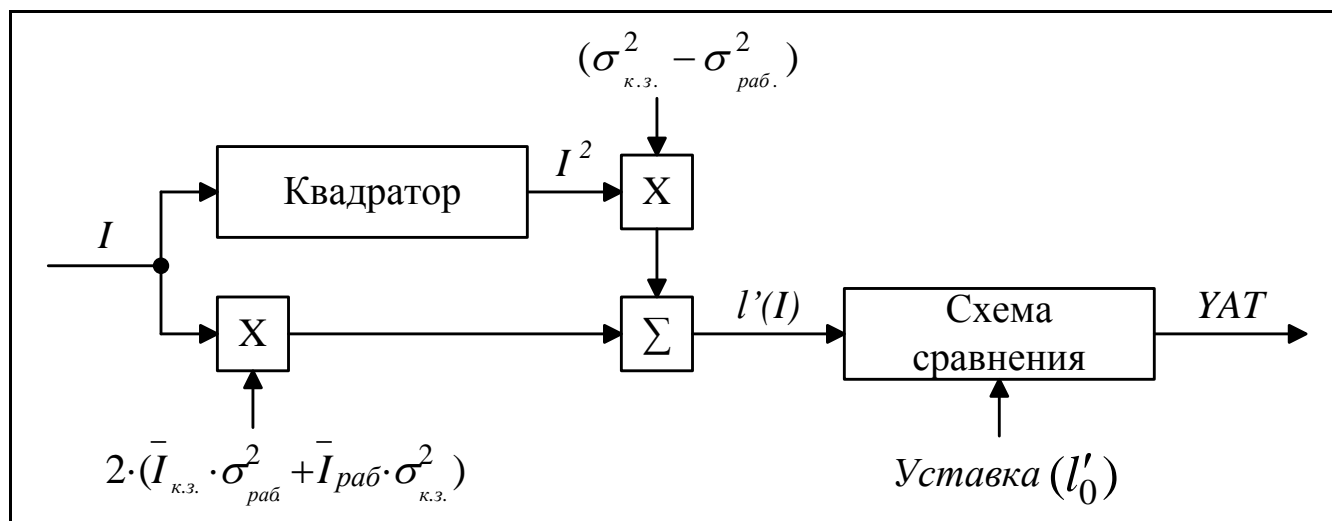


Рис. 3. Устройство цифровой токовой защиты

Предполагается, что на вход устройства (рис.3) поступают цифровые значения модуля тока (мгновенной амплитуды). Таким образом, перед подачей на вход устройства над током производились [5] аналоговая фильтрация низких частот, аналого-цифровое преобразование, цифровая фильтрация отсчетов тока (например, по алгоритму дискретного преобразования Фурье), цифровое детектирование (вычисление абсолютного значения).

Для обеспечения функционирования устройства (рис.3) предварительно по полученным в результате статистического моделирования значениям $\bar{I}_{раб}$, $\sigma_{раб}^2$, $\bar{I}_{к.з.}$, $\sigma_{к.з.}^2$ производится расчет постоянных коэффициентов

$$a = 2 \cdot (\bar{I}_{к.з.} \cdot \sigma_{раб}^2 + \bar{I}_{раб} \cdot \sigma_{к.з.}^2) \quad (8)$$

$$b = (\sigma_{к.з.}^2 - \sigma_{раб}^2) \quad (9)$$

а также выбор уставочного значения

$$l'_0 = 2 \cdot \sigma_{раб}^2 \cdot \sigma_{к.з.}^2 \cdot (\ln \Lambda_0 - \ln \sigma_{раб} + \ln \sigma_{к.з.}) - \bar{I}_{раб}^2 \cdot \sigma_{к.з.}^2 + \bar{I}_{к.з.}^2 \cdot \sigma_{раб}^2 \quad (10)$$

Возможен и более простой (не расчетный) путь выбора уставочного (порогового) значения, базирующийся, например, на применении критерия Неймана–Пирсона. При этом задают некоторое значение одного из показателей эффективности функционирования релейной защиты. Например, обеспечение нулевого значения вероятности излишнего срабатывания $P_{изл}$ или согласно ПУЭ – минимальному коэффициенту чувствительности не менее 1,5 (для резервной зоны – 1,2), исходя из статистических распределений (рис.2), с определением значения тока $I_{ср}$.

После подстановки I_{cp} в выражение для $l'(I)$ с учетом $l'(I_{cp}) = l'_0$ имеем

$$l'_0 = l'(I_{cp}) = I_{cp}^2 \cdot (\sigma_{к.з.}^2 - \sigma_{раб}^2) + 2 \cdot I_{cp} \cdot (\bar{I}_{к.з.} \cdot \sigma_{раб}^2 + \bar{I}_{раб} \cdot \sigma_{к.з.}^2) \quad (11)$$

Таким образом, на основе статистических распределений получено упрощенное правило вычисления уставочного значения.

После расчета требуемых для функционирования величин a , b и l'_0 устройство цифровой токовой защиты (рис.3) готово к работе. При поступлении на вход дискретных значений модуля тока I реализуется взвешенное суммирование для формирования

$$l'(I) = a \cdot I + b \cdot I^2 \quad (12)$$

В последующем значение $l'(I)$ сравнивается с уставкой (порогом) l'_0 для принятия решения о наличии короткого замыкания на объекте.

При $l'(I) \geq l'_0$ защита срабатывает, в противном случае $l'(I) < l'_0$ срабатывание защиты не происходит.

Для оценки эффективности применения статистических алгоритмов в цифровой токовой защите дальнего резервирования производилось имитационное моделирование участка электрической сети (рис.1). Результаты моделирования при изменении параметров сети согласно табл.1 приведены в табл.2 и свидетельствуют о существенном повышении чувствительности. По отдельным видам коротких замыканий чувствительность токовых защит дальнего резервирования возрастает до десяти и более раз без ухудшения других показателей эффективности. Такое явление обусловлено более полным использованием информации, характеризующей защищаемый участок сети и его режимы, в статистических распределениях токов рабочего и аварийного режимов и процедурах (алгоритмах) принятия решений (срабатывания) релейной защиты.

Таблица 2

Численные значения результатов моделирования

Зона резервирования	Объект резервирования	Чувствительность РЗ	
		Детерминированный метод	Статистический метод
1	T5	–	+
2	T4	–	+
3	T3	–	+
	T2	–	+
4	T1	–	+

Распространение статистического принципа на случай векторного замера (многомерной релейной защиты [3]) и гауссовых (нормальных) распределений приводит к алгоритму, когда с уставкой (порогом) сравнивается скалярная величина вида

$$\ln l = \frac{1}{2} (\bar{y}^T \cdot (\underline{\varphi}_p^{-1} - \underline{\varphi}_{ав}^{-1}) \cdot \bar{y} + \bar{y}^T \cdot (\underline{\varphi}_{ав}^{-1} \cdot \bar{x}_{ав} - \underline{\varphi}_p^{-1} \cdot \bar{x}_p) + (\bar{x}_{ав}^T \cdot \underline{\varphi}_{ав}^{-1} - \bar{x}_p^T \cdot \underline{\varphi}_p^{-1}) \cdot \bar{y} +$$

$$+ (\bar{x}_p^T \cdot \underline{\varphi}_p^{-1} \cdot \bar{x}_p - \bar{x}_{ав}^T \cdot \underline{\varphi}_{ав}^{-1} \cdot \bar{x}_{ав})) + \ln \left(\sqrt{\frac{|\underline{\varphi}_p|}{|\underline{\varphi}_{ав}|}} \right) \quad (13)$$

где \bar{y} – вектор-столбец измеряемых параметров; φ_p и $\varphi_{ав}$ – корреляционные матрицы параметров рабочего и аварийного режимов; \bar{x}_p и $\bar{x}_{ав}$ – вектор-столбцы математических ожиданий параметров рабочего и аварийного режимов.

Следует отметить, что выбор уставочных значений целесообразно реализовать по ранее рассмотренному критерию Неймана-Пирсона. Основу такого выбора будет составлять распределение статистики $\ln l$ для рабочего и аварийного режимов, полученные по результатам имитационного моделирования.

Перспективность применения статистических алгоритмов обработки при реализации цифровой релейной защиты иллюстрируют рис.4-6. Рассматривается токовая защита, условия работы которой характеризуются распределениями параметров тока: амплитудой I (рис. 4) и фазой φ (рис.5) для граничных условий рабочего (максимального) и аварийного (минимального) режимов. Анализ рис.4 и рис.5 показывает, что области возможных значений амплитуды и фазы тока в этих режимах (рис.6) накладываются друг на друга. Это обстоятельство не позволяет распознать возможный факт короткого замыкания. Однако распределение статистики $\ln l$ (по выражению 13) в этих режимах свидетельствует об однозначном разделении режимов и возможности построения токовой защиты путем сравнения $\ln l$ с уставкой. В качестве уставочного значения для этого случая может быть выбрано значение $\ln l = 0$, а процедура сравнения сводится к определению знака статистики $\ln l$.

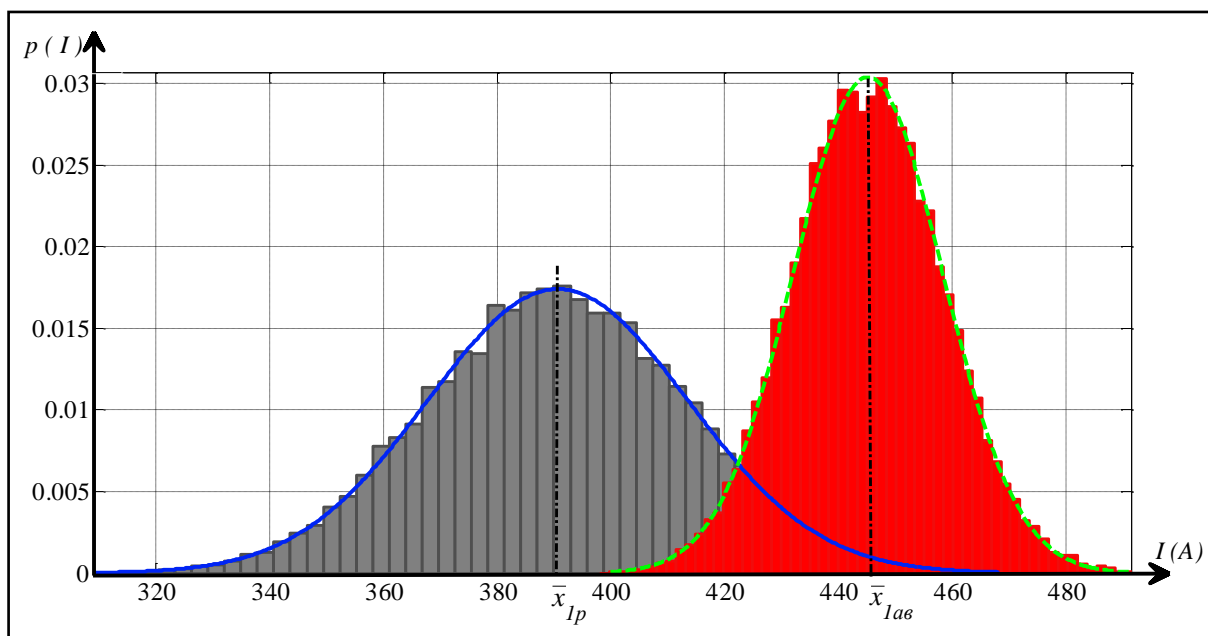


Рис. 4. Распределение амплитуды рабочих (–) и аварийных (--) токов

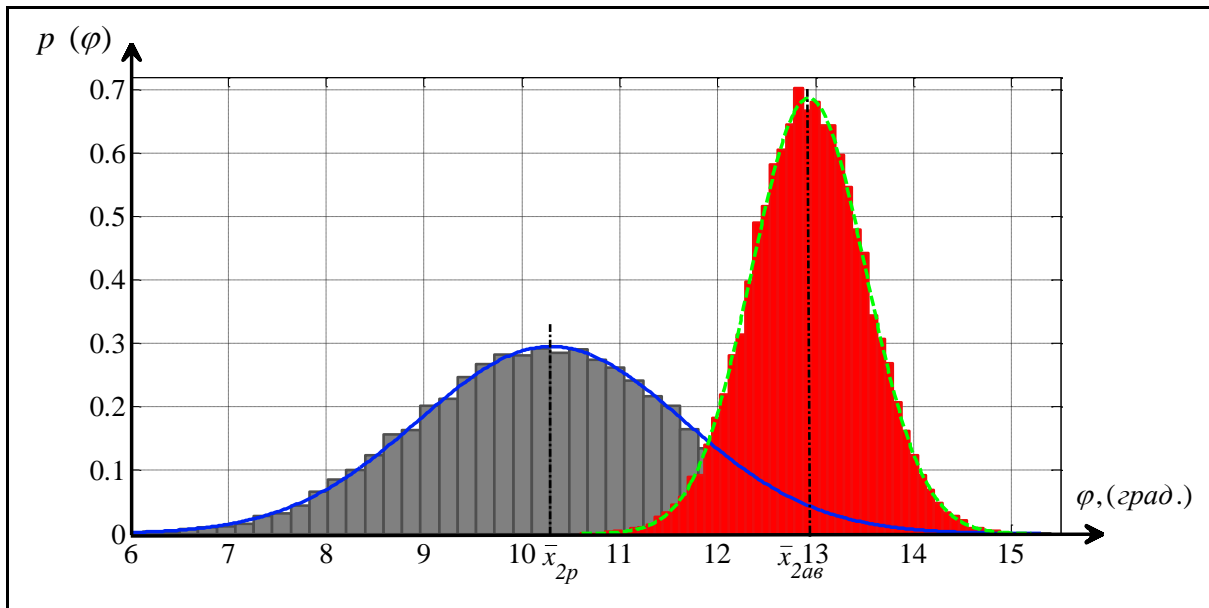


Рис. 5. Распределение фазы рабочих (–) и аварийных (–) токов

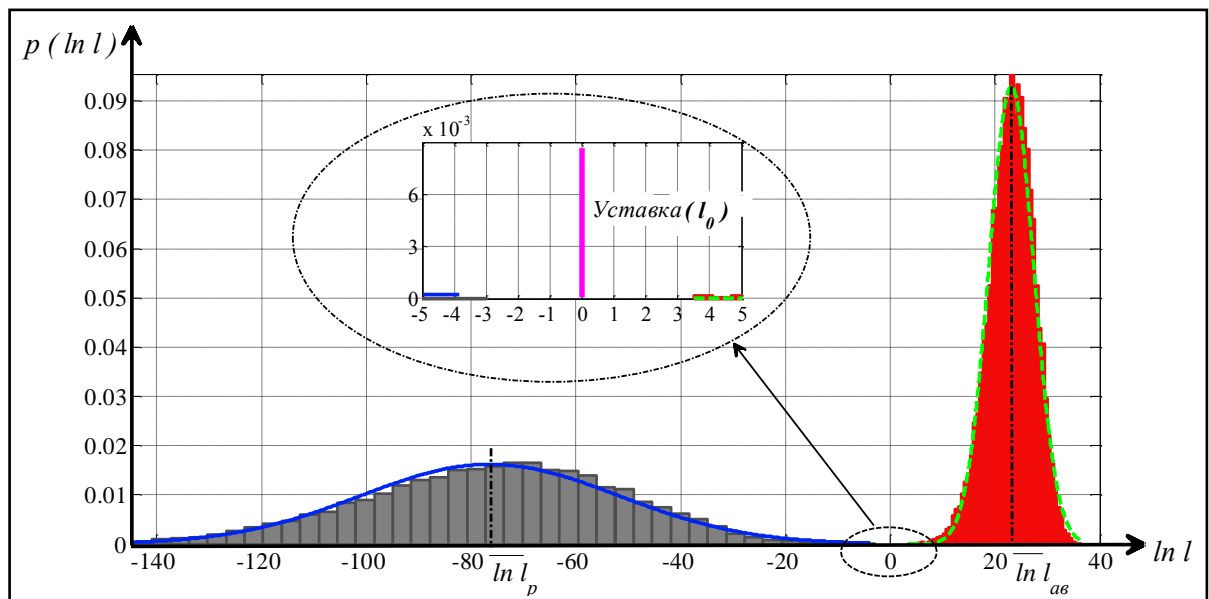


Рис. 6. Распределение статистики $\ln l$ для рабочих (–) и аварийных (–) режимов

В предположении одинаковости коэффициента корреляции ρ параметров тока рабочего и аварийного режимов, входящих в состав векторов \bar{x} и \bar{y} (выражение 14), структурная схема устройства цифровой РЗА приведена на рис.7, а вычислительный алгоритм основывается на расчете статистики

$$\gamma = \frac{1}{1-\rho^2} \cdot \left\{ y_1^2 \cdot \left(\frac{1}{\sigma_{1p}^2} - \frac{1}{\sigma_{1ав}^2} \right) + y_2^2 \cdot \left(\frac{1}{\sigma_{2p}^2} - \frac{1}{\sigma_{2ав}^2} \right) - 2 \cdot y_1 \cdot y_2 \cdot \left(\frac{1}{\sigma_{1p} \cdot \sigma_{2p}} + \frac{1}{\sigma_{1ав} \cdot \sigma_{2ав}} \right) \right\} + \left\{ \left(\frac{y_1 \cdot x_{1ав}}{\sigma_{1ав}^2} - \frac{y_1 \cdot x_{1p}}{\sigma_{1p}^2} + \frac{y_2 \cdot x_{2ав}}{\sigma_{2ав}^2} - \frac{y_2 \cdot x_{2p}}{\sigma_{2p}^2} + \rho \cdot \left(\frac{y_1 \cdot x_{2p}}{\sigma_{1p} \cdot \sigma_{2p}} + \frac{y_2 \cdot x_{1p}}{\sigma_{1p} \cdot \sigma_{2p}} - \frac{y_1 \cdot x_{2ав}}{\sigma_{1ав} \cdot \sigma_{2ав}} - \frac{y_2 \cdot x_{1ав}}{\sigma_{1ав} \cdot \sigma_{2ав}} \right) \right) \right\} \quad (14)$$

где y_1, y_2 – измеряемые параметры тока (амплитуда и фаза); $\sigma_{1p}^2, \sigma_{1ав}^2, \sigma_{2p}^2, \sigma_{2ав}^2$ – дисперсии параметров тока в рабочем и аварийном режимах; $x_{1p}, x_{1ав}, x_{2p}, x_{2ав}$ – математические ожидания параметров тока (амплитуды и фазы) в рабочем и аварийном режимах (например, рис.4–6).

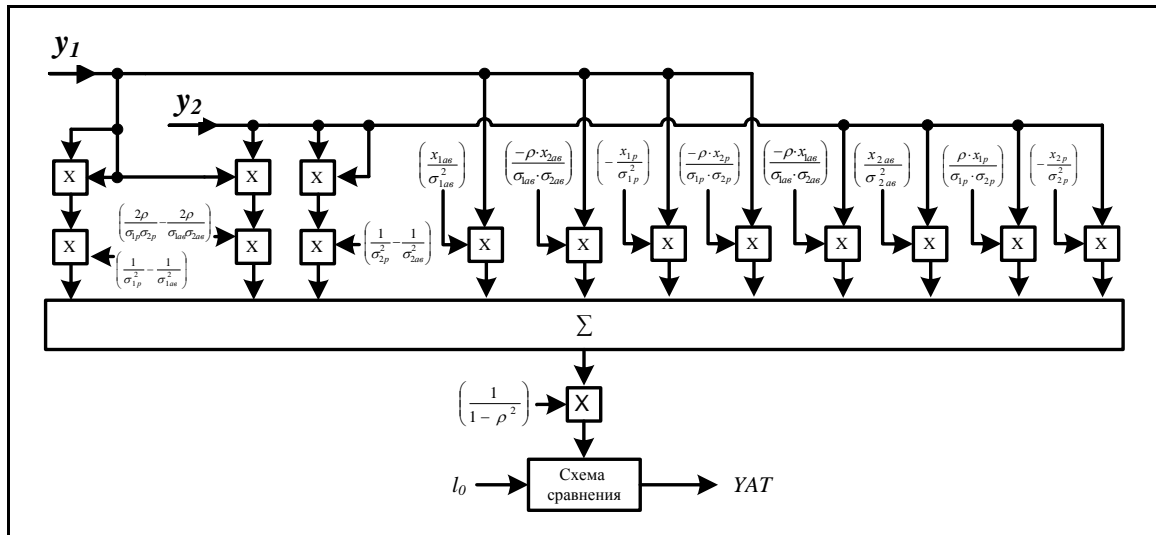


Рис. 7. Структурная схема устройства цифровой РЗ для двух контролируемых величин

Следует отметить, что введение в алгоритм РЗ дополнительного (третьего) информационного параметра (амплитуды напряжения) приводит к еще большему увеличению интервала между распределениями результирующих статистик рабочих и аварийных режимов (рис.9). Хотя имеется существенное совмещение значений амплитуды напряжения в рассматриваемых режимах (рис.8) этот информационный признак в сочетании с амплитудой и фазой тока позволяет обеспечить распознавание поврежденных в еще более сложных условиях.

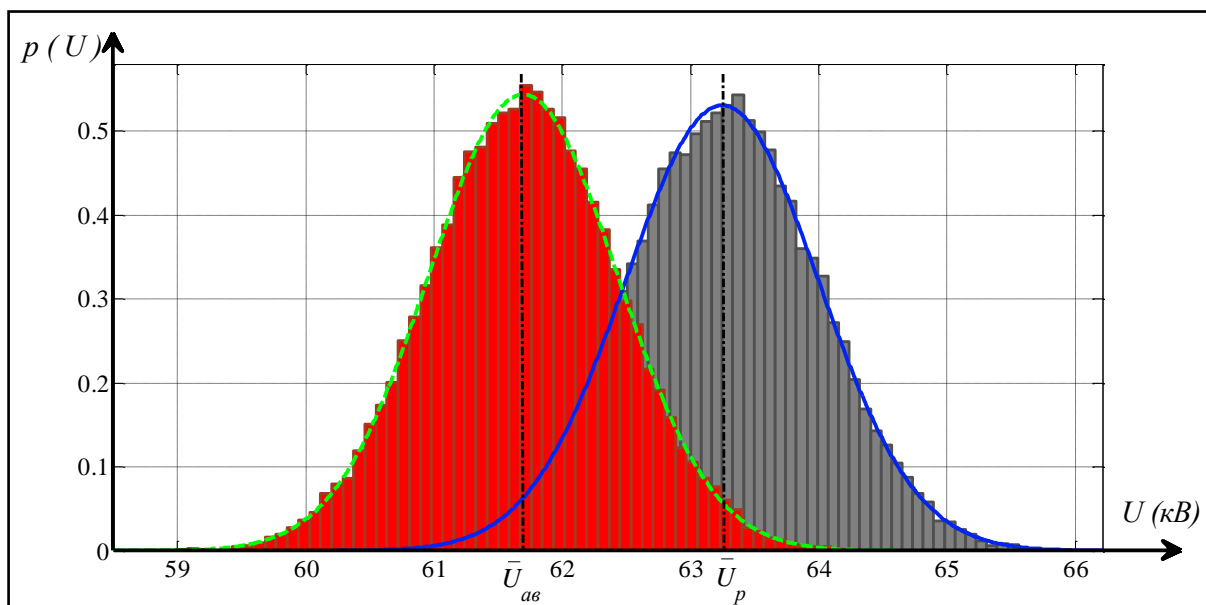


Рис. 8. Распределения амплитуды напряжения для рабочего (-) и аварийного (--) режимов

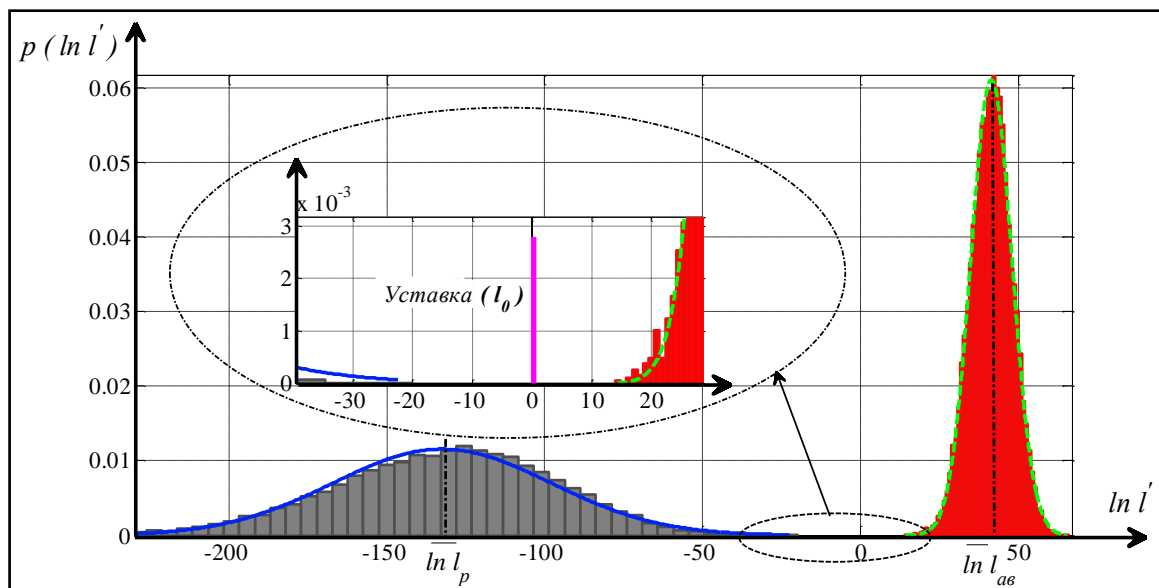


Рис. 9. Распределения весовой суммы для рабочего (-) и аварийного (--) режимов для трех параметров

Важно, что, не смотря на усложненное алгоритмическое и аппаратное исполнение (рис.7) предлагаемая цифровая токовая защита реализует физически обоснованные и понятные операции обработки:

- накопление информации, заключенной в параметрах тока, посредством суммирования нормированных значений различий этих параметров в аварийном и рабочем режимах;
- межэлементное нормирование параметров по уровню в соответствии с дисперсиями (среднеквадратическими отклонениями); с меньшим весом учитывается элемент выборки, обладающий большей дисперсией, а соответственно параметр, имеющий меньшую точность оценки;
- компенсацию коррелированных частей оцениваемых параметров тока (исключение избыточной информации), что в совокупности с нормировкой обеспечивает составление параметров разной интенсивности.

Заключение

Использование статистической информации в сочетании со стохастическими алгоритмами принятия решений обеспечивают высокую чувствительность релейной защиты в условиях изменяющихся параметров электрической сети и динамических режимах. Разработанный алгоритм цифровой релейной защиты может быть внедрен в существующие терминалы микропроцессорных защит и не требует их существенных конструктивных изменений и дополнительных финансовых затрат. Предложенный принцип использования имитационного моделирования и статистической информации может быть распространен на различные виды защит с целью повышения их эффективности.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Федосеев А. М. Релейная защита электрических систем: Учебник для вузов. - М.: Энергия, 1976. - 560 с.
- [2] Шеннон Р. Имитационное моделирование систем – искусство и наука. – М.: Мир, 1978.
- [3] Лямец Ю. Я. Принцип информационного совершенства релейной защиты / Ю. Я. Лямец, Е. Б. Ефимов, Г. С. Нудельман, Я. Законьшек // Электротехника. - 2001. - № 2. – 30-34.
- [4] Крамер Г. Математические модели статистики. – М.: Мир, 1975.
- [5] Леман Э. Проверка статистических гипотез. – М.: Наука. Главная редакция физико-математической литературы, 1979.
- [6] Шнеерсон Э. М. Цифровая релейная защита. – М.: Энергоатомиздат, 2007.

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ С РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ

Онисова О.А., Нудельман Г.С., Наволочный А.А, (ОАО «ВНИИР»)

В последние годы в мировой электроэнергетике проявляется устойчивая тенденция к децентрализации, выражающаяся в интеграции в распределительную сеть единой энергосистемы локальных источников небольшой мощности (до десятков мегаватт) [1]. В качестве таких источников в России наибольшее распространение получили установки на базе газопоршневых двигателей и газовых турбин, работающие по когенерационному циклу. Такие установки начинают широко применяться для электроснабжения промышленных предприятий, объектов нефтегазового комплекса, энергорайонов, удаленных от сетей централизованной энергосистемы, а также в случаях отсутствия возможности расширения сетевой инфраструктуры для реализации электроснабжения от централизованной энергосистемы. В перспективе с учётом экономических причин и требований надежности следует ожидать существенного увеличения доли малой распределенной генерации в составе генерирующих мощностей энергосистемы.

Появление в электроэнергетической системе локальных генерирующих источников приводит к изменению условий функционирования устройств релейной защиты и автоматики (РЗА) [2]. Распределительная сеть приобретает «активный» характер, изменяются количественные и качественные характеристики электрических режимов.

В установившихся режимах:

- изменяется распределение потоков мощности в сети;
- в ряде ситуаций наблюдается изменение направления передачи энергии (от локальных источников – в энергосистему);
- вследствие неравномерной загрузки локальных источников характер направлений и величины потоков мощности становятся непостоянными.

В переходных процессах:

- изменяется распределение токов короткого замыкания, появляется необходимость принимать во внимание двухстороннюю подпитку места короткого замыкания;
- становятся малоотличимыми характеристики нагрузочных и аварийных режимов для ряда линий;
- появляется вероятность возникновения в распределительной сети синхронных качаний и асинхронных режимов; как следствие, требуется решение задачи обеспечения устойчивости локальных источников при параллельной с центра-

лизованной энергосистемой работе, а в некоторых ситуациях и в автономном режиме.

На рис. 1 приведена схема фрагмента электрической распределительной сети, на одной из подстанций которой установлен локальный источник генерации; рис. 2 иллюстрирует зависимость тока короткого замыкания от удаленности места повреждения.

При коротких замыканиях на линиях Л2, Л3 вследствие подпитки от дополнительного источника наряду с увеличением суммарного тока в месте повреждения уменьшается составляющая тока от эквивалентного источника энергосистемы. Короткие замыкания через переходные сопротивления на линии Л1 также сопровождаются снижением составляющей тока от энергосистемы. При коротких замыканиях на линии Л4 линия Л1 обтекается аварийным током местной электростанции.

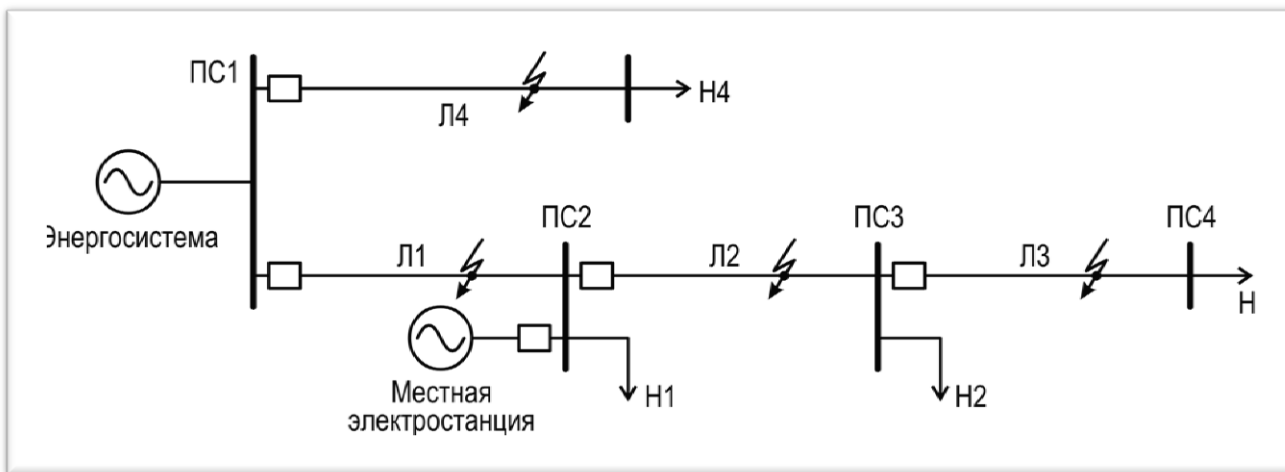


Рис. 1

Изменения распределения и значений токов короткого замыкания при подключении локального источника могут негативно сказываться на существующей системе релейной защиты и приводить:

- к снижению её чувствительности;
- к уменьшению быстродействия (в том числе, за счёт каскадных отключений короткого замыкания);
- к нарушению условий селективности действия защит и излишним срабатываниям.

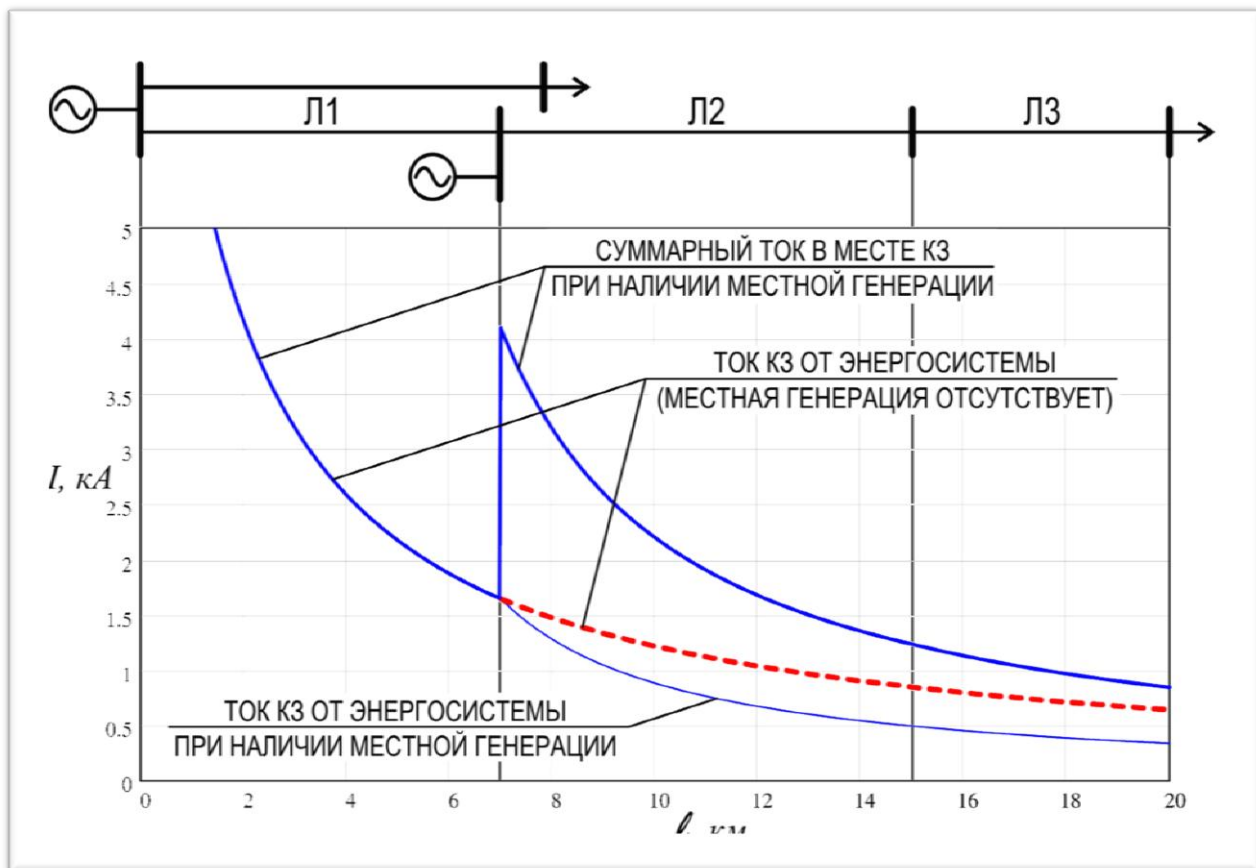


Рис. 2

Подходы к решению задач РЗА

Наиболее распространенный в настоящее время подход к решению появившихся проблем релейной защиты заключается в отключении локальной генерации при повреждениях во внешней сети, что обеспечивается выбором соответствующих параметров срабатывания защит генератора, использованием дополнительного набора защит в точке подключения местной электростанции к сети энергосистемы. Такой подход позволяет минимизировать влияние распределенной генерации на функционирование защит энергосистемы и может быть вполне оправдан при относительно небольшой мощности местной электростанции (или малой доле распределенной генерации в составе энергосистемы).

С увеличением количества малых электростанций актуальными становятся требования поддержания напряжения в узлах сети при аварийных режимах за счет генерируемой установками реактивной мощности. В этом случае построение системы релейной защиты должно выполняться с учетом всех возможных режимов работы генераторов, что потребует изменения параметров срабатывания, состава и алгоритмов действия устройств РЗА. Проектирование новой системы РЗА должно выполняться на ос-

нове предварительных расчетов режимов повреждений и переходных процессов в сети.

Релейная защита распределительной сети

В распределительных сетях 6(10), 35 кВ, как правило, стремятся использовать простые ступенчатые токовые ненаправленные защиты. При появлении в составе сети генерирующих источников, время локализации коротких замыканий с использованием максимальных токовых защит может оказаться неприемлемым по условиям устойчивости генераторов. Значительно уменьшить время отключения повреждений, в особенности на головных линиях, позволяет применение защит с зависимыми времятоковыми характеристиками. При выборе типа характеристики и выполнении согласования защит также необходимо учитывать возможные режимы работы локальных источников генерации.

В качестве примера на рис. 3 для рассмотренной выше схемы распределительной сети приведены графики зависимости времени действия защит от удаленности точки повреждения. Появление дополнительного источника приводит к увеличению времени срабатывания защиты линии Л1 в режиме резервного действия (при КЗ на линии Л2), уменьшению разницы во времени срабатывания (фактической степени селективности) защит линий Л2 и Л3.

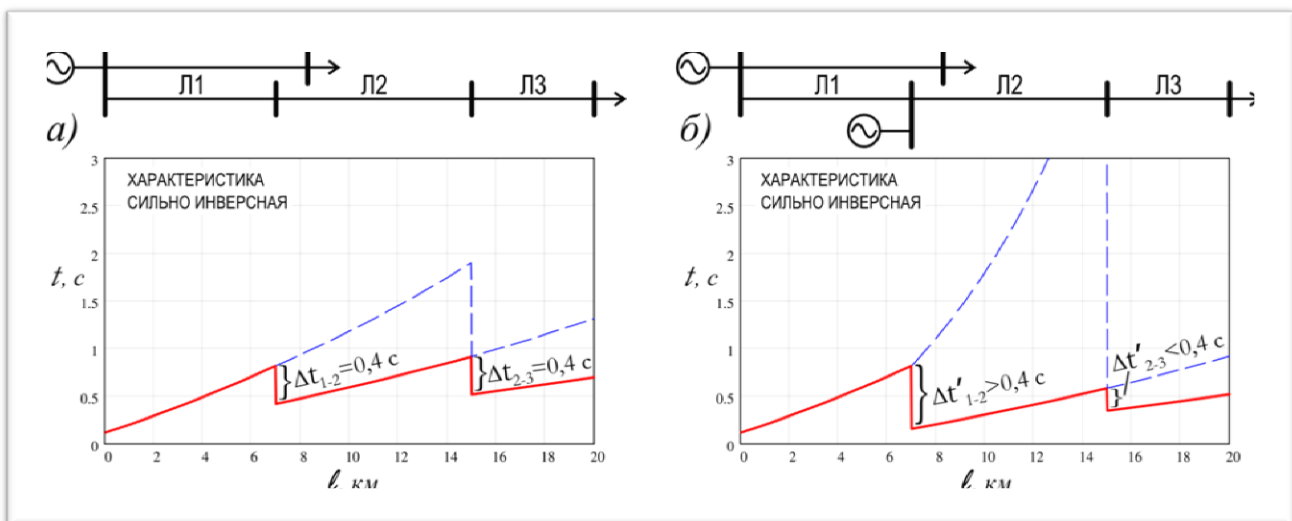


Рис. 3

Для рассматриваемого случая целесообразным оказывается использование более пологой времятоковой характеристики (рис. 4, нормально инверсная характеристика), что позволит снизить время отключения КЗ в режиме резервного действия; степень селективности по времени (на рис. 4 – 0,4 с) между защитами линий Л1 и Л2 следует обеспечить при отключенном локальном источнике, между защитами линий Л2 и Л3 –

при включенном. Для ряда ситуаций, характеризующихся значительным временем отключения защит в режиме резервного действия потребуется введение дополнительной ступени максимальной токовой защиты с независимой выдержкой времени.

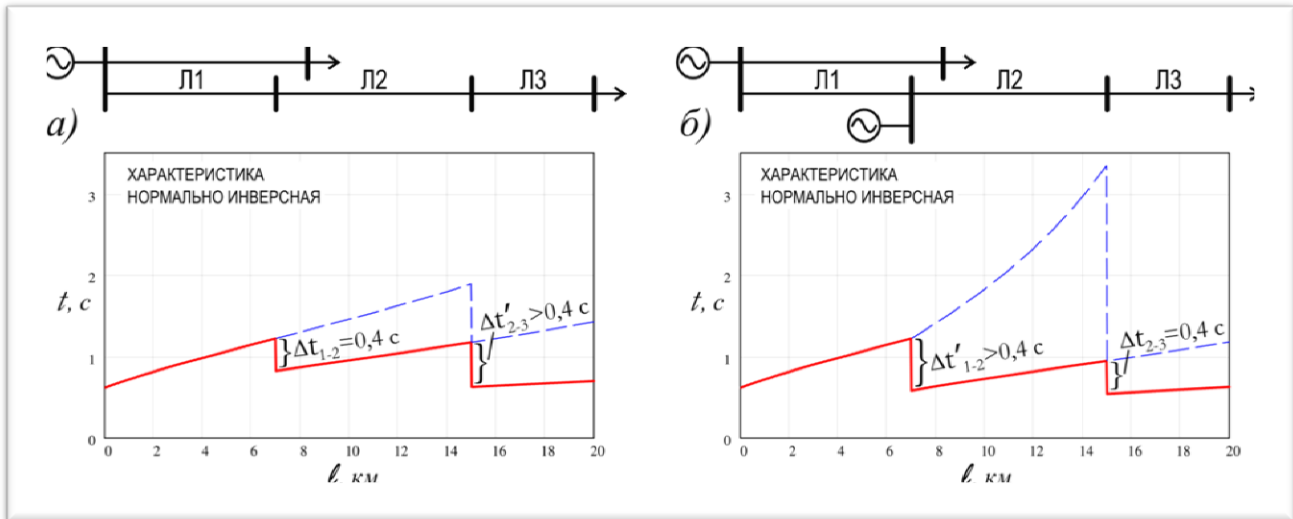


Рис. 4

Применение зависимых времятоковых характеристик в отдельных случаях позволяет также обеспечить селективность действия защит при повреждениях на смежных линиях (например, отстроить защиту линии Л1 от защиты линии Л4 при повреждениях на последней – см. рис. 1), однако при значительной мощности местной электростанции потребуется применение направленных защит.

При значительной мощности локального источника и слабой связи с сетью энергосистемы может не обеспечиваться необходимая чувствительность защиты линии Л1 в режиме резервного действия. В этих условиях необходимо рассмотреть возможность применения дистанционных защит.

Релейная защита внешней сети

Появление в сети среднего напряжения локальной генерации может оказывать влияние и на функционирование защит внешней распределительной сети 110 (220) кВ. Защита таких сетей в большинстве случаев реализуется на базе дистанционного принципа. Наличие локального источника приводит к снижению составляющей тока от энергосистемы, изменению напряжения в узлах сети. При этом «видимое» защитой, к примеру, линии Л1 комплексное сопротивление при КЗ на линии Л2 также изменяется:

$$Z = Z_{Л1} + \left(1 + \frac{I_{\Gamma}}{I_C}\right) \times Z_{Л2К}$$

где $Z_{Л1}$ – полное сопротивление линии Л1; $Z_{Л2К}$ – сопротивление линии Л2 до места повреждения; $I_{Г}$ – составляющая тока повреждения от местной электростанции; $I_{С}$ – составляющая тока повреждения от энергосистемы.

Таким образом, появление локального источника в рассматриваемой ситуации приводит к уменьшению зоны действия дистанционной защиты и снижению эффективности последней.

В ряде случаев становится обоснованным использование защит с абсолютной селективностью. В рамках концепции Smart Grid (активно-адаптивных сетей) в связи с появлением достаточно надёжных цифровых каналов связи становится возможным построение централизованных защит, что, в частности, может стать приемлемым решением в разветвлённых сетях 110 кВ с несколькими источниками питания.

Сетевая автоматика

При появлении собственного источника возникает опасность несинхронных включений отделившихся фрагментов сети вследствие действия существующих устройств автоматического повторного включения и автоматического включения резерва. Такие режимы характеризуются воздействием на генератор значительных электромагнитных моментов. В соответствии с действующими требованиями синхронные машины должны в течение определенного времени выдерживать двухфазные короткие замыкания на выводах. На рис. 5 приведены графики изменения электромагнитных моментов при трехфазном КЗ* (а) на выводах синхронного генератора мини-ТЭЦ номинальной мощностью 4 МВт и при несинхронном включении (б) этого генератора. Значение максимального момента при несинхронном включении в данном случае превышает значение момента при трехфазном коротком замыкании на выводах генератора.

* Значение момента при двухфазном коротком замыкании на выводах генератора с небольшим запасом может быть принято равным моменту при трехфазном КЗ.

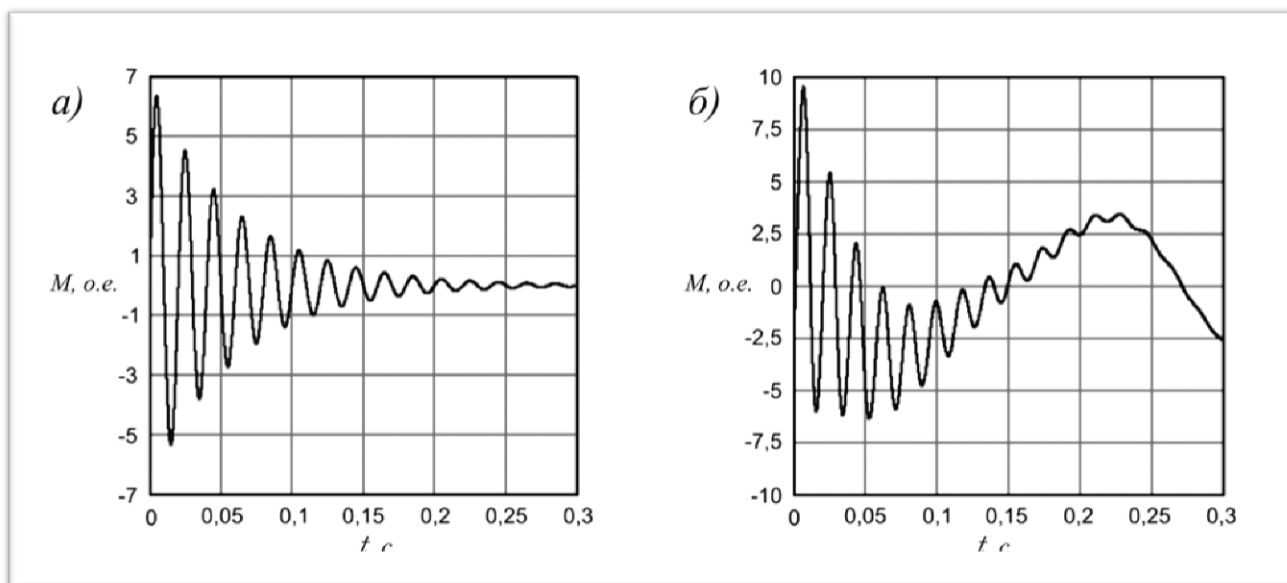


Рис. 5

Отключенное только со стороны энергосистемы короткое замыкание может подпитываться током местных источников энергии. В этом случае последующее АПВ будет неуспешным, приводя к перерыву в электроснабжении питающихся по поврежденному фидеру потребителей.

АПВ в сетях с распределенной генерацией необходимо выполнять после отделения местной электростанции. Отключение генератора перед сетевым АПВ может осуществляться: токовой защитой генератора; дополнительными устройствами защиты, установленными в точке подключения местной электростанции к энергосистеме и, как правило, контролирующими снижение напряжения, повышение/снижение частоты; специальной делительной автоматикой, обеспечивающей отделение местной электростанции со сбалансированной нагрузкой. За рубежом с развитием распределенной генерации получили распространение так называемые защиты от потери питающей сети (loss of mains protection), осуществляющие выявление режимов потери связи с централизованной энергосистемой и последующее отключение местных генерирующих установок [3].

После отделения местной электростанции осуществляется АПВ со стороны энергосистемы. В простых сетях возможно применение АПВ с контролем встречного напряжения; в разветвленных сетях целесообразно использование АПВ с контролем синхронизма.

Для ускорения возобновления параллельной работы последующее включение выключателя со стороны электростанции выполняется посредством устройства контроля синхронизма.

Выводы:

Интеграция локальных источников генерации в распределительную сеть энергосистемы оказывает существенное влияние на функционирование устройств РЗА.

При небольшой доле распределенной генерации в составе энергосистемы могут оставаться приемлемыми существующие решения в организации системы РЗА, требующие, однако, корректировки параметров её срабатывания.

Увеличение количества малых электростанций создаёт предпосылки для перевода распределительной сети в ранг активно-адаптивных и требует, в том числе, разработки новой концепции построения системы РЗА сетей энергосистемы. Такая концепция должна быть ориентирована на обеспечение эффективной и безаварийной работы локальных источников энергии, на исключение их возможного негативного влияния на сети централизованной энергосистемы, а также на эффективную координацию совместного развития централизованной и малой распределенной энергетики.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] J.Amantegui, V.Leitloff, R.Adams, S.Chano, M.Adamiak, K.P.Brand, I.Patriota Coordination of Protection and Automation in Future Networks - The Electric Power System of the Future – Integrating Supergrids and Powergrids / CIGRE Bologna Symposium, Bologna, Italy, 13 - 15 September 2011.
- [2] Gonzales J.A., Dysko A., Lloyd G. The impact of renewable energy sources and distributed generation on substation protection and automation / CIGRE Session, Paris, 2010
- [3] Jenkins N., Allan R., Crossley P., Kirschen D., Strbac G.: Embedded generation. IEE Power and Energy Series 31, 2000, IEE

РАЗВИТИЕ МИКРОПРОЦЕССОНЫХ УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ, АВТОМАТИКИ И УПРАВЛЕНИЯ (МП РЗАУ) ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Гарке В. Г. (КЭИПК и КГТУ (КАИ))

Развитие МП РЗАУ в настоящее время происходит в следующих направлениях:

- более полное освоение созданной техники МП РЗАУ;
- создания новых алгоритмов функционирования МП РЗАУ;
- расширение области применения МП РЗАУ.

1. РАСЧЕТЫ УСТАВОК МП РЕЗЕРВНЫХ ЗАЩИТ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ НАПРЯЖЕНИЕМ 110-220 кВ

В релейной защите в последнее десятилетие произошли качественные изменения, вызванные широким использованием цифровой (микропроцессорной) техники [1].

Линии электропередачи напряжением 110-220 кВ стали одним из первых объектов энергосистемы, где началось внедрение МП РЗАУ.

В настоящее время расчеты выполняются по нормативным документам (Руководящие указания по РЗА), составленным для электромеханических и полупроводниковых защит, что не позволяет учесть всю специфику интеллектуальных терминалов. Рекомендации фирм-производителей не дают исчерпывающего ответа и, как правило, носят обобщенный характер [2].

Так характеристика срабатывания дистанционных защит, выполненных на электромеханической элементной базе, представляет собой окружность либо эллипс, а расчет сводится к определению сопротивления срабатывания реле $Z_{ср}$ и угла максимальной чувствительности $\varphi_{м.ч}$, рис. 1.

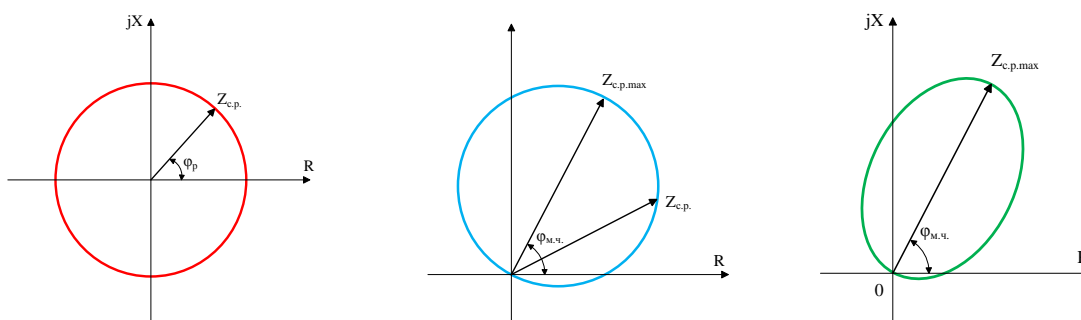


Рис. 1. Виды характеристик срабатывания ИО сопротивления электромеханических защит.

Этого недостаточно, если в МП защите реализована какая-либо другая характеристика, например, пятиугольная, требующая задания ряда дополнительных параметров: X_N , R_N , $R_{нагр}$, $\varphi_{1(N)}$, $\varphi_{2(N)}$, $\varphi_{3(N)}$, $\varphi_{4(N)}$, $\varphi_{нагр}$, где N – номер ступени защиты, $нагр.$ – параметры нагрузки, рис. 2.

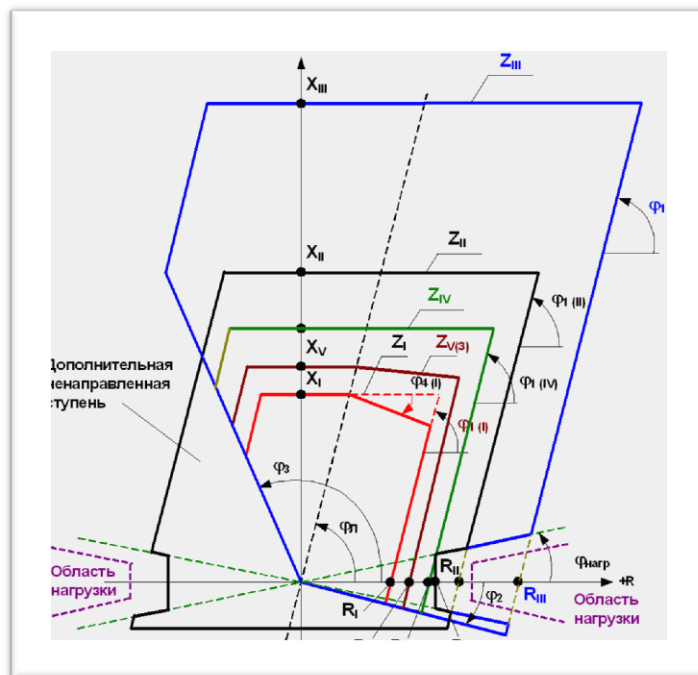


Рис. 2. Характеристика срабатывания ИО сопротивления ступеней дистанционной защиты (шкаф ШЭ2607 021021, ООО НПП «ЭКРА»).

Кроме того, традиционная методика охватывает лишь дистанционные защиты от междуфазных коротких замыканий (КЗ) и не рассматривает особенности расчета и выбора параметров срабатывания ступеней от КЗ на землю, реализуемых в микропроцессорных устройствах.

На сегодняшний день микропроцессорные терминалы предоставляют широкие возможности. При правильном задании параметров срабатывания и положения накладок можно получить практически любую требуемую характеристику срабатывания измерительных органов. Необходимо только грамотно подойти к этому вопросу.

Следует отметить и то обстоятельство, что специалисты существенно расходятся во мнениях относительно таких основополагающих для расчета величин, как коэффициент отстройки, коэффициент согласования и т.д. Данное обстоятельство не позволяет проектантам правильно выбирать виды защиты, рассчитывать уставки и проверять чувствительность соответствующих устройств.

Кроме того, резервные защиты линий электропередачи 110-220 кВ на микропроцессорной основе, имеющие большее число ступеней, позволяют осуществить полноценное дальнейшее резервирование. Целесообразнее всего использовать дистанционные защиты при условии, что имеется возможность смещения характеристики в первый квадрант комплексной плоскости сопротивления.

Так при КЗ на линии Л2 и отказе защиты со стороны подстанции n, повреждение должно быть ликвидировано действием дистанционной защиты линии Л1 со стороны подстанции m (рис. 3). То есть необходимо, чтобы характеристика этой защиты в комплексной плоскости сопротивления охватывала вектор, измеряемый защитой. Однако наличие вектора нагрузки Z_H требует выполнять характеристику проходящей через

начало координат так, чтобы охватить результирующий вектор $Z_{рез}$. Это не позволяет охватить характеристикой области объектов, отходящих от подстанции р [3].

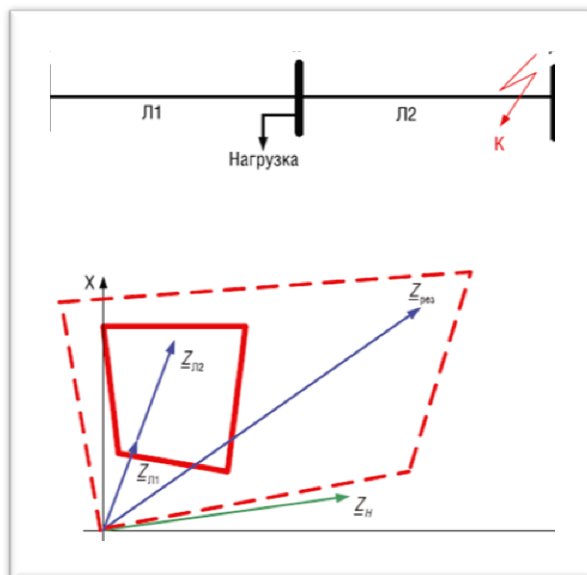


Рис. 3. Выполнение ступени дистанционной защиты с характеристикой, смещенной в первый квадрант комплексной плоскости для резервирования отказа защит смежной линии.

Смещение характеристики в первый квадрант комплексной плоскости приводит к охвату меньшей площади и, как следствие, сохранению полной селективности. Необходимо лишь правильно определить параметры такой характеристики.

Таким образом, использование традиционной методики расчета уставок, без учета особенностей реализации микропроцессорных защит, приводит как к недоиспользованию их возможностей, так и в отдельных случаях к неселективной работе. Назрела острая необходимость в изменении подхода к выбору уставок, анализу характеристик срабатывания и проверки чувствительности ступеней микропроцессорных резервных защит линий электропередачи напряжением 110-220 кВ.

2. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СТУПЕНЧАТЫХ МП ЗАЩИТ

К ступенчатым относятся следующие защиты: все виды токовых защит, включая токовые защиты нулевой последовательности, и дистанционные защиты [4 - 6].

Токовыми называются защиты, реагирующие на ток, проходящий по защищаемому элементу. Защита срабатывает при превышении тока в месте её включения заранее установленного значения (уставки по току $I_{с.з}$). В общем случае, она выполняется со ступенчатыми, плавными (зависимыми) или комбинированными характеристиками выдержками времени $t = f(l)$, где l – расстояние от точки включения защиты до точки возникновения КЗ.

Выдержка времени МТЗ вводится для замедления действия с целью обеспечения селективности защиты объекта по отношению к защитами предыдущих объектов. Для

этого выдержка времени (или время срабатывания) защищаемого объекта выбирается большей, чем время срабатывания защиты предыдущих объектов:

$$t_{с.з} = t_{с.з.пред} + \Delta t. \quad (1)$$

Поэтому максимальная токовая защита имеет существенный недостаток - «накопление» выдержек времени, особенно существенное для головных элементов в многоступенчатых сетях.

Полноценную токовую защиту объекта можно выполнить, используя совместно ТО и МТЗ.

На объектах устанавливают трехступенчатую (четырёхступенчатую) токовую защиту:

- I ступень - ТО со временем действия, равным нулю;
- II ступень - ТО с выдержкой времени, равной Δt ;
- III ступень - МТЗ с выдержкой времени, превышающей выдержки времени всех предыдущих защит.

Результирующая времятоковая характеристика трехступенчатой токовой защиты линий электропередачи будет иметь ступенчатую форму, рис. 4. Если защиты со ступенчатой характеристикой выдержки времени устанавливаются на смежных участках, то согласование их выполняется по току и времени.

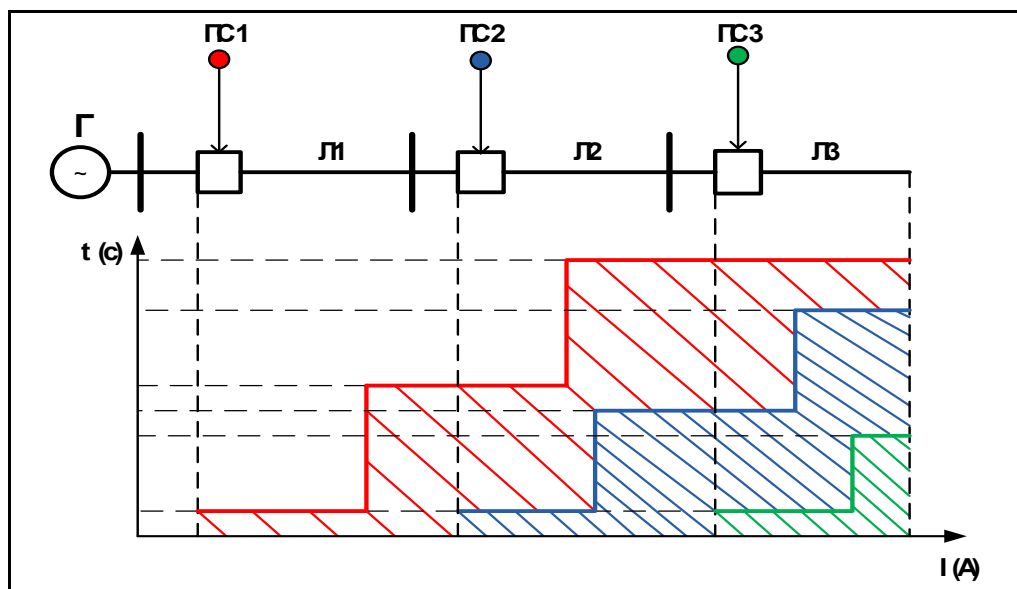


Рис. 4. Трехступенчатая токовая защита (ТО1, ТО2, МТЗ).

Но вторые и третьи ступени защиты накапливают значительные выдержки времени, что существенно ограничивает области применения ступенчатых защит.

Аналогичная ситуация получается и в многоступенчатой дистанционной защите.

Данный недостаток можно решить, установив двухступенчатую максимальную токовую защиту, состоящую из: первой ступени токовой отсечки и второй ступени зависимой токовой защиты (времятоковая характеристика имеет вид наклонной прямой линии), рис. 5. Аналогичное решение возможно и для дистанционной защиты.

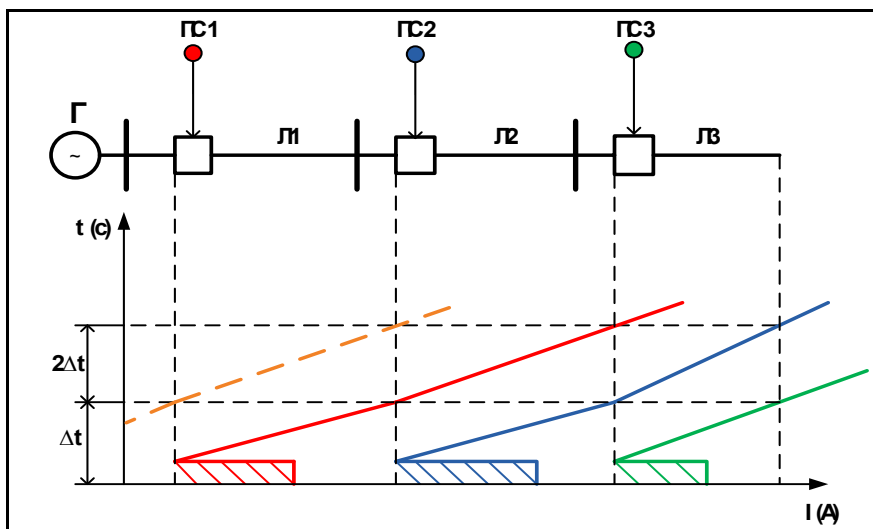


Рис. 5. Двухступенчатая токовая (ТО, МТЗ) или дистанционная (ДЗ) защита.

Линейно-зависимая характеристика срабатывания получается следующим образом.

Изменение времени срабатывание защиты при изменении места КЗ показано на примере распределительной сети, рис. 6. Время срабатывания второй ступени защиты, установленной на линии 1 зависит от места КЗ Z_K :

$$\begin{aligned}
 &\text{при } Z_K = Z_C, & t_{c.з.} &= 0, \\
 &\text{при } Z_K = Z_C + Z_{Л1}, & t_{c.з.} &= \Delta t, \\
 &\text{при } Z_K = Z_C + Z_{Л1} + Z_{Л2}, & t_{c.з.} &= 2\Delta t.
 \end{aligned}
 \tag{2}$$

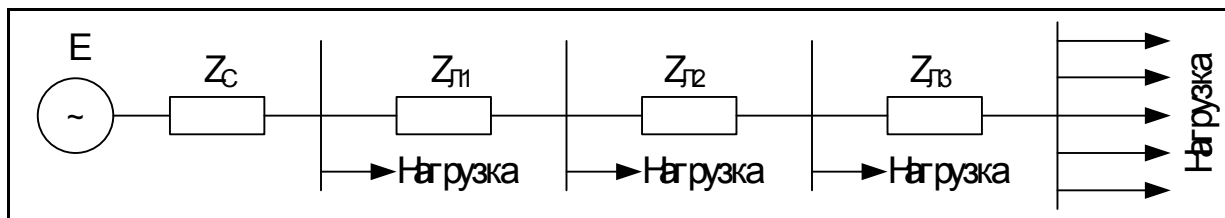


Рис. 6. Пример распределительной сети.

Характеристика состоит из двух частей:

1. Первая часть характеристики от начала до конца первой линии:

$$t_{cз1} = \frac{\Delta t}{Z_{Л1}} (Z_K - Z_C).
 \tag{3}$$

2. Вторая часть характеристики от начала второй линии до конца зоны действия второй ступени защиты:

$$t_{сз2} = \frac{\Delta t}{Z_{Л2}} (Z_K - Z_C - Z_{Л1}) + \Delta t. \quad (4)$$

Выражения (3) и (4) могут быть использованы, если на входе защиты есть напряжения и токи фаз (для определения сопротивлений Z_K). Если же на входе есть только токи (чисто токовые защиты), то выражения (3) и (4) преобразуются к виду:

$$t_{сз1} = \frac{\Delta t}{Z_{Л1}} (E/I_K - Z_C). \quad (5)$$

$$t_{сз2} = \frac{\Delta t}{Z_{Л2}} (E/I_K - Z_C - Z_{Л1}) + \Delta t. \quad (6)$$

где $t_{сз1}$ и $t_{сз2}$ - время срабатывания защиты на первом и втором участке;

Δt – степень селективности;

E – ЭДС электрической системы;

I_K – ток КЗ, который зависит от точки КЗ.

Применение такого способа защиты даёт несколько преимуществ:

1. Последовательно установленные комплекты согласуются с меньшим накоплением выдержек времени.
2. Максимальное время срабатывания защиты равно $2\Delta t$, но только в том случае, если последующие защиты имеют такой же принцип.
3. Данная защита, с помощью двух ступеней, обеспечивает, как ближнее резервирование (первая часть характеристики), так и дальнее резервирование (вторая часть характеристики).

3. АВТОМАТИКА УПРАВЛЕНИЯ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕМ

Высоковольтный выключатель - коммутационный аппарат, предназначенный для оперативных включений и отключений отдельных цепей или электрооборудования в энергосистеме, в нормальных или аварийных режимах, при ручном или автоматическом управлении.

В зависимости от среды, в которой производят гашение дуги, различают воздушные выключатели (дуга гасится сжатым воздухом), масляные выключатели (контакты помещаются в ёмкость с маслом, а дуга гасится парами масла), элегазовые выключатели (в которых используется электропрочный газ SF₆-элегаз) и вакуумные выключатели (дугогашение происходит в вакууме). Защитная среда одновременно с дугогашением обеспечивает и диэлектрическую прочность промежутка между контактами в отключенном положении, от чего зависит и величина хода контактов.

Бурная интеграция микропроцессорной техники в электроэнергетику открывает новые возможности для модернизации применяемых принципов контроля, управления, защиты. В том числе становится возможной реализация разработанных ранее алгоритмов. Микропроцессорные устройства позволяют одновременно контролировать множество параметров, и производить несоизмеримо больше операций, чем электронные, и тем более электромеханические устройства.

Наиболее важной характеристикой выключателя является время отключения и собственное время отключения. Время отключения – промежуток времени от момента подачи команды на отключение до момента погасания дуги во всех полюсах. Собственное время отключения - промежуток времени от момента подачи команды на отключение до момента начала расхождения дугогасительных контактов.

Отключение (включение) выключателя в самый оптимальный момент времени позволит уменьшить влияние электрической дуги и управлять характером переходного процесса.

В общем виде структурная схема АУВ с контролем момента отключения и включения приведена на рис. 7 (для простоты взят выключатель с одинаковым временем включения и отключения и с общим соленоидом).

Элемент схемы под номером 1 – блок определяющий интервал времени отключения в зависимости от синусоиды тока, 2 элемент – блок определяющий наличие тока в цепи выключателя, 3 – блок определяющий интервал времени отключения в зависимости от синусоиды напряжения, 4 – блок выходных сигналов «включения/отключения» от цепей управления, защиты и автоматики, 5 – логический элемент «И» с одним инверсным входом, 6 - логический элемент «ИЛИ», 7 – элемент задержки (задается уставкой, и зависит от собственного времени отключения/включения выключателя), 8 - логический элемент «И», 9 – выключатель.

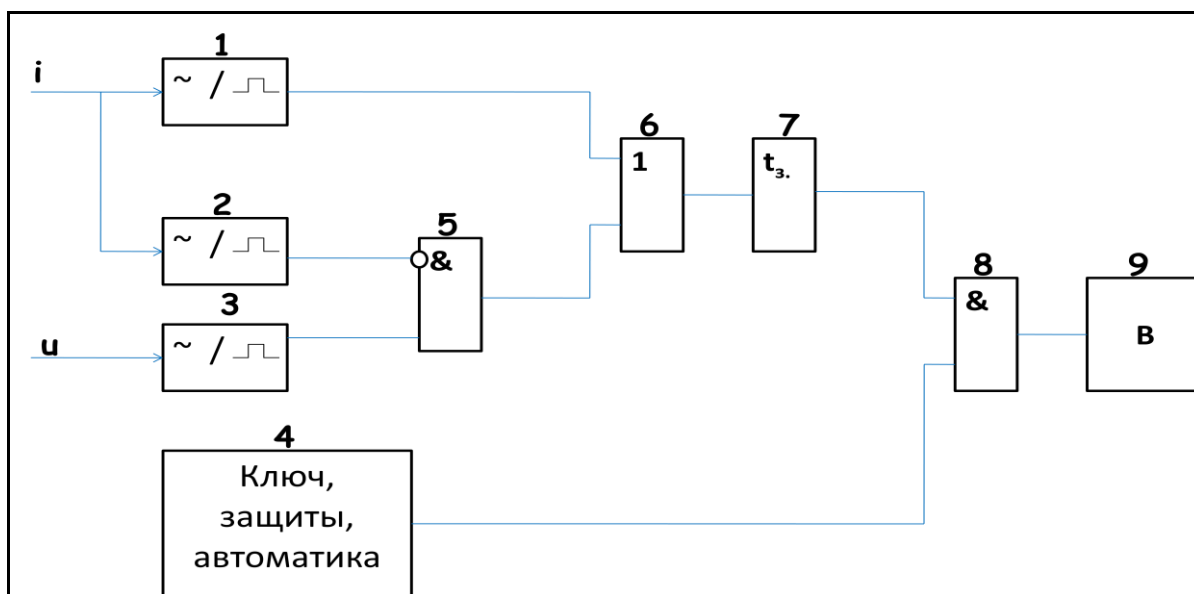


Рис. 7. Структурная схема АУВ с контролем момента включения и отключения.

Цепь отключения состоит из элементов 1,6,7. Данная цепь находится постоянно в готовности, если выключатель включен и линия нагружена.

Цепь включения и отключения ненагруженной линии состоит из элементов 2,3,5,6,7. Данная цепь находится постоянно в готовности, если выключатель отключен или линия ненагружена.

Таким образом, блок логики определения момента включения/отключения находится в постоянной готовности. При появлении сигнала включения/отключения задержка составит менее одного полупериода промышленной частоты.

4. МОНИТОРИНГ И ДИАГНОСТИКА ВЫКЛЮЧАТЕЛЯ

В настоящее время потребность в обеспечении эксплуатационной надежности электрооборудования становится все более острой.

Задачами технического диагностирования являются [7]:

1. Определение технического состояния электрооборудования в условиях изменяющихся эксплуатационных воздействий.
2. Выявление вида и степени опасности дефекта.
3. Прогнозирование остаточного ресурса или срока службы.

Чаще всего ресурсные показатели высоковольтных выключателей определяются количеством коммутаций и током при коммутации [8].

На данный момент в электроэнергетике используются различные системы, осуществляющие функции мониторинга и диагностики высоковольтных выключателей. Одной из них является экспертная система диагностики технического состояния и оценки остаточного коммутационного ресурса высоковольтных выключателей «Никта», разработанная ПФФ «ВИБРО-ЦЕНТР» (г. Пермь) [9].

Технические средства системы «Никта» позволяют в процессе опытного включения - отключения выключателя регистрировать и определять динамические и статические параметры состояния выключателя.

Следует отметить, что данная экспертная система производит оценку коммутационного ресурса выключателя в режиме опытного включения – отключения. При этом в расчетной модели не учитываются величины отключенных токов, а также общее количество коммутаций. Оценка производится на выведенном из работы оборудовании в режиме испытаний. Уникальная особенность системы «Никта» - ее способность проводить диагностику состояния и определять остаточный ресурс выключателей различных марок.

Программный комплекс «Ресурс» [10] производит автоматическую оценку, сработавшего в результате коммутации, ресурса, а также остаточного ресурса выключателя. При этом оценка сработавшего ресурса производится по имеющимся зависимостям количества и тока отключения.

В отличие от экспертной системы «Никта», программный комплекс «Ресурс» не требует вывода из работы контролируемого выключателя. В то же время не производится оценка общего состояния выключателя.

Терминалы МП РЗАУ позволяют осуществлять мониторинг, а архив входных величин (токов, напряжений и времени) фактов отключения и включения выключателя, и диагностику состояния высоковольтного выключателя, рис. 8.

Кроме того новые алгоритмы, учитывающие не только количество и значения токов отключения (включения) выключателя, но и энергию, которая гасится в выключателе при коммутации, а также характер переходного процесса при коммутации, позволяют более точно определить состояние выключателя.

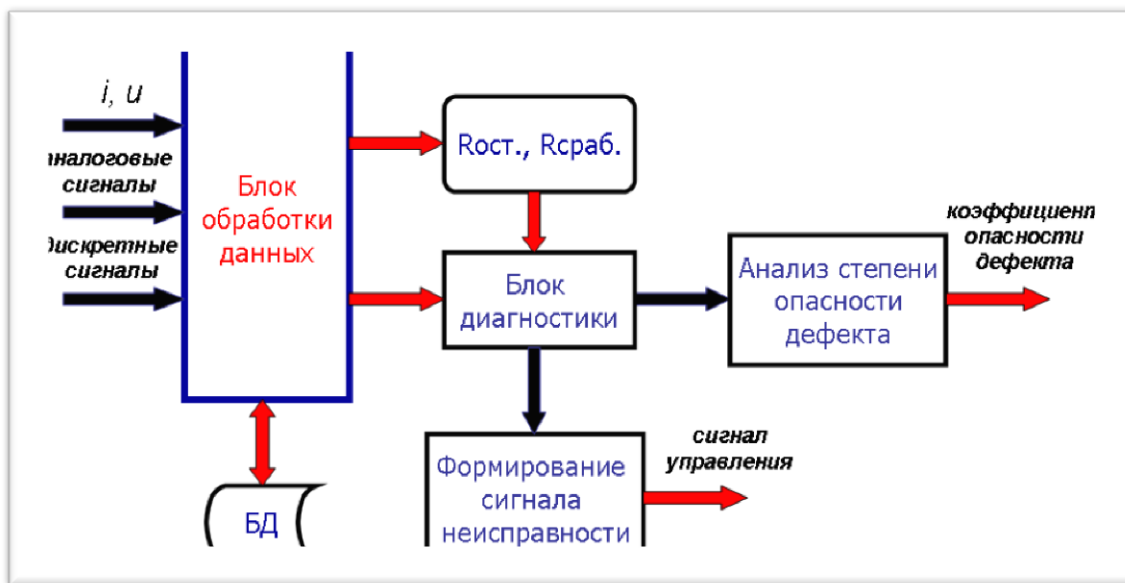


Рис. 8. Алгоритм мониторинга и диагностики высоковольтного выключателя.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Шнеерсон Э.М. Цифровая релейная защита. – М.: Энергоатомиздат, 2007. 549 с.: ил.
- [2] Подшивалин А.Н., Климатова И.С. Применение многомерной защиты: методики расчета уставок и проведения испытаний. – Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем. Москва, 7-10 сентября 2009 г.
- [3] Зильберман В.А. К вопросу о выполнении дальнего резервирования в релейной защите. «Релейщик», 2009, №1, с. 24-28.
- [4] Федосеев А.М. Федосеев М.А. Релейная защита электроэнергетических систем: Учеб. для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат. 1992. – 528 с.
- [5] ПУЭ. Все действующие разделы шестого и седьмого изданий с изменениями и дополнения по состоянию на 1 февраля 2008 г. – М.: КНОРУС, 2008 – 488с.

- [6] Чернобровов Н.В., Семенов В.А. Релейная защита энергетических систем: Учеб. пособие для техникумов. –М.: Энергоатомиздат, 2007. – 800 с.
- [7] Вдовико В.П. «Методология системы диагностики электрооборудования высокого напряжения». ООО «ЭМА», Новосибирск.
- [8] Назарычев А.Н., Андреев Д.А., Таджибаев А.И. Справочник инженера по наладке, совершенствованию технологии и эксплуатации электрических станций и сетей. М.: «Инфра-Инженерия», 2006. – 928 с.
- [9] «НИКТА». Назначение и использование системы, ПФФ «ВИБРО-ЦЕНТР» г. Пермь.
- [10] Программное обеспечение «Ресурс» (версия 2.0). Руководство пользователя.

Гарке В. Г.
Д.т.н. РТУ, профессор КЭИПК и КГТУ (КАИ),

Жегалов А.А., Иванов И.Ю., Исаков Р.Г., Конова Е.А., Куракин С.В.,
Петрухин С.Б., Хазбулатов З.З.
Аспиранты КГТУ (КАИ).

К ВОПРОСУ О СТРУКТУРЕ И ФУНКЦИОНАЛЬНЫХ ВОЗМОЖНОСТЯХ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ДЛЯ АВТОМАТИЗАЦИИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РЕЛЕЙНЫХ ЗАЩИТ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Кургузов Н.Н., Третьяков Н.В., Кургузова Л.И., Мусаев Ж.Б., Цымбал А.Ф.

(Павлодарский государственный университет им. С. Торайгырова)

Кургузова М.Н. (ТОО «Электротехнический проектный институт ТЭЛПРО»)

В настоящее время ни у кого не возникает сомнений в необходимости автоматизации проектных работ, обеспечивающих существенное снижение трудоемкости и затрат, сокращение сроков и повышение качества проектирования, обеспечение надежности и безопасности последующей эксплуатации объектов.

Для автоматизированного проектирования релейных защит (РЗ) объектов электроэнергетики используются известные универсальные программные комплексы «ПАРУС РЗА» (совместная разработка ООО «ИЦ Бреслер» и ОАО «ФСК России») [1], «АРМ СРЗА» (разработчик – ПК «Бриз», г. Новосибирск) [2], программные продукты, разработанные НИУ «МЭИ», и др.

По имеющейся от производителей открытой информации, это и другое известное программное обеспечение (ПО), используемое для автоматизации расчетов токов КЗ и выбора уставок РЗ, обладает широкими возможностями для решения поставленных перед пользователями задач. К числу общих положительных достоинств этих программных продуктов отмечаются возможности построения расчетных моделей электрической схемы с практически неограниченным числом узлов, выполнение расчетов электрических величин при любых видах электрических повреждений, наличие интуитивно понятного и дружелюбного интерфейса. Для решения поставленных задач ПО, например, описанное в [3], содержит информационную базу по энергосистеме, объекту и устройству защиты, а также программы расчета режимов сети и уставок.

Упомянутые выше программные продукты используются, главным образом, службами РЗА для расчетов различных эксплуатационных режимов энергосистем и выбора уставок. Кроме того, представляется целесообразным использование таких программ при выполнении работ исследовательского характера, когда необходимо проведение большого числа вычислительных экспериментов при сложных видах электрических повреждений в энергосистемах с большим числом электрических связей. Общим недостатком упомянутых программных продуктов является его значительная стоимость. Также, по мнению авторов настоящей работы, в этом ПО используется не-

достаточная (по содержанию) информационная база по объекту защиты, что не позволяет в некоторых случаях обоснованно принимать уставки проектируемых РЗ.

Высокая стоимость программных продуктов большинству небольших проектных организаций и фирм, занимающихся проектированием РЗ объектов электроэнергетики (а число таких организаций, в связи с имеющим место «строительным бумом» в Республике Казахстан, многократно увеличилось) не позволяет приобретать и использовать данное ПО. Понятно, что чем больше функциональных возможностей имеет программный продукт, тем выше его стоимость. Но возникает вопрос о том, насколько проектным организациям, занимающимся проектированием РЗ объектов в несложных по структуре системах электроснабжения (СЭС) промышленных предприятий и установок, целесообразно приобретать ПО с практически неограниченными возможностями в части расчетов режимов.

Представляется, на наш взгляд, что в большинстве практических случаев автоматизированные расчеты токов КЗ и токов самозапуска электродвигателей для выбора уставок РЗ СЭС, подобно расчетам, выполняемым вручную, можно проводить упрощенным способом [4], без использования результатов моделирования сети. Это представляется вполне допустимым, особенно на этапе выполнения не только технического, но рабочего проекта [5], когда исходная информация может выдаваться проектировщикам не всегда полной и достаточно достоверной. Поэтому, на наш взгляд, целесообразно иметь не только программные комплексы, подобные описанным выше, но и программы, простые по структуре и функциональным возможностям. Такое ПО вполне будет доступным по цене для любой проектной организации. Ниже дается краткая информация по структуре и функциональным возможностям программы, разработанной авторами для выполнения требуемого объема проектных операций в части релейной защиты объекта СЭС.

Программный продукт предназначен для расчета токов КЗ и выбора уставок РЗ как трансформаторов ГПП-110, так и потребителей, присоединенных к секциям 1-4 подстанции. На рис. 1 приведен фрагмент электрической схемы главной понизительной подстанции с высшим напряжением 110 кВ (ГПП-110), появляющейся на экране монитора пользователя после загрузки программного продукта. На схеме отображен послеаварийный режим питающей сети.

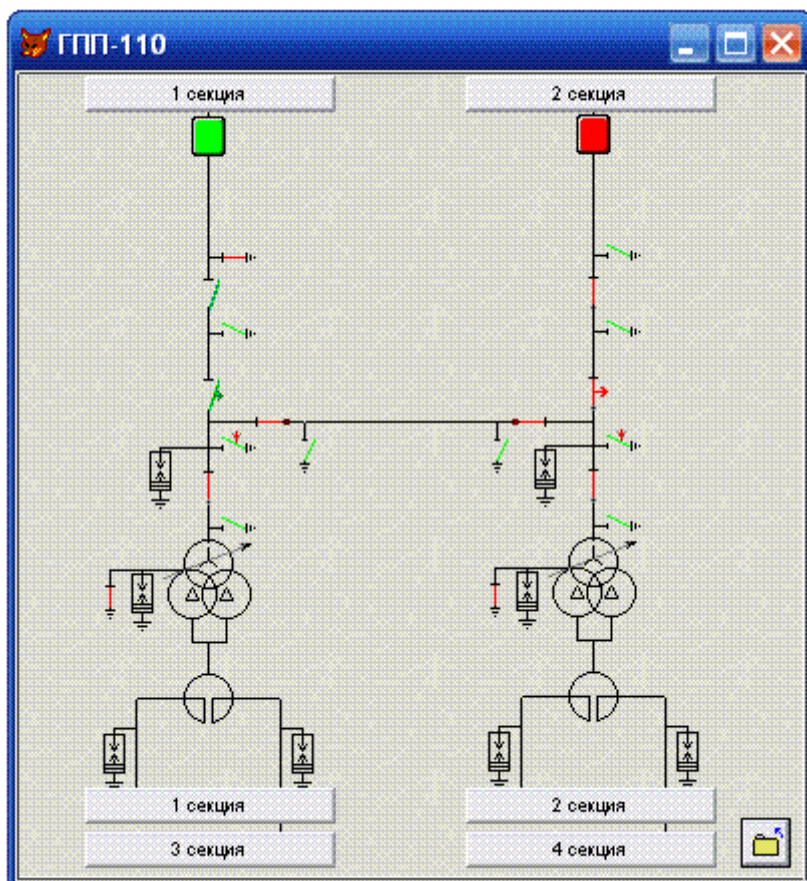


Рис.1. Схема электроснабжения потребителей подстанции в послеаварийном режиме

Программа дает возможность пользователю вести и в дальнейшем использовать справочники каталожных данных первичного и вторичного оборудования подстанций СЭС. Достаточно легко (путем имитации операций включения - отключения коммутационных аппаратов в электрической схеме) формируется расчетная схема питания нагрузок ГПП-110 (нормального или послеаварийного режимов), осуществляется переход к схемам присоединений любой секции низкого напряжения подстанции для сборки рабочей схемы питания нагрузок, а также для формирования или изменения содержимого присоединения или ячейки распределительного устройства.

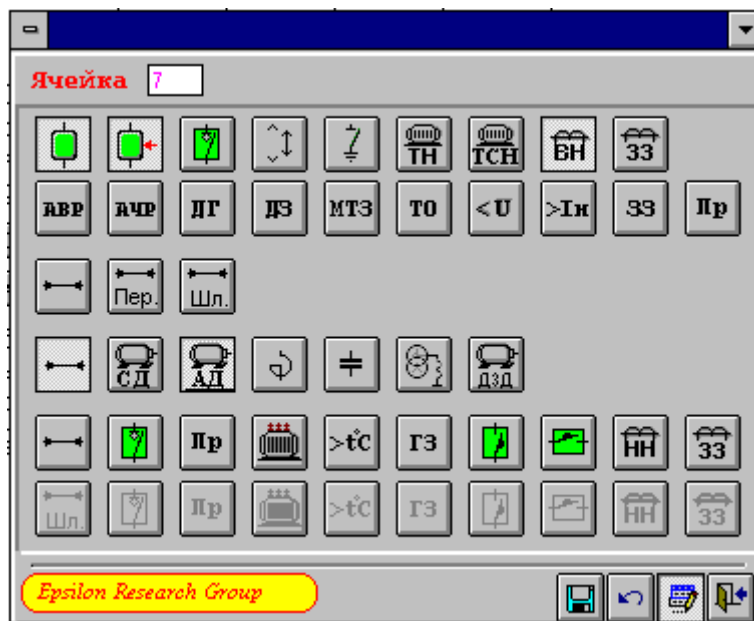


Рис.2. Форма для редактирования содержимого ячейки подстанции

После завершения формирования схемы и содержимого ячейки распределительного устройства пользователь может перейти к расчетной части (расчету нагрузочного режима или режима КЗ). Результаты расчета выводятся в табличной форме на экран, на принтер или в файл.

Для расчета параметров РЗ какого-либо присоединения пользователь выбирает требуемую ячейку присоединения и тип защиты, после выполняется расчет параметров защиты. Результаты расчета отображаются в соответствующей форме. На рис. 3 приведена экранная форма для максимальной токовой защиты понижающего трансформатора.

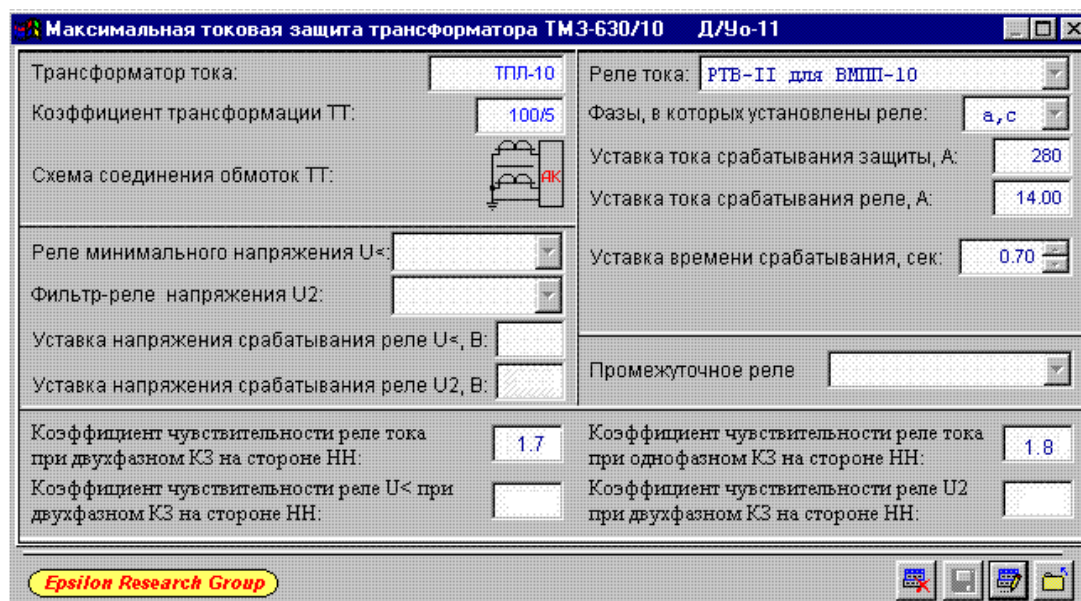


Рис.3. Форма для МТЗ трансформатора

Результаты расчета уставок РЗ, по желанию пользователя, выводятся также на принтер или в файл, а также отображаются на схеме участка сети (вместе со значениями токов КЗ в расчетных точках сети).

Представленная программа проста в использовании, имеет интуитивно понятный и дружелюбный интерфейс, использует известные алгоритмы расчетов. Использование такого программного продукта позволит качественно и в минимальные сроки выполнить проектные работы в части РЗ понижающих подстанций и распределительной электрической сети.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Ефремов В.А., Климатова И.С., Козлов В.М. Разработка методик и автоматизация расчета уставок РЗА// Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем: Сборник докладов Международной научно-технической конференции (Москва, 7 – 10 декабря 2009). – Москва: научно – инженерное информационное агентство, 2009. – С. 333 – 339.
- [2] Ефремов В.А., Петрова О.В., Подшивалина И.С. Методики и программы расчета уставок// Релейная защита и автоматика энергосистем: Сборник докладов XX конференции (Москва, 1 – 4 июня 2010). – Москва: научно – инженерное информационное агентство, 2010. – С. 147 – 148.
- [3] Подшивалин Н.В., Ефремов В.А., Макаров А.В., Подшивалина И.С. Программные продукты ООО «ИЦ Бреслер» для служб РЗА// Релейная защита и автоматика энергосистем: Сборник докладов XX конференции (Москва, 1 – 4 июня 2010). – Москва: научно – инженерное информационное агентство, 2010. – С. 143 – 146.
- [4] Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. – СПб.: ПЭИПК, 2003.
- [5] Руководящие указания по релейной защите. Вып.11. Расчеты токов короткого замыкания для релейной защиты и системной автоматики в сетях 110-500 кВ. – М.: Энергия, 1979.

СПОСОБЫ УЛУЧШЕНИЯ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНО-ФАЗНОЙ ВЫСОКОЧАСТОТНОЙ ЗАЩИТЫ ЛИНИЙ 110-220КВ

Пирогов М. Г., Чепелев В. Н. (ООО «НТЦ «Механотроника»)

Ключевые слова: ДФЗ, орган сравнения фаз, орган манипуляции, интегральный ОСФ и ОМ

В России традиционно, в качестве основной быстродействующей защиты ЛЭП, при всех видах КЗ, в том числе и при неполнофазном режиме в цикле автоматического повторного включения (ОАПВ), используется дифференциально-фазная защита. Средний коэффициент правильной работы составляет 0,985.

Многолетний опыт эксплуатации в ряде энергосистем [1], показывает, что панели ДФЗ-201, ДФЗ-401, ДФЗ-402 имели случаи излишней работы при отключении внешних коротких замыканий (КЗ) защитами смежных линий. В тоже время, панель ДФЗ-2, имеющая время срабатывания выходного реле существенно больше указанных, не имела серьёзных побочных действий. Первоначально, ещё при СССР, причины излишних срабатываний были исследованы в Иркутской и Свердловской энергосистемах, где была установлена связь между излишними действиями защит ДФЗ и изменением направления тока, протекающего по линии. Было также установлено, что излишнее действие защит происходит из-за появления одиночного импульса тока в цепи органа сравнения фаз ДФЗ, достаточного для срабатывания защиты. Поскольку явление связано с изменением направление тока, оно получило название «переворота фазы» или «реверс мощности».

Из практики эксплуатации известно, что случаи излишней работы ДФЗ, связанные с «переворотом фазы», редки. Одна и та же защита при большей части внешних КЗ отработывает избирательно и лишь иногда может сработать излишне. Ввиду редкости этих случаев их объясняют «некоторыми различиями характеристик блоков манипуляции, а также трансформаторов тока по концам линии, что в условиях переходного процесса в сети при отключениях КЗ вызывает в совокупности кратковременную неидентичность переходного процесса на выходе блоков манипуляции». Для предотвращения излишних действий защиты предлагалось вводить замедление защиты, либо с помощью блока автоматического замедления БФКЦ, разработанного ВНИИЭ, либо просто увеличением времени срабатывания выходного реле ДФЗ. Из этого можно сделать предварительный вывод, что для срабатывания защиты достаточно различий в настройке органов манипуляции в пределах допусков, указанных в инструкции по

наладке. Поэтому считается, что устранить причину появления импульса тока приема нельзя, можно лишь предотвратить излишнее срабатывания при появлении одиночного импульса ценой снижения быстродействия защиты. Аналогичные меры, существующие производители применяют и в ДФЗ, выполненных на современных цифровых устройствах.

Ввод замедления ухудшает параметры ДФЗ, что может привести к нарушению п.3.2.108 действующих ПУЭ [2]. Поэтому целесообразными способами улучшения работы ДФЗ при всех видах КЗ, является не её замедление, а совершенствование работы алгоритмов и ключевых узлов: органа манипуляции и органа сравнения фаз (ОСФ), каналов измерения и передачи.

Хотя статья и посвящена ДФЗ, перечень вопросов, требующих рассмотрения для совершенствования известного принципа очень широк, поэтому далее будут кратко рассмотрены лишь некоторые из них.

Рассмотрим доступные способы повышения точности работы ДФЗ. В цифровых ДФЗ ЛЭП 110-220кВ мгновенное значение тока манипуляции на текущем шаге дискретизации, может быть выражено следующим универсальным выражением:

$$I_M(j) = I_1(j) + k \cdot I_2(j)$$

После преобразования с учётом перехода к мгновенным отсчётам фазных токов, качественный результат работы органа манипуляции (без задержки) даёт выражение:

$$\begin{aligned} I_1(j) &= \frac{1}{3} I_a(j) + \frac{1}{3} \left(\sum_{k=1}^{n-1} \prod_{g=1}^k A_g \right) I_b(j) - \frac{1}{3} \left(\sum_{k=1}^{n-1} \prod_{g=1}^k A_g + 1 \right) I_c(j) - \frac{1}{3} \prod_{g=1}^n A_g \cdot \left(I_b(j - \frac{120^0}{2^n}) - I_c(j - \frac{120^0}{2^n}) \right) \\ I_2(j) &= \frac{1}{3} I_a(j) - \frac{1}{3} \left(\sum_{k=1}^{n-1} \prod_{g=1}^k A_g + 1 \right) I_b(j) + \frac{1}{3} \left(\sum_{k=1}^{n-1} \prod_{g=1}^k A_g \right) I_c(j) + \frac{1}{3} \prod_{g=1}^n A_g \cdot \left(I_b(j - \frac{120^0}{2^n}) - I_c(j - \frac{120^0}{2^n}) \right) \end{aligned} \quad (1)$$

Где, $I_M(j)$ - значение тока манипуляции на текущем шаге дискретизации j , А;

k - коэффициент цифрового фильтра (обеспечивает надёжное формирование тока манипуляции при всех видах КЗ);

n - параметр, задающий интервал определения достоверных расчётных значений симметричных составляющих (максимальное значение n ограничено числом отсчётов N на

периоде выражением $2 \leq n \leq \log_2 \frac{N}{3}$);

$I_1(j)$ - мгновенное значение тока прямой последовательности, А;

$I_2(j)$ - мгновенное значение тока обратной последовательности, А;

Из выражений (1) ясно видно, что применяемые в настоящее время частоты дискретизации (ЧД) ($N=24, 48$) в цифровых устройствах защиты и автоматики (РЗА) будут формировать значение фазы тока манипуляции в момент его перехода через «0» с дополнительной задержкой по времени. Например, при частоте 48 отсчетов на периоде максимально возможная задержка изменения фазы тока манипуляции будет составлять 7,5 электрических градусов ($360/48$). А с учетом асинхронной работы полукомплектов эта дополнительная погрешность относительно уставки ОСФ равной $30 \div 55$ электрических градусов очень существенна. Разница в один дискретный отсчет приводит к искажению фазы тока манипуляции, в том числе и при переходных процессах в энергосистеме. Таким образом, одним из качественных способов повышения точности формирования фазы $I_M(j)$ в момент перехода через «0» и, как дальнейшее условие возможности повышения точности работы ОСФ, является увеличение частоты дискретизации органа манипуляции и самого органа сравнения фаз.

Рассмотрим индивидуальные условия, обеспечивающие срабатывание ОСФ по углу блокировки $\Phi_{бл}$ каждого полукомплекта с относительной погрешностью не более $\delta \pm 2,5\%$ (в настоящий момент δ ОСФ отечественных производителей цифровых ДФЗ составляет $\pm 20\%$ и более!):

1. Оценка суммарной паузы (ВЧ-приём) на периоде должна выполняться со следующей частотой дискретизации (не менее):

$$fd = \frac{360}{\Phi_{бл} \cdot \delta} \cdot f = \frac{360}{30 \cdot 0.025} \cdot 50 = 24000 \text{Гц} \quad (2)$$

2. Формирование тока манипуляции $I_M(j)$, соответственно, должно производиться при частоте дискретизации не менее fd ;

3. Разнотипные характеристики измерительных аналоговых трактов обоих полукомплектов (применение разных производителей РЗА, разных типов трансформаторов тока) повышают погрешность формирования фазы тока $I_M(j)$, органа манипуляции (ОМ). В этом случае в цифровом устройстве РЗА должен быть предусмотрен дополнительный механизм компенсации этой погрешности с шагом 0.75 эл. град, что соответствует fd . Отметим, что данная возможность необходима и для других задач, например, применение полукомплектов разных производителей.

Частота дискретизации современных цифровых устройств РЗА при измерении $I_a(j)$, $I_b(j)$, $I_c(j)$ составляет 1200, 2400, 4800 Гц, что значительно ниже 24000 Гц. Данный фактор не позволяет осуществлять качественное формирование $I_M(j)$ и, как след-

стве, делает невозможным выполнение высокоточного качественного интегрального ОСФ.

На аппаратную точность формирования тока манипуляции влияет погрешность измерения аналоговых сигналов самим устройством. Необходимо отметить, что системы, имеющие меньшую погрешность измерения фазных токов, конечно же, формируют ток манипуляции точнее.

Динамический диапазон измерения органа формирования $I_M(j)$ также имеет большое значение. Под динамическим диапазоном аналогового тракта понимают отношение верхнего предела измерения к нижнему. В цифровой защите – это всегда компромиссный параметр. С одной стороны, существуют задачи, в которых необходимо измерять низкий уровень тока (например, реле минимального тока УРОВ или сторона ВН силовых трансформаторов при реализации дифференциальной защиты), а с другой стороны увеличение верхнего предела для выполнения корректной цифровой обработки сигналов при КЗ. Применительно к ДФЗ для повышения точности формирования фазы тока манипуляции необходимо как снижение нижнего предела измерения каналов токов, так и повышение верхнего предела измерения. Среди отечественных производителей РЗА наилучшим динамическим диапазоном является 1000 (например, 0,25÷250А или 0,5÷500А), отметим, что западные производители не достигают этого параметра.

Применительно к ДФЗ нижний предел измерения 0,25А означает, что, например, при снижении мгновенного значения тока фазы А ниже 0,25А, величина $I_a(j)$, участвующая в расчётах $I_M(j)$, отклоняется (или вообще не измеряется приравниваясь к нулю) от нормированных для конкретного цифрового устройства РЗА погрешностей, находится в области S1, что вносит отрицательный вклад в формирование фазы тока манипуляции (см. рисунок 1). Устройство с более низким пределом измерений имеет меньшую площадь неопределенности S2 и вносит меньший отрицательный вклад в $I_M(j)$. Таким образом, ещё одной дополнительной мерой повышения качества работы ДФЗ является увеличение динамического диапазона измерения каналов тока для органа формирования тока манипуляции.

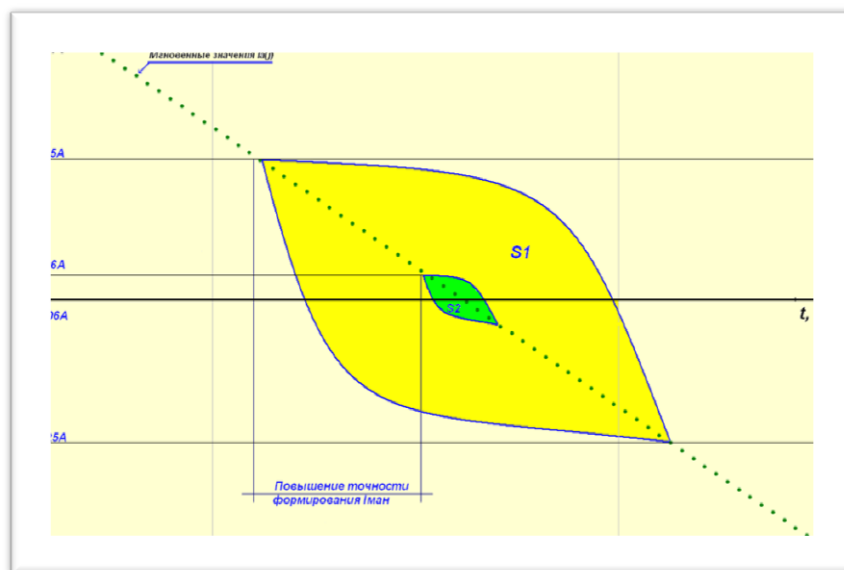


Рис. 1. Повышение точности формирования фазы $I_M(j)$ за счёт снижения нижнего предела измерений РЗА

Помимо точного формирования фазы тока манипуляции должен быть рассмотрен вопрос точности и качества её измерения. ОСФ должен иметь механизм корректной работы в условиях наличия помех. На основании [4, 5], помехи при коммутационных операциях имеют значительный уровень и обуславливаются переходными процессами, возникающими при пробое промежутка между контактами выключателя и разъединителя и при восстановлении изоляционных свойств этого промежутка. При горении дуги может произойти образование помех, при этом следует выделять три фазы:

- Первая фаза характеризуется пиковым напряжением помех на ВЧ-кабеле до 100В, а на выходе полосового фильтра с полосой пропускания около 4кГц – до 15÷30дБ;
- Вторая фаза характеризуется резким уменьшением уровня помех относительно первой фазы. Помехи носят характер резких всплесков, с пиковым уровнем в полосе 4кГц, не более 0,5дБ;
- Третья фаза обусловлена отключением места КЗ выключателем и гашением дуги. Интенсивность помех в этой фазе аналогична первой.

Уровень возможных помех сопоставим с уровнем сигнала приёма, этим пренебрегать нельзя. А длительность единичной помехи, вносящей искажение во входной сигнал ОСФ, в каждом из приведенных режимов не превышает 2-3мс (≈ 300).

Рассмотрим некоторые способы повышения качества работы ОСФ.

1. Повышение частоты дискретизации входного сигнала ОСФ. Согласно (2), для срабатывания ОСФ по углу блокировки $\Phi_{бл}$ каждого полукомплекта с относительной погрешностью не более $\delta \pm 2,5\%$, частота дискретизации ОСФ должна быть не менее 24кГц;
2. Выполнение ОСФ на интегральном принципе позволит правильно работать защите при всех видах КЗ, как в зоне действия, так и вне её. Интегральный ОСФ может быть выражен как:

$$\Phi_j = \frac{360}{N} \cdot \left(N - \sum_{i=0}^{N-1} B_{j-i} \right) \quad (3)$$

где: N – число отсчетов дискретизации входного сигнала на период основной частоты
 B – сигнал быстродействующего входа «ПРИЕМ ВЧ» (1=есть сигнал, 0=нет сигнала)
 длиной равной шагу дискретизации, эл.град;

Φ_j - расчётная пауза на входе ОСФ, эл. Градусов.

Из выражения (3) видно, что чем выше частота дискретизации, тем точнее определяется Φ_j .

Особенностью принципа интегрального ОСФ, выполненного на высокой частоте дискретизации, является минимизация влияния кратковременных помех как аддитивного, так и субтрактивного характера, что представлено на рисунке 2. Дополнительным плюсом является то, что высокоточное интегрирование не приводит к замедлению действия защиты (на время интегрирования).

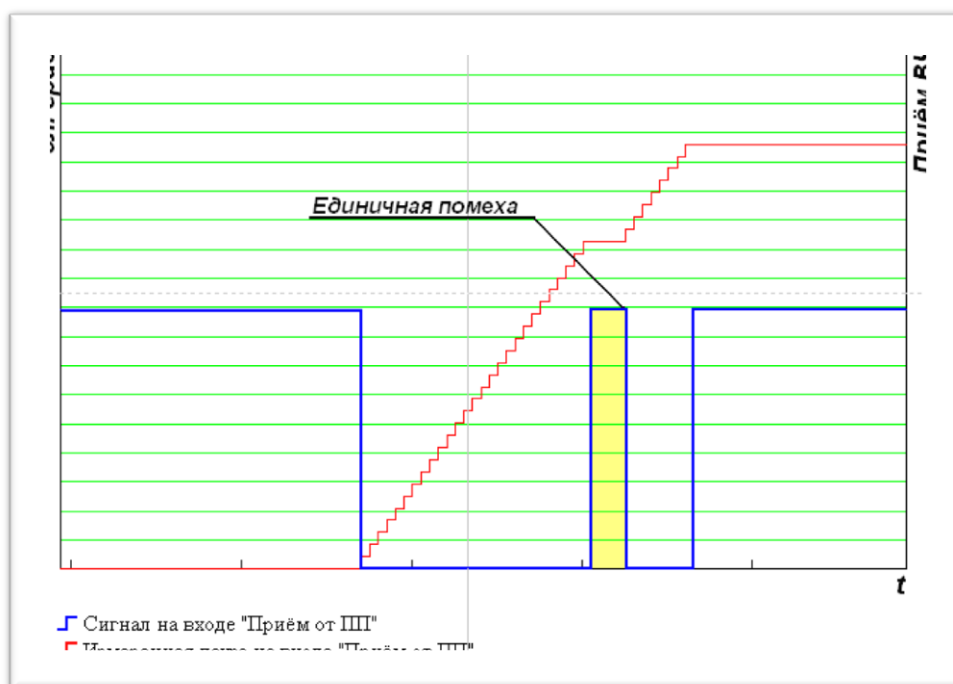


Рис. 2. Особенности работы интегрального ОСФ в условиях единичной помехи на входе

Необходимо отметить, что косвенным ограничением ЧД цифровой ДФЗ является время задержки и погрешность задержки приёмопередатчика (время реакции). Для современных цифровых устройств этот параметр составляет порядка 100мкс. Это является стимулом совершенствования существующих приёмопередатчиков, составляющих неотъемлемую часть ДФЗ.

3. Отсутствие дополнительных источников питания в цепи приёмопередатчика и ДФЗ, применение экранированного кабеля с заземленным с обеих сторон экраном;
4. Повышение качества функционирования аппаратной части входов выходов РЗА предназначенных для взаимодействия с приёмопередатчиком (уменьшение времени реакции, улучшение ЭМС, применение универсальных входов/выходов работающих с разными типами передатчиков);
5. Применение системы цифровой передачи информации по оптическому каналу между устройством РЗА и приёмопередатчиком (в настоящее время данная идея обсуждается очень активно);

Несмотря на известный и десятилетиями опробованный принцип, дифференциально-фазная защита не достигла предела своего совершенства и в цифровых устройствах РЗА ДФЗ может быть улучшена. Останавливаться на достигнутом не следует.

Конечно, выполнение вышеописанных требований является сложной инженерной задачей и для некоторых производителей может оказаться недостижимой, так как потребует смены применяемой элементной базы, аппаратной архитектуры, программного обеспечения. Однако предпосылки для следующего шага отечественных производителей вперед уже созданы: ООО «НТЦ «Механотроника» выпустило новый серийно выпускаемый блок БМРЗ-ДФЗ в котором реализованы вышеописанные принципы: частота дискретизации ОМ и интегрального ОСФ $N=768$ отсчетов на период промышленной частоты, с динамическим диапазоном измерений 4000, с допускаемой относительной основной погрешностью измерения фазного тока $\pm 2,5\%$ и абсолютной погрешностью срабатывания по угловым величинам ОСФ $\delta \pm 0,50$, ОМ ± 30 . Для цифровых РЗА совокупность этих параметров является первым мировым серийным прецедентом, а особенности устройства заслуживают рассмотрения в отдельной статье.

Выводы:

- При применении ДФЗ необходимо обращать внимание на точность функционирования органа сравнения фаз и органа формирования тока манипуляции;
- Замедление ДФЗ с целью компенсации кратковременной неидентичности переходного процесса на выходе блоков манипуляции для цифровых РЗА является не оптимальной мерой;
- Повышение качества принципиального функционирования ДФЗ целесообразно решать за счёт повышения точности измерений, а так же через совершенствование работы органа манипуляции и органа сравнения фаз;
- Применение более высоких частот дискретизации для органа манипуляции и интегрального ОСФ, увеличение динамического диапазона измерений, снижение погрешности измерений фазных токов повышает избирательность действия ДФЗ в сложных переходных режимах и без ущерба для быстродействия;

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Департамент науки и техники РАО «ЕЭС России». Циркуляр №Ц-04-94(Э), 30.12.1994;
- [2] Действующие Правила Устройства Электроустановок;
- [3] Руководящие указания по релейной защите, выпуск 9. Москва, «Энергия» 1972г.

- [4] Шкарин Ю. П. Высокочастотные тракты каналов связи по линиям электропередачи. Ч. 2. – М.: НТФ «Энергопрогресс», 2001. [Библиотечка электротехника, приложение к журналу «Энергетик». Вып. 8(32)];
- [5] Бобров С. Е. Разработка и исследование органа сравнения фаз дифференциально-фазной защиты линии напряжением 110-220кВ, «Вестник ИГЭУ» выпуск 2, 2009.

КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ДИАГНОСТИКЕ УСТРОЙСТВ РЗА, ПОДДЕРЖИВАЮЩИХ ПРОТОКОЛ МЭК-61850

Смирнов Ю. Л., Александров Н. М. (НПП «Динамика», г. Чебоксары)

Для тестирования устройств, работающих по стандарту МЭК-61850, кроме обычных проверок измерительных органов и логики работы терминала, а также комплексных проверок на подстанции, необходимо проводить и дополнительные испытания. В качестве примера можно привести оценку времён прохождения GOOSE-сообщений в аварийных ситуациях с большим информационным потоком для заданной конфигурации подстанции и настроек сетевого коммуникационного оборудования. Комплексные испытания позволят выявить «узкие» места в конфигурации связей между терминалами, а имитация задержек при передаче сигналов и переключение на резервные каналы связи - оценить устойчивость системы. Объем проверок на функциональную совместимость оборудования различных фирм-изготовителей будет достаточно большим, описанию этих проверок посвящено много работ. Интерес, на наш взгляд, представляет расширение возможностей проведения комплексного тестирования по цифровым каналам с помощью нового проверочного оборудования, поддерживающего стандарт МЭК-61850.

Рассмотрим некоторые этапы тестирования всей системы РЗА:

1. Проверка первичного оборудования. В его числе могут быть выключатели с управлением, контролем по GOOSE-сообщениям, а также обычные или оптические трансформаторы тока и напряжения или трансформаторы с цифровым выходом.

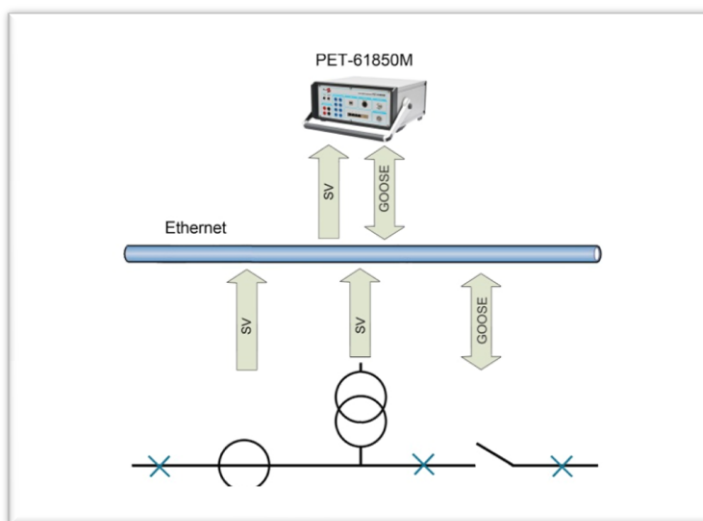


Рис. 1. Проверка первичного оборудования

Для оценки их метрологических характеристик необходимо выполнить измерение выдаваемых с трансформатора данных, измерить первичный ток, напряжение или выдать с проверочного оборудования заданные первичный ток, напряжение. При этом появляется возможность оценить Кт, построить передаточную характеристику, оценить фазовый сдвиг, искажения, шум и т.д. Для обычных трансформаторов с цифровым выходом возможно сравнение измеряемого проверочным оборудованием сигнала с обычного аналогового выхода и выходного цифрового потока данных, при этом для построения метрологических характеристик желательно иметь возможность приема не только 80, но и 256 выборок за период, предназначенных для АСКУЭ. Для получения статистических результатов работы и формирования протокола результатов испытаний необходимо записать поток данных с трансформатора и воспроизвести его на метрологическое оборудование. Функция регистратора позволит оценить время задержки формирования, прохождения каждого блока данных и сделать вывод о работоспособности оборудования.

2.Проверка вторичного оборудования. При такой проверке необходима имитация цифрового потока токов, напряжений (Sampled Values - SV), как в установившемся режиме, так и при различных переходных и аварийных процессах.

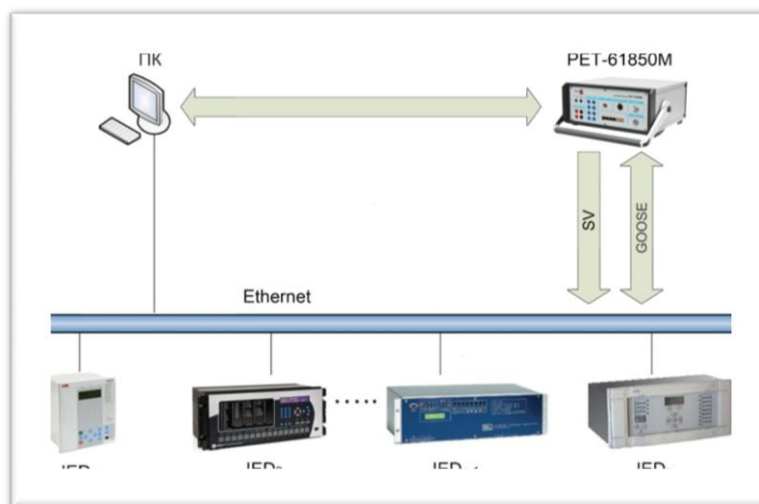


Рис.2. Проверка вторичного оборудования

Формирование нескольких потоков токов и напряжений с разных присоединений позволит охватить разные типы защит. Управляющие GOOSE-сообщения формируются для проверки логики работы, подачи разрешающих, блокирующих сигналов, имитации работы выключателя и т.д. По ответным GOOSE-сообщениям оценивается корректность работы терминалов, производится измерение времен срабатывания и построение характеристик измерительных органов. Испытания могут проводиться как с выведением проверяемого оборудования из системы, так и с сохранением рабочей

конфигурации подстанции, связей, подключений и логикой работы. Интерес представляет тестирование терминалов в работающей системе по испытательным сигналам с флагом «Тест», что позволяет оценить исправность оборудования без вывода его из работы. В случае вывода терминала из общей информационной сети для его локального тестирования должна быть возможность работы всей оставшейся системы без переконfigurирования связей. Такой вариант возможен при подмене терминала тестовым оборудованием и включения в нем функции имитации работы терминала. Для оценки корректной работы цифровой приемной части оборудования при возможных сбоях передачи информации необходимо выдавать блоки данных GOOSE-сообщений и SV-поток с задаваемыми временными задержками. Необходима дополнительная проверка корректной логики работы терминала при отсутствии (пропадании, задержке) разрешающих или блокирующих сигналов.

3. Проверка точности синхронизации коммутационного оборудования и терминалов. Оценка временных задержек, как самого терминала, так и заданной конфигурации сетевого оборудования Ethernet, топологии сети, структуры подстанции в целом.

- 1) Для каждого сегмента сети оценку времени задержки можно выполнить с помощью внешнего регистратора, записывающего входной и выходной поток одних и тех же данных (например, GOOSE-сообщений) выбранного участка сети. Задержка оценивается по временному смещению двух зарегистрированных потоков, отображаемых на одной осциллограмме.
- 2) Для оценки точности синхронизации и времени приема-передачи терминала необходимо перенаправить в нем входящие GOOSE-сообщения на исходящие. Записывая внешним регистратором все входящие и исходящие из терминала сообщения, а затем, сравнивая время регистрации входящего и время регистрации исходящего GOOSE-сообщения, можно оценить временные задержки терминала на прием, обработку и выдачу цифрового потока данных. Сравнение штампов времени в исходящих сообщениях со временем регистрации позволят оценить точность синхронизации без учета времени на выдачу GOOSE-сообщения, которое будет определено далее.
- 3) Для оценки времени, необходимого на выдачу GOOSE-сообщений необходимо подать воздействие в заданное время с быстрого дискретного выхода проверочного оборудования на дискретный вход терминала, состояние которого перенаправляется на исходящее GOOSE-сообщение (необходимо учесть у дискретного входа собственное время отстройки от дребезга). Результат получается как разность времени, зафиксированного в регистраторе GOOSE-сообщения и заданного времени замыкания быстрого выхода проверочного оборудования. Также в качестве входного воздействия можно использовать сигнал синхронизации по времени PPS (импульс 1 раз в секунду),

перенаправляя его в терминале на исходящее GOOSE-сообщение. Результат – дробная часть секунды зафиксированного в регистраторе сообщения.

- 4) Для оценки времени терминала, необходимого на прием GOOSE-сообщений, необходимо перенаправить в нем входящих GOOSE-сообщений на исходящие. Регистрируя все входящие и исходящие из терминала сообщения в проверочном оборудовании, а затем, вычитая определенное пунктом выше время выдачи GOOSE-сообщения, можно оценить временные задержки работы проверяемого оборудования на прием цифрового потока данных.

4. Проведение комплексных испытаний с формированием большого количества передаваемых сигналов упростилось благодаря подключению к Ethernet. Проверочное оборудование имитирует поток токов и напряжений SV в установившихся и аварийных режимах с переходными процессами. Одновременно обрабатываются большое количество GOOSE-сообщений. Исходящие сообщения управляют логикой работы терминала, входящие - контролируют состояние каждого терминала системы и логику их совместной работы. Значительно упрощается подключение и проведение испытаний одним проверочным устройством, хотя возможно подключение и нескольких проверочных устройств в общую сеть. Важной проверкой является моделирование реального информационного потока данных при аварийных ситуациях на линии, когда происходят многочисленные изменения состояний терминалов и формируются большое количество промежуточных логических сигналов и сигналов отключения. В этих испытаниях важна оценка времени передачи/приема сигналов и стабильности работы всей системы. Одной из важнейших проверок является проверка устойчивости работы при обрыве линии связи, когда терминалы переключаются на резервный канал.

Эти испытания необходимо проводить с использованием проверочного оборудования, обеспечивающего в реальном времени:

- 1) прием/передачу GOOSE-сообщений;
- 2) прием/передачу нескольких SV-потоков с 80 или 256 выборками за период;
- 3) синхронизацию времени по SNTP(NTP), PPS, PTP (версии 1 и 2), GPS;
- 4) возможность формирования воздействий с соответствующим флагом «Тест» для тестирования оборудования, находящегося в работе в общей сети подстанции. Фильтрация по тестовому флагу принимаемых воздействий обеспечит избирательную работу только на тестовые сигналы.
- 5) возможность формирования GOOSE-сообщений и SV-потоков на одну шину или на две физически разные шины для одновременной работы с шиной процесса и со станционной шиной (для проверки работы по резервному каналу связи задействуются дополнительные дублирующие каналы связи с возможностью переключения приема/выдачи по резервным каналам связи);

- 6) регистрацию входящих GOOSE-сообщений и токов, напряжений в формате SV с возможностью оценки временных задержек (встроенная функция отображения осциллограммы с реальными временами каждого зарегистрированного сигнала позволяет оценить временные задержки и отклонения).
- 7) режим имитации работы терминала, позволяющий подключить проверочное оборудование в общую сеть для эмуляции работы терминала во время его локального тестирования;
- 8) режим работы для штормовых испытаний и формирования пиковой загрузки каналов связи с одновременной регистрацией прохождения GOOSE и SV-потоков для оценки работоспособности системы в аварийных ситуациях.
- 9) Вышеперечисленным требованиям соответствует коммутационный блок РЕТ-61850М, которое может применяться как самостоятельно, так и совместно с дополнительным оборудованием: испытательным устройством РЕТОМ-51(61), блоком РЕТ-64/32, несколькими блоками РЕТ-61850М в общей сети или другим аналогичным оборудованием.

Собственные быстрые дискретные входы и выходы блока могут использоваться:

- 10) для подключения внешнего секундомера, дублирующего замеры времен;
- 11) для подключения другого проверочного оборудования, как, например испытательного комплекса РЕТОМ-21 или РЕТОМ-30кА, для синхронной выдачи аналоговых токов больших величин;
- 12) для формирования логических воздействий и анализа ответных реакций по обычным дискретным входам/выходам.

Подключение к РЕТОМ-51(61) и РЕТ-64/32 позволяет увеличить количество обычных дискретных входов/выходов для проверки оборудования, в том числе терминалов без поддержки МЭК-61850, перенаправляя GOOSE-сообщения на дискретные входы/выходы и обратно. В этом случае, возможно производить проверку работы терминалов, работающих по стандарту МЭК-61850, совместно с терминалами, не поддерживающими этот стандарт.

РЕТОМ-51(61) можно использовать совместно с блоком РЕТ-61850М для выдачи токов и напряжений на обычные аналоговые обмотки терминалов, а аналоговые входы РЕТОМ-51(61) – для измерения токов и напряжений с обмоток традиционных трансформаторов. В такой конфигурации устройство РЕТ-61850М может использоваться для оценки работоспособности проверяемого оборудования по GOOSE-сообщениям и для отображения цифрового входного потока токов и напряжений от трансформаторов, объединяющих устройств.



Таким образом, для проведения всесторонних комплексных испытаний оборудования с поддержкой МЭК-61850 необходимо наличие тестовых устройств с расширенными возможностями по синхронизации и регистрации потока данных при моделировании аварийных ситуаций. Только в этом случае возможно получение достоверной информации, которая позволит сделать окончательный вывод о работоспособности заданной конфигурации терминалов, сетевого оборудования и подстанции в целом.

ОПЫТ АВТОМАТИЗАЦИИ ЗАДАЧ СОТРУДНИКОВ СЛУЖБ РЗА

Макаров А.В. (ООО «ИЦ Бреслер»)

1. ВВЕДЕНИЕ

С 2005 года в ООО «ИЦ Бреслер» развивается направление автоматизации задач сотрудников служб РЗА. Появление направления было связано с необходимостью поддержки расчетчиков при выборе параметров срабатывания новых измерительных органов по приращению в производимых предприятием шкафах ДФЗ. В течение двух лет совершенствовались принципы автоматизации выбора параметров срабатывания устройств РЗА в программе PSC2, совершенствовались способы автоматизации получения и проверки исходных данных. В ходе разработки и эксплуатации программы автоматизированного расчета уставок стало очевидно, что сам расчет не является единственным трудоемким процессом в ходе выбора параметров срабатывания устройств РЗА. Опыт показал, что сбор исходных данных - не менее длительная стадия, и, зачастую, на неё уходит много больше времени.

С задачи автоматизации сбора и хранения параметров первичного оборудования, примеров и результатов расчетов в 2007 году была начата разработка программного комплекса «Служба РЗА». Позднее, платформа ПК «Служба РЗА» была выбрана для других, менее сложных с точки зрения вычислений, но более трудоемких из-за большого количества исходных данных, задач классификации и учета устройств РЗА, планирования и учета ТО устройств РЗА, анализа и составления периодической отчетности по работе РЗА.

Параллельно разработке ПК «Служба РЗА» велись работы по автоматизации наиболее сложной с точки зрения вычислений задачи моделирования аварийных режимов. В 2009 году была представлена первая коммерческая версия программы расчета параметров аварийных режимов ТКЗ++.

2. ОСНОВНЫЕ КОНЦЕПЦИИ ПОСТРОЕНИЯ ПО ДЛЯ СЛУЖБ РЗА

2.1. Общие требования

2.1.1. Распространенность

В настоящее время в службе РЗА практически каждой энергосистемы, филиалах СО ЕЭС, и даже на предприятиях-потребителях с собственными электротехническими лабораториями есть программные продукты, автоматизирующие отдельные задачи, разработанные сотрудниками самого предприятия. Внедрение таких продуктов, как правило, проведено только на предприятии-разработчике, реже распространяется на

другие предприятия региона, а распространение в пределах нескольких регионов – единичный случай. Такие продукты сильно усложняют внедрение других продуктов, т.к. имеют ограниченную совместимость и перекрывают часть функций внедряемого ПО.

Распространенность программы или системы говорит о том, что ее характеристики устроили многих заказчиков, она в достаточной степени универсальна, чтобы найти применение на разных предприятиях.

Разработчики распространенной системы получают больше обратной связи о достоинствах, недостатках и возможных путях развития своего продукта, и, конечно, больше ресурсов на его улучшение.

2.1.2. Специализированность

Зачастую программные продукты, используемые специалистами СРЗА, не имеют жесткой ориентации на автоматизацию задач именно служб РЗА, это универсальные продукты, применимые как в области электроэнергетики, так и в любой иной области. К таким продуктам можно отнести системы планирования, офисные пакеты и т.п. Даже среди служб РЗА различных предприятий есть отличия, делающие инструмент, удобный для одних пользователей, менее эффективным для других. При этом практически везде применяется автоматизация отдельных задач с применением офисных пакетов программного обеспечения (ПО). Такой способ автоматизации имеет меньшую, чем у специализированных инструментов, эффективность.

Внедрение, изучение, эксплуатация и развитие программного продукта, созданного непосредственно для нужд службы РЗА, учитывающего требуемые ей данные, особенности ведения расчетов и составления отчетов, проходит с меньшими затратами.

2.1.3. Обеспеченность сопутствующими услугами

Для любого продукта, в том числе и программного, помимо его собственных характеристик, влияющих на выбор, учитывается обеспечение его жизненного цикла сопутствующими товарами и услугами. При приобретении автомобиля это расходные материалы, запчасти и доступность специалистов по обслуживанию и ремонту. Для программного продукта – это обеспечение его производителем или поставщиком процесса внедрения, сопровождения, обучения применению и готовность к модификации под нужды заказчика.

2.1.4. Совместимость (Интегрируемость)

Вероятнее всего, для автоматизации отдельных задач сотрудников службы РЗА будут использоваться отдельные инструменты в силу ряда причин:

- реализация полного комплекса средств автоматизации задач сотрудников СРЗА в рамках единого программного продукта крайне трудоемка;
- часть задач в любой службе уже автоматизирована;
- часть данных хранится в общих для нескольких служб предприятия базах.

Для обеспечения максимального удобства пользователей программы должны взаимодействовать и обмениваться данными с минимальным участием пользователя, в этом и заключается требование совместимости. На уровне обмена данными совместимость отдельных инструментов может быть обеспечена путем соблюдения требований информационной модели CommonInformationModel (стандарты МЭК 61968 и МЭК 61970). Для реализации взаимодействия отдельные инструменты должны иметь программные интерфейсы, достаточные для их запуска, передачи данных и запуска выполнения конкретной задачи.

2.2. Подсистемы

Попробуем составить список задач сотрудников служб РЗА и средств их автоматизации, группируя задачи по подсистемам, каждая из которых отвечает за автоматизацию определённой задачи сотрудника службы. Если часть подсистем могут использоваться не только сотрудниками служб РЗА, тогда мы постараемся описать требования к данной подсистеме с точки зрения автоматизации задач СРЗА.

2.2.1. Обработка схем первичного оборудования

Основным требованием к данной подсистеме является создание «активных» схем, из которых другие подсистемы могут получить информацию о схеме соединения первичного оборудования, и на которую могут вывести результаты моделирования и иных расчетов.

Хранение схемы в виде растрового изображения позволит работать только пользователю, а не программе, при том, что такая работа не будет достаточно удобной, т.к. на такой схеме невозможен поиск по текстовым идентификаторам, а внесение изменений в схему неоправданно трудоемко. Схема в виде векторного изображения, состоящего из отрезков, дуг и текста функциональнее, трудоемкость ее изменения ниже, но такая схема также может быть обработана только пользователем.

Создание схемы путем расположения на ней объектов, описывающих различные виды оборудования, позволит другим подсистемам автоматически, без участия пользователя, получать данные об изменении схемы соединения первичного оборудования и выводить результаты своей на такую схему с учетом расположения объектов на ней.

Программный интерфейс может быть построен на базе стандартов МЭК 61968 и МЭК 61970.

Такая интерактивная схема является, пожалуй, самым удобным интерфейсом для работы.

Вторым требованием к подсистеме является возможность обработки связанных схем разного уровня детализации, т.е. связанных схем сети, более детальной схемы энергообъекта, и еще более детальной схемы собственных нужд или отходящей распределительной сети. Вывод всех уровней в одной схеме делает ее перегруженной, излишняя информация мешает пользователю. Предложенная организация позволит пользователю работать только с интересующей его в данный момент информацией, при сохранении связанности элементов схем разных уровней для автоматической обработки смежными подсистемами.

2.2.2. Паспортизация первичного оборудования

Основными требованиями к данной подсистеме являются возможность автоматической передачи хранимых данных в смежные подсистемы и достаточность данных для проведения электротехнических расчетов.

Подсистемы расчета параметров схем замещения и выбора параметров срабатывания устройств РЗА должны автоматически, без участия пользователя, получать от данной подсистемы необходимые им для расчетов параметры первичного оборудования. Это позволит избежать ошибок ввода данных пользователем, а также существенно сократить, если не исключить вовсе, трудозатраты на передачу и преобразование.

Требование достаточности данных для проведения электротехнических расчетов означает, что подсистема должна хранить характерные для конкретного типа оборудования схему замещения, параметры холостого хода и короткого замыкания, сопротивления обмоток и пр. Данное требование не исключает хранения эксплуатационной информации, результатов испытаний и иной информации, которая может быть востребована смежными службами.

Отдельно следует отметить, что подсистема должна учитывать параметры всего оборудования, участвующего в формировании схем замещения электроэнергетической системы в средах моделирования нормальных и аварийных режимов, в том числе современные управляемые («умные») устройства (FACTS) и подобные.

2.2.3. Расчет схем замещения первичного оборудования

Одной из наиболее трудоемких задач на сегодня является создание и актуализация моделей нормальных и аварийных режимов, результаты расчетов в которых используются при выборе параметров срабатывания устройств РЗА. При этом, не смотря на различия в назначении и принципе работы моделей, исходными данными для них являются в основном паспортные данные первичного оборудования и схема его соединения.

Требования к данной подсистеме складываются из ее назначения: обеспечение автоматизированного импорта исходных данных и экспорт результатов в соответствующие подсистемы с обеспечением минимальных трудозатрат пользователей.

Дополнительное требование складывается из необходимости взаимодействия с различными моделями: подсистема должна быть настраиваемой и экспортировать результаты в различные форматы.

2.2.4. Расчет нормальных режимов

Данная подсистема косвенно связана с электротехническими расчетами и РЗА – ее результаты используются при отстройке уставок РЗА от нагрузочного режима и моделями аварийных режимов для уточнения напряжений в узлах модели в предаварийном режиме. Основное назначение – анализ нормального установившегося режима, потоков мощности, потерь и загрузки первичного оборудования. Всё это – область компетенции смежных служб, тем не менее, необходимость учета результатов моделирования нормальных режимов при электротехнических расчетах обуславливает требование либо совместимости с инструментами смежных служб, либо использование собственного, либо построение совместной подсистемы с разделением прав и ответственности.

Помимо этого, данная подсистема должна учитывать возможность изменения в будущем параметров сети (установку продольных и поперечных статических и управляемых средств компенсации реактивной мощности и вставок постоянного тока и др.), в противном случае применение такой подсистемы в скором будущем будет нецелесообразно ввиду расхождения модели и реальной сети.

2.2.5. Расчет аварийных режимов

Данная подсистема – одна из наиболее реализованных, существует большое количество программных продуктов как отечественного, так и зарубежного производства, уже внедренных на предприятиях электроэнергетики. Наиболее распространенными из них являются АРМ СРЗА и его предшественник ТКЗ-3000 (ПК Бриз, г. Новоси-

бирск), которые применены практически в каждой региональной энергосистеме, в ОДУ и РДУ системного оператора, в проектных организациях.

Основным требованием к любой системе моделирования аварийных режимов является совместимость с существующей моделью, т.к. трудозатраты на составление модели сети значительно превышают стоимость самих программных продуктов. Совместимость моделей позволит сравнить результаты расчетов и проверить математическую точность каждой из них.

Несмотря на распространенность данной подсистемы, есть ряд факторов, которые уже в скором времени потребуют её развития, а именно: внедрение на предприятиях электроэнергетики современных средств управления перетоками активной и реактивной мощности (FACTS), вставок постоянного тока, нетрадиционных источников энергии и иных современных элементов первичного оборудования.

2.2.6. Расчет параметров срабатывания устройств РЗА

Ввиду различия применяемых сегодня устройств РЗА как отечественных, так и зарубежных производителей, основным требованием к данной подсистеме является автоматизация расчета параметров срабатывания максимального количества (в идеале – всех) устройств РЗА, применяемых в энергосистеме.

Система расчета должна быть построена таким образом, чтобы минимизировать трудозатраты и возможность ошибки, при этом дать пользователю достаточную свободу для параметрирования устройства РЗА в соответствии с особенностями объекта.

Подсистема расчета уставок должна иметь функции визуализации и согласования уставок ступенчатых защит. Визуализация позволяет наглядно убедиться в правильности выбранных значений, помогает при согласовании уставок ступенчатых защит смежных элементов энергосистемы, упрощает выполнение требований селективности действия устройств РЗА, а, следовательно, повышает правильность их работы.

2.2.7. Проверка правильности параметров срабатывания УРЗА при изменении сети и нагрузочного режима

В условиях изменения первичной сети и нагрузки потребителей изменяются условия эксплуатации смежных элементов, при этом корректно выбранные параметры срабатывания при предыдущей конфигурации первичной сети могут потерять актуальность. Задача проверки корректности параметров срабатывания устройств РЗА актуальна для предприятий, в которых активно ведется капитальное строительство и реконструкция энергообъектов, и распределительных сетей. Дифференциальные и дистанционные защиты по принципу действия не так зависимы от изменений смежной се-

ти, тем не менее, их также следует проверять. Задача проверки правильности параметров срабатывания схожа с выбором уставок, но для ряда защит допустимо провести проверку отстройки от изменившегося нагрузочного режима.

Основное требование к данной подсистеме – автоматическое выявление устройств РЗА, действующие параметры срабатывания которых, не соответствуют изменившимся нормальным и аварийным режимам энергосистемы.

2.2.8. Классификация и учет установленных устройств РЗА

Первоочередной задачей, стоящей перед сотрудниками служб, является учет установленных устройств РЗА, находящихся в их ведении. Для каждого устройства требуется учесть индивидуальные характеристики, такие как дата производства и установки, индивидуальный цикл профилактических работ и пр. При этом, не смотря на индивидуальность ряда параметров, устройства, выполненные на одинаковой элементной базе и имеющие сходный принцип действия и назначение, требуется учитывать и обрабатывать совместно, например, при планировании закупок ЗИП. Для совместного учета общих характеристик применяется классификация, т.е. выбор основных отличительных черт группы устройств.

Основным требованием к данной подсистеме является обеспечение баланса между типизацией и учетом индивидуальных характеристик установленных устройств РЗА. Отсутствие однозначности в способе организации учета устройств РЗА приводит к необходимости максимально гибкой системы, адаптируемой к традициям конкретной организации, с проработанной системой разделения общих и индивидуальных параметров устройств. Немаловажной особенностью является необходимость возможности абстрагироваться от незначительных параметров.

2.2.9. Планирование и учет проведенного технического обслуживания УРЗА

Данная подсистема предназначена для автоматизации трудоемкой задачи составления многолетних графиков проведения опробований, профилактического контроля и восстановления устройств РЗА и учета проведенных работ, в том числе внеплановых.

Данная подсистема должна строиться в тесной интеграции с подсистемой учета установленных устройств, использовать индивидуальные параметры каждого устройства при планировании, позволять пользователю оперативно получить доступ к отчетам о проведенных работах и выявленных при этом неисправностях.

Особым требованием к данной подсистеме является обеспечение её безотказного функционирования в течение длительного промежутка времени.

Дополнительным требованием к подсистеме является реализация планирования ресурсов для проведения работ

2.2.10.Обработка схем РЗА

Несмотря на то, что схемы вторичных измерительных цепей, цепей управления выключателем являются одним из видов документации служб РЗА и могут обрабатываться вместе с другими документами, есть ряд особенностей, которые обуславливают выделение этих документов в особую группу. Во-первых, схемы РЗА, как правило, хранятся непосредственно на подстанции и существуют в единственном экземпляре. Во-вторых, изменения схем должны фиксироваться специалистами РЗА непосредственно в ходе проведения работ на подстанции.

Эти отличия схем РЗА от других документов приводят к двум основным требованиям: возможность работы со схемами непосредственно на объекте и удобство создания и внесения изменений в существующие схемы. Кроме того, централизованное хранение схем обеспечивает постоянный доступ к ним как на энергообъекте, так и в исполнительном аппарате, что улучшает контроль и повышает оперативность принятия решений.

2.2.11.Учет автоматических отключений и анализа их действия

Подсистема учета автоматических отключений предназначена для сбора статистических данных, анализа и предоставления периодической отчетности о качестве работы РЗА и выявленных причинах неправильных действий.

Основным требованием является реализация в подсистеме автоматического формирования отчетов в полном соответствии с действующими требованиями, а также возможность создания и изменения отчетов ответственными пользователями.

К сожалению, внесение данных о действиях устройств РЗА остаётся в обозримом будущем ручной работой, ввиду различий в принципах построения систем разных производителей. Наиболее действенным шагом к полностью автоматическому анализу действия защит является повсеместное внедрение протокола МЭК 61850.

2.2.12.Учет выявленных дефектов и времени вывода устройств РЗА

В ходе технического обслуживания или анализа неправильных действий устройств РЗА могут быть выявлены неисправности и заводские дефекты, препятствующие дальнейшей эксплуатации устройства. Важным для выявления тенденций и своевременного предотвращения неправильных действий устройств РЗА является классификация и учет дефектов, учет и анализ длительности исправления дефекта.

Требованием к данной подсистеме является учет и классификация характерных для дефекта или неисправности особенностей для последующего учета в рамках общего анализа действия устройств РЗА по предприятию, выявления зависимостей происхождения и выявления дефекта от внешних условий. Учет времени вывода требуется для анализа сложности работ по устранению, учета фактических сроков поставки ЗИП и оценки целесообразности разработки централизованных мер по предотвращению неправильных действий устройств РЗА вследствие дефектов и неисправностей.

Подсистема должна быть тесно интегрирована с подсистемами классификации и учета устройств РЗА и учета автоматических отключений.

2.2.13. Централизованное хранение осциллограмм

Анализ действия устройств РЗА строится на анализе специалистом осциллограмм, которые могут быть записаны самим устройством РЗА или отдельным устройством. Несмотря на наличие универсальных стандартов записи и хранения осциллограмм, не все устройства и программное обеспечение обработки совместимы, а некоторые имеют собственный формат. Назначение данной подсистемы – создание централизованного универсального хранилища осциллограмм, совмещенного с конверторами из специальных форматов отдельных производителей в общепринятый (например, COMTRADE), и обработка осциллограмм удобным средством просмотра.

2.2.14. Анализ действия защит

Неоднократные попытки производителей устройств РЗА создать инструменты автоматического анализа их действия показали, что их построение сложно реализуемо и крайне трудоемко. Помимо этого, разработка связана с пониманием внутренних алгоритмов устройств РЗА, которые являются ноу-хау предприятия-производителя, а, следовательно, построение системы автоматического анализа для устройств РЗА нескольких производителей организационно затруднено.

В рамках данной подсистемы предлагается построение автоматизированного, а не автоматического анализа, т.е. целью подсистемы является не принятие решений, а предоставление пользователю максимального количества удобных инструментов: выявление и сопоставление событий с осциллограммой, сопровождение событий с векторными диаграммами и вычисляемыми величинами для данного момента времени, построение годографов, составление шаблона, требующего от пользователя минимального участия для составления конечного отчета.

3. ОПЫТ ВНЕДРЕНИЯ

Разработанные компанией ООО «ИЦ Бреслер» программные продукты с 2005 года внедряются на различных предприятиях электроэнергетики: от потребителей и проектных организаций до крупных сетевых предприятий. За это время накоплен немалый опыт и выработана методология взаимодействия с заказчиком на разных этапах жизненного цикла программного обеспечения.

В ходе работ по внедрению и сопровождению программного обеспечения выработан ряд рекомендаций по организации работ, а также выявлены некоторые подводные камни, речь о которых пойдет далее.

3.1. Рекомендации на различных стадиях

В данном разделе приведена выработанная структура деления жизненного цикла ПО, во многом повторяющая стадии и этапы разработки информационных систем по ГОСТ 34.601-90, но имеющая ряд отличий, снижающих общие затраты как исполнителя так и заказчика. Часть стадий опущены, ввиду очевидности необходимых действий сторон.

3.1.1. Предпроектное обследование

На данной стадии исполнителю требуется получить общую информацию не только о технической структуре и особенностях предприятия, но и об организационном делении ответственности и полномочий в рамках предприятия.

Назначением предпроектного обследования является сбор данных и подготовка к созданию детального технического задания, описывающего требуемые функции внедряемого ПО и сроки проведения работ по его адаптации и внедрению.

Основной задачей заказчика на данной стадии является скрупулезное изучение технического описания и демонстрационной версии ПО, что позволит прописать в техническом задании точные требования по адаптации ПО к задачам конкретного предприятия. Пренебрежение со стороны заказчика и недостаточная настойчивость со стороны исполнителя в требовании детального изучения функций ПО без сомнения приведет к затягиванию стадии опытной эксплуатации, и, следовательно, сроков выполнения договора, контролируемых финансовыми службами и руководством предприятий.

3.1.2. Техническое задание

Формирование детального технического задания (ТЗ) необходимо как для заказчика, так и для исполнителя работ по внедрению ПО. Техническое задание должно

формулироваться таким образом, чтобы по каждому его пункту было возможно поставить однозначную оценку о его выполнении или невыполнении. Детальность в описании выявленных на стадии предпроектного обследования пожеланий заказчика в ТЗ характеризует ориентацию исполнителя на удовлетворение нужд заказчика, а не поставку имеющегося продукта.

3.1.3. Внедрение

Внедрение должно производиться квалифицированными представителями исполнителя в согласованные сроки и на согласованных объектах внедрения. В рамках внедрения исполнитель должен провести установку, настройку, пробный запуск ПО, а также провести первичный инструктаж по запуску, использованию базовых функций ПО и порядке действий при непредвиденных обстоятельствах.

Со стороны заказчика важно подготовить инфраструктуру в соответствии с требованиями ПОк ПК, ОС и каналам связи, т.к. несвоевременное и ненадлежащее выполнение данных требований приводит к затягиванию сроков внедрения и дополнительным издержкам исполнителя, которые, в итоге, ложатся на заказчика.

3.1.4. Обучение

Одна из важных стадий, предшествующая вводу ПО в опытную эксплуатацию, стадия обучения персонала принципам функционирования ПО и взаимодействия с ним. На данной стадии заказчику важно выбрать именно тех сотрудников, которые будут работать с ПО, согласовать сроки проведения, объем проводимого обучения.

От исполнителя требуется иметь несколько вариантов программ и форматов обучения, в том числе удаленного и самостоятельного, т.е. не требующего участия специалистов исполнителя.

Обучение должно включать разделы самостоятельной установки и настройки ПО, описание общих концепций организации интерфейса пользователя, описание и примеры использования функций ПО. Любой курс обязательно должен содержать практические занятия с подготовленными исходными данными и критериями оценки выполнения поставленных задач.

3.1.5. Опытная эксплуатация

На стадии опытной эксплуатации наиболее важным является проведение всесторонней проверки ПО на соответствие требованиям ТЗ. Специалисты заказчика, прошедшие обучение, должны быть мотивированы на детальное изучение функций, кото-

рыми предстоит пользоваться не только им, но и другим сотрудникам. Проверка должна вестись в различных условиях и режимах работы ПО.

От исполнителя на данной стадии требуется максимальная информационная поддержка: заказчику должны быть предоставлены программа и методика проведения опытной эксплуатации, детальное, адаптированное для особенностей заказчика, руководство пользователя и системного программиста. Помимо документации, представители исполнителя должны оперативно реагировать на замечания и выявленные несоответствия ТЗ.

3.1.6. Сопровождение

В зависимости от индивидуальных особенностей заказчика и его пожеланий, исполнитель должен адаптировать содержание и объем работ по сопровождению. Целью сопровождения является поддержание функциональных характеристик ПО.

От заказчика на данной стадии требуется четко определять приоритет и необходимость передачи задач исполнителю.

3.2. Основные сложности

Наибольшей проблемой на этапе предпроектного обследования, как для заказчика, так и для исполнителя, является получение детальной оценки и перечня замечаний к внедряемому продукту до стадии опытной эксплуатации. Возможным путем решения проблемы является правильный выбор сотрудников для проведения работ: молодой специалист при недостатке опыта зачастую составляет более детальный список замечаний

На этапе внедрения основной сложностью является проверка готовности инфраструктуры заказчика к внедрению, удостовериться в готовности которой возможно только по приезду представителей исполнителя на объект внедрения. Предлагаемый путь решения проблемы – автоматизация проверки, т.е. разработка специальных утилит, простых в использовании и не требующих существенных трудозатрат, но позволяющих оценить соответствие инфраструктуры к внедрению ПО.

4. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В докладе приведен перечень программного обеспечения, оснащение которым служб РЗА позволит повысить оперативность принятия решений, сократив время на поиск и обработку информации, проведения расчетов и составление отчетов. Внедрение средств автоматизации должно снизить количество ошибок, связанных с «челове-

ческим фактором», что в конечном итоге ведёт к повышению показателей качества работы предприятия.

Рассмотренные выше принципы лежат в основе существующих программных продуктов ООО «ИЦ Бреслер»: Программного комплекса «Служба РЗА», программы автоматизированного расчета уставок «PSC2» и программы расчета параметров аварийных режимов «ТКЗ++». Данные продукты не покрывают всего спектра задач сотрудников служб РЗА, однако значительная их часть реализована, часть функций находится в стадии реализации.

Возможно, часть задач специалистов РЗА выпала из поля нашего внимания, и мы призываем присоединиться к обсуждению принципов, изложенных в статье, и совместными усилиями повысить степень автоматизации работы специалистов РЗА, избавить от рутины, досадных оплошностей, и оставить больше времени на решение инженерных задач.

Выбор видов программного обеспечения, необходимых для работы технических служб, должен производиться специалистами технических служб, а не службой информационных технологий предприятия с согласованием с последними требуемых ресурсов, мест установки и требований по информационной безопасности.

Службы РЗА эксплуатирующих организаций должны обеспечиваться как технологическим ПО (мониторинга оборудования РЗА, выставления уставок, анализа осциллограмм, расчёта уставок, расчёта режимов и пр.), так и программным обеспечением информационно-справочного характера для автоматизации работы специалистов служб.

Необходимо включить программные продукты в перечень обязательных для приобретения службами РЗА предприятий. Ведомственные нормативные документы должны давать соответствующие права на приобретение таких видов ПО.

Макаров А.В. – заведующий отделом сопровождения программного обеспечения ООО «ИЦ Бреслер».

ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ УСТРОЙСТВ РЗА В СОВРЕМЕННЫХ УСЛОВИЯХ

*Шапеев А.А., Фролов С.Е., Ларюхин А.А. (ООО «Центр Управления
Проектами ЧЭАЗ»)*

Система технического обслуживания (ТО) устройств релейной защиты и автоматики (РЗА), а также вторичной коммутации электроэнергетического оборудования на территории Российской Федерации регламентируется рядом руководящих документов (РД). Основным из них являются, на сегодняшний день, «Правила технического обслуживания устройств релейной защиты, электроавтоматики, дистанционного управления и сигнализации электростанций и подстанций 110-750 кВ: РД 34.35.617» (далее Правила), которые были выпущены в 1989 г. СПО Союзтехэнерго. Они определяли виды, периодичность, программы и объемы технического обслуживания устройств РЗА, дистанционного управления и сигнализации, ВЧ-каналов РЗА, а также трансформаторов тока и трансформаторов напряжения на всех предприятиях единой энергетической системы (ЕЭС) СССР, а далее и России. Причем в качестве обслуживаемых устройств РЗА рассматривались электромеханические и микроэлектронные реле. Правила распространялись на аппаратуру РЗА отечественного производства [1].

В середине 90-х годов на ряде объектов ЕЭС России появились устройства РЗА нового поколения, выполненные на микропроцессорной (МП) элементной базе. Первыми МП устройствами РЗА, введенными в работу на территории ЕЭС России, были устройства ведущих зарубежных производителей – АВВ, Siemens и др. В дальнейшем появились устройства МП РЗА отечественного производства для всех классов напряжений. На сегодняшний день по различным оценкам доля устройств РЗА, выполненных на МП базе, в ОАО «ФСК ЕЭС» составляет примерно 10% [3]. Общее количество МП устройств РЗА, находящееся в эксплуатации на территории России не превышает 5% [4].

Правила были доработаны с учетом предложений и материалов энергосистем, электростанций, предприятий электрических сетей, организаций-разработчиков и изготовителей устройств РЗА по результатам накопленного опыта эксплуатации устройств РЗА. Этот опыт и появление на объектах МП устройств РЗА были учтены в выпущенном в 2001 РАО ЕЭС России совместно с ОАО «Фирма ОРГРЭС» новом издании Правил. В редакции Правил 2001 года предусмотрен раздел, касающийся обслуживания МП устройств РЗА. С вводом изменения №2 в правилах дополнительно были рассмотрены объемы проверок при техническом обслуживании МП РЗА на базе шкафов серии ШЭ2607 производства ООО «НПП Экра» [1].

ОАО «ФСК ЕЭС», как одно из крупнейших предприятий энергетики РФ после реформы 2007 г., широко внедряет новейшие разработки в области электроэнергетического оборудования. Техническая политика компании в части реализации технических решений, а также требований к электрооборудованию выражается в стандартах организации (СТО), работа по разработке которых непрерывно ведется в ОАО «ФСК ЕЭС». По заданию Департамента РЗА и ПА ОАО «ФСК ЕЭС» в 2011 г. была проведена работа по переработке действующих Правил технического обслуживания устройств РЗА, результаты которой выражены в стандарте организации СТО 153-34.0-35.617-2012. Необходимость переработки правил была обусловлена рядом следующих факторов:

- значительный прогресс технологий в области МП устройств РЗА
- наличие МП устройств РЗА с различными идеологиями построения, находящихся в эксплуатации
- накопление значительного опыта эксплуатации МП устройств РЗА на предприятиях ОАО «ФСК ЕЭС»
- необходимость обобщения правил обслуживания различных устройств с целью определения обязательных проверок для всех МП устройств РЗА

Оптимальным решением в современных условиях развития и эксплуатации МП устройств РЗА, является, по мнению многих экспертов, переход для МП РЗА на систему обслуживания «по состоянию». Сущность этой системы состоит в применении для каждого из устройств МП РЗА отдельной программы обслуживания, которая разрабатывается на основе предварительного сбора информации о его работе и непрерывного мониторинга его состояния. Система обслуживания «по состоянию» предполагает ряд преимуществ, позволяющих оперативно реагировать на изменения в процессе функционирования МП устройства РЗА, появление сбоев и неисправностей. Это позволяет заметно сократить время между появлением неисправности и последующим её устранением при следующем обслуживании [2, 5]. В то же время, отсутствие рекомендаций производителей МП техники, нормативных актов и руководящих документов по применению указанной системы технического обслуживания, а также слабая техническая подготовленность ряда объектов в плане возможности осуществления непрерывного сбора информации и мониторинга, не позволяют быстро перейти на систему «обслуживания по состоянию». И даже переход на комбинированную систему, сочетающую в себе (для разных устройств) практику обслуживания с фиксированными интервалами времени в течение срока службы традиционных устройств РЗА и обслуживание «по состоянию» для современных, оснащенных для этого всем необходимым, требует некоторого времени. Тем не менее, данная система технического обслужи-

живания видится как наиболее перспективная в условиях развития МП техники РЗА [2].

Целью доработки действующего документа было определение порядка, периодичности и объемов технического обслуживания МП устройств РЗА на период времени до возможного перехода на систему обслуживания «по состоянию». При разработке нового документа был использован опыт обслуживания МП устройств РЗА на одном из наиболее оснащенных новой техникой предприятии межсистемных электрических сетей ОАО «ФСК ЕЭС». Данное предприятие внедрило у себя и успешно использовало значительное время регламент технического обслуживания МП устройств РЗА, четко определяющий интервалы проверок и их объемы. Таким образом, основной целью работы было создание документа, который должен определять обязательный объем проверок для всех типов устройств РЗА независимо от производителя, учитывающий текущее состояние развития МП техники РЗА и накопленный на предприятиях ОАО «ФСК ЕЭС» опыт.

Основные изменения в новой редакции Правил касаются содержания раздела 4 (соответствующего разделу 5 прежнего документа) [1]. В данном разделе приведен обобщенный объем работ при различных видах технического обслуживания, обязательный для всех типов МП устройств РЗА, независимо от особенностей их построения. При этом в качестве приложения приводится перечень руководств по эксплуатации устройств и отдельных рекомендаций производителей, которые позволяют дополнить объем технического обслуживания для конкретных их типов. В отличие от действующей редакции Правил, в предлагаемом варианте подробнее рассмотрены вопросы подготовки технической документации к проверкам МП РЗА, взаимодействия с управляющими и эксплуатирующими субъектами энергетики при согласовании конфигурации и параметров, обмена этой информацией, взаимодействия с наладочными организациями в процессе приемки и т.д. Особое внимание уделено вопросу приема оборудования после наладки (Н).

Все основные виды ТО в новом документе сохраняют свою актуальность и для МП РЗА, за исключением периодического тестового контроля (ТК), от которого необходимо отказаться, как от отдельного вида ТО, так как МП устройства имеют встроенную систему непрерывного самоконтроля. В новой редакции Правил рассмотрены следующие мероприятия по техническому обслуживанию МП устройств РЗА:

- 1) новое включение/наладка (Н)
- 2) приемка из наладки
- 3) этап начальной эксплуатации
- 4) первый профилактический контроль (К1)
- 5) профилактическое восстановление (В)

- 6) профилактический контроль (К)
- 7) внеплановые и послеаварийные проверки
- 8) технические осмотры

Поскольку практика ввода в работу и дальнейшей эксплуатации МП РЗА не ограничивалась продукцией одного производителя, а также, в связи с различиями в подходе построения МП терминалов у разных фирм-производителей (разнообразный набор функций, «жесткая» или «гибкая» логика, различие в рекомендованных объемах проверки и т.д.), назрела необходимость в расширении перечня выполняемых обязательных проверок. Так для интеллектуальных электронных устройств со свободно конфигурируемой логикой, как правило, устройства зарубежных производителей, актуальной является необходимость проверки конфигурации, т.е. логики работы защиты. Указанное также справедливо и для устройств с «жесткой» логикой, поскольку часто имеет место обновление внутреннего программного обеспечения (внутренней «прошивки») устройства с целью устранения ошибок, либо типовое изделие имеет несколько вариантов исполнений программного обеспечения даже в пределах одного объекта (поэтапный ввод в работу). Данная особенность МП устройств РЗА была учтена, по результатам опыта эксплуатации, при разработке разделов Правил. Более того, для устройств с возможностями свободного конфигурирования отмечен важный вопрос обязательного наличия и полноты Задания на параметрирование, которое должно, по мнению авторов документа, входить в состав объема рабочей проектной документации. Перечень документов, входящих в состав Задания на параметрирование, однозначно определен в Правилах. Очевидно, что отсутствие Задания на параметрирование для устройств с «гибкой» логикой на этапе нового включения (Н) предоставляет неограниченную свободу наладочному персоналу, которая в дальнейшем может привести к нежелательным последствиям.

Следует отметить, что и на сегодняшний день не существует общей четко сформированной позиции по вопросу допустимых сроков эксплуатации МП устройств РЗА ввиду относительно небольшого, для большинства из них, времени нахождения в работе на объектах. Сам принцип функционирования МП устройств РЗА подразумевает непрерывный контроль (самодиагностику) его основных элементов и программной части, что, в принципе, допускает уменьшение по времени присутствия персонала РЗА с целью обеспечения долгой, безотказной работы оборудования. Тем не менее, практика рассмотрения и ожидания вероятности отказов различного типа вполне применима и при рассмотрении жизненного цикла МП устройства. С учетом наработанных на сегодняшний день данных, опыта ведущих производителей оптимальным видится интервал технического обслуживания равный 8 годам [5], что отражено в Правилах.

Таблица 1
Периодичность проведения технического обслуживания устройств РЗА

Наименование	Цикл ТО, лет	Количество лет эксплуатации																
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Устройства РЗА элементов подстанций 110-750 кВ:																		
электро-механические	8	Н	К1	-	-	К	-	-	-	В	-	-	-	К	-	-	-	В
микроэлектронные	6	Н	К1	-	К	-	-	В	-	-	К	-	-	В	-	-	К	-
микропроцессорные	8	Н	К1	-	-	К	-	-	-	В	-	-	-	К	-	-	-	В

В процессе обсуждения новой редакции Правил с заказчиком (ОАО «ФСК ЕЭС»), его филиалами, а также с ОАО «СО ЕЭС», предприятиями-изготовителями МП РЗА и другими заинтересованными организациями (ОАО «Фирма ОРГРЭС» и др.) были введены необходимые дополнения, устранены недостатки и замечания. Особо важным следует признать первоначальный вопрос – область действия настоящих Правил – на какие субъекты энергетики и организации они распространяются. По всеобщему согласию решено рассматривать документ как стандарт организации (СТО) в рамках ОАО «ФСК ЕЭС», с последующей возможностью принятия его к руководству и другими субъектами энергетики (например, ОАО «Холдинг МРСК», генерирующие компании и т.д.).

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Правила технического обслуживания устройств релейной защиты, электроавтоматики, дистанционного управления и сигнализации электростанций и подстанций 110-750 кВ РД 153-34.0-35.617-2001. РАО ЕЭС России, ОАО «Фирма ОРГРЭС», 2004 г.
- [2] В.И. Пуляев. Техническое обслуживание УРЗА // Релейщик. 04 / 2009.
- [3] В.И. Пуляев. Требования Федеральной Сетевой Компании к релейной защите и автоматике ЕНЭС // 3-я Международная научно-техническая конференция «Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем», Санкт-Петербург, 2011 г.
- [4] Белотелов А.К. Современное состояние релейной защиты и автоматики, обеспечение ее надежного функционирования в ЕЭС России // XX конференция «Релейная защита и автоматика энергосистем 2010», Москва, 2010 г.
- [5] Gerhard Ziegler. Numerical Distance Protection. Principles and Application. Third Edition. PublicsCorporatePublishing, Erlangen, Germany, 2008.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

Шапеев Александр Анатольевич: в 1999 г. закончил Чувашский Государственный Университет по специальности «Автоматическое управление электроэнергетическими системами» (направление Релейная Защита и Автоматика), в 2001 г. получил степень Магистра Техники и технологий по направлению Электроэнергетика. В настоящее время – руководитель отдела Инжиниринга, ООО «Центр Управления Проектами ЧЭАЗ».

Фролов Сергей Егорович: в 1999 г. закончил Чувашский Государственный Университет по специальности «Автоматическое управление электроэнергетическими системами» (направление Релейная Защита и Автоматика). В настоящее время – руководитель группы применения продукции отдела Инжиниринга, ООО «Центр Управления Проектами ЧЭАЗ».

Ларюхин Александр Александрович: в 2010 г. получил степень Магистра Техники и технологий по направлению Электроэнергетика в Чувашском Государственном Университете. В настоящее время – инженер по РЗА, ООО «Центр Управления Проектами ЧЭАЗ».

ОСОБЕННОСТИ ИСПОЛНЕНИЯ И РАСЧЁТА УСТАВОК РЕЗЕРВНЫХ ТОКОВЫХ ЗАЩИТ ОТ ВИТКОВЫХ ЗАМЫКАНИЙ В ОБМОТКАХ НН УПРАВЛЯЕМЫХ ШУНТИРУЮЩИХ РЕАКТОРОВ, ТРАНСФОРМАТОРОВ И АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ

Вдовин С.А., Шалимов А.С. (ООО «НПП «СЕЛЕКТ»)

Традиционно, функция защиты маслонаполненных аппаратов высокого напряжения (автотрансформаторов, трансформаторов и реакторов) от витковых замыканий в обмотках, как правило, возлагается на газовую защиту [1]. Однако, в ряде случаев, ликвидация виткового замыкания (одно из наиболее частых видов повреждений автотрансформаторов, трансформаторов и реакторов) может достаточно эффективно осуществляться функциями релейной защиты, реагирующими на электрические параметры короткого замыкания (КЗ).

Примером такой защиты от витковых замыканий является максимальная токовая защита (МТЗ) компенсационной обмотки (КО) управляемого шунтирующего реактора (УШР) с подмагничиванием типа РТУ, принципы которой были рассмотрены в работах д.т.н. А.Г. Долгополова [2, 3]. Следует отметить, что такой УШР может рассматриваться в качестве двухобмоточного трансформатора, имеющего первичную сетевую (СО) и вторичную компенсационную обмотки, соединенные по схеме «звезда/треугольник-11».

Витковые замыкания в одной из фаз компенсационной обмотки УШР вызывают протекание тока двухфазного КЗ в замкнутом контуре этой обмотки (соединенной в «треугольник») через сопротивление её неповрежденной части. Поэтому, токи в КО и СО УШР соответствуют данному виду повреждения (двухфазное КЗ на стороне низкого напряжения (НН) УШР). Вследствие перемещения места КЗ внутрь обмотки КО, ток КЗ не выходит за пределы «треугольника» и протекает через все три трансформатора тока (ТТ) установленные непосредственно в фазах КО. Указанный ток, трансформируясь во вторичных обмотках ТТ, воспринимается трехфазной измерительной системой подключенного устройства защиты как ток нулевой последовательности фаз КО, хотя по сути, таковым не является.

Пример распределения токов в обмотках УШР при витковом замыкании одной из фаз КО, соединенной по схеме «треугольник», представлен на поясняющей схеме (для наглядности показано замыкание 100% витков в фазе В, что соответствует металлическому КЗ на выводах обмотки между фазами А и В). В рассматриваемом случае, токи виткового КЗ, протекающие в фазах первичной (СО) и вторичной (КО) обмоток УШР будут идентичны расчетным токам при металлическом двухфазном КЗ

(АВ) на выводах обмотки НН УШР или трансформатора, имеющего аналогичные параметры.

Как показано на рис. 1, расчетная величина суммарного тока в месте КЗ делится между двумя контурами в следующей (оценочной) пропорции:

- 2/3 части (67%) суммарного тока КЗ при замыкании 100% витков обмотки одной фазы (или более, при уменьшении числа замкнутых витков обмотки) протекает в контуре короткозамкнутой части обмотки (поврежденной фазы КО), минуя ТТ, установленные непосредственно в фазах КО;
- 1/3 часть (33%) суммарного тока КЗ (или менее, при уменьшении числа замкнутых витков), как указано выше, замыкается в контуре неповрежденной части КО, протекая через все три ТТ, установленные в фазах обмотки и вызывая трансформацию одинаковых (по величине и фазовому углу) токов во вторичных обмотках ТТ и в трехфазной измерительной системе МТЗ (в случае подключения защиты непосредственно на вторичные фазные токи ТТ КО).

Необходимо подчеркнуть, что указанная МТЗ имеет предел чувствительности, определяемый уставкой срабатывания и величиной тока повреждения, измеряемого защитой, который при уменьшении числа короткозамкнутых витков поврежденной части обмотки до малых значений, будет изменяться от максимально возможной величины (33% величины расчетного тока двухфазного КЗ на выводах КО УШР) до минимального (нулевого) уровня.

Во избежание неселективных действий при КЗ на землю в сети с заземленной нейтралью, рассматриваемая МТЗ от витковых замыканий КО по времени срабатывания должна быть согласована с токовой защитой нулевой последовательности (ТЗНП) присоединений на стороне высокого напряжения (ВН) УШР, так как КЗ на землю в сети ВН УШР сопровождаются протеканием в фазах КО токов нулевой последовательности, компенсирующих соответствующий ток в заземленной нейтрали УШР. В противном случае, требуется применение специальных мероприятий, позволяющих обеспечить селективность и быстродействие этой защиты (рассматриваются ниже).

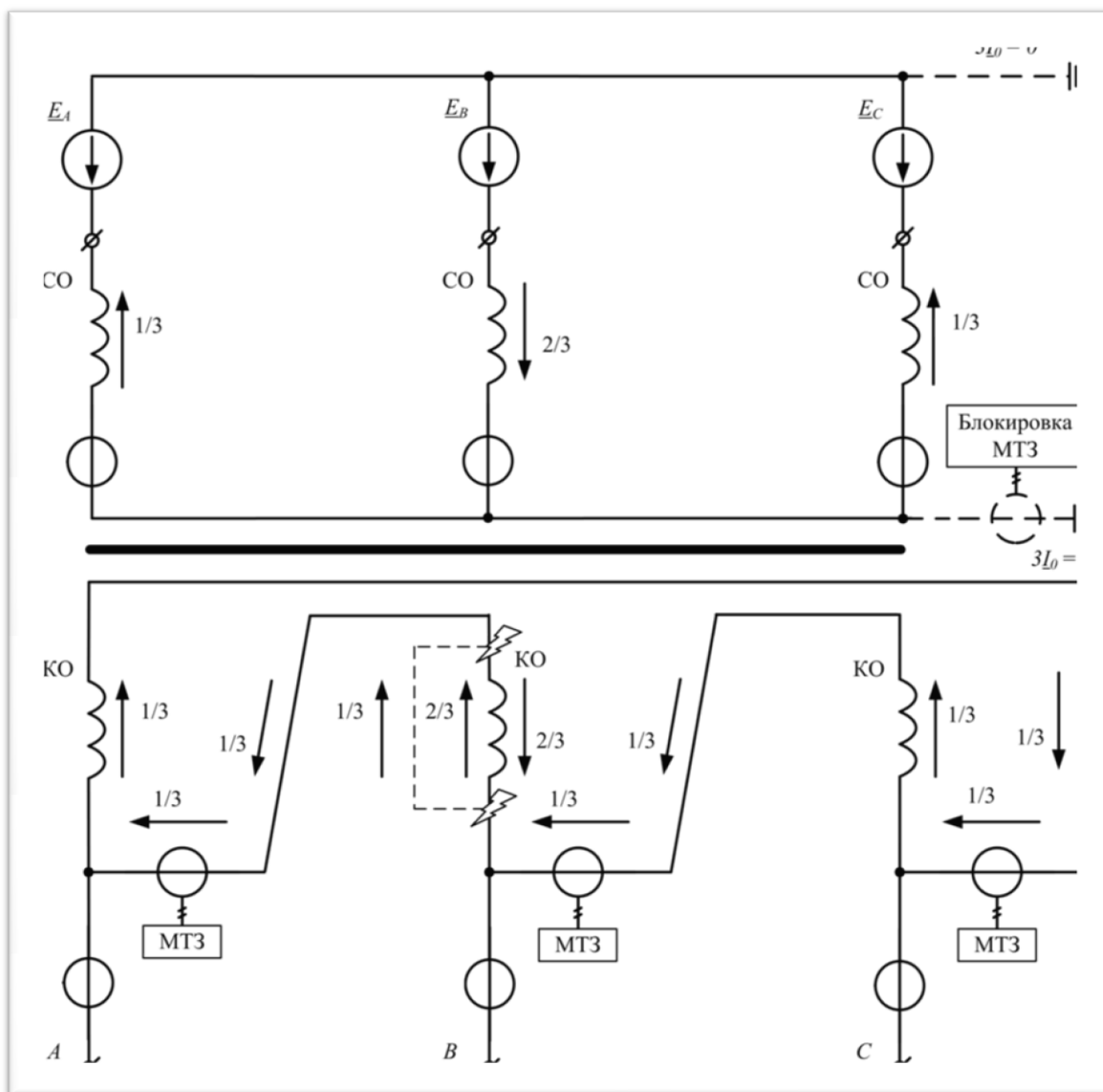


Рис. 1. Поясняющая схема распределения токов в обмотках УШР (трансформатора со схемой соединения $Y/\Delta-11$) при витковом замыкании (100% обмотки) в фазе В обмотки НН. Величины токов указаны в о.е. к расчётному току металлического двухфазного КЗ в обмотке НН.

Витковое замыкание в КО УШР вызывает несимметрию токов в фазах КО и СО, обусловленную наличием составляющей обратной последовательности указанных токов, величина которой также пропорциональна количеству замкнутых витков поврежденной КО. При этом, появление идентичных по величине и фазе токов в трехфазных измерительных цепях защиты при витковом замыкании в одной из фаз КО не сопровождается протеканием первичных токов нулевой последовательности в обмотках КО и СО УШР (в том числе в заземленной нейтрали СО). Ввиду этого, для рассматриваемой МТЗ может применяться селективная блокировка ее действия током

нулевой последовательности (заданной величины), протекающем в СО УШР, которая предотвратит ее излишнее срабатывание при КЗ на землю в сети ВН УШР.

В методических указаниях по выбору параметров срабатывания микропроцессорных устройств РЗА УШР 110-750 кВ типа РТУ, разработанных НПП «Селект» по заданию ОАО «ФСК ЕЭС» в 2011 г., рассматриваются два рекомендуемых для применения варианта исполнения токовых защит КО:

1. МТЗ и ТЗОП от междуфазных КЗ в КО и на ее выводах (включая отходящие присоединения ошиновки НН), с подключением измерительных цепей защиты на разность вторичных фазных токов ТТ, установленных непосредственно в фазах КО.
2. МТЗ и ТЗОП от междуфазных КЗ в КО и на ее выводах (включая отходящие присоединения ошиновки НН), чувствительная к межвитковым замыканиям в КО, с подключением измерительных цепей защиты на вторичные фазные токи ТТ, установленных непосредственно в фазах КО.

Далее будет рассмотрен выбор параметров срабатывания для обоих вариантов.

Максимальная токовая защита и токовая защита обратной последовательности компенсационной обмотки реактора, имеют две ступени по току срабатывания, действующие при междуфазных КЗ в защищаемых зонах.

Ступень защиты с первой независимой выдержкой времени действует на отключение выключателей НН реактора (ТМП УШР).

Ступень защиты со второй независимой выдержкой времени действует на:

- отключение выключателей ВН реактора (с блокированием команд включения);
- на пуск УРОВ выключателей ВН реактора.

МТЗ/ТЗОП, реализованная по первому варианту (междуфазная) предназначена для резервирования действия быстродействующих защит при КЗ в реакторе, включая собственно КО (междуфазные КЗ) и ошиновку линейных выводов КО с отходящими присоединениями.

Функция защиты использует измерения линейных проводов трансформаторов тока в фазах КО УШР, соединенных по схеме «треугольник». С учетом незначительной величины нагрузки, подключаемой к выводам КО, а также схемного исполнения токовых цепей защиты («треугольник» ТТ), исключающего необходимость отстройки по величине от тока нулевой последовательности основной гармоники и от гармонических составляющих тока кратных трем, междуфазная МТЗ КО УШР может обладать повышенной чувствительностью.

Ток срабатывания междуфазной МТЗ КО (ANSI 50) выбирается по условию согласования с защитами предыдущих элементов (выпрямительных преобразователей ТМП):

$$50-1(I >) = I_{C3} \geq K_{\text{ОТС}} \cdot (I_{C3.\text{ПРЕД.н}} + \sum I_{\text{РАБ.МАКС(N-n)}}), \quad (1)$$

где $K_{\text{ОТС}} = 1,3$ – коэффициент отстройки;

$I_{C3.\text{ПРЕД.н}}$ – ток срабатывания МТЗ (присоединения n) с которой производится согласование (как правило, имеющий наибольшее значение для всех МТЗ питаемых присоединений);

$\sum I_{\text{РАБ.МАКС(N-n)}}$ – геометрическая сумма максимальных токов нагрузки питаемых присоединений, исключая нагрузку присоединения с МТЗ которого производится согласование.

Примечание – Выражение (1) представлено в обобщенном виде в предположении, что на ошиновке НН УШР может быть подключено (в общем случае) больше двух присоединений.

Дополнительным условием выбора тока срабатывания междуфазной МТЗ КО УШР, является отстройка от максимального тока небаланса защиты, возникающего как результат циркуляции токов нулевой последовательности в замкнутом контуре КО (и, соответственно, во вторичных обмотках ТТ, соединенных в «треугольник») при близких КЗ на землю на стороне ВН УШР:

$$50-1(I >) = I_{C3} \geq K_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{НБ.РАСЧ}}, \quad (2)$$

где $K_{\text{ОТС}}$ – коэффициент отстройки;

$I_{\text{НБ.РАСЧ}} = K_{\text{ПЕР}} \cdot \varepsilon \cdot I_{0\text{КЗ.ВН}}$ – расчетный ток небаланса защиты при внешнем КЗ на стороне ВН УШР;

$K_{\text{ПЕР}} = 1,0$ – коэффициент, учитывающий переходный режим КЗ;

ε – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока, принимается для ТТ класса точности 5Р – 5% (0,05 о.е.), а для ТТ класса точности 10Р – 10% (0,1 о.е.);

$I_{0\text{КЗ.ВН}} = \frac{3 \cdot I_{0\text{Н.СОП}}}{3} = I_{0\text{Н.СОП}}$ – максимальная величина тока нулевой последовательности, протекающего в замкнутом контуре КО УШР при однофазном КЗ на землю на ошиновке ВН УШР, или – 1/3 часть тока нейтрали СО УШР при близком однофазном КЗ на землю (с учетом приведения токов к напряжению соответствующей стороны);

$3 \cdot I_{0\text{H.COP}} \approx \frac{1}{u_{\text{K3}}} \cdot I_{\text{НОМ.УШР}}$ – ток нулевой последовательности в нейтрали СО УШР (ориентировочная величина, без учета сопротивления питающей системы);
 u_{K3} – номинальное значение напряжения КЗ УШР (данные завода), о.е.;
 $I_{\text{НОМ.УШР}}$ – номинальный ток СО УШР.

В качестве уставки междуфазной МТЗ принимается большее (из двух условий) значение тока срабатывания.

Ток срабатывания ТЗОП КО (ANSI 46) УШР выбирается по условию согласования с защитами предыдущих элементов (выпрямительных преобразователей ТМП):

$$46-1(I >) = I_{\text{C3}} \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{C3.ПРЕД.ТЗОП}}, \quad (3)$$

где $K_{\text{отс}} = 1,5$ – коэффициент согласования (с учетом несимметрии в нагрузочных режимах питающей сети ВН);

$I_{\text{C3.ПРЕД.ТЗОП}}$ – уставка по току срабатывания ТЗОП предыдущего элемента.

МТЗ/ТЗОП, реализованная по второму варианту (фазная), предназначена для резервирования действия быстродействующих защит при КЗ в реакторе, включая собственно КО (междуфазные и витковые КЗ) и ошиновку линейных выводов КО с отходящими присоединениями.

Функция защиты использует измерения фазных проводов трансформаторов тока в фазах КО УШР. С учетом незначительной величины нагрузки, подключаемой к выводам КО УШР и схемного исполнения токовых цепей защиты («звезда» ТТ), фазная МТЗ КО может обладать приемлемой чувствительностью к витковым замыканиям в фазах КО УШР. Отстройка срабатывания защиты от гармонических составляющих токов кратных трем по величине не требуется, так как микропроцессорные устройства РЗА используют функцию цифровой фильтрации высших гармоник измеряемых токов, что позволяет МТЗ реагировать на токи повреждения только основной гармонической составляющей.

Для фазной МТЗ также не выполняется отстройка срабатывания от токов нулевой последовательности основной гармонической составляющей (50 Гц) по величине, поскольку в этом случае, защита будет также нечувствительной к токам межвитковых замыканий в фазах КО УШР.

Ток срабатывания фазной МТЗ и ТЗОП КО УШР выбирается по условию согласования с защитами предыдущих элементов (выпрямительных

преобразователей ТМП), аналогично указанному выше для междуфазной МТЗ/ТЗОП, по выражению (1). При этом, дополнительно, должно учитываться соединение обмоток ТТ («звезда»): уставка по току срабатывания МТЗ (рассчитанная как указано выше), должна быть уменьшена в $\sqrt{3}$ раза (согласно коэффициенту схемы соединения ТТ: $K_{СХ} = 1$).

Дополнительным условием выбора тока срабатывания фазной МТЗ КО УШР, является отстройка от максимального тока небаланса нулевой последовательности в замкнутом контуре КО УШР (и, соответственно, во вторичных обмотках фазных ТТ, подключенных к защите) обусловленного несимметрией напряжений сети ВН УШР в тяжелых нагрузочных режимах энергосистемы:

$$50 - 1 (I >) = I_{C3} \geq K_{отс} \cdot I_{нб.расч}, \quad (4)$$

где $K_{отс} = 1,5 \div 2$ – коэффициент отстройки;

$I_{нб.расч} = \frac{K_{нес} \cdot I_{ном.ушр}}{3}$ – расчетный ток небаланса нулевой последовательности в фазах КО УШР (с учетом приведения токов к напряжению соответствующей стороны);

$K_{нес} = 0,10$ – коэффициент несимметрии нулевой последовательности в предельных нагрузочных режимах энергосистемы;

$I_{ном.ушр}$ – номинальный ток КО УШР.

В качестве уставки фазной МТЗ принимается большее из условий (1) и (4) значение тока срабатывания.

Поскольку, (как указывалось выше), при витковом замыкании в одной из фаз КО УШР первичные токи нулевой последовательности в обмотках КО и СО УШР (включая заземленную нейтраль СО УШР) отсутствуют, для фазной МТЗ целесообразно реализовать селективную блокировку действия при фиксации тока нулевой последовательности СО УШР (возникающего при КЗ на землю в сети ВН, или броске тока включения/намагничивания УШР), которая позволит существенно уменьшить время срабатывания фазной МТЗ (без необходимости отстройки от уставок по времени ТЗНП в сети ВН).

Для реализации указанной блокировки необходимо выполнить измерение тока нулевой последовательности одного из комплектов ТТ в цепи СО УШР (соединенных по схеме «звезда с нулем»), подключив нулевой провод токовых цепей указанного комплекта ТТ к отдельному измерительному входу устройства рассматриваемой функции защиты (фазной МТЗ КО УШР).

Ток пуска функции блокировки фазной МТЗ КО (ANSI 50N) УШР выбирается по условию согласования с током срабатывания блокируемой защиты по чувствительности:

$$50N-1(I >) = I_{C3} \geq K_{\text{согл}} \cdot 3 \cdot I_{C3.МТЗ}, \quad (5)$$

где $K_{\text{согл}} = 0,7 \div 0,8$ – коэффициент согласования;

$I_{C3.МТЗ}$ – уставка по току срабатывания фазной МТЗ по условию (1) и (4) – первичная величина, приведенная к напряжению стороны ВН УШР.

В случае выявления возможности излишнего срабатывания фазной МТЗ при включении реактора под рабочее напряжение (из-за броска тока включения в фазах КО, сопровождающегося током в нейтрали УШР величиной, недостаточной для пуска блокировки фазной МТЗ), следует ввести автоматическую временную задержку пуска указанной МТЗ КО УШР, или временное загроубление защиты по току срабатывания при формировании команды включения выключателя (выключателей) на стороне ВН УШР, с уставками, позволяющими предотвратить излишнее действие защиты (параметры переходного процесса включения могут быть определены по данным регистратора аварийных событий).

Ещё одним, эффективным, вариантом блокировки МТЗ при броске тока намагничивания может быть использование внутренней функции торможения защиты по току второй гармоники, имеющейся в ряде МП устройств РЗА.

Выдержка времени ступени МТЗ и ТЗОП КО УШР (в обоих вариантах исполнения защиты) с действием на отключение выключателей ТМП выбирается по условию согласования с защитами предыдущих элементов:

$$50/49-1(T) = T_{\text{пред.тз}} + T_{\text{зап}}, \quad (6)$$

где $T_{\text{пред.тз}}$ – уставка по времени срабатывания токовых защит предыдущих элементов (выпрямительных преобразователей ТМП);

$T_{\text{зап}} = (0,3 \div 0,4)с$ – время запаса (ступень селективности).

Дополнительная ступень МТЗ КО УШР 50-2 ($I \gg$) (в обоих вариантах исполнения защиты) используется, с идентичной уставкой по току срабатывания, и с большей (на ступень селективности) выдержкой времени действия 50-2 (Т) для отключения и пуска УРОВ выключателей ВН реактора.

Для ускорения отключения КЗ в КО может быть выполнено дополнительное действие ступени МТЗ КО УШР 50-2($I >>$) без выдержки времени, блокируемое при пуске МТЗ предыдущего элемента (МТЗ линейных выводов КО, или МТЗ выпрямительного преобразователя).

Подобный подход к исполнению и расчёту уставок токовой защиты от витковых замыканий в обмотке НН, соединенной по схеме «треугольник», может быть применен также для трансформаторов и автотрансформаторов (АТ), имеющих ТТ, встроенные в фазы обмотки НН. Например, в [4] для резервирования защит цепей стороны низшего напряжения АТ 500 кВ рассматривается МТЗ в двухрелейном исполнении с комбинированным пуском напряжения. Данная защита выполняется на базе дифференциальных реле типа РНТ, с включением рабочих обмоток на ток фазы (А или С) и на ток нулевого провода ТТ, установленных в фазах обмотки НН (для компенсации токов нулевой последовательности число витков обмотки реле в нулевом проводе ТТ принимается в 3 раза меньшим числа витков обмотки, включаемой на ток фазы). Указанное исполнение защиты принято для исключения излишнего её срабатывания при внешних КЗ на землю в сетях высшего и среднего напряжений, что, однако, делает ее нечувствительной к витковым замыканиям в защищаемой обмотке НН.

Применение для обмотки НН АТ МТЗ, аналогичной рассмотренной здесь МТЗ КО УШР, позволит дополнительно реализовать эффективную защиту от витковых замыканий в указанной обмотке.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Правила устройства электроустановок [Текст]: все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7. 8-й выпуск. Новосибирск: Сиб. унив. изд-во. 2007. 854 с., ил.
- [2] А.Г. Долгополов. Управляемые шунтирующие реакторы. Выбор параметров максимальных токовых защит. [Текст] / А. Г. Долгополов // Новости электротехники. – 2010. – №1(61).
- [3] А.Г. Долгополов. Релейная защита управляемых шунтирующих реакторов.— М.: НТФ «Энергопрогресс», 2011. — 152 с.: ил. [Библиотечка электротехника, приложение к журналу «Энергетик», Вып. 8 - 9 (152 - 153)].
- [4] Руководящие указания по релейной защите. Вып. 13А. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110 – 500 кВ: Схемы. – М.: Энергоатомиздат, 1985г. – 112 с., ил.
- [5] Руководящие указания по релейной защите. Вып. 13Б. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110 – 500 кВ: Расчёты. – М.: Энергоатомиздат, 1985г. – 96 с., ил.



СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

Вдовин С.А. – руководитель группы проектирования РЗА ООО «НПП «СЕЛЕКТ».
Шалимов А.С. – ведущий инженер ООО «НПП «СЕЛЕКТ».

АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОЦЕССОВ РАСЧЕТА ПАРАМЕТРОВ СРАБАТЫВАНИЯ УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

Ефремов В.А., Анисимова О.В. (ООО Исследовательский центр «Бреслер», г.Чебоксары)

1. АНАЛИЗ СИТУАЦИИ

Качество функционирования защит в определяющей степени зависит от правильного выбора их параметров срабатывания (уставок), а для цифровых защит - и от безошибочного конфигурирования терминалов релейных устройств. Непрерывный процесс внедрения микропроцессорных (МП) защит высветил здесь ряд проблем, которые были объединены в задачи, связанные с разработкой методических указаний и созданием на их основе автоматизированных программных комплексов по расчету уставок защит.

Анализируя первую из задач, можно сделать вывод, что существующие сегодня методики рассчитаны на аналоговые защиты и во многом не учитывают специфику цифровых устройств. Такие факторы, как:

1. повышение качества защиты, ее точности и надежности;
2. изменение структуры отдельных алгоритмов (например, фильтров) при конфигурировании;
3. появление возможности плавного регулирования уставок во всем диапазоне;
4. ввод/вывод из работы различных измерительных органов (ИО);
5. появление возможности в процессе эксплуатации дополнительного введения новых модулей и измерительных органов защит и т.п. предъявляют иные требования к расчетным условиям по формированию уставок защит.

Другая сторона этой задачи в том, что в МП защитах появилась группа ИО, методики расчета уставок для которых ранее не разрабатывались. К этой группе, например, можно отнести ИО, реагирующие на приращение (аварийные составляющие) векторов различных токов и напряжений: фазных величин, разности фазных величин, составляющих прямой, обратной и нулевой последовательностей, а также ИО, применение которых было нецелесообразно из-за значительных затрат по их внедрению: автоматика по перегрузке линий, ИО для адаптивного ОАПВ и т.п.

2. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ВЫБОРУ ПАРАМЕТРОВ СРАБАТЫВАНИЯ ЗАЩИТ

Очевидно, что назрела острая необходимость в создании методических указаний по выбору параметров срабатывания микропроцессорных устройств РЗА. В связи с внедрением на объекты МП защит зарубежного производства, такая работа была инициирована ОАО «ФСК ЕЭС» и поручена ООО «ИЦ «Бреслер». В настоящее время уже созданы методические указания по расчету параметров срабатывания для всего перечня защит подстанционного оборудования и части защит линий электропередачи производства ООО «ИЦ «Бреслер», ООО «АББ Силовые и Автоматизированные системы», ООО НПП «ЭКРА», «GE Multilin» и «AREVA» («Alstom Grid»). В отличие от рекомендаций по расчету уставок заводов-изготовителей, методические указания адаптированы для защиты отечественных энергообъектов и согласованы с ведущими специалистами в этой области. Аналогичные методические указания выполняются по заданию некоторых энергосистем, как для защит перечисленных производителей, так и для других фирм, в которых учитывается специфика применения защит отечественного и зарубежного производства для конкретного энергорайона. Так для ОАО «Тюменьэнерго» помимо защит «ИЦ «Бреслер» и «ЭКРА» разработаны методические указания для «Радиус Автоматика» и НТЦ «Механотроника» с учетом отличающихся от общепринятых видов характеристик некоторых ИО.

Методические указания соответствуют стандартам РФ и рекомендациям производителей, содержат необходимую и достаточную информацию для параметрирования и конфигурирования устройств как на этапе проектирования, так и на этапе ввода в эксплуатацию и включают:

1. описание всех функций, варианты и возможности их применения;
2. полный перечень параметров устройства, расчетные выражения;
3. указания по формату задания параметров в устройстве;
4. примеры расчета и выбора уставок защиты.

3. ПРЕДПОСЫЛКИ СОЗДАНИЯ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ ПРОГРАММЫ

Одним из этапов ввода в работу устройств релейной защиты является расчет уставок ИО защиты для различных режимов работы защищаемого энергообъекта. Как правило, расчет представляет собой комплекс сложных и однообразных операций, не обеспеченных достаточным набором специализированных инструментальных средств. Наличие рутинных действий, выполняемых вручную, является источником ошибок в вычислениях. Недостаточное понимание формата, в котором микропроцессорное устройство ожидает получить уставки, зачастую приводит к некорректному их восприятию и, как следствие, ошибочному действию защиты. В связи с этим возникает по-

требность в автоматизации самых трудоёмких и длительных этапов расчетных работ с применением современных технологий. Из существующих программных средств, используемых для расчета уставок, известны программные модели, позволяющие рассчитать параметры различных аварийных режимов энергообъекта. Однако, получение данных об аварийных режимах – не единственный этап расчета, который требует автоматизации. Также можно автоматизировать процесс поиска расчетных режимов для выбора уставок, выбор методических условий и формул расчета, значений различных коэффициентов (отстройки, возврата и др.), непосредственный расчет и проверка чувствительности. Одним из важных этапов также является перевод рассчитанных значений уставок от первичных величин к формату данных для заполнения бланка уставок устройства защиты и проверка полученных значений путем сравнения с допустимым диапазоном, а также с ранее рассчитанными параметрами срабатывания для подобных объектов. Также здесь необходимо учитывать острую проблему нехватки квалифицированных кадров.

Для решения таких задач в «ИЦ «Бреслер» разработан программный комплекс (ПК) автоматизированного расчета параметров срабатывания защит – PSC (Protection Settings Calculator). Такой ПК позволяет выполнить не только параметрирование, но и конфигурирование защит, т.е. формирует бланки уставок с учетом положения программируемых накладок защиты и рассчитанных программой уставок элементов времени.

Применение программы не только ускоряет и упрощает процесс расчета, но и повышает надежность результатов, помогает избежать многих ошибок.

Алгоритмы, заложенные в программе, основаны на методических указаниях с учетом рекомендаций производителей защит, руководящих указаниях по расчету уставок и правилах устройства электроустановок.

Общая структура и основные возможности ПК PSC отображены на рисунке 1.

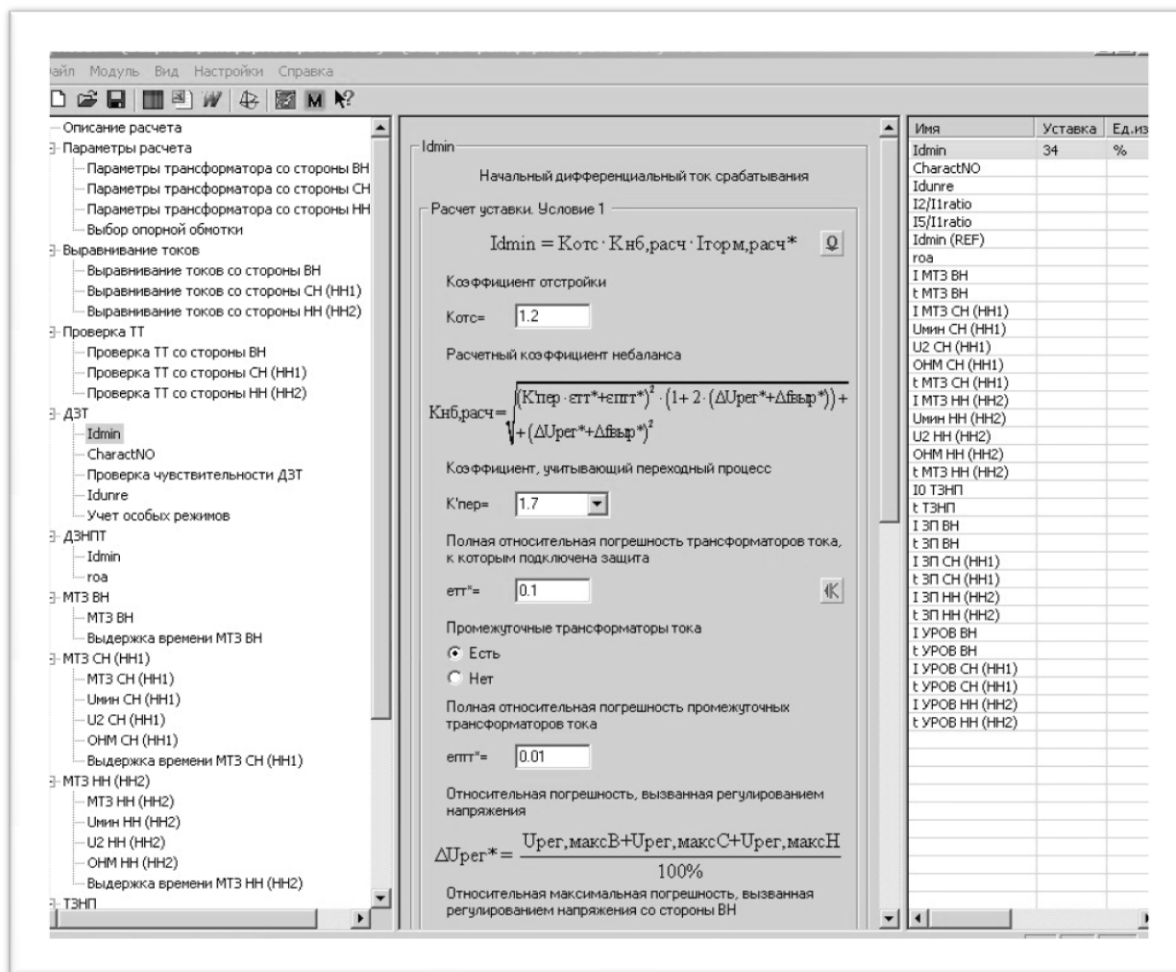


Рис. 1. Общая структура и основные возможности ПК PSC

4. ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС PSC

4.1. Основные функции программного комплекса:

2. автоматизированный расчет уставок;
3. контроль всех вводимых и рассчитанных программой параметров (коэффициентов, уставок и др.) на допустимость значений, соответствие определенным диапазонам и рекомендациям по расчету уставок;
4. возможность использования результатов расчета электрических величин режимов (токов, напряжений, сопротивлений) от имитационных моделей объекта, представленных в форматах программ ТКЗ-3000, АРМ СРЗА и ТКЗ++ и необходимых для выбора уставок и проверки чувствительности;
5. графическое представление рассчитанных уставок дифференциальных и дистанционных ИО защит;
6. формирование протоколов расчета уставок в форматах MS OfficeWord (бланкуставок, пояснительная записка, или другой формат по желанию пользователя в пределах допустимого расчетного модуля).

ПК выполнен в среде, совместимой с MicrosoftWindows. Расширяемость программы на обслуживание защит разного типа обеспечивается библиотечной организацией расчетных модулей. Таким образом, пользователь сам решает, какие модули расчета ему необходимы в зависимости от фирм-производителей и защищаемых энергетических объектов.

4.2. Этапы работы в ПК PSC

Обычно расчет начинают с задания основных параметров объекта, необходимых для расчета (номинальное напряжение, максимальный рабочий ток линии, коэффициенты трансформации трансформаторов тока и трансформаторов напряжения и пр.). Для исключения рутинных операций по заданию исходных данных ПК предлагает получать параметры первичного оборудования или их рассчитанные модели непосредственно с электронных носителей. Сбор, обработка, хранение всей информации об энергообъекте выполняют справочно-информационные системы, например, на базе программного комплекса «Служба РЗА» производства ООО «ИЦ «Бреслер».

Когда необходимые параметры объекта заданы, выбирают измерительный орган, уставку которого необходимо рассчитать. При расчете программа предлагает воспользоваться рекомендуемыми значениями коэффициентов и ранее заданными параметрами объекта. Такое решение защищает пользователя от возможных ошибок из-за выполнения многочисленных однообразных операций. Для исключения случайных ошибок в программе производится проверка на диапазоны рассчитываемых и вводимых величин.

После задания всех коэффициентов и других параметров, необходимых для расчета, автоматически производится расчет этой уставки, полученное значение которого отображается в специально предназначенном для этого поле (рис.1). Программа добавляет рассчитанное значение в список экспортируемых уставок, также имеется возможность автоматического перевода значения уставки в формат, который используется для ее задания в файле конфигурации.

Программа позволяет выполнить проверку чувствительности защиты при выбранном параметре срабатывания. После получения всех необходимых параметров производится расчет коэффициента чувствительности, который вместе с требуемым значением, которому должен удовлетворять рассчитанный коэффициент, можно добавить в список для дальнейшего экспорта в редактируемый файл конфигурации.

Удобный интерфейс и наличие подробной вспомогательной информации позволяет быстро освоить программу и легко в ней ориентироваться. Программа осуществляет контроль за используемыми для расчетов данными, предусматривает возмож-

ность применения рекомендуемых значений параметров и редактирования заносимых в файл значений уставок..

При возникновении затруднений проведения расчетов или при необходимости уточнения используемых алгоритмов расчета можно воспользоваться контекстно-зависимой справкой, которая позволяет оперативно получить необходимую информацию по интересующему вопросу, связанному как с использованием программы, так и с методикой выбора уставок, заложенной в программе. Справка содержит сведения об измерительных органах, расчет которых может быть произведен данной программой: полное наименование, обозначение, назначение, расчетную формулу, диапазоны изменения параметров, заложенные в программе, условия и формулы для проверки чувствительности, а также замечания по форме расчета данного органа и ссылки на все используемые элементы интерфейса.

4.3. Применение ПК PSC

Применение ПК PSC позволяет:

7. снизить трудозатраты пользователя по подготовке и вводу исходных данных;
2. устранить рутинность в работе расчетчика, максимально снижая ошибки «человеческого» фактора;
3. повысить точность расчета;
4. ускорить процесс создания отчетов, формирования бланков уставок в форматах фирм-производителей устройств РЗА;
5. выполнить сохранение проведенных расчетов, оперативный возврат и уточнения используемых коэффициентов и параметров отстройки;
6. повысить наглядность расчетов;
7. ускорить процесс анализа параметров срабатывания путем графического построения характеристик срабатывания;
8. получить возможность подключения к комплексу программ прикладного характера, использующих результаты расчета электрических величин и дальнейшее их использование в качестве своих исходных данных.

4.4. Развитие ПК PSC

Дальнейшее развитие программных комплексов по расчету параметров срабатывания защит видится в интеграции в один комплекс совместно с программами по расчету параметров срабатывания PSC программ по имитационному моделированию, баз данных по первичному оборудованию и их моделей, тем самым максимально повышая степень автоматизации всего процесса параметрирования, ранжирования и конфигурирования защит.

Такую работу по созданию автоматизированных программных комплексов сегодня ведет «ИЦ «Бреслер». Уже появилась возможность интеграции в ПК для совместной работы программного комплекса по моделированию режимов «ТКЗ++», данные об объекте для которого выдает ПК «Служба РЗА». Такой триумвират программных комплексов позволяет для указанного присоединения автоматически выполнить поиск максимального и минимального режимов и расчет параметров срабатывания защиты с последующей рекомендацией о применимости в защите.

Запись в терминал защиты файла конфигурации в автоматизированной программе «PSC» может быть выполнено только после контроля получаемых данных. Автоматически контролируются и значения, которые заносятся для каждого импортируемого параметра в соответствующие ячейки расчета в формах программы.

Автоматизация принятия расчетных данных об аварийных режимах в «PSC» также допустима с такими программами, как «ТКЗ 3000», «АРМ СРЗА» (производство ПК «Бриз»). Но в данном случае расчет будет производиться запуском программ пользователем вручную, поиском сформированного задания на расчет от «PSC» и сохранением рассчитанных параметров вручную.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

Ефремов Валерий Александрович - канд. техн. наук, директор Центра применения продукции, ООО Исследовательский центр «Бреслер», доцент кафедры ТОЭ и РЗА Чувашского государственного университета;

Анисимова Ольга Владимировна – заведующий сектором выбора уставок, ООО Исследовательский центр «Бреслер», аспирант кафедры ТОЭ и РЗА Чувашского государственного университета.

ОПТИМИЗАЦИЯ СХЕМ ВТОРИЧНОЙ КОММУТАЦИИ ПРИСОЕДИНЕНИЙ 6-35 КВ

Иванов Н.А. (ЗАО «Чебоксарский электроаппаратный завод»)

В современных условиях эксплуатации энергообъектов, когда большая часть электрооборудования полностью отработала свой ресурс, остро стоят вопросы о реконструкции старого оборудования. Особенно важным данный вопрос является по отношению к многочисленным понижающим подстанциям, оснащенным электромеханическими защитами.

По данным служб РЗАИ различных предприятий доля устройств релейной защиты полностью отработавших свой срок эксплуатации составляет от 40 до 82%. При этом часть оборудования отработывает свой срок эксплуатации во второй и более разы. Актуальность проведения работ по реконструкции данных объектов, по замене наиболее ответственного оборудования не вызывает сомнения, и работы в данном направлении, хоть и с очень низкими темпами, проводятся.

подавляющее большинство реконструируемых подстанций были выполнены по типовым схемам, когда имелась эффективная централизация в управлении разработками схем, изготовления расщедустройств, монтаже и вводе их в эксплуатацию. В свою очередь, Чебоксарский электроаппаратный завод, как завод-изготовитель устройств релейной защиты предлагает свои типовые решения, выполненные совместно с рядом проектных организаций. Такие типовые проекты разработаны для подстанций с различными типами оперативного тока: переменным, выпрямленным и постоянным, а также для применения с различными типами выключателей. Применение данных схем позволяет значительно упростить процесс проектирования, а также в будущем упростить процесс эксплуатации и технического обслуживания.

Данные типовые решения применяются как при реконструкции старых объектов, так и при строительстве новых. При строительстве новых расщедустройств ЗАО «ЧЭАЗ» выступает как непосредственно изготовитель таких объектов, так и как поставщик вторичного оборудования в случае изготовления распределительных устройств другими предприятиями.

Для реконструкции старых энергообъектов завод выработал различные решения, наиболее эффективным из которых как показало время, является частичная реконструкция КРУ. Как известно, основной объем реконструкции приходится на замену отработавших свой ресурс высоковольтных выключателей и релейной защиты. Если замена высоковольтных выключателей практически всегда выполняется изготовлением

новой тележки с установленным на ней вакуумным выключателем, то замена релейной защиты имеет несколько вариантов решений:

- непосредственная сборка и монтаж цепей вторичной коммутации на энергообъекте;
- установка ранее смонтированной схемы вторичной коммутации на двери релейного шкафа и поворотных панелях;
- замена старого релейного шкафа, заново изготовленным, с полностью смонтированной в нем схемой вторичной коммутации.

Первый способ требует наличия всей аппаратуры непосредственно на объекте, выполнения монтажных работ и работ по доработке металлоконструкции в стесненных и не предназначенных для этого условиях.

Полная замена релейного шкафа, как предполагается по третьему способу, влечет за собой в ряде случаев и полный демонтаж межшкафных соединений, и как следствие разборку кабелей связи, что приводит к необходимости вывода всех ячеек подстанции на время проведения реконструкции. Даже в том случае, когда межшкафные соединения не демонтируются, работы по снятию старого шкафа и установке на его место нового достаточно сложные и требуют значительного времени и специальных приспособлений.

Как показал опыт, наиболее удобным и экономически оправданным оказался второй способ, когда заранее смонтированная в заводских условиях вторичная схема поставляется на энергообъект.

Как правило, при применении цифровых устройств РЗА удается всю необходимую аппаратуру разместить на вновь изготавливаемой двери релейного шкафа, что позволяет не использовать и полностью демонтировать старые поворотные рамы. Для подключения внешних цепей вместе с дверью поставляется и клеммный ряд, так же полностью смонтированный на заводе-изготовителе.

Преимущества данного способа очевидны- подбор оборудования, его монтаж и другая достаточно объемная работа выполняется заводом-изготовителем, который имеет и обученный данному делу персонал и специально предназначенное для этого оборудование. Кроме того, металлоконструкция, изготавливаемая с соблюдением всех необходимых технологий, позволяет внешне преобразить старые КРУ, потерявшие за годы эксплуатации некогда опрятный вид. Для выполнения монтажа дверей на объекте и подведения внешних цепей достаточно одного- двух монтеров. В настоящее время ЗАО "ЧЭАЗ" насчитывает несколько десятков реконструированных таким образом подстанций.

Но это непосредственно относится только к удобству выполнения работ по реконструкции, что же касается общего повышения эффективности выполнения вторичных схем, то здесь задачу можно разделить на следующие направления:

- увеличение общей надежности и безотказности схем вторичной коммутации;
- сокращение объема работ при вводе в эксплуатацию и техническом обслуживании;
- уменьшение общей стоимости релейной части;
- упрощение эксплуатации и исключение ошибочных действий оперативного персонала.

Основные пути для достижения вышеуказанных задач:

- исключение из схем низконадёжных и плохо диагностируемых элементов;
- исключение из схем элементов, функции которых полностью дублируются другими устройствами;
- применение более функциональных устройств.

В современных условиях развития цифровой техники все больше функций можно вместить в одно устройство, не теряя при этом ни в качестве функционирования, ни в удобстве эксплуатации и обслуживания. Разумеется, что под этим устройством понимается микропроцессорный терминал релейной защиты. И если на первых этапах внедрения цифровой РЗА на энергообъекты терминалы ограничивались только выполнением основных функций защит, то сейчас намечается тенденция по внедрению в одно устройство все большее количество функций. При этом наличие этих функций не должно снижать общее качество выполнения релейной защиты и автоматики, а наоборот повышать удобство их настройки, применения и обслуживания.

Одним из удачных таких примеров можно привести устройство БЭМП РУ. Выпускающиеся с 2010 года устройства серии БЭМП РУ положительно зарекомендовали себя в эксплуатации. Кроме основных функций РЗА включают в себя широкий ряд качественных вспомогательных и сервисных функций: журнал аварий, журнал событий, осциллограф, диагностика ресурса выключателя, технический учет электроэнергии, оперативное управление функциями автоматики и др.

Примененные в данном устройстве решения позволяют сократить количество дополнительной аппаратуры, традиционно устанавливаемой в схемах шкафов.

Рассмотрим на примере несколько способов сокращения элементов вторичной схемы защиты отходящей линии, причины и следствия таких решений. Предлагаемая схема рассчитана на максимально простой монтаж и выполнена на базе упрощенного устройства - БЭМП РУ-ТТ2 для ячейки с выключателем ВВ/ТЭЛ и блоком управления

БУ/ТЭЛ 12-03. Устройство БЭМП РУ-ТТ2 выполняет функции: трехступенчатой МТЗ (в т.ч. ТО, перегрузка), защита от замыканий на землю по основной или высшим гармоникам, защита от несимметрии и обрыва фаз, УРОВ, АПВ, АЧР, ЧАПВ, контроль цепей и управление выключателем. Рассматриваемая схема предполагается для использования на подстанциях с переменным оперативным током, вопрос о наличии оперативного питания в режимах КЗ в сети решается за счет схемных решений блоков БУ/ТЭЛ 12-03 и БЭМП РУ-ТТ2, осуществляющих подпитку от токовых цепей.

В указанной схеме не рассматриваются вопросы применения новых стандартов и протоколов связи внедряемого стандарта МЭК 61850. Решения по применению новых протоколов связи, позволяющих проще организовать такие цепи как УРОВ, ЛЗШ и др. заменив их GOOSE-сообщениями, а также реализовать ряд других мероприятий, пока еще не получили качественного применения и не смогли зарекомендовать себя как достаточно надежные, простые и эффективные. Поэтому трезво оценивая сложившиеся в энергетике условия, повышение эффективности схем за счет стандарта МЭК 61850 оставим на будущее, когда условия для его применения будут подходящими.

В имеющейся схеме (Рис.1) из токовых цепей можно исключить традиционный амперметр. Необходимость его исключается наличием функции измерения и отображения токов достаточно крупным дисплеем устройства БЭМП РУ, при этом БЭМП РУ имеет здесь несколько преимуществ:

- возможность одновременного отображения токов всех трех фаз с углами между ними;
- возможность отображения токов, как в первичных, так и во вторичных значениях;
- не требуется периодическая поверка амперметра.

Из цепей оперативного тока исключены оперативные ключи (накладки), функции которых перенесены на МП устройство БЭМП РУ-ТТ2. В этом решении опять же есть свои преимущества. Переключатели некоторых фирм-производителей или просто изношенные переключатели, имеют свойство застревать в промежуточном положении при их переключении или фактически не переключать контактную группу, несмотря на то, что внешне ключ был установлен в необходимое положение. Применение же оперативного ввода/вывода через функциональные кнопки обеспечивает:

- длительную надежную работу данного способа управления;
- надежную обратную связь в виде светодиода и переменной в АСУ ТП, отражающих реальное состояние введенной или выведенной функции;

- возможность ввода/вывода функций, косвенно воздействуя на данные кнопки через АСУ ТП без участия дежурного, что достаточно удобно для подстанций без оперативного персонала. Ввод и вывод функций АПВ, АЧР, УРОВ и т.д. в данном случае можно осуществлять дистанционно, через средства связи типа GSM-модем и прочих без необходимости выезда на объект.

Таким образом, из схемы исключены переключатели оперативного ввода/вывода: АЧР, АПВ, УРОВ, ЗДЗ, «Разрешение АСУ», «Местное управление». Так же можно исключить и кнопку включения выключателя, которая дублируется кнопкой на лицевой панели терминала, а дискретный вход для включения можно использовать только для целей телеуправления. Внешнюю кнопку отключения необходимо оставить и ее дополнительный контакт SBT.2 ввести непосредственно в цепь отключения для обеспечения возможности отключения в экстренных случаях, в том числе и без подтверждения отключения от устройства РЗА.

Шинку АЧР можно подключать непосредственно к дискретному входу. Применять дополнительные промежуточные реле нет необходимости, так как устройство обеспечивает высокую помехозащищенность и стабильный порог срабатывания дискретных входов, как на переменном, так и на постоянном оперативном токе.

Кроме того, благодаря наличию броска тока при включении дискретного входа БЭМП РУ из цепей оперативного тока исключаются все дополнительные нагрузочные резисторы. Такие резисторы применяются с импортными и некоторыми отечественными устройствами РЗА, имеющими низкое потребление тока по дискретным входам, не обеспечивающие прожигание оксидной пленки контактов внешней коммутационной аппаратуры.

Для выполнения защиты при дуговых замыканиях в кабельном отсеке предусматривается использование волоконно-оптического датчика, реагирующего на резкое изменение света. Датчик входит в состав устройства БЭМП РУ-ТТ2 и подключается к специальным оптическим входам, обеспечивающих его самодиагностирование. При срабатывании датчика, с контролем тока, защита действует на отключение собственного выключателя. Данное решение позволяет исключить применение цепей централизованной дуговой защиты, действующих на отключение ячеек. Выполнение защиты при дуговых замыканиях в отсеках выключателей или отсеках сборных шин необходимо оставить традиционным, с действием на отключение всей системы шин.

Из цепей сигнализации исключены лампы сигнализации положения выключателя. Их функции полностью дублируются устройством БЭМП, имеющим большие светодиоды для индикации традиционных сигналов: «Включено», «Отключено». При

этом исключается необходимость не только в установке ламп, но и подведении шинки темного света и шинки мигания, так как аварийное отключение в устройстве БЭМП отражается мигающим светом светодиода "Отключено". В случае отсутствия оперативного тока положение выключателя можно определить по индикатору, установленному на выключателе.

В схеме также исключены цепи телесигнализации, функции которых выполняются системой мониторинга или АСУ через изолированный порт связи RS-485 устройства БЭМП РУ. При этом поддерживаются протоколы связи ModBus RTU или МЭК 60870-5-103.

В итоге в схеме остаются:

1. МП устройство РЗА;
2. блок управления выключателем;
3. кнопка отключения;
4. два автоматических выключателя;
5. два указательных реле типа РУ-21;
6. общая лампа сигнализации неисправности.

Таким образом, в схеме сведено к минимуму количество различных аппаратов, что позволяет:

- увеличить надежность схемы, так как уменьшается общая вероятность отказов;
- уменьшить занимаемое пространство и площадь, что важно как при реконструкции, так и при строительстве новых малогабаритных распределительных устройств;
- понизить конечную стоимость за счет уменьшения, как количества оборудования, так и монтажных точек;
- упростить техническое обслуживание, так как для оставшегося оборудования просто использовать автоматизированные средства проверки типа РЕТОМ-61 (51) на базе РЕТОМ-Мастер или аналогичные;
- обеспечить высокую диагностируемость и управление имеющейся схемы.

При этом в данной схеме не потеряна ни одна функция релейной защиты, автоматики сигнализации и управления, используемая в традиционных схемах. Таким образом, только за счет совмещения нескольких функций в одном устройстве можно значительно повысить общую эффективность вторичных схем и значительно сократить расходы на всех этапах, начиная от проектирования, заканчивая эксплуатацией.

СИСТЕМА АВТОМАТИЗИРОВАННОГО АНАЛИЗА АВАРИЙНЫХ СОБЫТИЙ

Машинский Ю.В. (ЗАО «РТСофт»)

Внедрение на подстанциях современных микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики, регистрации аварийных событий и измерительных преобразователей, подняло на качественно иной уровень объем информации доступный для оценки работы оборудования и систем. В результате улучшается наблюдаемость за работой оборудования; за счет увеличения количества данных о мониторинге - повышается надежность работы энергообъектов.

1. ЦЕЛЬ АНАЛИЗА АВАРИЙНЫХ СОБЫТИЙ

При возникновении аварийной ситуации в электрической сети приоритетной задачей становится быстрая оценка причин и тяжести случившегося инцидента. Большой объем данных поступающих от различных интеллектуальных и управляющих систем (РЗА, АСУТП, ПА и пр.) значительно увеличивает информационную нагрузку на оперативный и диспетчерский персонал, приводя к замедлению реакции на ситуацию и ошибкам в принятии решений. Для минимизации этого эффекта ОАО «ФСК ЕЭС» выпускает руководящие указания и стандарты организации, определяющие требования к фильтрации, отображению и передаче информации в центры технологического и диспетчерского управления. Данные распоряжения направлены в первую очередь на ограничение и стандартизацию информации доступной персоналу при анализе аварий, в тоже время более актуальным видится внедрения методов автоматической обработки всей поступающей информации позволяющее персоналу оперативно получать тот объем информации, который поможет ему принимать более оперативные и правильные решения.

Для эффективного и тиражируемого решения задачи автоматизированного анализа основным условием является наличие унифицированного источника данных. Для анализа аварий в электрических сетях, таким источником могут являться файлы осциллограмм, записываемые как отдельными регистраторами аварийных событий, так и встроенными осциллографами терминалов РЗА.

2. СЛОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ

Эффективному использованию информации собираемой регистраторами аварийных событий мешает несколько причин:

- большой объем предварительного конфигурирования;
- малая продолжительность записи и другие проблемы, связанные с содержательной частью осциллограмм;

- сложность и трудоемкость анализа, необходимость оценки большого объема данных не позволяет делать это оперативно, либо приводят к очень поверхностному анализу;
- целый ряд проблем, вызываемый необходимостью получения осциллограмм с разных подстанций для централизованного анализа.

Рассмотрим обозначенные проблемы подробнее и попробуем предложить способ их решения.

3. КОНФИГУРИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ

Конфигурирование подобных систем в общем случае заключается в описании внутри системы модели наблюдаемой сети, с привязкой точек установки осциллографирующих устройств. Объем данной работы напрямую зависит от уже имеющихся моделей сети входящих в различные существующие программно-технические комплексы. Для уменьшения трудоемкости процесса конфигурирования и поддержания системы в актуальном состоянии жизненно необходимым является поддержка механизма автоматизированного импорта данных, например основываясь на CIM модели электросетей.

4. СОДЕРЖАНИЕ ОСЦИЛЛОГРАММ

На сегодняшний день на подстанциях установлены устройства записи осциллограмм различных производителей. Многие из этих устройств до сих пор используют собственные форматы сохранения данных, в лучшем случае обеспечивая автоматизированную конвертацию своих осциллограмм в COMTRADE файлы.

Второй сложностью в использовании осциллограмм является отсутствие жесткого стандарта по наименованию сигналов записываемых в файл.

Третий фактор, который не является проблемой, но косвенно снижает полезный эффект от использования осциллограмм, это малая длительность отдельных осциллограмм. По этой причине, например, невозможно достоверно определить срабатывания устройств РЗА вызванные электромеханическими колебаниями в системе.

Наиболее эффективным путем решения описанных проблем, является выпуск нормативно-технической документации, вводящей стандарты для унификации файлов осциллограмм получаемых от различных устройств, устанавливаемых в энергосистеме. Второй способ – более трудоемкий и неэффективный – это создание специфических конверторов для всех типов используемых устройств, что потребует больших трудозатрат на создание таких средств и будет требовать постоянного обновления этих средств.

5. ДОСТАВКА ОСЦИЛЛОГРАММ

Для того чтобы осциллограммы были полезны оперативному персоналу они должны быть доступны для анализа в кратчайший срок после происшествия. Для этого стоит разделить задачу доставки осциллограмм на несколько этапов:

1й этап – Сбор и предварительная обработка осциллограмм на уровне подстанции. Под предварительной обработкой понимается, определение приоритетности собираемых осциллограмм, и отправка в первую очередь файлов с большим приоритетом. Что позволяет эффективнее использовать каналы связи. Также для уменьшения объемов трафика файлы должны подвергаться методам архивации.

2й этап – Сведение осциллограмм полученных от разных подстанций. На данном этапе необходимо учитывать высокую вероятность рассинхронизации файлов, в том числе, получаемых с одной и той же подстанции, а также разную пропускную способность каналов связи, приводящим к задержкам в доставке осциллограмм. Данные факторы не позволяют использовать для синхронизации только дискретные сигналы.

6. АНАЛИЗ ОСЦИЛЛОГРАММ

Первичный анализ осциллограмм должен выполняться в автоматическом режиме. При этом процесс анализа должен начинаться сразу после поступления первых файлов, не дожидаясь поступления всего набора файлов. При этом по мере поступления новой информации результаты анализа должны обновляться. Целью анализа является определение типа события, перечня отключенных линий и коммутационных аппаратов, определение места повреждения на линиях, анализ работы системы защиты и коммутационных аппаратов.

Результаты анализа должны предоставляться оперативному, диспетчерскому и эксплуатирующему персоналу, автоматически. При этом надо помнить, что точность результата напрямую зависит от объема и качества исходных данных.

Результатом применения систем автоматизированного анализа должно быть:

- Снижение нагрузки на оперативно-технологический и производственно-технический персонал в аварийных ситуациях.
- Повышение оперативности информирования заинтересованного персонала о факте аварии, месте происшествия и тяжести аварии.
- Уменьшение времени анализа причин и ускорение ликвидации аварий.
- Увеличение скорости и точности определения мест повреждения на линиях электропередач.
- Снижение вероятности неправильных действий персонала при ликвидации последствий аварий.
- Снижение риска крупных аварий, с помощью оценки правильности действий защитного оборудования.

7. ПРИМЕР СИСТЕМЫ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО АНАЛИЗА.

Одним из немногих существующих систем автоматизированного анализа аварийных событий является программно-технический комплекс FACES –разработка бельгийской компании SystemsEurope адаптированный к применению в электросетях российской федерации специалистами ЗАО «РТСофт».

Данный комплекс выполняет следующие функции:

- Сбор осциллограмм с уровня подстанции;
- Синхронизацию различных осциллограмм и группировку в единый аварийный инцидент;
- Определение места повреждения на линиях;
- Анализ работы коммутационных аппаратов и релейной защиты;
- Оперативное информирование диспетчерского, оперативного и ремонтного персонала;
- Прочие функции.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕХНИЧЕСКОГО РЕСУРСА ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ВЫКЛЮЧАТЕЛЯ В РЕЖИМЕ ONLINE НА БАЗЕ МИКРОПРОЦЕССОРНОЙ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

Жегалов А.А. (Филиал ООО «КЭР-Инжиниринг» «ТатНИПИэнергопром»)

В настоящее время стратегия планового технического обслуживания и ремонта высоковольтного оборудования постепенно уходит в прошлое. На смену ей приходит другая стратегия - по техническому состоянию оборудования. Эта тенденция затрагивает, в первую очередь, наиболее ответственное оборудование энергосистемы, в частности, высоковольтные выключатели (ВВ).

Являясь основными коммутационными аппаратами, ВВ должны обеспечивать высокую надежность выполнения своих функций отключения и включения, как в нормальном, так и в аварийном режимах работы. Соответственно, они требуют проведения своевременного и обоснованного технического обслуживания и ремонта. Однако невозможно осуществлять техобслуживание и ремонт по техническому состоянию, не располагая современной системой мониторинга и диагностики (СМД), способной оценивать техническое состояние, и определять расход и остаток ресурса ВВ в автоматическом режиме.

Для создания такой системы необходимо обеспечить поступление диагностических параметров от объекта диагностики. Применительно к ВВ, эту задачу можно решить, организовав поток диагностических данных от терминалов микропроцессорной релейной защиты, автоматики и управления (МП РЗАУ), относящихся к данному ВВ.

Современные терминалы МП РЗАУ в структуре автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУ ТП) энергетического объекта могут являться устройствами сбора информации [1]. В них ведется осциллографирование аварийных режимов, запись аналоговых и дискретных сигналов. При этом функции мониторинга и диагностики ВВ в той или иной степени уже присутствуют в устройствах мировых производителей релейной защиты. Однако их реализация не всегда полноценна, и зачастую сводится к ведению статистики работы ВВ.

В связи с этим задача разработки новых, а также усовершенствования существующих принципов определения технического состояния ВВ является весьма актуальной.

Как известно [2], техническое состояние дугогасительной камеры ВВ и его контактной системы отражает коммутационный ресурс ВВ. Коммутационный ресурс задается заводом-изготовителем, и определяется допустимым для ВВ количеством операций отключения как при номинальном токе (ИНОМ), так и при номинальном токе отключения (ИНОМ.О.) без осмотра и ремонта дугогасительного устройства.

Номинальный ток - это действующее значение наибольшего тока, допустимого по условию нагрева частей ВВ в длительном режиме.

Номинальный ток отключения - это наибольший ток, который ВВ может отключить при наибольшем рабочем напряжении.

На предприятиях электроэнергетики определение расхода коммутационного ресурса производится оперативным персоналом по методике [3]:

$$R = \sum_{i=1}^K R_i = \sum_{i=1}^K \frac{1}{N_i} \quad (1)$$

где R – расход коммутационного ресурса за K отключений; R_i – расход коммутационного ресурса за одно отключение тока I_i ; N_i – допустимое количество отключений при токе I_i .

Условием вывода ВВ в ремонт является [3]:

$$\sum_{i=1}^K \frac{1}{N_i} > 1 - \frac{1}{N_{\min}} \quad (2)$$

где N_{\min} – допустимое количество отключений при наибольшем токе, возможном в месте установки ВВ.

В данной методике не учитывается влияние многих факторов, от которых зависит износ дугогасительной камеры ВВ: вида и времени протекания КЗ, наличия аperiodической составляющей в токе, времени горения дуги и других.

Развитие теории и совершенствование существующих методов количественного расчета показателей надежности ВВ дано в методике, описанной в [4]. На основании статистических данных в [4] определено, что зависимость фактического сработанного ресурса от эксплуатационных факторов носит экспоненциальный характер. За наиболее значимый эксплуатационный фактор принят ток, коммутируемый ВВ [4]:

$$R = R_0 + \sum_{j=1}^K \left(\int_0^{R_j} \exp\left(\frac{I - I_0}{\Delta I}\right) dr - R_j \right), \quad (3)$$

где R – фактический сработанный ресурс ВВ (ресурс, срабатываемый ВВ в конкретных условиях эксплуатации) за K отключений; R_0 – нормативный ресурс ВВ; I – значение коммутируемого тока; I_0 – нормативное значение тока; ΔI – относительное отклонение тока I (при каждом увеличении тока I на величину ΔI фактический сработанный ресурс ВВ увеличивается в e раз, а при уменьшении – уменьшается в e раз); R_j – фактический сработанный ресурс на j -ом интервале наработки в нормативных условиях эксплуатации.

Преимуществом методики [4] является то, что в качестве эксплуатационного фактора, наиболее сильно влияющего на снижение ресурса, может быть принят любой – электрический, тепловой, химический, механический фактор. При этом необходимо определить зависимость срабатываемого ресурса ВВ от этого фактора для вычисления относительного отклонения данного фактора, что не всегда возможно. В [4] описано использование данной методики с учетом лишь тока, коммутируемого ВВ. В таком виде данная методика имеет те же недостатки, что и [3].

Сработка коммутационного ресурса ВВ происходит в результате оплавления и испарения материала контактов при коммутациях токов КЗ, сопровождающихся электрической дугой внутри дугогасительного устройства ВВ при разрыве его контактов. При больших коммутируемых токах КЗ общий износ ВВ находится в зависимости от энергии, выделяющейся на его контактах [5].

Рассмотрим предлагаемый принцип организации работы функции мониторинга и диагностики высоковольтного выключателя (МДВВ) с использованием методики [4], приняв в ней за наиболее значимый эксплуатационный фактор энергию, выделяемую в ВВ при отключении.

Эта энергия может быть подразделена на две составные части:

- W_1 – энергия, выделившаяся на контактах ВВ в интервале времени от момента КЗ (t_0) до момента начала расхождения контактов ВВ (t_1), рис. 1;
- W_2 – энергия, выделившаяся в ВВ от момента загорания электрической (t_1) дуги до момента ее погасания (t_2), рис. 1.

Суммарная энергия, выделяющаяся в ВВ при отключении им КЗ определяется выражением:

$$W_{\Sigma} = W_1 + W_2 \quad (4)$$

Современные терминалы МП РЗАУ осуществляют запись и хранение мгновенных значений токов и напряжений трех фаз в месте установки ВВ в виде осциллограмм, а так же запись большого количества дискретных сигналов (срабатывание защит, положение ВВ и др.). Пример осциллограммы тока, при отключении однофазного КЗ на линии электропередачи, приведен на рис. 1.

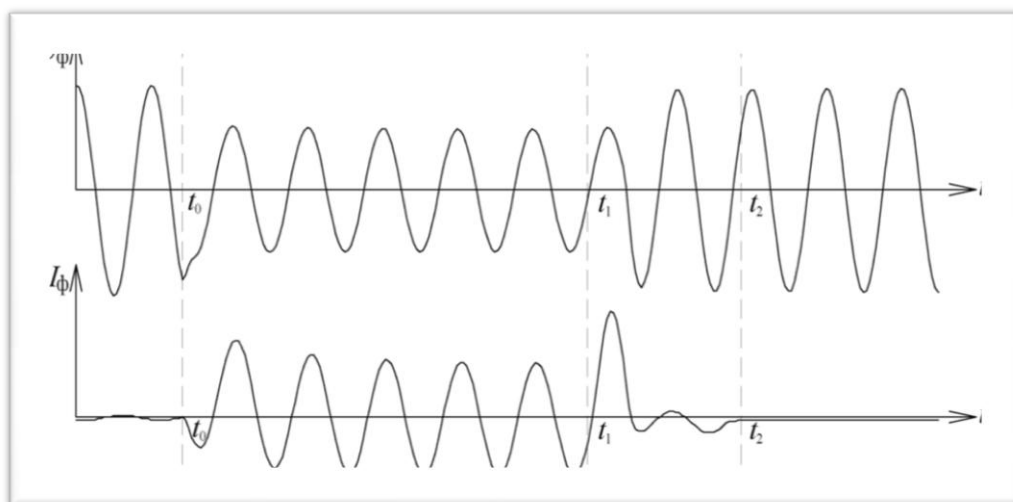


Рис. 1. Осциллограмма отключения выключателя при однофазном КЗ:
U ϕ , I ϕ – фазные напряжение и ток; t $_0$ – время возникновения КЗ;
t $_1$ – время начала размыкания контактов; t $_2$ – время погасания дуги.

Из данной осциллограммы можно определить величины, необходимые для определения энергии, выделяющейся в ВВ при отключении КЗ: ток через ВВ (i), время существования КЗ до момента размыкания контактов $t_{КЗ}=t_1-t_0$, и время гашения электрической дуги $t_{Д}=t_2-t_1$.

Энергия W_1 , выделившаяся в ВВ за время КЗ, когда его контакты замкнуты, определяется выражением:

$$W_1 = r_K \cdot \int_{t_0}^{t_1} i_{КЗ}^2(t) dt, \quad (5)$$

де $i_{КЗ}(t)$ – функция тока КЗ; r_K – электрическое сопротивление замкнутых контактов ВВ; t_0 – момент времени начала КЗ; t_1 – момент времени начала размыкания контактов ВВ.

Энергия W_2 , выделившаяся в ВВ за время, когда его контакты размыкаются, определяется накопленной реактивной энергией цепи КЗ:

$$W_2 = E \cdot I_{КЗ} \cdot t_{Д} \cdot \sin \varphi_{КЗ}, \quad (6)$$

где E – ЭДС энергосистемы; $\varphi_{КЗ}$ – угол короткого замыкания; $I_{КЗ}$ – действующее значение тока КЗ до момента размыкания контактов.

Значения величин: $i_{КЗ}(t)$, $I_{КЗ}$, t_0 , t_1 и t_2 определяем из осциллограммы, рис. 1, E – из данных электрической сети, и, наконец, r_K – из паспортных данных ВВ.

Для расчета значения $\varphi_{КЗ}$, входящего в состав выражения (6), необходимо определить $z_{КЗ}$ – полное сопротивление КЗ, состоящее из активного ($r_{КЗ}$) и реактивного ($x_{КЗ}$) сопротивления всей цепи КЗ от ЭДС системы до точки КЗ.

$$\varphi_{K3} = \operatorname{arctg} \left(\frac{x_{K3}}{r_{K3}} \right), \quad (7)$$

где $x_{K3} = x_C + x_{Л.К3}$; $r_{K3} = r_C + r_{Л.К3}$ – соответственно реактивное и активное сопротивление цепи КЗ; x_C, r_C – соответственно реактивное и активное сопротивление системы, от точки приложения ЭДС до ВВ (определяются, как и E , из данных электрической сети); $x_{Л.К3}, r_{Л.К3}$ – соответственно реактивное и активное сопротивление линии от ВВ до места КЗ (определяются из осциллограмм).

Выражение (3) для фактического сработанного ресурса при учете фактора – коммутируемой энергии W_{Σ} , примет вид:

$$R = R_0 + \sum_{j=1}^K \left(\int_0^{R_j} \exp \left(\frac{W_{\Sigma} - W_0}{\Delta W} \right) dr - R_j \right), \quad (8)$$

где W_0 – нормативное значение энергии; ΔW – относительное отклонение энергии (при каждом увеличении фактора W_{Σ} на величину ΔW фактический сработанный ресурс ВВ увеличивается в e раз, а при уменьшении – уменьшается в e раз).

Нормативный коммутационный ресурс ВВ R_0 определяется, как ресурс ВВ в номинальных условиях эксплуатации, и равен $N_{НОМ.}$ – допустимому количеству отключений ВВ при токе $I_{НОМ.}$. Однако если требуется рассчитать фактический ресурс за наработку, отличную от наработки в объеме нормативного ресурса R_0 , то в выражении (8) необходимо принять значение R_0 , равное этой наработке [4].

Коммутационный ресурс на ВВ дается заводом-изготовителем в виде зависимости допустимого количества отключений ВВ $N_{НОМ.}$ при токе $I_{НОМ.}$, и $N_{НОМ.О.}$ при токе $I_{НОМ.О.}$. Расход коммутационного ресурса за одно отключение тока $I_{КЗ}=I_{НОМ.}$ с учетом выражения (1):

$$R_{НОМ.} = \frac{1}{N_{НОМ.}} \quad (9)$$

Аналогично – за одно отключение тока $I_{КЗ}=I_{НОМ.О.}$:

$$R_{НОМ.О.} = \frac{1}{N_{НОМ.О.}} \quad (10)$$

Предположим, что в нормативных условиях эксплуатации (то есть когда $t_{Д}=t_{с.о.}$) при отключении ВВ тока $I_{КЗ}=I_{НОМ.}$ выделяется энергия $W_{\Sigma}=W_{НОМ.}$:

$$W_{НОМ.} = t_{с.о.} \cdot E \cdot \sin \varphi_{K3} \cdot I_{НОМ.}, \quad (11)$$

где $t_{с.о.}$ – собственное время отключение ВВ (из паспортных данных на ВВ).

В таком случае фактический сработанный ресурс равен $R_{НОМ.}$, рис. 2.

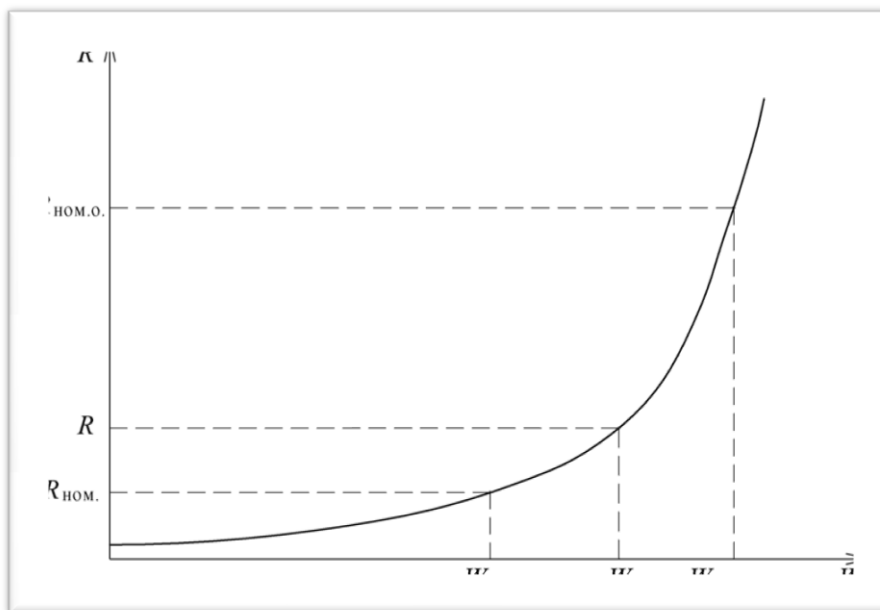


Рис. 2. Зависимость фактического сработанного ресурса ВВ от величины коммутируемой энергии

Аналогично при отключении тока $I_{КЗ}=I_{НОМ.О.}$ выделяется энергия $W_{\Sigma}=W_{НОМ.О.}$:

$$W_{НОМ.О.} = t_{с.о.} \cdot E \cdot \sin \varphi_{КЗ} \cdot I_{НОМ.О.} \quad (12)$$

Фактический сработанный ресурс при этом равен $R_{НОМ.О.}$, рис. 2.

Зная из [4], что зависимость фактического сработанного ресурса R от величины коммутируемой энергии W_{Σ} имеет экспоненциальный характер, можно записать:

$$R = \exp(a_0 + a_1 \cdot W_{\Sigma}) \quad (13)$$

В соответствии с определением ΔW , запишем следующую систему уравнений с тремя неизвестными (a_0 , a_1 , ΔW):

$$\begin{cases} R_{НОМ.} = \exp(a_0 + a_1 \cdot W_{НОМ.}) \\ R_{НОМ.О.} = \exp(a_0 + a_1 \cdot W_{НОМ.О.}) \\ R_{НОМ.} \cdot \exp(1) = \exp(a_0 + a_1 \cdot (W_{НОМ.} + \Delta W)) \end{cases} \quad (14)$$

Решив ее относительно ΔW , и с учетом выражений (9) и (10), получим:

$$\Delta W = \frac{W_{НОМ.О.} - W_{НОМ.}}{\ln N_{НОМ.} - \ln N_{НОМ.О.}} \quad (15)$$

Выражение (8) для фактического сработанного ресурса учитывает основные факторы, от которых зависит износ дугогасительной камеры ВВ: ток КЗ, время гашения дуги, а также фактический угол КЗ. В результате увеличивается точность оценки технического состояния ВВ.

ВВ должен быть выведен в ремонт, если при следующем отключении полюсом ВВ тока КЗ расход его коммутационного ресурса может превысить 100%. Таким образом, условие вывода ВВ в ремонт после К отключений, по аналогии с (2), имеет вид:

$$R > \left(1 - \frac{1}{N_{НОМ.О.}}\right) \cdot 100\% \quad (16)$$

где $N_{НОМ.О.}$ – допустимое количество отключений ВВ при токе $I_{НОМ.О.}$.

В случае выполнения условия (16) функция МДВВ выводит сигнал предупреждения о критическом значении коммутационного ресурса ВВ.

Пример расчета ресурса ВВ:

Выключатель типа ВВ/TEL-10-20/1000 совершил одно отключение тока трехфазного КЗ. Из данных электрической сети известно: $E=10,5$ кВ. Из осциллограммы получено: $I_{КЗ}=20$ кА; $\varphi_{КЗ}=65,5^\circ$; $t_0=0$; $t_1=0,058$ с; $t_2=0,083$ с. Паспортные данные на ВВ: $I_{НОМ}=1$ кА, $I_{НОМ.О.}=20$ кА, $t_{с.о.}=0,027$ с, $N_{НОМ.}=50000$, $N_{НОМ.О.}=100$, $r_K=40$ мкОм. Рассчитать сработанный коммутационный ресурс ВВ.

Решение:

Определим время гашения дуги:

$$t_D = t_2 - t_1 = 0,083 - 0,058 = 0,025 \text{ с}$$

По выражениям (5) и (6) определим значения энергии W_1 и W_2 :

$$W_1 = 40 \cdot 10^{-6} \cdot \int_0^{0,058} \left(20 \cdot 10^3 \cdot \sqrt{2} \cdot \sin(\omega t + 65,5^\circ)\right)^2 dt = 0,93 \cdot 10^3 \text{ Дж}$$

$$W_2 = 25 \cdot 10^{-3} \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot 0,91 \cdot 20 \cdot 10^3 = 4,78 \cdot 10^6 \text{ Дж}$$

Так как $W_2 \gg W_1$, то можно принять, что $W_\Sigma = W_2$. По выражениям (11) и (12) определим нормативные значения энергий:

$$W_{НОМ.} = 27 \cdot 10^{-3} \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot 0,91 \cdot 1 \cdot 10^3 = 258 \cdot 10^3 \text{ Дж}$$

$$W_{НОМ.О.} = 27 \cdot 10^{-3} \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot 0,91 \cdot 20 \cdot 10^3 = 5,16 \cdot 10^6 \text{ Дж}$$

По выражению (15) определим относительное отклонение энергии:

$$\Delta W = \frac{5,16 \cdot 10^6 - 258 \cdot 10^3}{\ln 50000 - \ln 100} = 789 \cdot 10^3 \text{ Дж}$$

Так как был отключен ток трехфазного КЗ, то ресурс был сработан во всех трех фазах ВВ. По выражению (8), приняв в нем $W_0 = W_{НОМ.}$, $R_0 = 1$, $R_j = 1$, определим фактический сработанный ресурс для одной фазы:

$$R = \exp\left(\frac{4,78 \cdot 10^6 - 240 \cdot 10^3}{789 \cdot 10^3}\right) = 315$$

Это означает, что сработанный ресурс после одного отключения тока $I_{КЗ}=20\text{кА}$ с временем $t_{Д}=0,025\text{с}$ эквивалентен сработанному ресурсу после 315 отключений тока ИНОМ с временем $t_{Д}=t_{с.о.}$

Сработанный ресурс одной фазы ВВ в % равен:

$$R = \frac{315 \cdot 100\%}{50000} = 0,63\%$$

При расчете по выражению (3) сработанный ресурс того же ВВ равен 1%. Таким образом, если в дальнейшем ВВ будет производить отключения тока $I_{КЗ}=20\text{кА}$ с временем $t_{Д}=0,025\text{с}$, то срок его эксплуатации можно продлить в $1/0,63=1,59$ раз, то есть на 59%. Это означает, что ВВ сможет произвести 159, а не 100 отключений тока $I_{КЗ}=20\text{кА}$.

Основными отличительными преимуществами предлагаемого принципа являются:

1. Возможность перехода от планового технического обслуживания к ремонту по техническому состоянию. Мониторинг и диагностика ведутся в автоматическом режиме, без вывода ВВ из работы;
2. Отсутствие специфических датчиков и регистраторов. Необходимую диагностическую информацию несут лишь электрические и дискретные величины, получаемые из осциллограмм терминала МП РЗАУ;
3. Применимость предлагаемой методики для различных типов ВВ. При использовании в качестве эксплуатационного фактора энергии, выделившейся в процессе отключения, становится возможным учесть различия во времени протекания коммутационных процессов в ВВ с разным типом дугогашения.
4. Возможность продления срока эксплуатации ВВ по результатам вычислений.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Гловацкий В.Г., Пономарев И.В. Современные средства релейной защиты и автоматики электросетей. Киев: «Энергомашвин», 2003. – 534 с.
- [2] Макаров Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4 – 35 кВ и 110 – 1150 кВ, том 5. М.: «Папирус Про», 2005.
- [3] Методические указания по определению расхода коммутационного ресурса выключателей при эксплуатации // НИЦ ВВА, 1991. 9 с.
- [4] Назарычев А.Н., Андреев Д.А., Таджибаев А.. Справочник инженера по наладке, совершенствованию технологии и эксплуатации электрических станций и сетей. М.: «Инфра-Инженерия», 2006. – 928 с.



- [5] Чунихин А. А. Электрические аппараты / А. А. Чунихин. - М.: Энергоатомиздат, 1988. - 720 с.

РАЗВИТИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ВЕКТОРНОЙ РЕГИСТРАЦИИ ПАРАМЕТРОВ ДЛЯ ЗАДАЧ АВТОМАТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМИ РЕЖИМАМИ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Жуков А.В., Демчук А.Т., Дубинин Д.М. (ОАО «СО ЕЭС»)

ВВЕДЕНИЕ

Создание и внедрение в практику эксплуатации крупнейших энергообъединений мира систем мониторинга переходных режимов (СМПР) является одним из приоритетных направлений их технологического развития. СМПР базируется на технологии векторных измерений, обеспечивающей способность регистрации синхронизированных по времени измерений параметров электромеханических переходных режимов в различных сколь угодно удаленных друг от друга точках энергосистемы и вычисление взаимных углов векторов напряжения в однозначно определенные моменты времени благодаря использованию сигналов синхронизации глобальных навигационных спутниковых систем. Это отличает СМПР от систем телеметрии и определяет широкий спектр и специфику ее применения, в частности, обеспечивает получение более детальной информации о параметрах переходных режимов в энергосистемах, возникающих вследствие технологических нарушений или аварийных возмущений. Новое качество предоставляемой СМПР информации позволяет специалистам существенно расширить круг задач по повышению качества и надежности управления электрическими режимами электроэнергетической системы.

РАЗВИТИЕ СМПР В РОССИИ

Создание системы мониторинга переходных режимов в России было инициировано ОАО «СО ЕЭС» в 2005 году в рамках проекта «ТЭО синхронного объединения энергосистем УСТЕ и ЕЭС/ОЭС» [1, 2]. В 2006 году на 16 энергообъектах ЕЭС была введена в эксплуатацию первая очередь СМПР, что позволило получить данные синхронизированных векторных измерений и начать систематические наблюдения и исследования динамических свойств энергообъединений и пост-анализ при возникновении технологических возмущений и аварийных нарушений.

Система СМПР ЕЭС представляет собой совокупность векторных регистраторов параметров режима (далее – регистраторов), концентраторов векторных данных (Phasor Data Concentrator, PDC), каналов передачи информации между регистраторами, концентраторами данных и диспетчерскими центрами ОАО «СО ЕЭС», а также средств обработки полученной информации.

Иерархически СМПР ЕЭС построена аналогично подобным зарубежным системам WAMS (Wide Area Measurement System). На нижнем уровне – регистраторах и концентраторах векторных данных, установленных на энергообъектах, производится измерение и первичная обработка информации. Далее синхронизированные векторные измерения передаются в центры управления (РДУ, ОДУ, ЦУС, ЦДУ и т.д.), на уровне которых развернуты on-line и off-line приложения, использующие данные СМПР при анализе причин и последствий технологических нарушений и системных аварий, в расчетных аналитических задачах, при верификации динамических моделей энергосистемы, мониторинге низкочастотных колебаний, визуализации электрического режима, а также в задачах противоаварийного и режимного управления, в том числе для оценки тяжести текущего электрического режима к предельно допустимому и т.п.

ОАО «СО ЕЭС», являясь идеологом развития СМПР в России, особое внимание уделяет разработке нормативной базы СМПР. Совместно с ОАО «НИИПТ», ОАО «Институт «Энергосетьпроект» и собственниками энергообъектов разработаны требования к развертыванию комплексов на энергообъектах, обмену технологической информацией с центрами управления и концентраторам векторных данных (Phasor Data Concentrator, PDC). В настоящий момент требования и критерии установки регистраторов СМПР на энергообъектах сформулированы в Стандарте ОАО «СО ЕЭС» «Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем», согласно которому регистраторы СМПР должны быть установлены на подстанциях напряжением 500 кВ и выше, электростанциях установленной мощностью 500 МВт и более, а также в контролируемых сечениях ЕЭС и межгосударственных ЛЭП напряжением 110 кВ и более. По состоянию на май 2012 года сбор данных СМПР производится с 36 энергообъектов ЕЭС (114 phasor measurement unit, PMU), из них в режиме реального времени – с 9 энергообъектов (18 PMU). Также обеспечена возможность получения данных СМПР с регистраторов СМПР Украины и Казахстана. Схема размещения регистраторов СМПР показана на рис. 1.



Рис.1. Схема размещения регистраторов СМПР в ЕЭС/ОЭС

■ - регистраторы (PMU), работающие в режиме on-line,

■ - регистраторы (PMU), работающие в режиме off-line,

■ - установка новых PMU в 2-х летней перспективе

ОАО «СО ЕЭС» инициирует разработку проектов развития СМПР на региональном уровне. В 2010-2011 г.г. разработаны Системные проекты создания СМПР в операционных зонах ОДУ Урала и ОДУ Сибири.

В настоящее время совместными усилиями ОАО «Концерн «Росэнергоатом» и ОАО «СО ЕЭС» ведутся работы по созданию программно-технических комплексов СМПР Белоярской, Калининской, Курской, Кольской, Ленинградской, Нововоронежской, Ростовской и Смоленской АЭС. По предварительной оценке к концу 2012 года комплексы СМПР будут развернуты на 45 объектах (более 200 PMU).

В части развития СМПР ЕЭС/ОЭС в период 2012-2013 г.г. также запланировано:

- создание ПТК СМПР Краснодарской ТЭЦ, ТЭС УГМК, Невинномысской ГРЭС, Тюменской ТЭЦ-1, Воткинской ГЭС и на ряде подстанций ОАО «ФСК ЕЭС»;
- модернизация существующих комплексов СМПР Сургутской ГРЭС-2, ПС 1150 кВ Алтай, Саяно-Шушенской ГЭС и Загорской ГАЭС.

По предварительному анализу в перспективе до 2020 года ПТК СМПР будут развернуты на 300 энергообъектах ЕЭС.

В рамках развития технологий СМПР в ОАО «СО ЕЭС» создана Автоматическая система сбора информации с регистраторов СМПР (АС СИ СМПР). Программно-аппаратные комплексы АС СИ СМПР, развернутые в диспетчерских центрах ОАО «СО ЕЭС», включают в себя серверы хранения (концентраторы) данных векторных измерений и рабочие места технологов. Архитектура АС СИ СМПР показана на рис.2.

В результате создания АС СИ СМПР в ОАО «СО ЕЭС»:

- реализована технология автоматического сбора данных с регистраторов СМПР в диспетчерские центры ОАО «СО ЕЭС» в режимах on-line и of-line;
- создана база данных СМПР и обеспечен систематический сбор данных с регистраторов СМПР при возникновении технологических нарушений и аварийных возмущений в ЕЭС России;
- обеспечена возможность для развития компетенций и технологий управления с применением данных СМПР.

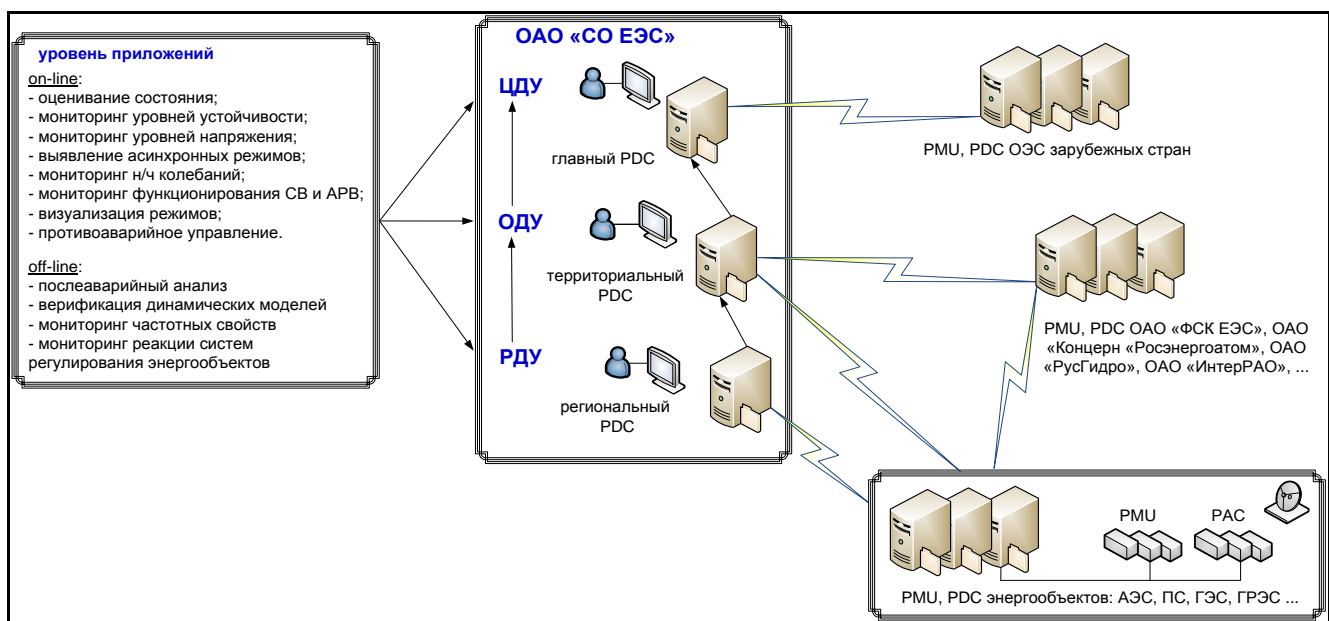


Рис.2. Архитектура АС СИ СМПР ОАО «СО ЕЭС»

Применяемые в настоящее время устройства синхронизированных векторных измерений изначально создавались для реализации функции мониторинга стационарных режимов энергосистем. Но, учитывая фактическое создание инфраструктуры, обеспечивающей доставку данных СМПР со сравнительно небольшими задержками в диспетчерские центры ОАО «СО ЕЭС», созданы предпосылки для применения данных устройств в системах управления и защиты (WACS и WAPS) [3] в качестве измери-

тельного органа, что в свою очередь, выдвигает требования к обеспечению точности измерений в ходе переходных процессов. Создание устройств с удовлетворительными техническими характеристиками должно стать первым этапом в применении технологии в противоаварийной автоматике. Одним из способов повышения качества измерений в динамических режимах является увеличение дискретизации вычисления параметров электрического режима, например, до 4 - 12 раз на период промышленной частоты, что обеспечит проведение более детального анализа работы централизованной и локальной автоматики и систем регулирования, а также непосредственно электромагнитных переходных процессов. Векторные регистраторы нового поколения должны включать в себя функции измерителей в нормальных и переходных режимах и стать основным источником информации для систем управления электрическими режимами ЭЭС. Очевидно, что расширение функционала обслуживаемых информационной системой технологических задач ставит новые, более сложные задачи обеспечения транспорта и хранения информации, связанные с обеспечением надежности и приоритетности этих данных.

В связи с этим, акцент в исследованиях сделан на совершенствование технических характеристик регистраторов в целях их применения в качестве низовых устройств в системах управления и автоматики. В настоящее время специалистами ООО «Прософт-Системы» и ОАО «НИИПТ» ведется разработка регистратора нового поколения, запланировано проведение сравнительных испытаний и реализация пилотного проекта на энергообъектах операционной зоны ОДУ Урала.

ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ СИНХРОНИЗИРОВАННЫХ ВЕКТОРНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ

Создание АС СИ СМПР обеспечивает техническую возможность применения данных синхронизированных векторных измерений в практических задачах. Безусловно, данная технология предоставляет значительно больший объем информации по сравнению с существующими системами телеизмерений и первоочередной задачей является реализация ее потенциала по улучшению надежности и качества управления энергосистемой.

Возможность использования синхронизированных векторных измерений для решения тех или иных задач критическим образом зависит от возможности ее передачи от места регистрации в центр обработки. В связи с этим основные области применения данных СМПР могут быть разделены на две основных категории:

- задачи, не требующие передачи информации в режиме реального времени;
- задачи для управления режимами работы энергосистем в режиме реального времени.

Среди off-line приложений можно выделить следующие:

- анализ технологических нарушений и аварий;
- верификация динамических моделей;
- мониторинг частотных свойств энергосистемы и отдельных ее регионов;
- мониторинг реакции систем регулирования отдельных электростанций на возникающие аварийные небалансы в энергосистеме и т.п.

На первом этапе применения синхронизированных векторных измерений Системным оператором ЕЭС были решены задачи верификации динамических моделей и мониторинга низкочастотных колебаний [4]. Данные векторных измерений – единственный инструмент, позволяющий получить необходимую информацию об электро-механическом переходном режиме для верификации динамической цифровой модели [5]. Критерии оценки точности цифровой модели энергосистемы выбираются экспертно в зависимости от конкретной задачи, для которой предназначается верифицируемая модель.

Первый отечественный опыт верификации цифровых моделей по данным СМПР был получен в рамках проекта «ТЭО синхронного объединения энергосистем УСТЕ и ЕЭС/ОЭС». В качестве параметров верификации использовались частота электрического тока (рис.3) в различных точках ЕЭС/ОЭС и перетоки активной мощности по ряду линий электропередач. В дальнейшем этот опыт был использован и значительно расширен в ходе работ по созданию и верификации базовой динамической модели (БДМ) ЕЭС/ОЭС, выполненных ОАО «НИИПТ» в 2007–2009 годах. Верификация БДМ ЕЭС/ОЭС была выполнена по семи технологическим нарушениям, произошедшим в различное время года, различное время суток и в различных схемно-режимных условиях [6].

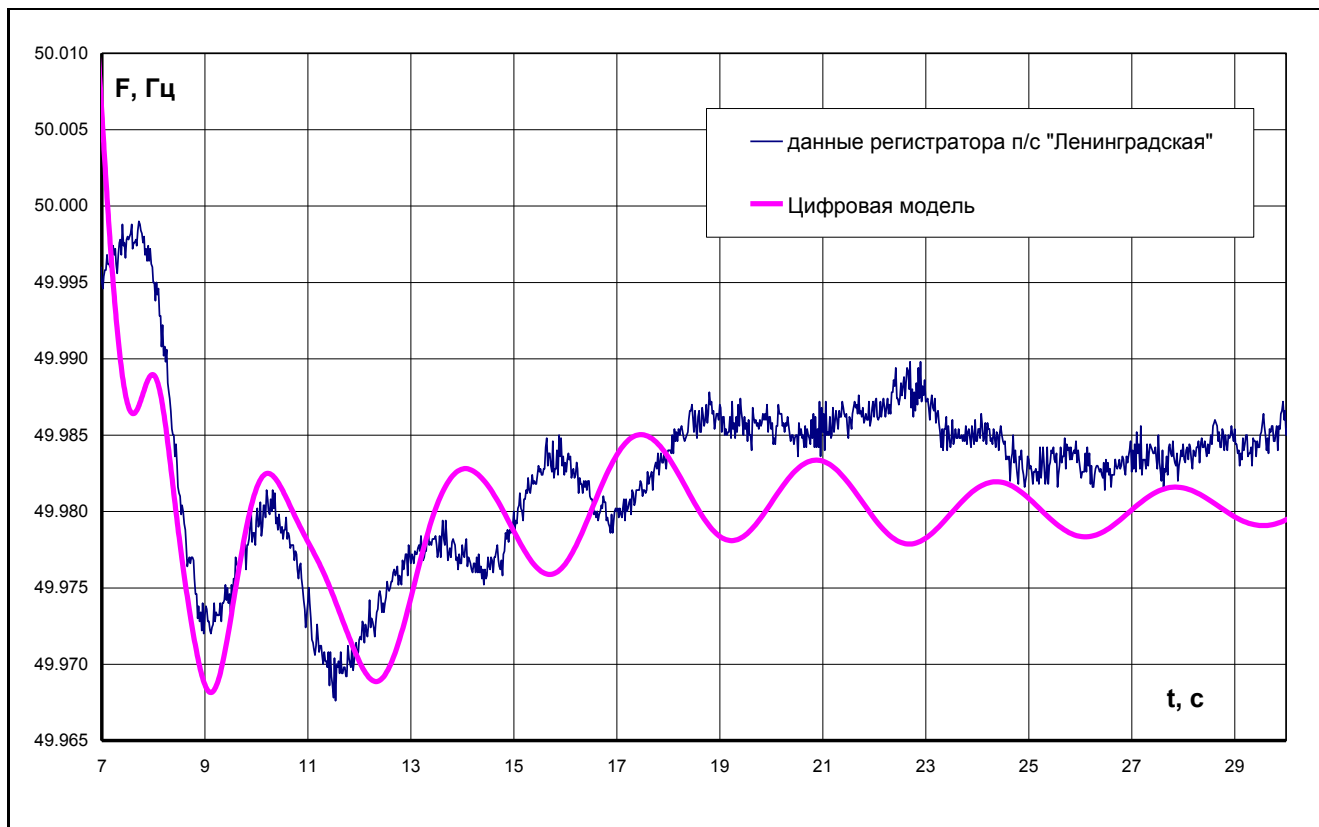


Рис.3. Пример частичной верификации цифровой модели ЕЭС/ОЭС по динамике изменения частоты при отключении блока Калининской АЭС (520 МВт)

В ОАО «СО ЕЭС» систематически проводится анализ технологических нарушений и аварий с применением данных СМПР (рис.4, 5). Сбор данных векторных измерений производится технологами в случае нарушения баланса мощности в ЕЭС на 500 МВт и более, при возникновении режима, сопровождающегося снижением напряжения в системообразующей сети менее допустимого уровня, при проведении системных испытаний и расследовании технологических нарушений режима работы ЕЭС/ОЭС.

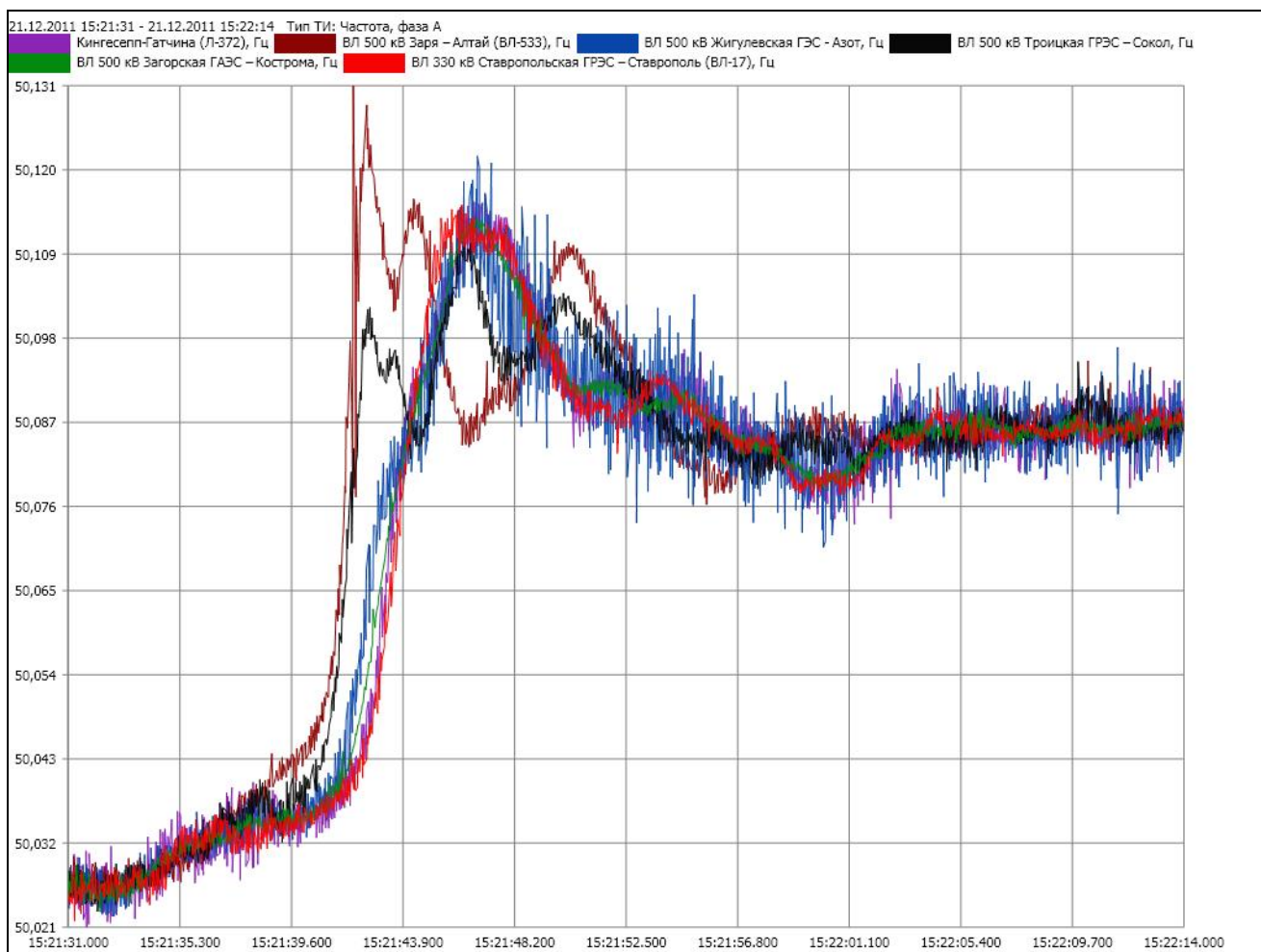


Рис.4. График частоты по данным СМНР при отключении ВЛ 500 кВ Южно-Казахстанская ГРЭС – Агадырь ц.1, ц.2

Высокая скорость обработки и дискретизация регистрируемых параметров электроэнергетической сети создает предпосылки применения данных векторных измерений в локальных и централизованных устройствах автоматического управления в качестве входной информации. Поэтому первоочередной задачей является реализация потенциала технологии векторных измерений для улучшения надежности и качества управления энергосистемой. Но решение данной проблемы требует проработки целого ряда вопросов, начиная от технических возможностей регистраторов, надежности их работы, протоколов обмена информацией до требований к каналам передачи данных, гарантированности и времени доставки информации и т.п. Необходимо формирование требований ко всем компонентам каждой системы (WAMS, WACS, WAPS). Общие требования к быстрдействию функционирования систем в on-line и off-line приведены в таблице 1.

Таблица 1

Требования к быстродействию функционирования систем

Off-line	АСДУ	WAMS off-line	не регламентируется	Стационарные и переходные процессы
real time		WAMS on-line	$t < 5$ сек	
	САУ (on-line)	WACS	$t < 5$ сек	Стационарный режим
		WAPS	$t < 1$ сек	Электромеханические переходные процессы
		РЗА	$t \ll 1$ сек	Электромагнитные переходные процессы

В настоящий момент основными направлениями для применения синхронизированных векторных измерений в on-line приложениях являются:

- оценивание состояния;
- мониторинг уровней устойчивости;
- мониторинг уровней напряжения;
- выявление асинхронных режимов;
- мониторинг параметров электромеханических переходных режимов;
- мониторинг низкочастотных колебаний энергосистемы и выявление источника;
- мониторинг функционирования систем возбуждения и автоматических регуляторов возбуждения генераторов электростанций;
- визуализация режимов;
- противоаварийное управление.

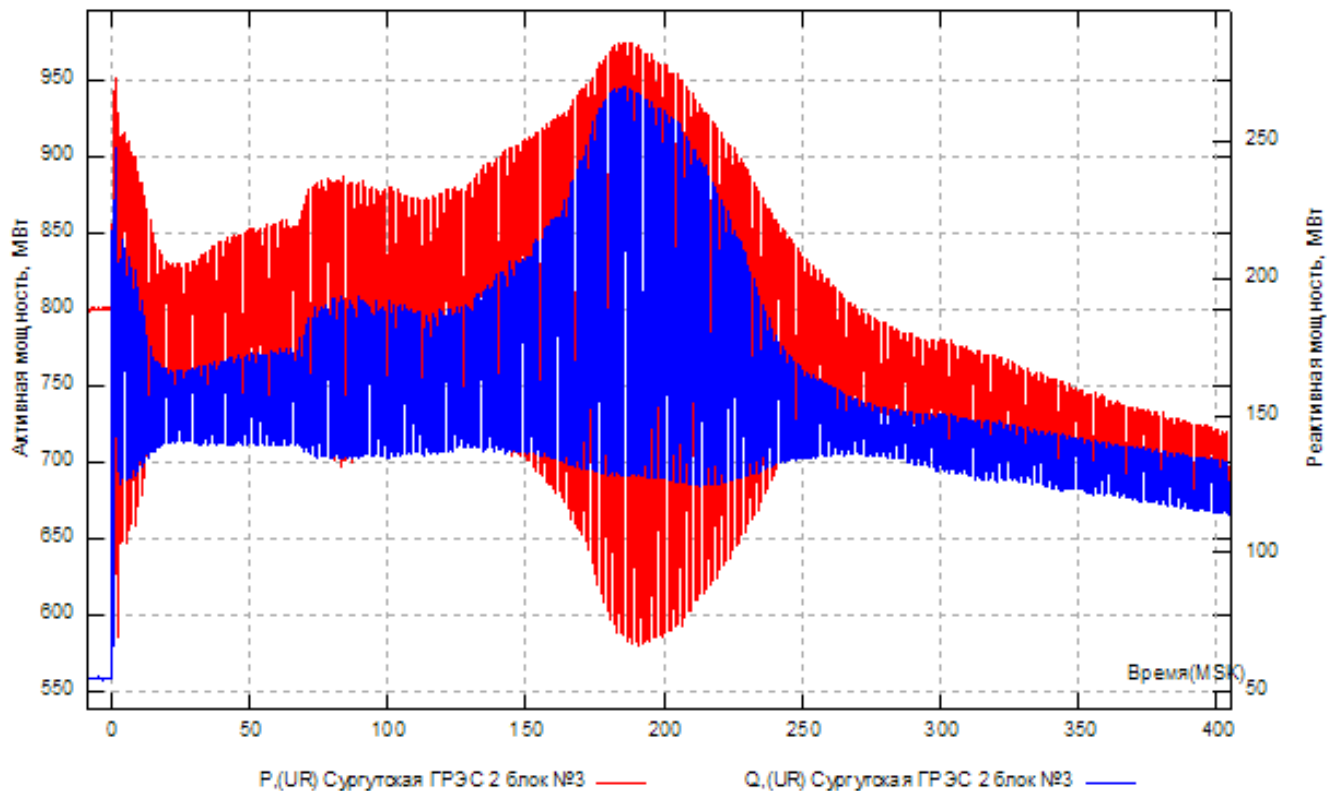


Рис.5. Динамика изменения активной и реактивной мощности блока №3 Сургутской ГРЭС-2 по данным СМПР в ходе синхронных качаний

Задача оценивания состояния решается на всех уровнях диспетчерского управления (ЦДУ, ОДУ, РДУ) с использованием ПО «Космос», источником информации для которой является ОИК СК-2007. Ввод данных регистраторов СМПР в ПО «Космос» реализовано в Тюменском РДУ в Системе мониторинга запасов устойчивости в Северных регионах Тюменской области (СМЗУ в СРТО) [7]. При этом данные СМПР о фазовых углах в узлах сети используются в качестве информации, дополняющей телеизмерения ОИК. ПТК СМЗУ позволяет определять опасные сечения в системообразующей сети и их пропускную способность в режиме реального времени. В перспективе предполагается доработка технологических алгоритмов расчета допустимых перетоков с учетом действия противоаварийной автоматики и критерия N-1. Планируется организовать внедрение СМЗУ в ряде операционных зон и в системообразующей сети ЕЭС России, для чего потребуется ввести в нормативные документы процедуры, учитывающие возможность ведения режима с применением данных взаимных углов напряжений. Реализация проекта СМЗУ в операционной зоне ОДУ Северо-Запада запланирована в 2013 – 2014 гг.

Внедрение СМЗУ позволяет:

- максимально использовать пропускную способность электрической сети посредством управления режимом с учетом актуальных на текущий момент ограничений с обеспечением нормативных запасов устойчивости;
- обеспечить диспетчера средствами определения в режиме реального времени допустимых перетоков активной мощности в электрической сети;
- повысить точность решения задачи оценивания состояния энергосистемы за счет включения в ПО оценивания состояния измерений фазовых углов напряжений.

Одним из перспективных направлений применения векторных измерений также является оценка тяжести текущего электрического режима к предельно допустимому и выдача на первом этапе предупреждений оперативно-диспетчерскому персоналу, а затем управляющих воздействий на устройства регулирования. Контроль должен производиться по относительному углу векторов напряжений в определяющих точках системообразующей сети ЕЭС/ОЭС. Следует учитывать, что возможность применения относительного угла для оценки тяжести электрического режима в значительной степени ограничена параметрами и характеристиками схемы наблюдаемой энергосистемы: при сравнении информативности относительного угла и перетока активной мощности по сечению преимущества первого ограничиваются схемами простейшей структуры. В ряде случаев информативность этих параметров близка, а иногда контроль перетока имеет очевидные преимущества. В двухмашинной схеме простейшего вида относительный угол между шинами неизменного напряжения однозначно определяет близость к режиму, предельному по условиям статической аperiodической устойчивости, и является информативным параметром, позволяющим оценить тяжесть текущего электрического режима.

Приведенные в [8] результаты показывают, что возможность применения относительного угла для оценки тяжести электрического режима во многом зависит от конкретных схемно-режимных условий, характерных для тех или иных частей ЕЭС России, а точнее, от того, насколько та или иная часть ЕЭС (межсистемная связь между двумя концентрированными частями энергообъединения, протяженный транзит с промежуточными отборами мощности и т.п.) может быть сведена к схеме простой структуры.

В ОАО «СО ЕЭС» с 2006 года проводится мониторинг низкочастотных колебаний в режиме off-line в целях исследования динамических свойств энергосистемы, а также определения «проблемных» мест и разработки рекомендаций по выбору мест установки дополнительных АРВ сильного действия и оптимизации настроек каналов системной стабилизации АРВ на действующих энергообъектах. В настоящий момент

уровень развития технических средств позволяет вести разработку программного комплекса мониторинга н/ч колебаний в режиме реального времени. ОАО «СО ЕЭС» инициировал данную работу, поставив задачу интеграции разрабатываемого ПО с функционирующей АС СИ СМПР.

ПО мониторинга н/ч колебаний должно обладать следующими функциями:

- выявления (идентификации) и фиксации аварийных событий;
- идентификации н/ч колебаний и определения степени их демпфирования;
- выявления незатухающих или нарастающих колебаний, расчета частоты, амплитуды, затухания и других параметров колебаний.

В качестве дальнейшего развития применения данных векторной регистрации в практических задачах противоаварийного управления в ЕЭС России планируется продолжать исследования в следующих направлениях:

- создание пусковых органов ПА нового типа с применением данных СМПР;
- создание ПА для выявления и недопущения угрозы возникновения каскадных аварий;
- создание координирующей системы ПА более высокого уровня;
- отслеживание межсистемных качаний мощности;
- разработка новых методов определения пределов устойчивости энергосистемы, путем измерения демпфирующих свойств энергосистемы в режиме реального времени;
- управление режимом работы электропередачи;
- обеспечение защиты целостности энергосистемы, отслеживание нарастания колебаний, осуществление необходимого противоаварийного воздействия.

В инновационную программу развития ОАО «СО ЕЭС» в перспективе до 2020 года включены следующие задачи:

- реализация управления режимом электропередачи по относительному углу;
- внедрение СМЗУ в операционных зонах всех филиалов ОАО «СО ЕЭС» ОДУ;
- разработка и создание программно-аппаратных комплексов оценки тяжести режима и мониторинга динамических свойств энергосистем на основе СМПР;
- разработка системных проектов создания СМПР в операционных зонах ОДУ Северо-Запада, Центра, Юга, Средней Волги;
- создание ЦСПА энергосистем, ЦС (ЦКС) АРЧМ, технических средств локальной ПА и РА с использованием векторных измерений;
- разработка системы противоаварийного управления по ликвидации каскадных аварий;

- разработка и создание систем управления режимами при внедрении управляемых сетевых элементов гибких электропередач;
- разработка координирующей системы противоаварийной автоматики.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Развитие технологии векторных измерений параметров электрического режима в ЕЭС России совпадает с направлениями ее развития в ведущих энергообъединениях мира: WAMS → WACS → WAPS.
2. В энергообъединении ЕЭС/ОЭС создана Система мониторинга переходных режимов, реализующая технологию векторной регистрации параметров режима энергообъединения.
3. Применение технологии векторной регистрации параметров в режиме off-line позволило Системному оператору решить задачу верификации динамических моделей энергообъединения и создать процедуру мониторинга низкочастотных колебаний.
4. Применение технологии СВРП в режиме реального времени реализовано в созданной и принятой Системным оператором в эксплуатацию Системы мониторинга запасов устойчивости Северных регионов Тюменской области, позволяющей, опираясь на реальные максимально допустимые перетоки получить экономический эффект, скорректировав ограничения по перетокам мощности в опасных сечениях.
5. Ведутся работы по внедрению технологии векторных измерений параметров электрического режима в целях совершенствования систем оперативно-диспетчерского и автоматического управления ЕЭС России.
6. С созданием СМПП у Системного Оператора появился эффективный инструмент анализа динамических свойств ЕЭС/ОЭС, а также возникли предпосылки создания принципиально новых систем автоматического регулирования и управления режимами энергообъединения.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Аюев Б.И. О системе мониторинга переходных режимов / Энергорынок, №2, 2006.
- [2] Куликов Ю. А. Использование технологии векторного измерения параметров в ЕЭС России для информационного обеспечения оперативно-диспетчерского управления / «Энергетик», №1, 2009.
- [3] Edlin M.A., Gushina T.A., Zukov A.V., Demchuk A.T. Electrodynamics Simulator Application for Working Out of New Requirements for WAMS for UPS Control Tasks Solving / Monitoring of Power System Dynamics Performance. 28-30 April 2008, Saint Petersburg.

- [4] Аюев Б.И., Герасимов А.С., Есипович А.Х., Куликов Ю.А. Верификация цифровых моделей ЕЭС/ОЭС. *Электричество*, №5, 2008.
- [5] Жуков А.В., Куликов Ю.А., Герасимов А.С., Есипович А.Х., Смирнов А.Н. Оценка достоверности динамических моделей сложных электроэнергетических систем по данным СМПП / *Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем*. Сб. тр. Международной научно-технической конференции, Санкт-Петербург, 2011.
- [6] Герасимов А.С., Есипович А.Х., Куликов Ю.А., Смирнов А.Н. Опыт верификации динамической модели ЕЭС/ОЭС по данным системы мониторинга переходных режимов. / *Сборник научных трудов «Известия НИИ постоянного тока»*. СПб, 2009.
- [7] Демчук А.Т., Жуков А.В., Кац П.Я., Данилин В.А. Система мониторинга запасов устойчивости энергосистемы с использованием технологии векторного измерения параметров / *Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем*. Сб. тр. Международной научно-технической конференции, Москва, 2009.
- [8] Андреюк В.А., Гущина Т.А., Жуков А.В., Демчук А.Т. Режимное и противоаварийное управление мощностью энергоблоков с использованием информации от СМПП / *Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем*. Сб. тр. Международной научно-технической конференции, Санкт-Петербург, 2011.

МОНИТОРИНГ НИЗКОЧАСТОТНЫХ КОЛЕБАНИЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ИЗМЕРЕНИЙ СМПР

Жуков А.В., Расщепляев А.И., Климова Т.Г. (ОАО «СО ЕЭС», ФГБОУ ВПО «НИУ «МЭИ»)

Система мониторинга переходных режимов (СМПР) (англ. - wide area monitoring system, WAMS) позволяет регистрировать измерения, содержащих информацию, необходимую для анализа электрических режимов и процессов, происходящих в энергосистеме при различных возмущениях и технологических нарушениях в работе энергосистемы и выявлять причины их возникновения [1]. Данные регистрируемые измерения относятся к классу временных рядов.

Анализ временных рядов предполагает, что измерения содержат систематическую (регулярную) составляющую (обычно включающую несколько компонент разного типа) и случайный шум (ошибку), который затрудняет обнаружение регулярных компонент.

Большинство регулярных компонент временных рядов принадлежит к двум классам: к тренду или периодическим составляющим. Тренд (долговременная тенденция изменения исследуемого временного ряда) представляет собой общую систематическую линейную или нелинейную компоненту, изменяющуюся во времени. Периодическая составляющая - это повторяющиеся компоненты. Оба эти вида регулярных компонент часто присутствуют в ряде одновременно. Вид тренда определяется при предварительном визуальном рассмотрении временных рядов. Многие монотонные временные ряды хорошо описываются линейной функцией. Периодические составляющие временного ряда анализируются методами спектрального анализа, использующие понятия спектральной плотности сигнала.

Ниже исследуется поведение ряда электрических станций (ЭС) при использовании измерений фазовых углов напряжения, полученных устройствами СМПР, установленными на этих объектах. Измерения фазовых углов представляют собой конечные выборки временных рядов.

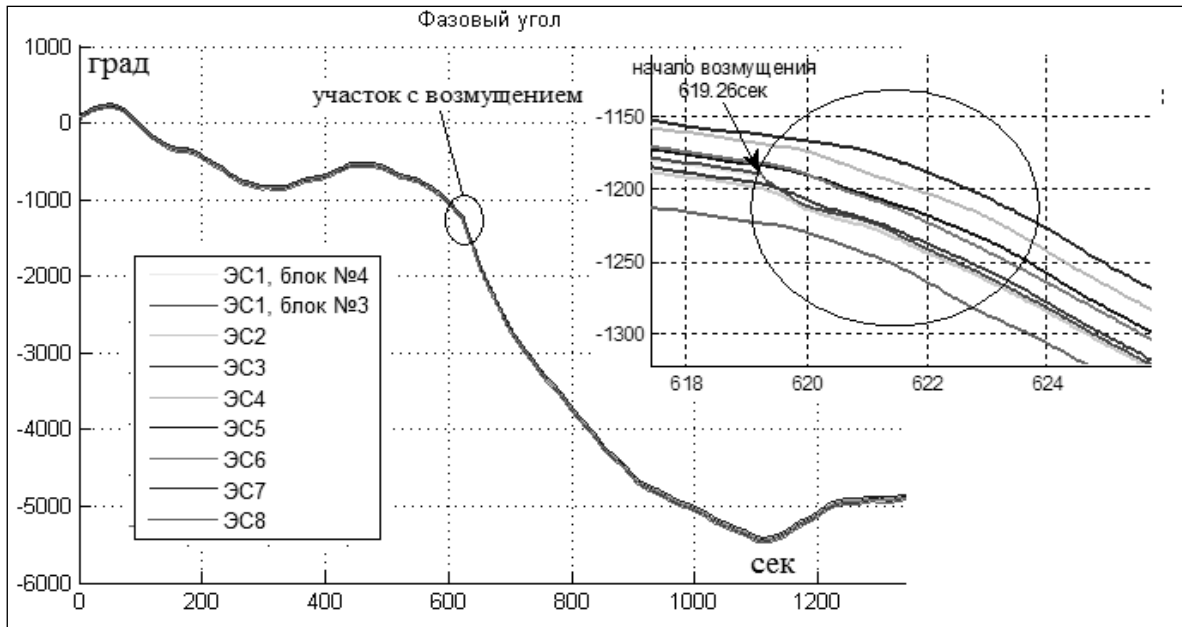


Рис.1. Пример зависимости фазовых углов векторов напряжения в различных узлах ЭЭС.

В примере анализируемых данных (рис.1), приведены реальные характеристики изменения фазовых углов векторов напряжения, полученные СМПР в некоторых узлах ЭЭС относительно фазы опорного сигнала GPS. Производные фазовых углов представляют собой абсолютного скольжение, т.е. отклонение частоты ЭС от синхронной. Изменения электроэнергетического режима в некоторой точке определяют изменения фазы (а, следовательно, и частоты скольжения) всех объектов обратно пропорционально электрическому расстоянию между объектами и точкой возмущения. Анализ взаимного скольжения позволит выделить группы генераторов, отделившихся от ЭЭС.

Представляет интерес исследование абсолютного, относительного и взаимного движения как в квазистационарном режиме (малые возмущения), так и при переходных процессах (при больших возмущениях).

Анализ квазистационарного режима. Для иллюстрации анализа выбран набор значений абсолютных скольжений, полученных при дифференцировании фазовых углов векторов напряжений в некоторых узлах ЭЭС (рис.2). Для удобства визуальной рассмотрения все значения абсолютных скольжений смещены друг относительно друга на 0.01 Гц по вертикали (рис.2,а). Нижняя выборка расположена без смещения.

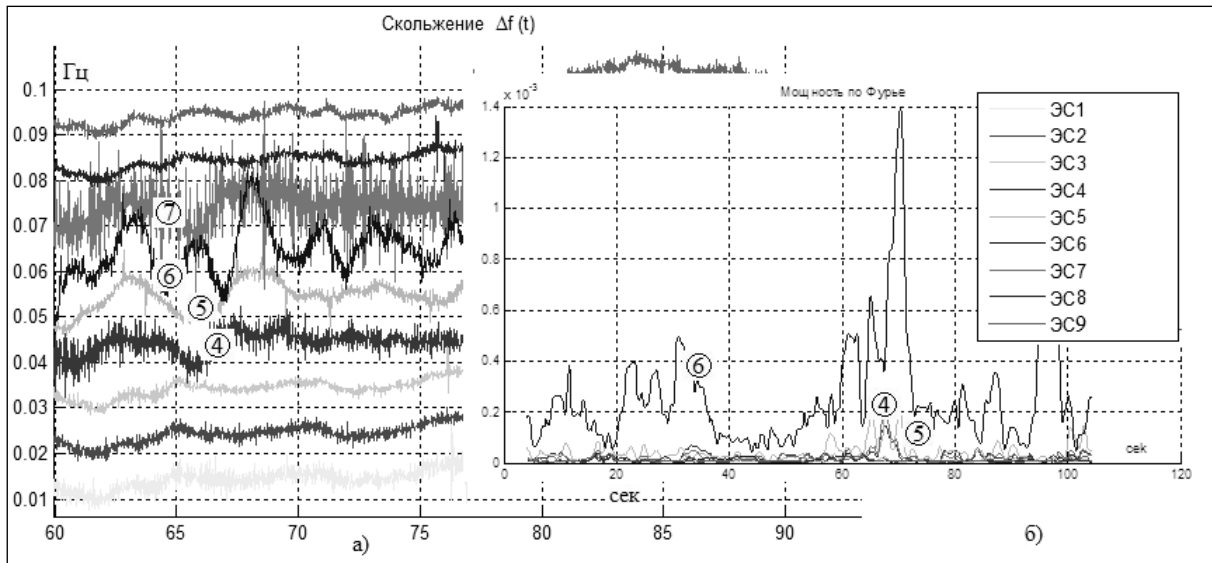


Рис.2. Анализ квазистационарного режима.

Визуальный анализ характеристик показывает:

1. Все зависимости имеют тренд одного направления, что характеризует синхронность работы рассматриваемой группы генераторов. [2].
2. Колебательные составляющие всех зависимостей разные, эти составляющие, в основном, определяются работой каждой ЭС
3. Отмечается значительное различие уровня высокочастотных составляющих между отдельными выборками (что может определяться погрешностью измерения, использованием разнотипных измерителей, флуктуациями нагрузки). Различный уровень высокочастотного шума внутри одного временного ряда, возможно, определяется флуктуациями нагрузки.

Количественная оценка периодической составляющей временного ряда, представляющего абсолютное скольжение частот в узлах ЭЭС, определяется мощностью этой низкочастотной составляющей временного ряда (рис.2,б). Визуально видно, что в некоторых выборках колебательная составляющая весьма значительна (кривые (4-7) рис.2,а)). Это проявляется и в кривых мощности (2,б)). Наибольшую мощность колебательной составляющей имеет процесс 6, относящийся к станции ЭС6.

Расчет мощности в частотной области (использование спектральной плотности) и во временной области (использование АКФ) [3] дает идентичные результаты. Расчет АКФ требует меньше вычислительных ресурсов. При сравнении рассчитанной мощности колебательной составляющей квазистационарного процесса абсолютного скольжения с заданным порогом определяются объекты с недопустимыми колебаниями частоты.

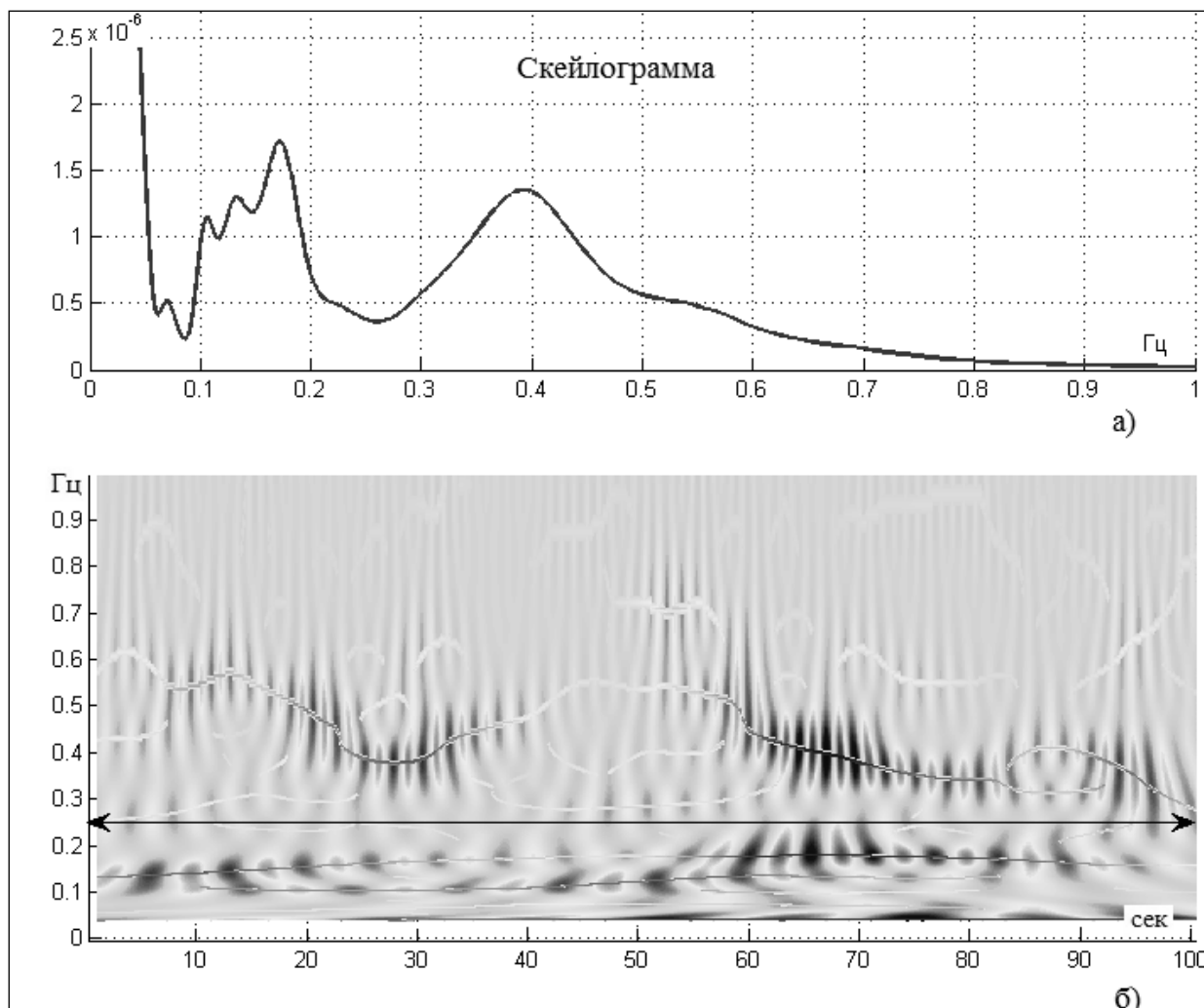


Рис.3. Анализ спектрального состава абсолютного скольжения ЭСб .

Низкочастотный спектр любого процесса в рассматриваемых данных имеет переменный во времени состав спектральных составляющих разной мощности. Это хорошо видно на волновом спектре, построенном с помощью вейвлета Морле для набора данных б (данных рис.2).

На рис.3,б) представлена действительная часть комплексного спектра Морле. На спектре проведены линии, соединяющие экстремумы частотных составляющих в диапазоне $0.04 \div 1$ Гц.

Частоты ниже 0,2 Гц определяются нагрузкой [2]. Более высокие частоты характеризуют состояние ЭС, на которой установлена СМПП, и влияние других ЭС. Собственная частота ЭС (частота максимальной мощности) в течение времени наблюдения (100 с) флуктуирует в некотором диапазоне. Параметры частотных составляющих, расположенных выше двухсторонней стрелки (рис.3,б)), могут быть определены при использовании окна наблюдения, равном 4 с и менее.

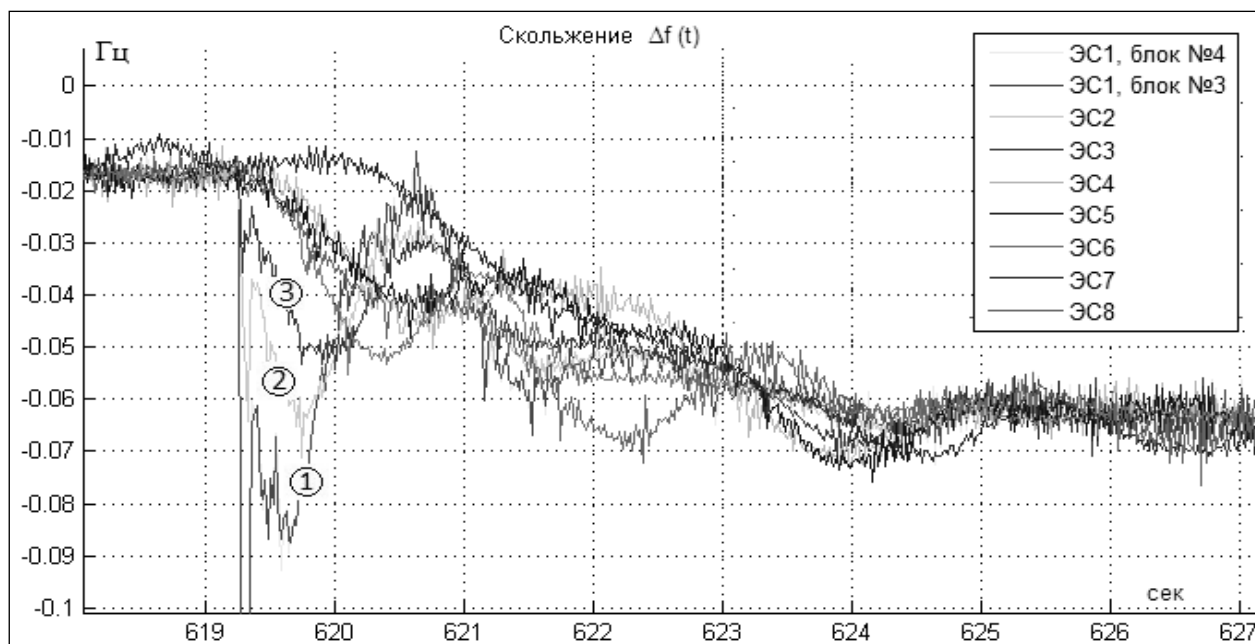


Рис.4. Изменение абсолютного скольжения исследуемых объектов при большом возмущении.

При суммировании всех значений квадрата модуля волнового спектра вдоль временной оси (горизонтальной оси рис.3,б)) формируется скейлограмма, характеризующая среднюю мощность спектральных составляющих за время наблюдения. Из рис. 3,а) видно, что средняя собственная частота колебания абсолютного скольжения ЭС6 близка 0,4Гц.

Методы спектрального анализа позволяют оценить параметры квазистационарного режима: его спектральный состав, математическое ожидание и дисперсию высокочастотных флуктуационных составляющих, проводить постоянный мониторинг низкочастотных колебаний.

Анализ процессов при больших возмущениях. В примере анализируемых данных (рис.1), после дифференцирования проявляются существенные скачки абсолютного скольжения, вызванные отключением блока на станции ЭС1. На рис.4 показана реакция абсолютного скольжения всех объектов на заданное большое возмущение.

На рисунке видно однонаправленное изменение абсолютного скольжения всех объектов (изменение тренда одного знака), но значительно различаются колебательные составляющие изменения скольжения объектов. Три ЭС имеют достаточно существенное отклонение частоты от средней частоты остальной инерционной (синхронной) группы объектов. В дальнейшем под синхронной группой (СГ) понимается группа ЭС, одинаково реагирующая на возмущения.

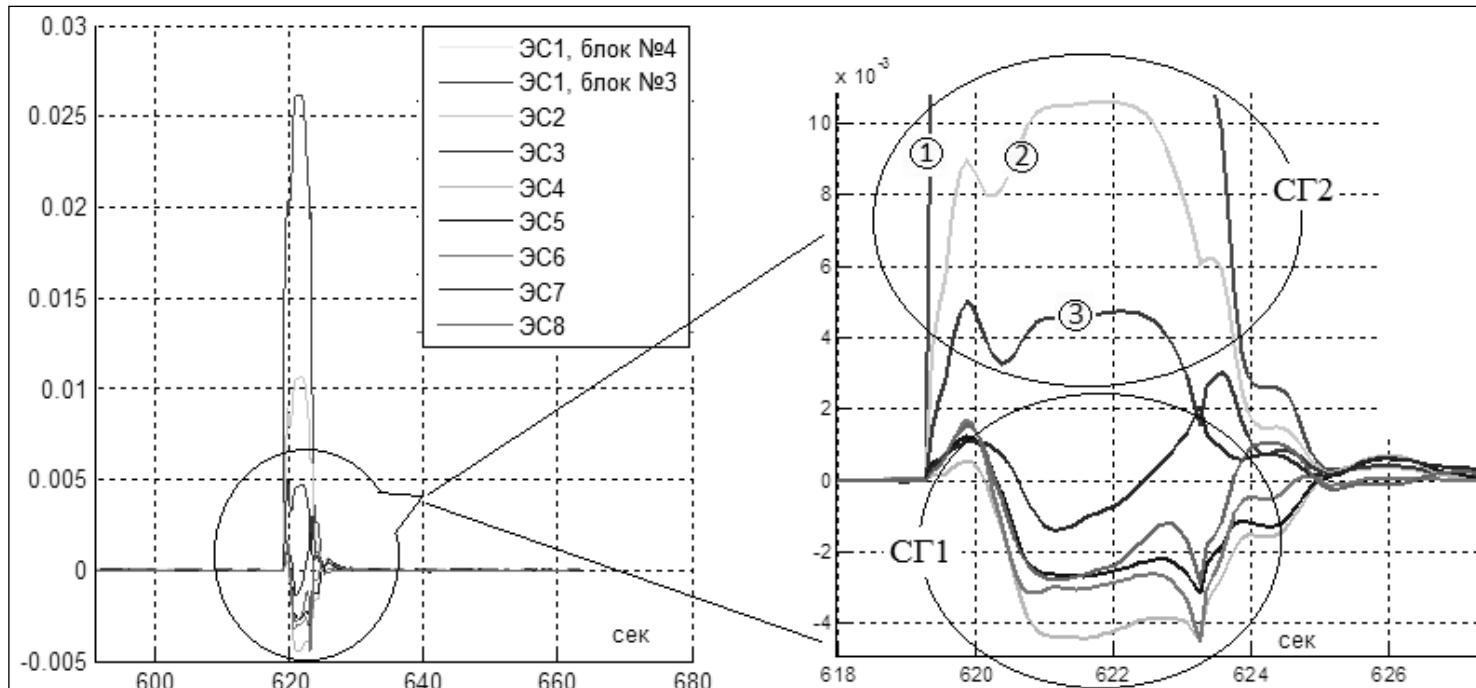


Рис.5. Использование АКФ(0) и ВКФ(0) для определения момента возмущения и состава синхронных групп.

По скорости изменения скольжения вычисляются компоненты основной инерционной группы СГ1 и определяется состав кратковременной синхронной группы СГ2 возмущенных объектов ЭС1-ЭС3.

На рис.5 показан еще один способ определения момента возмущения и состава синхронных групп при использовании автокорреляционной и взаимных корреляционных функций всех измерений.

Значение автокорреляционной функции в нулевой момент времени определяет энергию процесса. Энергия колебательной составляющей абсолютного скольжения резко увеличивается в момент возмущения (рис.5), это проявляется в АКФ(0), кривая 1, рис.5. АКФ(0) данных ЭС1, блок №4 совпадает численно с ВКФ(0) данных с блоков №3 и №4. Отключение блока на станции ЭС1, естественно, дает одинаковые изменения фазы в двух измерителях СМНР, поставленных на объектах этой станции. На рис.5 показаны значения ВКФ(0) данных блока №4 (наиболее возмущенного объекта) и остальных данных при скользящем окне обработки данных. Видно четкое разделение всех объектов на две группы по однотипности поведения. Выделяются три возмущенных объекта (кривые 1,2,3) СГ2 и остальные мало изменившие поведение объекты СГ1.

Абсолютное движение (фазовые углы) инерционной группы СГ1 и ЭС, входящих в группу СГ2, с момента возникновения возмущения и относительные движение и скольжение ЭС группы СГ2, относительно группы СГ1 показаны на рис.6.

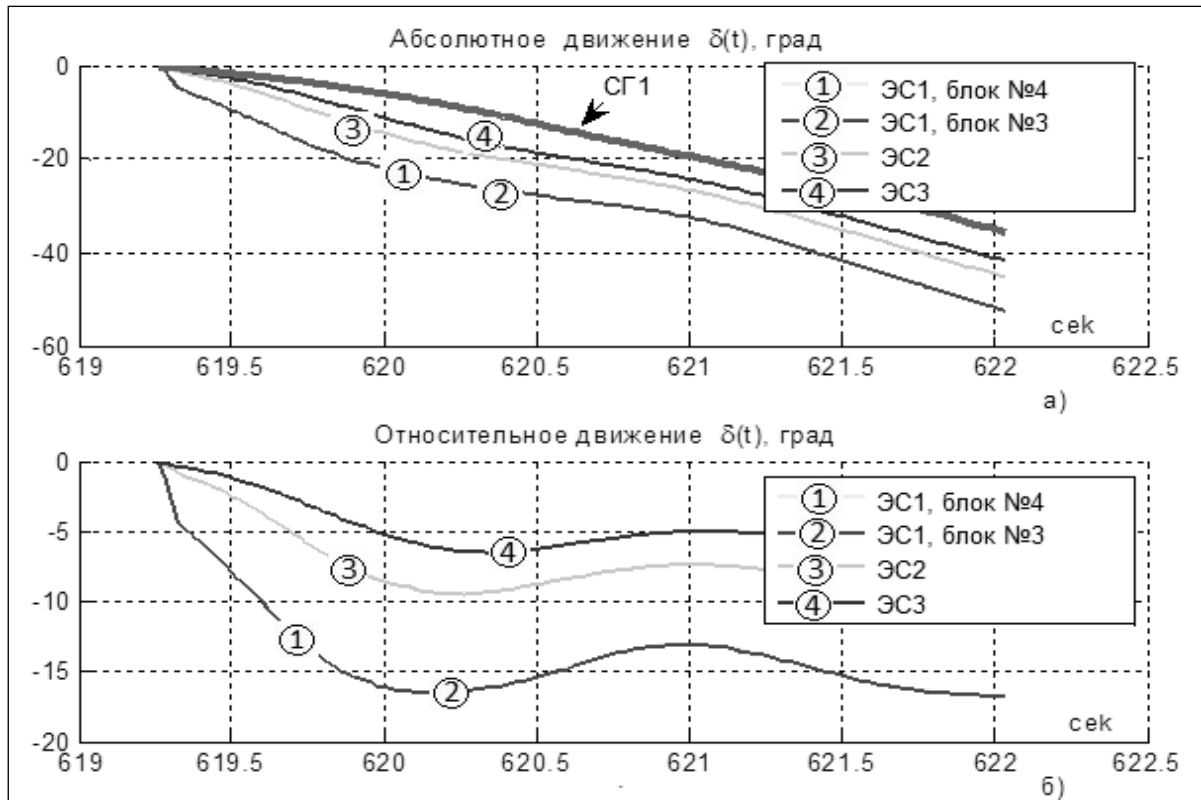


Рис.6. Движение составляющих кратковременной синхронной группы СГ2.

На рис.6,а) показано абсолютное движение всех ЭС к новым фазовым значениям, определяемым новыми значениями перетоков мощности. По окончании переходного процесса (примерно 2,5 с) при новом установившемся процессе фазовые линии практически параллельны. Максимальное установившееся отклонение относительного фазового угла достигает -17 градусов, это видно из рис.6,б).

Любой переходной процесс состоит из вынужденного и свободного движения. В данном случае вынужденное движение определяется возмущающим воздействием и характеризует новые фазовые соотношения, соответствующие новым перетокам. Свободное движение определяет, каким образом происходит переход из одного состояния в другое, т.е. вид переходного процесса.

Текущее перераспределение перетоков мощности вызывает медленное изменение взаимного расположения линий фазы. Внезапное возмущение вызывает резкое изменение фазы нескольких ЭС, расположенных вблизи источника возмущения. Как уже отмечалось, изменение фазовых углов хорошо отслеживается при использовании производных этих процессов, абсолютного скольжения, т.е. частоты скольжения в данной точке относительно синхронной частоты. Автоматически определяется момент возмущения и группа возмущенных объектов. Параметры переходных процессов определяются и уточняются с накоплением данных, при использовании расширяющегося окна обработки до оптимального значения и его дальнейшем скольжении по набору данных.

Многомашинная автоматически регулируемая система является системой, в которой существуют сложные переходные процессы, определяемые сочетанием отдельных апериодических или колебательных составляющих (затухающих, если система статически устойчива) [4]. Для определения качества переходных процессов в таких системах необходимо решать десятки алгебраических и дифференциальных уравнений, коэффициенты которых зависят от состояния всех ЭС в каждый момент времени. Анализ данных СМПР позволяет оценить качество переходного процесса и определить свойства электрической системы по параметрам форм колебаний в переходном процессе, возникающего в начале возмущения. Колебательная часть данного процесса достаточно точно представляется либо одной затухающей синусоидальной составляющей, либо суммой двух затухающих синусоидальных составляющих.

Для исследуемых процессов, в данном случае для взаимного движения ЭС1 и ЭС2, ЭС3, энергетический спектр определяется с помощью быстрого преобразования Фурье. На рис.7 видна постоянная и две колебательные составляющие. Использование окна наблюдения, равное 3 с, позволяет обеспечить разрешающую способность 1/3 Гц. Во взаимном движении ЭС1 и ЭС2 две колебательные составляющие более близки по мощностям, чем в другой паре объектов ЭС1-ЭС3, частоты в обоих случаях близки по значению.

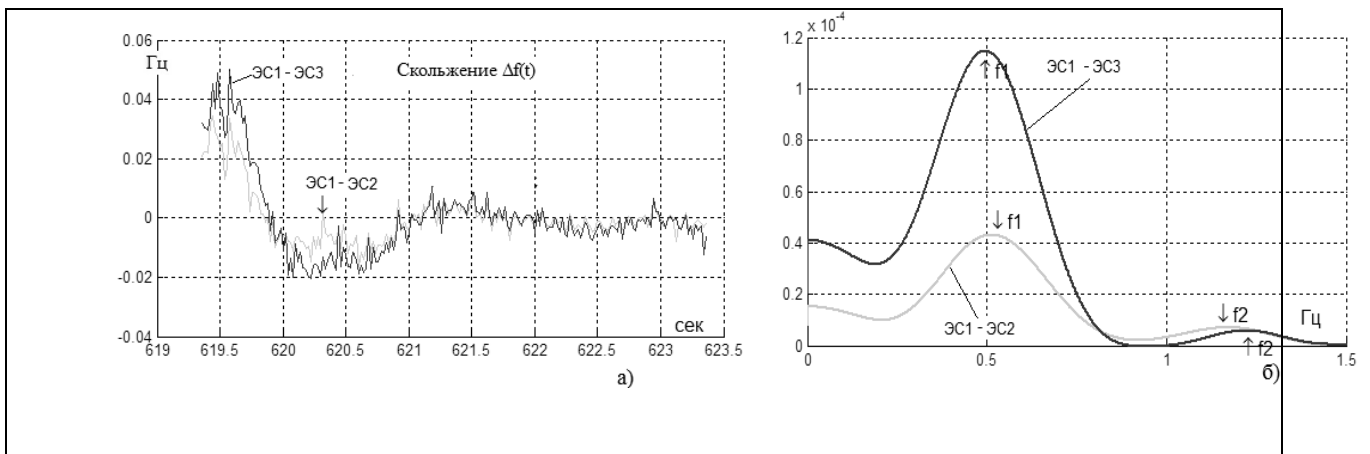


Рис.7. Оценка частотного состава ПП взаимного скольжения.

Оценка параметров взаимного фазового движения и взаимного скольжения проводится при использовании двух моделей переходного процесса. Далее рассматривается худший случай соотношения мощностей двух колебательных составляющих, оцениваются параметры взаимного движения ЭС1и ЭС2.

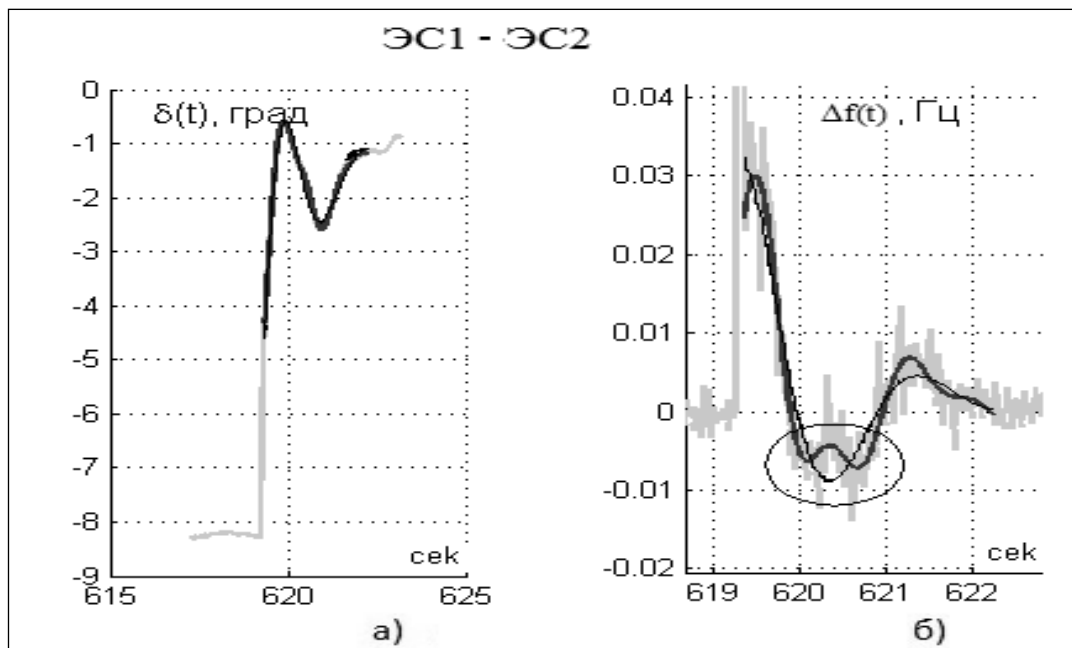


Рис.8. Оценка параметров взаимного скольжения при двух аппроксимациях колебательного процесса.

В первую модель ПП включается одно синусоидальное затухающее колебание с частотой f_1 (восстановленный переходный процесс показан черным цветом на обоих рисунках (рис.8)). Вторая модель ПП содержит два синусоидальных затухающих колебания, восстановленный переходной процесс показан красной линией. Влияние высокочастотной составляющей с частотой f_2 заметно в области, выделенной окружностью. Оценки параметров колебательной составляющей с частотой f_1 , получаемые при использовании одномерной модели, представляют усредненную оценку двух колебательных процессов с учетом мощностей каждой составляющей и приближаются к оценкам параметров колебательного сигнала с частотой f_1 двухчастотного переходного процесса.

Результаты определения параметров колебательных составляющих переходного процесса взаимного движения ЭС, имеющих однотипное движение при данном возмущении, относительно максимально возмущенного объекта, полученные при использовании одночастотной модели переходного процесса представлены на рис.9. Оценки производились расширяющимся до некоторого оптимального значения окном, они дают наиболее стабильный результат оценивания, вследствие получения усредненных значений с накоплением все большего числа данных.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведен анализ спектрального состава измерений фазовых углов, полученных устройствами СМРР при малых и больших возмущениях в ЭЭС, который подтвердил существование низкочастотных колебаний в системе.

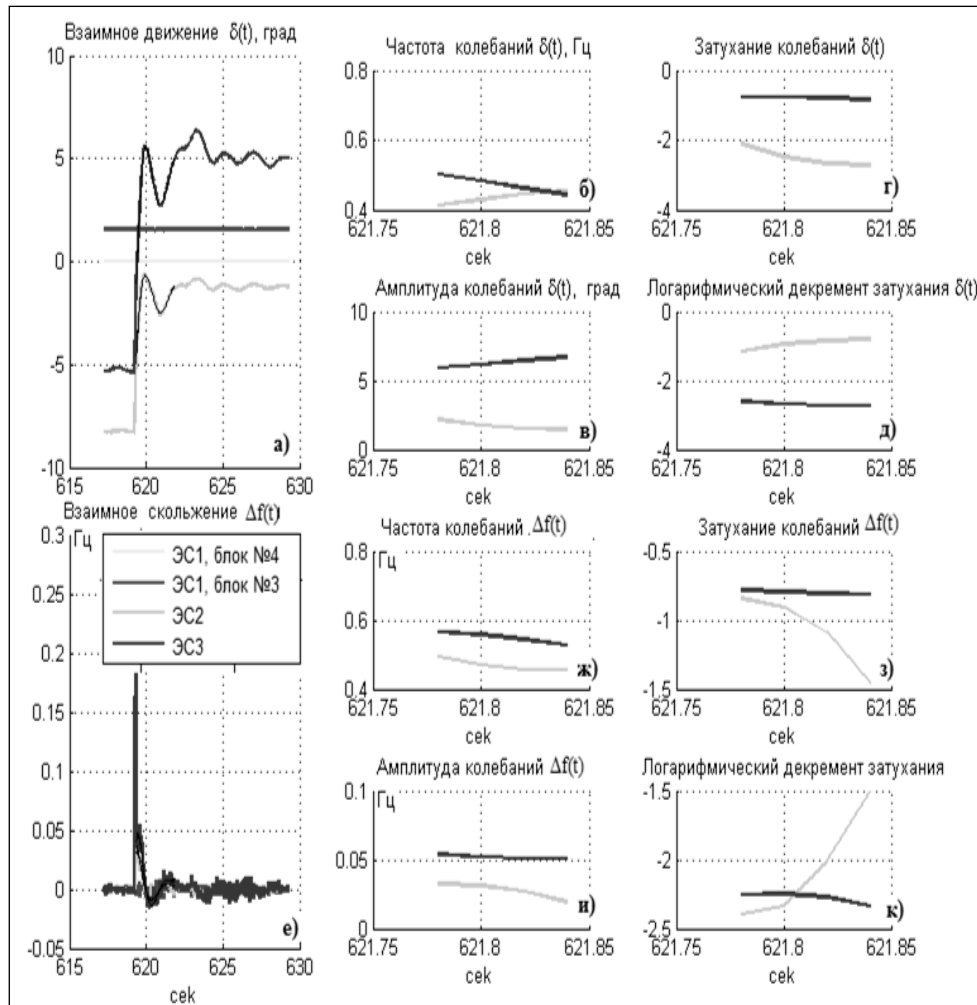


Рис.9. Оценка параметров взаимного движения

Описан алгоритм получения оценок параметров составляющих квазистационарного режима. К параметрам квазистационарного режима относятся: мощность нестационарного процесса изменения фазового угла и скольжения, их математическое ожидание (или тренд), среднеквадратическое отклонение и параметры основных низкочастотных колебательных составляющих.

При переходных процессах, вызванных большими возмущениями, рассмотрено поведение ЭС, расположенных в различных сколь угодно удаленных друг от друга точках. Показаны способы определения синхронных групп ЭС, характеризующихся одинаковой реакцией на возникающие большие возмущения.

Рассмотрены алгоритмы оценок параметров абсолютного, относительного и взаимного движения (скольжения) синхронных групп и отдельных ЭС при переходных процессах. К оцениваемым параметрам относятся: комплексная амплитуда и частота основной синусоидальной составляющей, входящей в абсолютный угол (скольжение), постоянная времени затухания и логарифмический декремент затухания (величина, определяющая степень затухания колебания за время, равное периоду этого колебания и характеризующая степень демпфирования электромеханических колебаний) данной

основной синусоидальной составляющей. Эти параметры необходимы для оценки качества электромеханических колебаний [4].

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Ю.А.Куликов, А.В.Жуков, И.Е. Мацкевич, Перспективы применения векторной регистрации параметров в управлении режимами ЕЭС России. Доклад на XX конференции «Релейная защита и автоматика энергосистем 2010», 01-04.06.2010
- [2] Веников В. А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах. - М.: Высшая школа, 1985.-536 с.
- [3] Шахтарин Б.И., Ковригин В.А. Методы спектрального оценивания случайных процессов. - М.: Горячая линия-Телеком, 2011. 255 с.
- [4] И.В.Литкенс, В.И. Пуго, Колебательные свойства электрических систем. - М.: Энергоатомиздат, 1988-216с.

БАЗОВЫЕ ПУСКОВЫЕ ОРГАНЫ ДЛЯ СИСТЕМ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОЙ ПРОТИВО-АВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ И СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКИМИ ПЕРЕХОДНЫМИ ПРОЦЕССАМИ НА ОСНОВЕ СИНХРОННОЙ РЕГИСТРАЦИИ ПАРАМЕТРОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО РЕЖИМА

*Жуков А.В. (ОАО «СО ЕЭС»), Герасимов А.С., Бердин А.С. (ОАО «НИИПТ»),
Бородин О.С. (ООО «Прософт-Системы»)*

Возникновение и бурное развитие технологии синхронизированных векторных измерений параметров режима ЭЭС обусловлено следующими объективными факторами:

- ускоренное развитие структуры электроэнергетических систем, приводящее к усложнению динамических процессов, происходящих в них при технологических нарушениях;
- увеличение тяжести крупных системных аварий. Для разработки мер по их предотвращению и восстановлению систем после аварий необходим глубокий анализ причин их возникновения и характера их протекания, что невозможно без детального анализа динамического поведения системы, а это требует синхронизированной во времени информации о поведении векторов основных параметров режима;
- появление и активное внедрение активных элементов электрической сети для управления режимами (гибких передающих систем переменного тока (Flexible Alternating Current Transmission System – FACTS), дистанционно управляемой компенсации реактивной мощности (ДУ КРМ) на основе СТАТКОМов, комбинированных систем постоянно-переменного тока (КС ППТ) и т.д.);
- широкое внедрение технологии глобального позиционирования объектов (Global Positioning System, GPS), обеспечившей синхронизацию измерений и вычисление взаимного угла напряжения, который технически невозможно получить с помощью существующих систем информационного обеспечения.

Технология синхронизированного векторного измерения параметров стала одним из приоритетных направлений технологического развития крупнейших энергосистем мира и за рубежом реализуется в виде развития глобальных систем мониторинга на базе устройств векторной регистрации параметров (PMU, WAMS) и автоматических систем на их основе (WAPS, WACS, WAMPACS).

Современные тенденции по развитию активно-адаптивных сетей (Smart Grid) создают предпосылки для качественного рывка в разработках технических средств, применяемых в противоаварийной и системной автоматике. Функциональное совершен-

ствование устройств векторной регистрации позволит вывести информационно-технологическую связь между активными элементами сети и современными автоматизированными системами диспетчерского управления (АСДУ) на качественно новый уровень.

Основой такой технологии являются базовые пусковые органы для систем централизованной противоаварийной автоматики и систем управления электромеханическими переходными процессами на основе синхронизированной регистрации параметров электрического режима (далее БПО ПА).

При увеличении объема регистрируемой на уровне энергообъекта информации потребуется пересмотр ряда требований к функционирующей системе передачи и обмена технологической информацией между энергообъектами и центрами управления. Одновременно с этим приобретает особую актуальность задача развития алгоритмов обработки данных непосредственно на нижнем уровне. Информационное обеспечение, объем и качество передаваемой информации, в конечном итоге, должны быть адаптированы к требованиям и предназначению технических комплексов и приложений, применяющих данную информацию.

Создание БПО ПА предполагают:

- разработку новых методов и алгоритмов
- модификацию программного обеспечения;
- создание универсальных регистраторов, интегрирующих в себе функции регистраторов аварийных событий, PMU, работающих в соответствии со Стандартом С37.118, и PMU следующего поколения, регистрирующих 6..12 измерений параметров режима за период основной частоты.

Исходя из функционала БПО ПА разрабатываемые методы и алгоритмы должны обеспечивать:

- 1) Идентификацию всех видов технологических нарушений (аварийных ситуаций) и значительных резких возмущений электрического режима.
- 2) Идентификацию возникновения опасных для энергоблоков крутильных (собственных) колебаний.
- 3) Выявление начала низкочастотных колебаний ПЭР на объекте в режиме on-line, определение причины и источника их возникновения, контроль характера низкочастотных колебаний.
- 4) Идентификацию начала возмущения электрического режима (технологического нарушения) за 5÷10 мс, его вида и мощности за время до 0,5 сек. Идентификация начала возмущения электрического режима (технологического нарушения)

должна выполняться непосредственно в низовом устройстве на основании измерений мгновенных значений фазных напряжений и токов. Для определения вида и мощности произошедшего возмущения необходим обмен первичными измерениями с сопряженными объектами (РУ ПС и ЭС).

- 5) Фиксацию возникновения угрозы нарушения устойчивости по напряжению (лавины напряжения) энергорайонов.
- 6) Оценку текущей настройки системных регуляторов и регуляторов активных сетевых элементов интеллектуальной электрической сети (уставки FACTS), параметры эквивалентов.

Исходя из изложенного, целесообразно сформулировать требования к следующим элементам (компонентам) построения БПО ПА:

- средствам измерения и первичной обработке данных;
- средствам передачи и обмена информацией на трактах регистратор – АСУ ТП объекта, объект-объект, объект - центр управления;
- программному обеспечению на уровнях
 - первичных измерений параметров режима (режимы: регистратора аварийных процессов, стандартного PMU, «ускоренного» PMU (6..12 измерений за период основной частоты));
 - концентратора векторных данных на объекте;
 - систем сбора центров управления.

Следует отметить, что уже ведутся работы по созданию БПО ПА на базе существующих аппаратных средств. Создан регистратор нового поколения, обеспечивающий синхронизированные по астрономическому времени измерения ПЭР в нормальных, переходных и аварийных режимах (интегрированы функции регистрации телеизмерений, синхронизированных векторных измерений с высокой дискретизацией и регистрации аварийных событий). В качестве аппаратной базы использован промышленный цифровой регистратор электрических сигналов, имеющий модульную конструкцию (в базовой конфигурации четыре канала напряжения и четыре канала тока) и спроектированный в соответствии с требованиями стандарта IEEE C37.118. Регистратор позволяет выполнять измерения мгновенных значений сигнала с частотой до 10 кГц на канал и имеет собственный интерфейс IRIG-B для точной синхронизации времени (GPS/ГЛОНАСС).

Регистратор обладает следующими техническими характеристиками:

- диапазон измеряемых величин по частоте, Гц 45... 55
- абсолютная погрешность измерения частоты, Гц, не более 0,001 Гц
- абсолютная погрешность измерения угла вектора напряжения 0,1°

- относительная погрешность измерения по аналоговым каналам 0,2 %
- относительная погрешность измерения активной мощности 0,5 %
- передача данных от регистратора в штатном режиме осуществляется по протоколу IEEE C37.118, с возможностью увеличения скорости передачи данных до 12 раз на период промышленной частоты.

Одной из функциональных особенностей работы разрабатываемого устройства является адаптивный протокол передачи данных, обеспечивающий в реальном времени обмен информацией с требуемым уровнем качества (в зависимости от режима ЭС – нормальный, переходный, аварийный). Данная разработка носит принципиально новый характер и не имеет мировых аналогов. Для обеспечения корректной работы методов обработки данных применяется система диагностики первичных сигналов, которая определяет наличие возмущений, присущих электромагнитным и электромеханическим процессам.

Это устройство позволяет обеспечить идентификацию начала возмущения электрического режима за 5÷10 мс, его вида и параметров за время до 0,5 секунды, а также поставлять данные для идентификации всех видов технологических нарушений. Кроме того, появляется возможность в реальном времени рассчитывать параметры схем замещения:

- основного оборудования электрической сети электроэнергетической системы (трансформаторов, ЛЭП, реакторов и др.)

На рисунках 1..6 показаны результаты экспериментов с примерами регистрации режимных параметров с различной разрешающей способностью при моделировании короткого замыкания.

В итоге БПО ПА должно обеспечить технологическую основу для реализации автоматического режимного управления интеллектуальными электрическими сетями и различными видами ПА.

Для выполнения тестирования разработанного устройства в качестве базового пускового органа ПА представляется целесообразным разработать программу испытаний и модель ЭЭС на цифро-аналого-физическом комплексе ОАО «НИИПТ».

Создание устройства с приведенными техническими характеристиками позволит поднять качество решения традиционных задач (уточнение работы оценки состояния, идентификация низкочастотных колебаний и источников их происхождения, верификация расчетных математических моделей и др.), а также внедрить новые математические модели и методы режимного и противоаварийного управления, а именно:

- новые интеллектуальные пусковые органы, обеспечивающие большую адаптивность и точность применения управляющих воздействий в системах противоаварийного управления;
- методы прогнозирования векторов изменения режима (прогноз развития событий в энергосистеме);
- методы определения опасных сечений и максимально допустимых перетоков в режиме реального времени;
- методы определения оптимального скоординированного воздействия на широкий перечень параметров управления активных элементов ЭЭС.

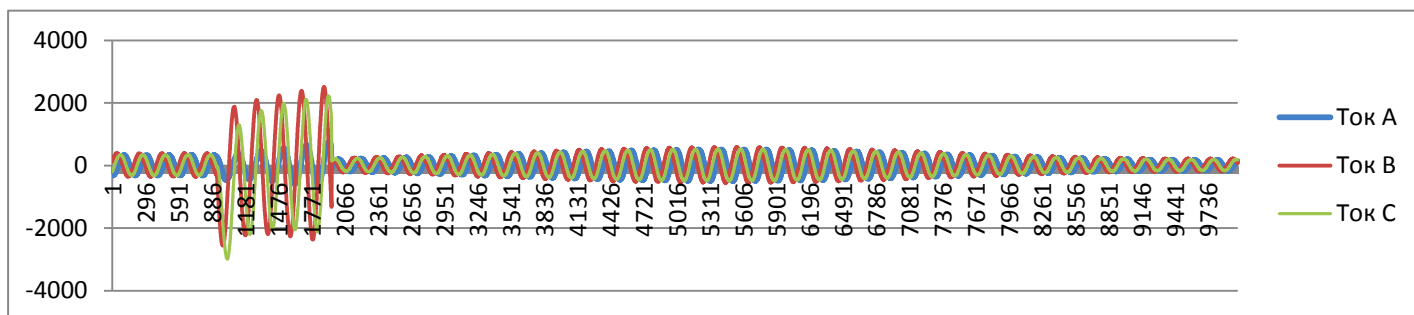


Рисунок 1. График изменения токов Ia, Ib, Ic

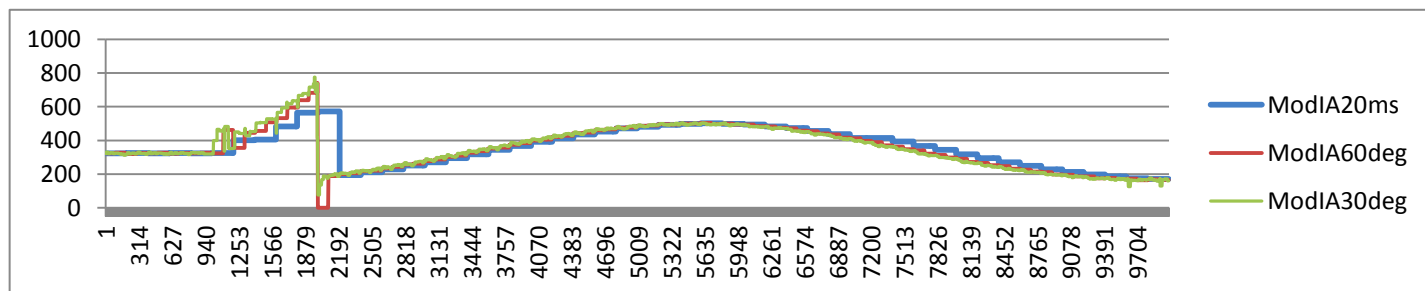


Рисунок 2. График изменения амплитуды тока Ia

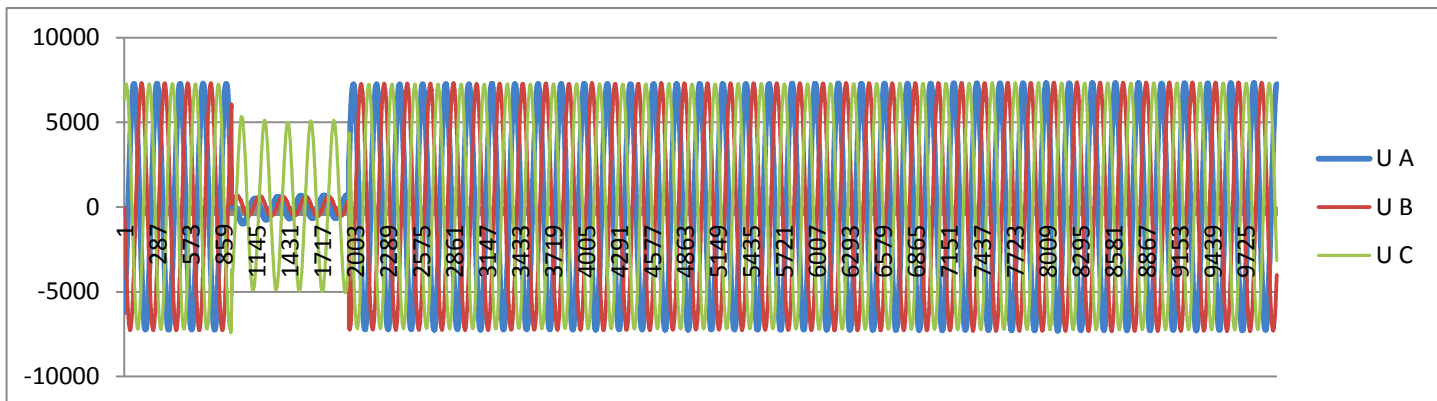


Рисунок 3. График изменения напряжения U_a , U_b , U_c

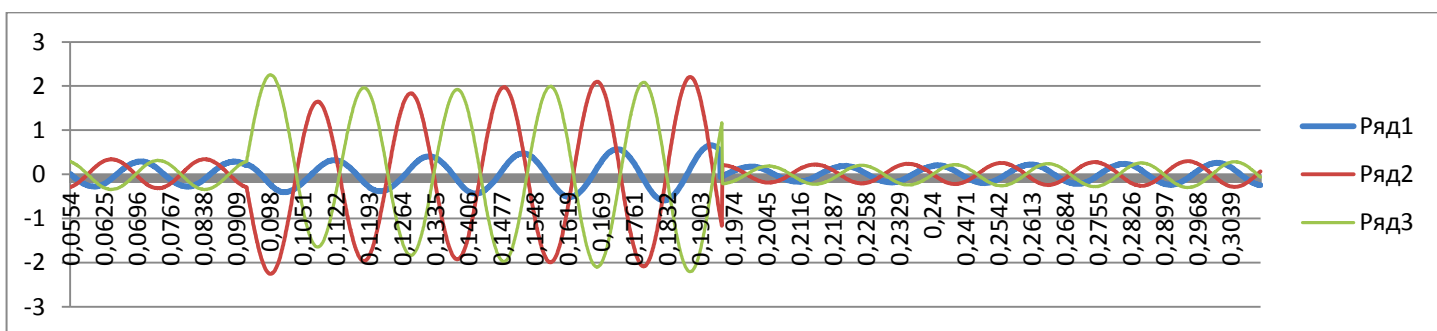


Рисунок 4. График изменения токов I_a , I_b , I_c

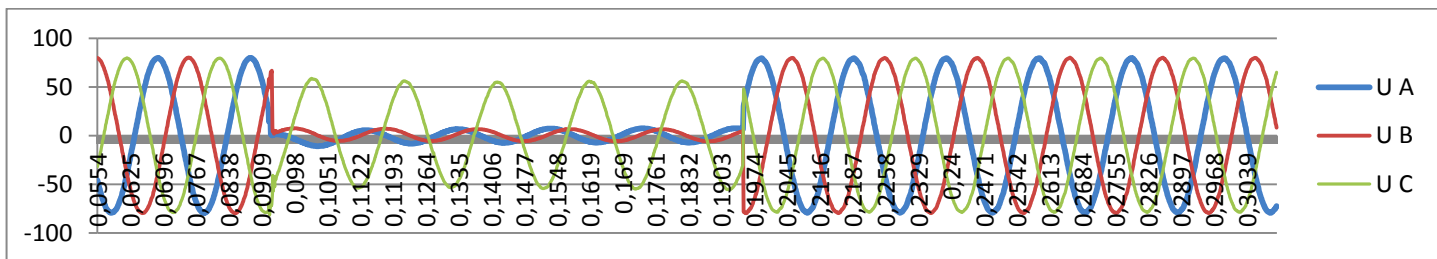


Рисунок 5. График изменения напряжений U_a , U_b , U_c

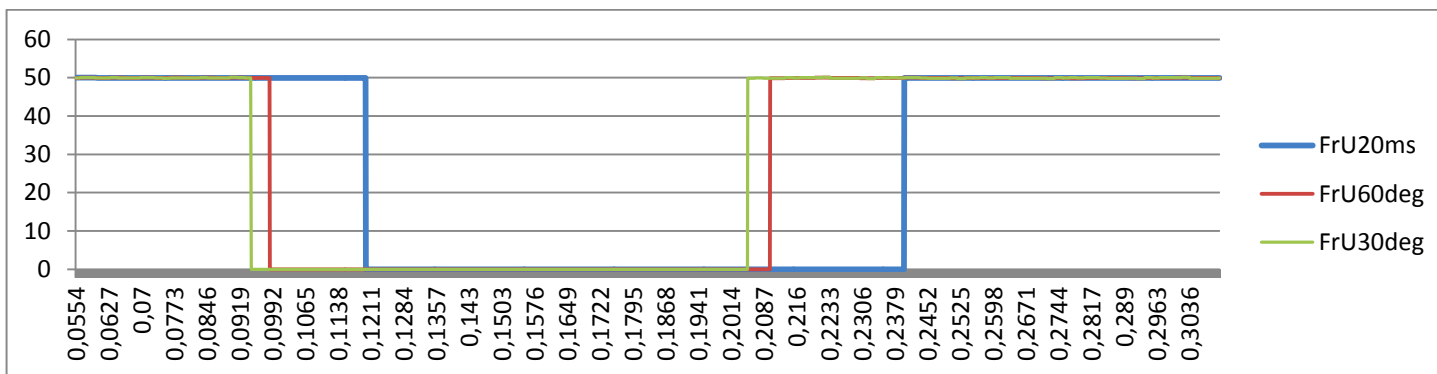


Рисунок 6. График изменения частоты f_a (угловой скорости) по U_a

СИСТЕМА МОНИТОРИНГА ПЕРЕХОДНЫХ РЕЖИМОВ В ОЭС СЕВЕРО-ЗАПАДА НА БАЗЕ МОДЕРНИЗИРОВАННОГО ЦИФРОВОГО РЕГИСТРАТОРА АВАРИЙНЫХ ПРОЦЕССОВ

Голощанов А., Башляев А. (ООО «ПАРМА»), Демчук А. (ОАО «СО ЕЭС»), Дубинин Д. (ОАО «СО ЕЭС»), Жуков А. (ОАО «СО ЕЭС»), Николаев Р. (ОАО «СО ЕЭС»), Сулимов Д. (ООО «ПАРМА»)

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

WAMS, PMU, Digital disturbancerecorder, СМПП, РПП, ЦРАП.

1. ВВЕДЕНИЕ

Создание системы мониторинга переходных режимов в России было инициировано ОАО «СО ЕЭС» в 2005 году в рамках проекта «ТЭО синхронного объединения энергосистем УСТЕ и ЕЭС/ОЭС». Система СМПП энергообъединения ЕЭС/ОЭС представляет собой совокупность векторных регистраторов параметров режима, концентраторов векторных данных (PhasorDataConcentrator, PDC), каналов передачи информации между регистраторами, концентраторами данных и центрами управления, а также средств обработки полученной информации.

При развитии СМПП ЕЭС/ОЭС изначально была принята концепция развития системы на базе отечественных векторных регистраторов. Так, в 2006 года ЗАО «РТСофт» по разработанным ОАО «СО ЕЭС» техническим требованиям был создан первый регистратор переходных процессов SMARTWAMS, установленный в настоящий момент более чем на 30 энергообъектах ЕЭС. Одной из следующих актуальных задач по развитию аппаратной базы СМПП являлось объединение в одном устройстве функции векторной регистрации и регистрации аварийных событий. Данная задача успешно решена компанией ПАРМА, реализовавшей функции аварийной регистрации параметров и векторной регистрации на единой аппаратной платформе. За основу была взята существующая модель ЦРАП ПАРМА РП 4.06М, на базе которой разработан новый ЦРАП ПАРМА РП 4.11 с функционалом регистрации векторных измерений и передачей данных в диспетчерские центры в соответствии с требованиями стандарта IEEE C37.118.

Такой подход предполагал решение следующих задач:

1. Обеспечение измерения параметров переходных процессов в целях дальнейшего развития СМПП ЕЭС/ОЭС.

2. Повышение эффективности сбора технологической информации с энергообъектов ЕЭС в диспетчерских центрах ОАО «СО ЕЭС».
3. Апробирование решения, позволяющего почти в 2 раза сократить финансовые и временные затраты собственников энергообъектов при развертывании систем векторной регистрации и регистрации аварийных событий.
4. Создание условий для ускорения развития СМПР ЕЭС/ОЭС за счет модернизации существующих ЦРАП, установленных только более в операционной зоне ОДУ Северо-Запада более чем на 80 энергообъектах.
5. Реализация дополнительных возможностей, таких как метод 2-х стороннего определения места повреждения (ОМП), измерение параметров качества электроэнергии и т.п.

ООО «ПАРМА» по заказу ОАО «СО ЕЭС» в 2011 году выполнена научно-исследовательская работа - пилотный проект по созданию СМПР ОЭС Северо-Запада на базе модернизированных ЦРАП ПАРМА РП 4.11 и специализированного программного обеспечения верхнего уровня СМПР.

Реализация данного проекта позволила на практике отработать и внедрить предлагаемые ООО «ПАРМА» технические и программные решения для систем WAMS/СМПР на основе ЦРАП и по результатам работ сделать заключение о возможности внедрения такого подхода в ЕЭС России.

2. ОБОРУДОВАНИЕ И ПО СМПР ОЭС СЕВЕРО-ЗАПАДА НА БАЗЕ ЦРАП

2.1. ЦРАП ПАРМА РП 4.11

Цифровой регистратор аварийных процессов 4-го поколения модели ПАРМА РП 4.11 разработан на основе идеологии существующего регистратора ПАРМА РП 4.06М с качественно новыми возможностями и использованием имеющихся конструкторских, технологических и программных наработок, а так же большого опыта, накопленного ООО «ПАРМА» за время разработки и производства данного вида оборудования.

Помимо усовершенствованных функций регистрации аварийных процессов ПАРМА РП 4.11 имеет следующие функциональные возможности:

- встроенная синхронизация времени измерений с привязкой к сигналам точного времени GPS/GLONASS с точностью до 1 мкс;
- поддержка интерфейсов синхронизации времени: IRIG-B и NMEA по интерфейсу RS485 (Acutime), по оптическим линиям от приемника GPS модели ПАРМА РВ9.01;

- встроенный модуль векторных измерений, позволяющий использовать регистратор в качестве РПП/PMU в системах СМПР/WAMS с выдачей данных по протоколу С37.118;
- поддержка протоколов обмена данными с АСУ ТП/SCADA - МЭК 60870-5-104, OPC, МЭК 61850 (в разработке);
- обновленное автоматическое встроенное ОМП с улучшенными точностными и селективными характеристиками, новыми функциональными возможностями для линий со сложной топологией;
- возможность двухстороннего ОМП с использованием синхронизированных измерений.

Конструктивные особенности регистратора:

- работа под управлением операционной системы реального времени MS WindowsCE Embedded 6.0;
- возможность выбора частоты дискретизации измерений;
- настройка уровня срабатывания дискретных сигналов от 24 до 220 В;
- возможность прямого подключения внешнего носителя данных к интерфейсу USB для переноса информации;
- идентичность конструкции новой модели регистратора конструктиву ЦРАП ПАРМА РП 4.06М.

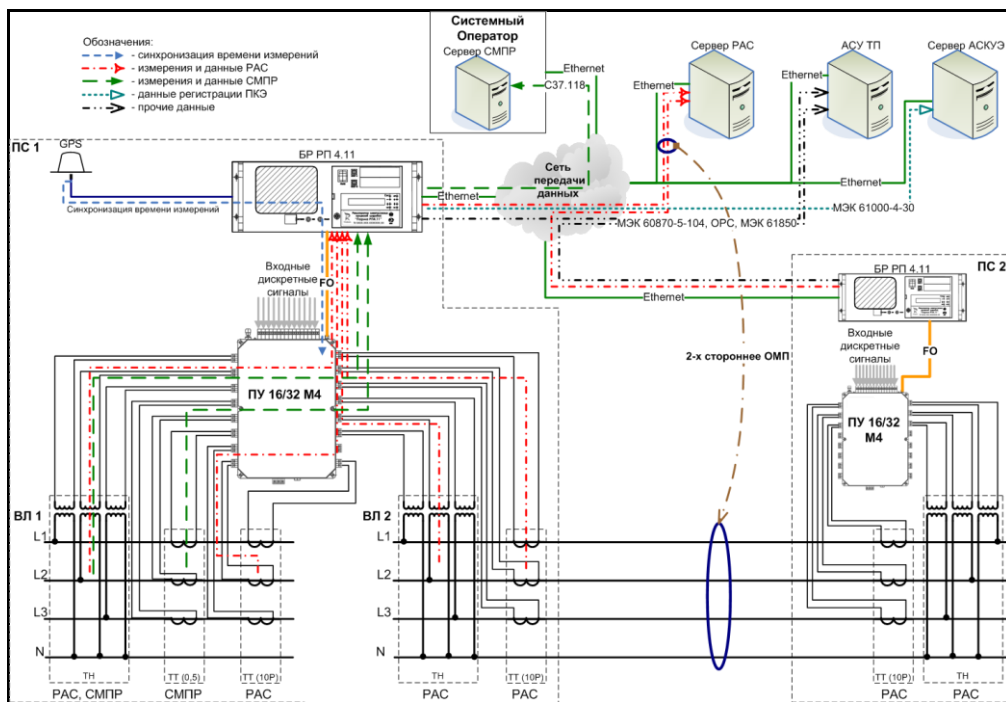


Рис. 1. Реализация измерений в ПАРМА РП 4.11

2.2. СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОЕ ПО WAPROTECTOR™

Для создания полнофункциональной системы мониторинга переходных режимов необходимо обеспечить сбор, обработку, отображение и хранение данных от регистраторов СМПР в ОДУ Северо-Запада, для чего была использована система WAProtector™, разработанная компанией ELPROS d.o.o. (Словения).

Специализированное программное обеспечение СМПР WAProtector™ - это клиент-серверное приложение, которое обеспечивает сбор и обработку больших объемов данных синхронизированных измерений от РПП в режиме реального времени.

Благодаря клиент-серверной архитектуре система WAProtector™ имеет следующие особенности:

- сбор и обработка данных в реальном времени выполняется на сервере системы, который работает независимо от средств отображения;
- для графического представления данных в WAProtector™ требуется только клиентский доступ к серверу через Internet или Ethernet соединение. Программа для графического представления работает на клиентском ПК и не влияет на обработку в реальном времени на сервере WAProtector™.

Такая архитектура обеспечивает высокую надежность системы, достигаемую отделением графического представления данных от обработки в реальном времени.

Таким образом, реализуется многоклиентский доступ к данным с настраиваемым пользователями отображением в требующемся им виде и возможностью отображения всех имеющихся данных – измерений, вычислений, сообщений, осциллограмм и т.д.

WAProtector™ обеспечивает сбор данных от РПП/PMU по протоколам IEEE C37.118 или IEEE 1344 независимо от модели и производителя этих устройств.

Обмен данными с другими СМПР/WAMS системами осуществляется посредством программных модулей протоколов IEEE C37.118 и IEEE 1344, объем данных для обмена и их дискретность полностью настраиваемы и задаются ОАО «СО ЕЭС».

Обмен данными с АСУ ТП/SCADA системами производится по стандартным протоколам, таким как IEC 60870-5-101/104, DNP3, и т.д.

Анализ данных в режиме реального времени позволяет быстро обнаруживать возникновение переходных режимов в энергосистемах с гибко настраиваемыми уставками и алгоритмами.

Система WAProtector™ – своего рода защитное реле, с широкими возможностями по настройке, отслеживающее различные типы нестабильностей в энергосистеме,

например: обнаружение разности фазовых углов, обнаружение колебаний мощности, обнаружение нестабильности линейного напряжения, обнаружение перегрева, обнаружение снижения/превышения напряжения, обнаружение снижения/превышения частоты, обнаружение гармонических искажений.

Конфигурирование системы WAProtectorTM осуществляется при помощи UniFusionEngineeringStudio - среды настройки многофункциональной системы пользователем-администратором. Все настройки в UniFusionEngineeringStudio выполняются по технологии draganddrop при помощи добавления программно-логических блоков (функции - логические, арифметические, сравнения и т.д.) и задания связей между ними, что позволяет настраивать алгоритмы обработки информации технологам без специальных навыков программирования.

Функциональные возможности WAProtectorTM позволяют использовать ее в качестве ядра мощной, современной СМПП/WAMS системы, работающей в режиме реального времени, гибко настраиваемой под нужды пользователей.

Система WAProtectorTM используется в системах WAMS Системных Операторов ELES (Словения), RWE (Германия), Elering (Эстония).

3. ПИЛОТНЫЙ ПРОЕКТ ПО СОЗДАНИЮ СМПП ОЭС СЕВЕРО-ЗАПАДА НА БАЗЕ МОДЕРНИЗИРОВАННОГО ЦРАП

В 2011 году компанией ПАРМА совместно с ОАО «СО ЕЭС», ОАО «ОГК-6», ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС» и ОАО «ФСК ЕЭС» был реализован пилотный проект по созданию СМПП ОЭС Северо-Запада России на базе модернизированных ЦРАП ПАРМА РП 4.11 и специализированного ПО WAProtectorTM. В качестве энергообъектов были выбраны наиболее важные с точки зрения управления режимом работы, а именно: Киришская ГРЭС, Северо-Западная ТЭЦ и ПС 750 кВ Ленинградская.

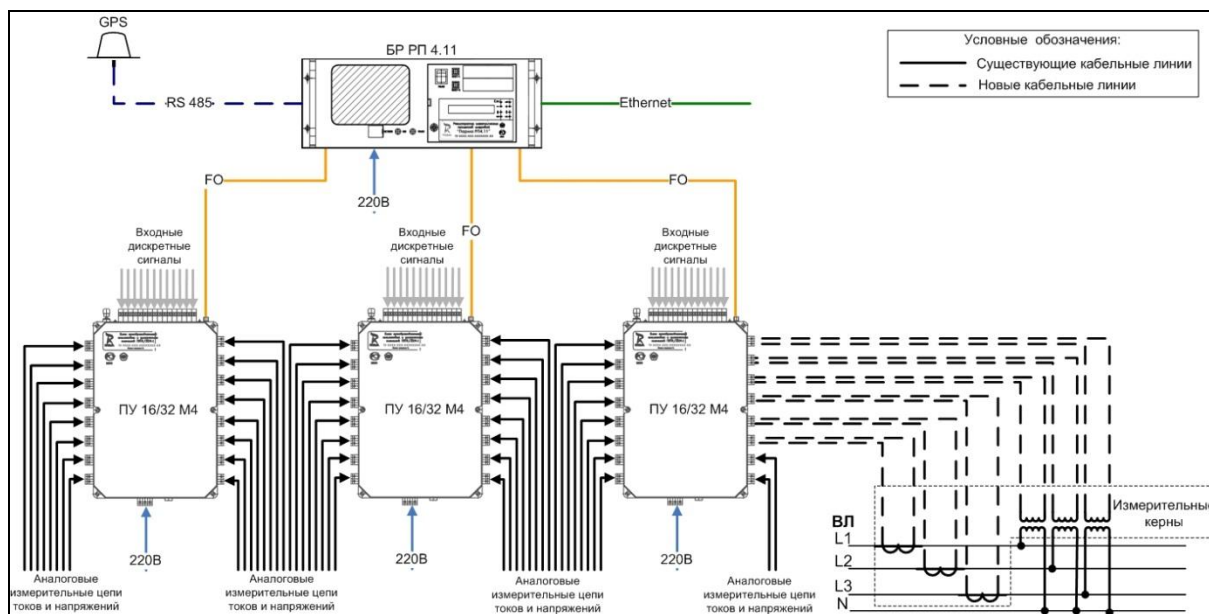


Рис. 2. Модернизация существующего ЦРАП на объекте электроэнергетики.

В рамках пилотного проекта были модернизированы ранее установленные ЦРАП модели ПАРМА РП 4.06М до ЦРАП ПАРМА РП 4.11. Данные векторных измерений от модернизированных ЦРАП передаются на установленный в диспетчерском центре ОДУ Северо-Запада сервер со специализированным ПО WAProtector™.

Учитывая конструктивные и функциональные особенности новых ЦРАП ПАРМА РП 4.11, возможна модернизация уже установленных на объектах электроэнергетики ЦРАП ПАРМА РП 4.06 или РП 4.06М до РП 4.11 путем замены, непосредственно в местах установки, существующего оборудования на новое. При этом большая часть ранее проложенных на объектах кабелей измерительных цепей, питания, сигнализации и передачи данных подключаются к новому оборудованию без необходимости изменения схем и прокладки новых кабелей.

Для реализации векторных измерений были установлены и подключены GPS антенны и подключены измерительные цепи новых ЦРАП к измерительным кернам измерительных трансформаторов линий, мониторинг переходных режимов которых необходимо было обеспечить.

Был организован обмен данными по существующим каналам передачи информации между объектами электроэнергетики и ОДУ Северо-Запада в режиме on-line. Данные on-line в формате С37.118 принимаются существующим в ОДУ Северо-Запада сервером Автоматической системы сбора информации (АС СИ СМРР) ОАО «СО ЕЭС» и специализированным ПО WAProtector на вновь установленном сервере.

На встроенные в блоки регистрации РП 4.11 жесткие диски регистрируются данные off-line в формате CSV, доступные для загрузки по запросу из ОДУ Северо-Запада по протоколу FTP.

Система запущена в тестовую эксплуатацию в августе 2011 года.

За время тестовой эксплуатации ЦРАП ПАРМА РП 4.11 продемонстрировали работу в качестве полноценных регистраторов переходных режимов с реализацией измерений и вычислений, а так же выдачи параметров в строгом соответствии с требованиями стандарта IEEE C37.118, был организован обмен данными СМПР между ПО WAProtector и АС СИ СМПР. Данные on-line доступны для отображения и анализа в режиме реального времени.

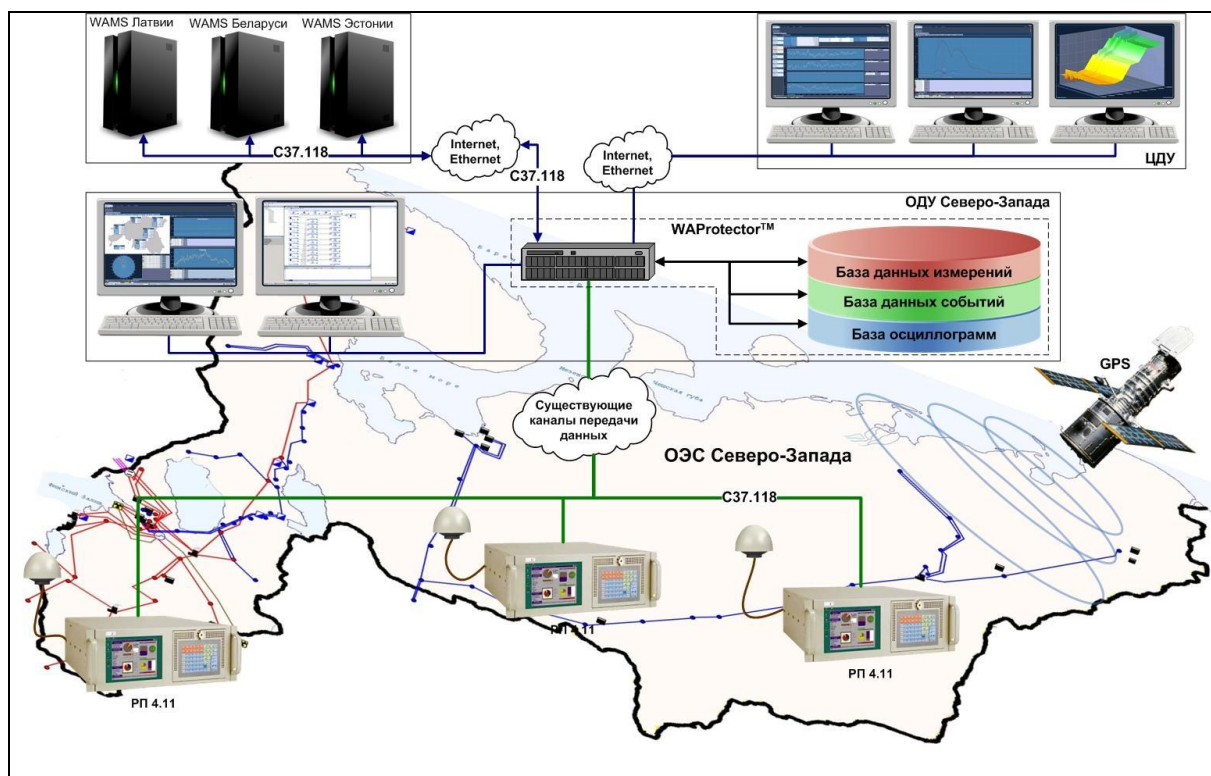


Рис. 3. Структура СМПР Северо-Запада на базе модернизированного ЦРАП.

Текущие и сохраненные данные измерений и вычисленные значения сохраняются в циклической базе данных в течение 14 дней. Все зафиксированные системой WAProtector события и сгенерированные сообщения хранятся в базе данных событий на 10 000 записей.

Данные СМПР за 14 дней в полном разрешении сохраняются в циклических архивах на жестких дисках регистраторов ПАРМА РП 4.11, что позволяет даже в случае потери связи с регистратором после восстановления обмена данными загрузить информацию для анализа.

В случае обнаружения системой WAProtector переходного режима производится запись переходных процессов в отдельную базу данных осциллограмм в соответствии с заданными порогами и алгоритмами пуска записи.

Все данные текущих измерений и вычислений, обнаруженные события, сообщения системы, а так же информация из баз данных доступны пользователям в ОДУ Северо-Запада для отображения и анализа в настраиваемом пользователями виде.

Организовано подключение к серверу WAProtector, установленному в ОДУ Северо-Запада пользователей из Центрального Диспетчерского Управления ОАО «СО ЕЭС» при помощи встроенной в ПО WebSCADA системы посредством существующих каналов передачи данных. При этом весь функционал ПО WAProtector по отображению и анализу данных доступен удаленным пользователям в полном объеме.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Реализация описанного в настоящем докладе проекта по созданию СМПП/WAMS на базе модернизированного ЦРАП и специализированного ПО обеспечила:

- практическую реализацию нового подхода, примененного во вновь разработанном оборудовании регистрации аварийных событий с усовершенствованными функциями как регистрации аварийных процессов, так и функционалом РПП/PMU;
- возможность оценки полноты и качества реализации в новых ЦРАП ПАРМА РП 4.11 требований стандарта IEEE C37.118, а также точности измерений параметров;
- получение точной информации о требуемых объемах работ и затратах на модернизацию существующего оборудования ЦРАП на объектах электроэнергетики: проектирование, монтаж и пуско-наладка;
- отработку и практическое решение организационных, технических и иных вопросов, возникших в ходе выполнения проекта;
- установку специализированного ПО сбора и обработки данных СМПП/WAMS в режиме реального времени, с удаленным доступом к системе специалистов ОАО «СО ЕЭС», что позволило продемонстрировать законченное СМПП/WAMS решение ООО «ПАРМА». Удобный, легко настраиваемый интерфейс, широкие возможности по наглядному отображению данных, всестороннему анализу информации о текущих измерениях и архивных данных, гибко и просто настраиваемые под нужды пользователя системы алгоритмы обработки данных позволят при помощи WAProtector значительно расширить и дополнить возможности используемого в настоящее время ОАО «СО ЕЭС» программного комплекса АС СИ СМПП.

Все вышеперечисленное позволило ознакомиться с возможностями оборудования и ПО системы мониторинга переходных режимов по измерению параметров, сбору, обработке и анализу данных, опробовать новый подход к построению систем СМПР/WAMS, проработать круг вопросов и проблем, связанных с реализацией такого подхода и выработать пути и методы их решения, оценить затраты, требующиеся для реализации предложенной концепции в масштабах энергосистем.

Учитывая большую распространенность ЦРАП на объектах электроэнергетики России, а так же стремительное развитие СМПР ОЭС/ЕЭС, предложенный подход представляется очень перспективным. Модернизация существующих ЦРАП производства ПАРМА с заменой только оборудования регистраторов и сохранением имеющейся инфраструктуры подключений, без необходимости масштабного проектирования и меньшим объемом работ на объектах, потребует значительно меньших затрат на реализацию проекта, что, безусловно, будет выгодно всем участникам процесса.

ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СИСТЕМНЫХ СТАБИЛИЗАТОРОВ СИНХРОННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ С ВХОДНЫМИ СИГНАЛАМИ ОТ РЕГИСТРАТОРОВ СИСТЕМЫ МО- НИТОРИНГА ПЕРЕХОДНЫХ РЕЖИМОВ (СМПР)

Сорокин Д.В. (ОАО «НИИПТ»)

В настоящее время в Единой энергетической системе (ЕЭС) России функционирует система мониторинга переходных режимов (СМПР). Регистраторы СМПР обеспечивают возможность получения измерений режимных параметров энергосистемы (перетоков активной и реактивной мощностей по линиям электропередачи, величин и углов напряжений в узлах энергосистемы и др.), синхронизированных по времени с помощью спутниковой системы навигации (ГЛОНАСС и/или GPS). Обеспечиваемая современными регистраторами СМПР величина дискретизации измерений, а также высокая скорость обработки измерений создают предпосылки для применения этих измерений в качестве входных сигналов для автоматических регуляторов возбуждения (системных стабилизаторов) синхронных генераторов в энергосистемах. В настоящей статье на примере тестовой схемы энергосистемы выполнена оценка эффективности ввода в автоматический регулятор возбуждения дополнительного канала с входным сигналом от СМПР при демпфировании межсистемных низкочастотных колебаний режимных параметров.

Тестовая схема энергосистемы представлена на рис. 1. В состав энергосистемы входят пять электростанций (ЭС-1, ЭС-2, ЭС-3, ЭС-4 и ЭС-5), объединенные на параллельную работу через электрическую сеть 330 кВ. Указанные электростанции обеспечивают возможность покрытия дефицита мощности в энергосистеме. Особенностью рассматриваемой энергосистемы является наличие плохо демпфируемой составляющей движения, соответствующей частоте колебаний порядка 0,3 Гц. Наличие такой составляющей движения свидетельствует о том, что динамические возмущения в энергосистеме приводят к возникновению низкочастотных колебаний режимных параметров электрической сети. Модель энергосистемы разработана в программно-вычислительном комплексе (ПВК) EUROSTAG [1]. При разработке модели энергосистемы использованы модели элементов из стандартных библиотек указанного программного комплекса. Синхронные генераторы смоделированы на основе уравнений Парка-Горева. Все синхронные генераторы в энергосистеме оснащены автоматическими регуляторами возбуждения сильного действия. Турбина представлена упрощенной моделью.

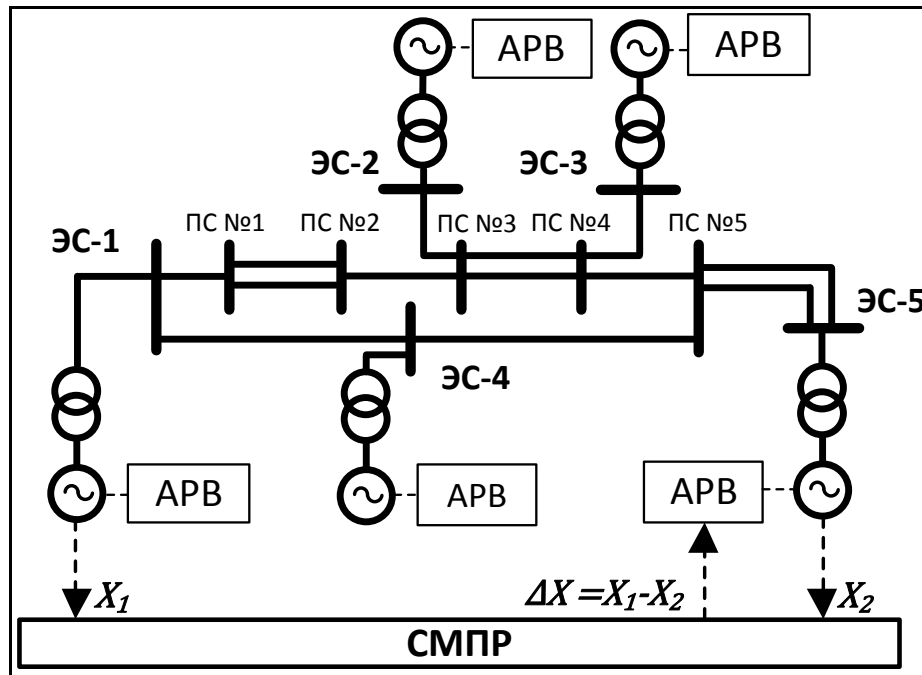


Рис. 1. Тестовая схема энергосистемы.

Выбор мест установки регистраторов СМПР и входных сигналов дополнительного канала автоматического регулятора возбуждения

Эффективной методикой для выявления плохо демпфируемых составляющих движения в энергосистемах является применение методов модального анализа [2]. При выполнении модального анализа рассматривается линеаризованная система энергосистемы, для которой вычисляются различные модальные характеристики (резонансные частоты в энергосистеме, коэффициенты синфазности, декременты затухания компонент движения в энергосистеме, коэффициенты участия и т.д.). Модальные характеристики позволяют получить информацию о динамических и колебательных свойствах энергосистемы. Электроэнергетическая система описывается в общем случае системой нелинейных дифференциальных уравнений вида:

$$\begin{aligned} \dot{x} &= f(x, u), \\ y &= g(x, u), \end{aligned} \quad (1)$$

где x – вектор переменных состояния, y – вектор выходных переменных, u – вектор входных переменных.

С помощью процедуры линеаризации в рассматриваемой точке (x_0, u_0) система нелинейных дифференциальных уравнений (1) приводится к системе линейных дифференциальных уравнений:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{x} &= A \cdot \Delta x + B \cdot \Delta u, \\ \Delta y &= C \cdot \Delta x + D \cdot \Delta u, \end{aligned} \quad (2)$$

где

$\Delta x = x - x_0$ – вектор приращений переменных состояния,

$\Delta y = y - y_0$ – вектор приращений выходных переменных,

$\Delta u = u - u_0$ – вектор приращений входных переменных,

A – матрица состояния,

B – матрица управляющих воздействий,

C – матрица выходных сигналов,

D – матрица прямых связей между входными и выходными переменными.

Вычисление собственных чисел системы (2) позволяет выявить плохо демпфируемые составляющие движения в энергосистемах, а также резонансные («опасные») частоты колебаний, т.е. частоты, на которых возможно развитие незатухающих синхронных колебаний. Вычисление значений элементов правого собственного вектора ϕ_i системы (коэффициентов синфазности) позволяет определить тип синхронных колебаний в энергосистемах (межсистемные, внутригрупповые или локальные колебания). Вычисление значений коэффициентов участия p_{ij} , определяемых как произведение левого ϕ_i и правого ψ_j собственных векторов, позволяет выявить генераторы в энергосистемах, в наибольшей степени влияющие на качество демпфирования колебаний на рассматриваемой частоте. Коэффициент участия является удобным количественным критерием при определении генераторов-претендентов для установки автоматических регуляторов сильного действия (системных стабилизаторов). На основе применения методов модального анализа автором статьи разработана методика определения мест установки АРВ сильного действия в энергосистемах при минимизации количества применяемых регуляторов возбуждения и обеспечении требуемого качества демпфирования [2]. Кроме того, применение методов модального анализа позволяет определить генераторы в энергосистеме, автоматические регуляторы возбуждения которых настроены некорректно и возможно улучшение качества демпфирования колебаний за счет перенастройки указанных АРВ; определить генераторы, системы возбуждения которых необходимо модернизировать в первую очередь с целью повышения запасов устойчивости в энергосистеме; разработать поэтапную программу модернизации систем возбуждения генераторов, позволяющую обеспечить наилучшее качество демпфирования синхронных колебаний на каждом этапе указанной программы; выполнить верификацию динамических моделей по данным регистраторов СМПР (путем сравнения резонансных частот, выявленных при анализе осциллограмм СМПР, и резонансных частот цифровой динамической модели энергосистемы); выполнить анализ причин технологических нарушений, связанных с возникновением синхронных колебаний в энергосистемах.

В таблице 1 представлены результаты расчета собственных чисел в тестовой схеме энергосистемы. В таблице представлен только ряд собственных чисел, соответствующий минимальным значениям показателя демпфирования. Показатель демпфирования является количественным критерием качества демпфирования рассматриваемой составляющей движения и определяется следующим образом:

$$\zeta_i = -\frac{\alpha_i}{\sqrt{\alpha_i^2 + \beta_i^2}}, \quad (3)$$

где $\alpha_i + j \cdot \beta_i$ – i -ое собственное число системы.

Из таблицы 1 видно, что в энергосистеме присутствуют несколько плохо демпфируемых составляющих движения. При этом минимальный показатель демпфирования соответствует составляющей движения с частотой колебаний порядка 0,3 Гц. Из этого следует, что колебания режимных параметров на частоте порядка 0,3 Гц являются в энергосистеме наиболее плохо демпфируемыми.

Таблица 1

Собственные числа энергосистемы, соответствующие наиболее плохо демпфируемым составляющим движения

№	Собственное число	Частота, Гц	Показатель демпфирования ζ , %
1	-0,22+j2,12	0,34	10
2	-0,13+j0,95	0,15	14
3	-0,14+j0,90	0,14	15
4	-0,17+j1,00	0,16	17
5	-1,10+j6,05	0,96	18

Таблица 2

Модальные характеристики тестовой схемы энергосистемы

№	Электростанция	Коэффициент синфазности, о.е.	Коэффициент участия, о.е.
1	ЭС-1	<u>$1,0 \cdot e^{j(-127^\circ)}$</u>	<u>0,80</u>
2	ЭС-2	$0,6 \cdot e^{j52^\circ}$	0,15
3	ЭС-3	$0,7 \cdot e^{j51^\circ}$	0,19
4	ЭС-4	$0,2 \cdot e^{j69^\circ}$	0,08
5	ЭС-5	$0,9 \cdot e^{j61^\circ}$	<u>1,00</u>

В таблице 2 представлены результаты расчета коэффициентов синфазности и коэффициентов участия для частоты колебаний 0,3 Гц. В связи с тем, что результаты расчетов свидетельствуют о том, что движение роторов всех генераторов одной электростанции практически синфазное, в таблице для каждой электростанции приведен коэффициент синфазности только одного генератора этой электростанции. Из таблицы видно, что возникновение резонансной частоты порядка 0,3 Гц обусловлено движением роторов синхронных генераторов электростанций ЭС-2, ЭС-3, ЭС-4 и ЭС-5 относительно роторов генераторов электростанции ЭС-1. Указанный факт подтверждает предположение о том, что частота 0,3 Гц является межсистемной. Кроме того, из таблицы видно, что наибольшие значения коэффициентов участия генераторов в движении на резонансной частоте 0,3 Гц соответствуют генераторам электростанций ЭС-1 и ЭС-5. Таким образом, с целью повышения качества демпфирования низкочастотных колебаний в энергосистеме целесообразным является:

1. установка регистраторов СМРР на электростанциях ЭС-1 и ЭС-5 (см. рис. 1);
2. ввод дополнительного канала в АРВ синхронных генераторов с входным сигналом от СМРР на указанных электростанциях.

Выбор и оптимизация настроечных параметров дополнительного канала АРВ с входными сигналами от СМПР

Структура автоматического регулятора возбуждения сильного действия, оснащенного дополнительным каналом стабилизации с входным сигналом от СМПР, представлена на рис. 4. Как видно из рисунка, дополнительный канал представляет собой два последовательно соединенных форсирующих звена с коэффициентом усиления. В качестве входных сигналов для дополнительного канала могут использоваться различные режимные параметры, регистрируемые СМПР (углы напряжения в энергоузлах, перетоки активной мощности по линиям электропередачи и т.д.). В настоящей статье в качестве входного сигнала для дополнительного канала АРВ выбрана разность частот вращения роторов генераторов электростанций ЭС-1 и ЭС-5. Следует отметить, что применяемые в настоящее время на объектах электроэнергетики России регистраторы СМПР не обеспечивают возможности получения измерений частоты вращения и углов роторов генераторов. Однако анализ возможностей регистраторов СМПР зарубежного производства свидетельствует о том, что получение векторных измерений такого типа возможно [10].

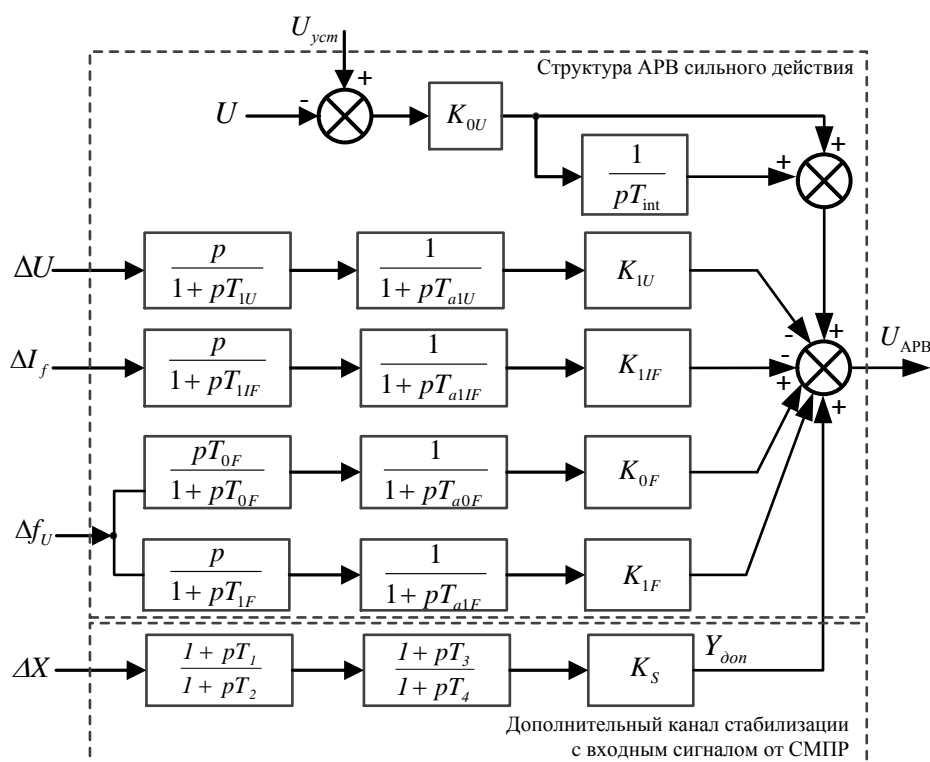


Рис. 2. Структура автоматического регулятора возбуждения сильного действия с дополнительным каналом стабилизации с входным сигналом от СМПР.

Качество демпфирования колебаний режимных параметров в энергосистеме в случае ввода в автоматические регуляторы возбуждения генераторов дополнительного канала с входным сигналом от СМПР непосредственным образом зависит от выбранных значений настроечных параметров этого канала (в данном случае, от значений параметров T_1 , T_2 , T_3 , T_4 и K_S). Эффективной методикой для выбора и оптимизации зна-

чений настроечных параметров каналов регуляторов является применение одного из методов многопараметрической оптимизации – генетического алгоритма [3, 4, 5]. Генетический алгоритм является разновидностью эволюционных алгоритмов. Особенностью генетического алгоритма является то, что принципы, по которым происходит отбор претендентов на оптимальное решение при выполнении этого алгоритма, основаны на законах генетики (как науки о закономерностях наследственности и изменчивости) и принципах естественного отбора в живой природе. В связи с этим, для описания генетических алгоритмов традиционно применяется терминология, заимствованная из генетики. На каждой итерации генетического алгоритма происходит отбор наиболее пригодных хромосом (возможных значений оптимизируемых параметров) из популяции (всего набора решений). Отбор хромосом осуществляется на основе оценки значений функции приспособленности (критериальной функции). После выявления наиболее «приспособленных» хромосом к этим хромосомам применяются операторы скрещивания и мутации. В итоге, применение генетического алгоритма позволяет воспроизводить новое поколение потомков, наследующих «лучшие» гены в популяции (терминах задач оптимизации – определить оптимальные в смысле принятого критерия значения параметров). Основными преимуществами применения генетического алгоритма по сравнению с применением традиционных методов оптимизации (например, градиентного метода) являются отсутствие необходимости вычисления производных целевой функции, а также стойкость к попаданию в локальные экстремумы. Следует отметить, что опыт практического применения генетического алгоритма (в частности, для настройки автоматических регуляторов возбуждения синхронных генераторов) свидетельствует об эффективности и целесообразности используемого подхода [6, 7, 8, 9].

Оптимизация настроечных параметров дополнительного канала АРВ в тестовой схеме энергосистемы выполнена на основе применения интегральных квадратичных критериев качества переходного процесса:

$$F(X, \Delta T) = \sum_i \alpha_i \int_0^{\Delta T} [Y_i(X, t) - Y_i(0)]^2 dt \quad (4)$$

где $Y_i(X, t)$ – значение оптимизируемого режимного параметра;

$Y_i(0)$ – установившееся значение оптимизируемого параметра;

ΔT – длительность расчета целевой функции, с;

X – вектор-столбец значений оптимизируемых параметров;

α_i – весовые коэффициенты.

В общем случае задача выбора настроечных параметров дополнительного канала АРВ может быть сведена к задаче многопараметрической оптимизации следующего вида:

$$F(X, \Delta T) \rightarrow \min \quad (5)$$

где X_{\min} – вектор-столбец минимальных значений оптимизируемых параметров,

X_{\max} – вектор-столбец максимальных значений оптимизируемых параметров,

$X \in [X_{\min}; X_{\max}]$.

Следует отметить, что в рассматриваемой постановке задачи оптимизация настроечных параметров дополнительного канала АРВ может быть выполнена в нескольких электрических режимах (например, в нормальной и нескольких ремонтных схемах энергосистемы). Таким образом может быть обеспечена эффективность настроек АРВ при демпфировании колебаний в энергосистеме в различных схемно-режимных условиях.

Результаты оптимизации значений настроечных параметров дополнительного канала АРВ представлены в таблице 3. Оптимизация выполнена на основе применения генетического алгоритма. Начальное приближение значений всех оптимизируемых параметров принято нулевым.

Таблица 3

Значения настроечных коэффициентов дополнительного канала АРВ

№	Параметр	Ед. изм.	Значение параметра
1	T_1	с	0,03
2	T_2	с	0,01
3	T_3	с	0,97
4	T_4	с	0,46
5	K_S	о.е.	155

На рис. 3 представлены осциллограммы изменения величины активной мощности генератора электростанции ЭС-5 при тестовом возмущении в случае применения на этом генераторе традиционного АРВ сильного действия (без дополнительного канала в структуре регулятора возбуждения) и в случае ввода в АРВ дополнительного канала с входным сигналом от СМНР. На рис. 4 представлены аналогичные осциллограммы, иллюстрирующие изменение величины напряжения на шинах генератора электростанции ЭС-5. Тестовое возмущение представляет собой подачу тестового импульса на выходной сумматор автоматического регулятора возбуждения. Из рис. 3 и 4 видно, что ввод в автоматический регулятор возбуждения дополнительного канала с входным сигналом от СМНР позволяет (в случае корректного выбора и оптимизации настроек этого канала) значительно повысить качество демпфирования низкочастотных колебаний режимных параметров в энергосистеме.

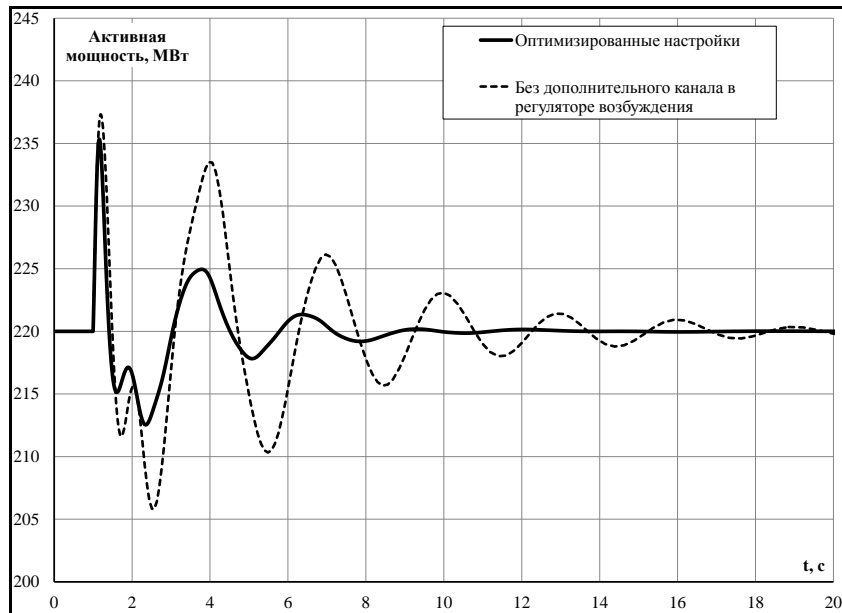


Рис. 3. Изменение величины активной мощности генератора ЭС-5.

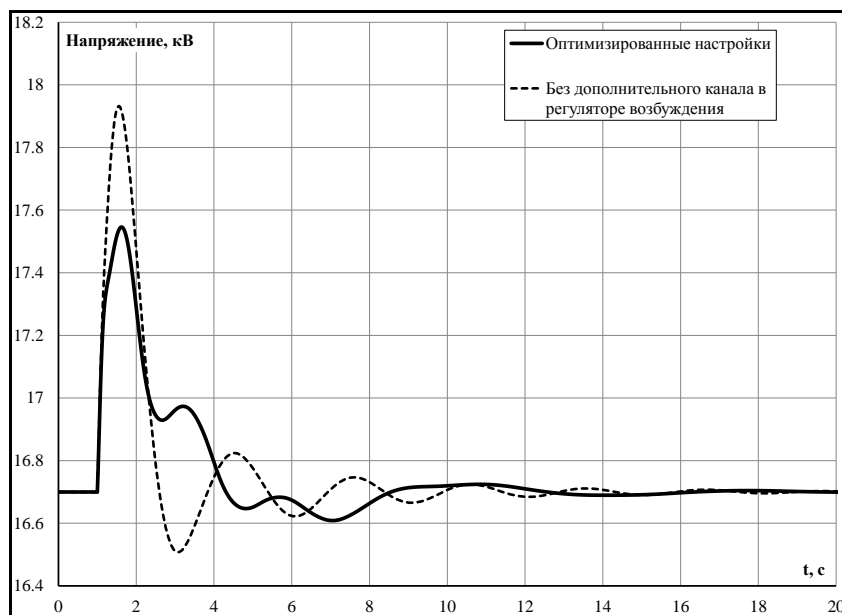


Рис. 4. Изменение величины напряжения на шинах генератора ЭС-5.

ВЫВОДЫ

1. Применение в качестве входных сигналов в каналах автоматических регуляторов возбуждения (системных стабилизаторов) синхронных генераторов измерений, получаемых от регистраторов СМРР, позволяет обеспечить повышение качества демпфирования низкочастотных колебаний режимных параметров в энергосистемах.

2. Многочисленные исследования, выполненные в ОАО «НИИПТ», свидетельствуют о том, что в ЕЭС России существует ряд энергорайонов, в которых возможно возникновение плохо демпфируемых низкочастотных колебаний. Ввод в автоматические регуляторы возбуждения дополнительных каналов с входными сигналами от СМРР будет-

способствовать повышению качества демпфирования низкочастотных колебаний в этих энергорайонах.

3. Применение автоматических регуляторов возбуждения (системных стабилизаторов) с сигналами от СМПП позволяет расширить области практического применения СМПП в ЭЭС России и стать одним из элементов будущей системы WACS (Wide-AreaControlSystem).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

[1] ПБК EUROSTAG, www.eurostag.be

[2] *Сорокин Д.В.* Выбор мест установки автоматических регуляторов возбуждения сильного действия в ОЭС Сибири на основе применения модального анализа // Сборник докладов международной молодежной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи». – 2011. – Том №1 . – С. 197-203.

[3] *Сорокин Д.В.* Координация настроек автоматических регуляторов возбуждения генераторов на основе применения генетического алгоритма // Научно-технические ведомости СПбГПУ. – 2009. – №1 . – С. 18-25.

[4] *Д. Рутковская, М. Пилиньский, Л. Рутковский.* Нейронные сети, генетические алгоритмы и нечеткие системы. ГорячаяЛиния – Телеком, 2007.

[5] *Holland J. H.* Adaptation in Natural and Artificial Systems: An Introductory Analysis With Applications to Biology, Control, and Artificial Intelligence /J. H. Holland. – The MIT Press, Cambridge, 1992.

[6] *Abdel-Magid, Y.L.; Abido, M.A.* Optimal multiobjective design of robust power system stabilizers using genetic algorithms. Power Systems, IEEE Transactions on. Volume: 18, Issue: 3. 2003.

[7] *Abdel-Magid, Y.L.; Abido, M.A.; Al-Baiyat, S.; Mantawy, A.H.* Simultaneous stabilization of multimachine power systems via genetic algorithms. Power Systems, IEEE Transactions on. Volume: 14, Issue: 4. 1999.

[8] *Tiwari, P.K.; Sood, Y.R.* Optimal location of FACTS devices in power system using Genetic Algorithm. Nature & Biologically Inspired Computing, 2009.NaBIC 2009.World Congress on. 2009.

[9] *Selvabala, B.; Devaraj, D.* Co-ordinated tuning of AVR-PSS using differential evolution algorithm. IPEC Conference Proceedings. 2010.

[10] *Qixun Yang, Beijing Sifang, Bi Tianshu.* WAMS Implementation in China and the Challenges for Bulk Power System Protection.PowerEngineeringSocietyGeneralMeeting, 2007.



СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ

Сорокин Дмитрий Владимирович – к.т.н., научный сотрудник отдела проектирования и развития энергосистем ОАО «НИИПТ». В 2005 году окончил Архангельский государственный технический университет. В 2009 году защитил диссертацию на степень кандидата технических наук в Санкт-Петербургском государственном политехническом университете.

АППАРАТНЫЙ КОМПЛЕКС «ТРИТОН»

Горохов А. Л., Акимов М. Ю., (ООО «УРАЛЭНЕРГОСЕРВИС»)

Аппаратный комплекс «ТриТон» предназначен для организации комплексных ВЧ каналов связи по ВЛ. Средой передачи сигналов команд РЗ и ПА могут служить выделенные ВОЛС и сети SDH/PDH.

АК «ТриТОН» обеспечивает передачу сигналов команд противоаварийной автоматики (ПА) и релейной защиты (РЗ), а также сигналов связи: речи, сигналов телемеханики (ТМ), межмашинного обмена (ММО). Сигналы команд РЗ и ПА имеют приоритет.

В зависимости от исполнения АК «ТриТОН», в части передачи команд автоматики обеспечивается:

- передача или прием 32-х команд в одном направлении;
- передача и прием 16-ти команд в обоих направлениях;
- передача и прием 32-х команд РЗ и ПА в обоих направлениях при использовании, дополнительно, секции расширения БУК;
- прием одновременно до 32-х команд с двух различных направлений;
- передача и прием до 64-х команд при специальном заказе.

Основные технические характеристики	Значение
Диапазон частот исполнения	16 – 1000 кГц
Номинальная полоса рабочих частот: - для одноканального исполнения: - для двухканального исполнения:	4/8 кГц 12/16 кГц
Метод модуляции	АМ, ОБП, ЧМ, АФМ
Уровень передачи в диапазоне частот 24-400/ 400-600/ 600-1000 кГц в ВЧ канал не менее:	+46 дБм/ +43 дБм/ +42 дБм
Вносимое затухание	< 1 дБ
Уровень чувствительности - ВЧ приемника ПА - ВЧ приемника сигналов связи	-22 дБм -36 дБм
Избирательность ВЧ приемника при отстройке от границы полосы частот на 4 кГц, не менее	75 дБ
Диапазон АРУ в тракте приема сигналов связи (ВЧ канал), не менее	40 дБ
Время передачи команды ПА ВЧ канал/ ВОЛС/ канала E1, не более	25 мс/ 10 мс/ 12 мс
Длина волны (ВОЛС)	1310/1550 нм
Максимальная длина канала (ВОЛС)	60/100/200 км
Формат данных (SDH/PDH)	Framed/Unframed E1, ISDN PRI
Код в цифровой линии связи: E1 (SDH/PDH)	HDB - 3

Основными составляющими АК «ТриТон» в исполнении для работы по ВЧ каналу являются:

- секция блоков ВЧ канала - БМК;
- секция блоков уплотнения канала - БУК.

В зависимости от функциональной нагрузки аппаратного комплекса, число секций может варьироваться: БМК - от одной до двух, БУК - от одной до трех.

Для объединения секций БМК и БУК в единый комплекс предусмотрены двунаправленные интерфейсы последовательной передачи данных (НЧС). В качестве соединительных линий используются оптические патчкорды. В зависимости от исполнения интерфейса НЧС обеспечивается разнос секций БУК и БМК на расстояние до: 5/10/50/2000м.

Секция БМК обеспечивает конфигурацию частотного плана для рабочих полос передачи и приема в ВЧ канале преобразованием спектра исходного группового НЧ сигнала в полосу частот ВЧ канала при передаче и обратное преобразование при приеме.

Функции Секции БМК:

В тракте передачи:

- формирование группового (методом ЧРК) сигнала на основе групповых НЧ сигналов, поступающих на входы БМК со стороны одного или двух источников – секций БУК;
- преобразование спектра группового НЧ сигнала в полосу рабочих частот ВЧ канала;
- усиление ВЧ сигнала до требуемого уровня.

В тракте приема:

- при одноканальном варианте: выделение спектра группового ВЧ сигнала и преобразование спектра группового ВЧ сигнала в область частот 0..4кГц;
- при двухканальном варианте: разделение спектров двух групповых НЧ сигналов из общего группового ВЧ сигнала и преобразование каждого из них в область частот 0..4кГц.

В конфигурациях АК «ТриТОН» для работы по цифровым каналам связи (SDH/PDH или ВОЛС) секция БМК не используется.

Ширина занимаемой в ВЧ канале полосы рабочих частот кратна базисной полосе (4 кГц). Для разнесенных полос частот приема и передачи предусматривается номинальная рабочая полоса 4 или 8 кГц в каждом направлении. Для смежных полос частот приема и передачи предусматривается номинальная полоса частот: 4, 8, 12 и 16 кГц. (Для смежных полос запись 4 кГц обозначает, что на передачу и на прием используются полосы по 2 кГц).

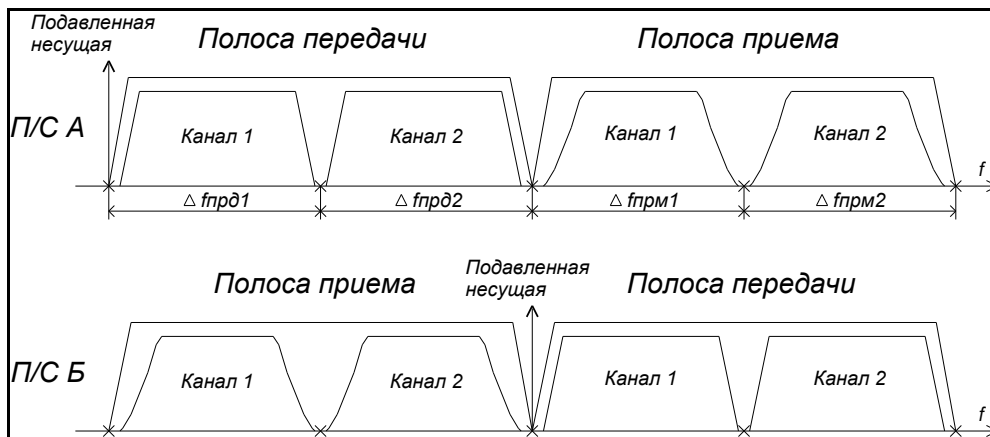


Рис. 1. Частотный план (16 кГц) для смежных полос частот приема и передачи

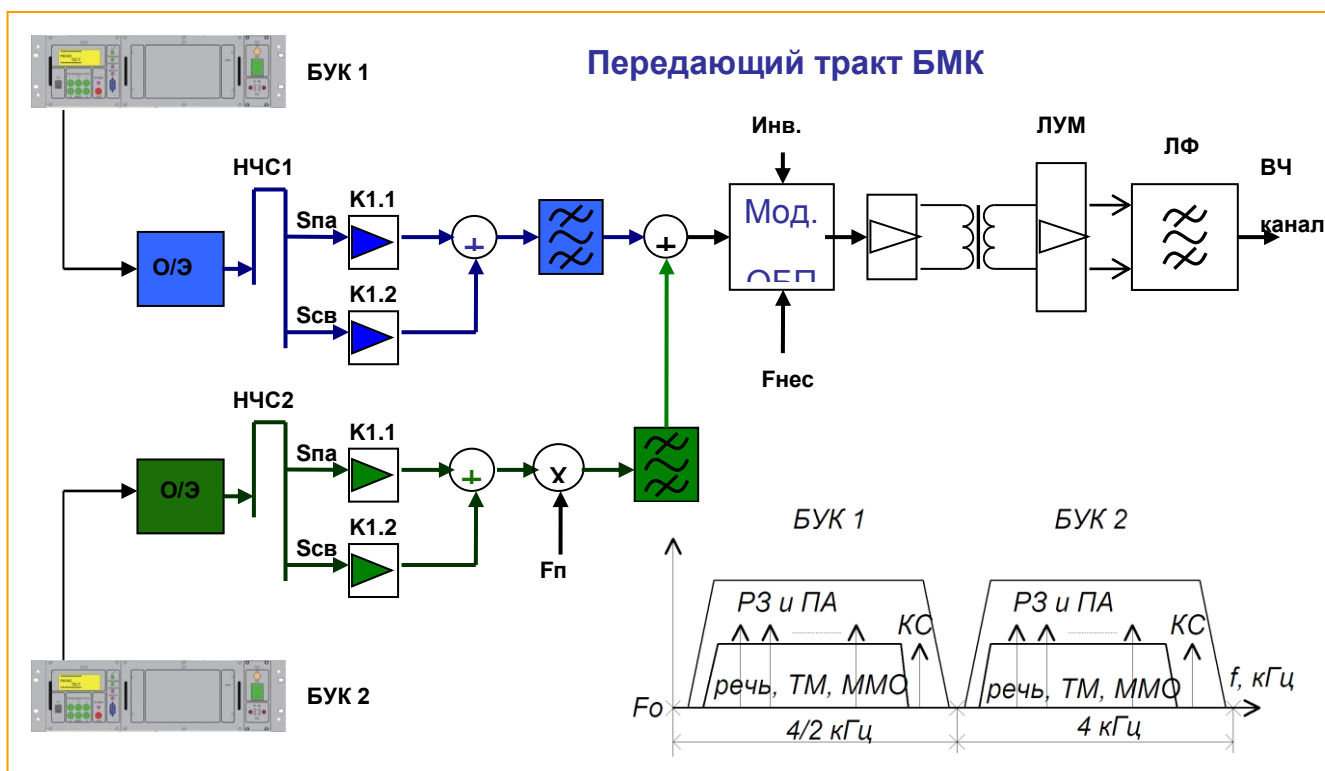


Рис. 2. Функциональная схема передающего тракта.

НЧ сигналы, предназначенные для передачи, поступают в БМК через порты НЧС №1 и №2 в цифровом виде. По каждому порту НЧС поступают пакеты с отсчетами НЧ сигналов связи (Scв) и сигналов команд и КС (Spа) в двух тайм-слотах.

В секции БМК реализованы алгоритмы ЦОС, обеспечивающие формирование ВЧ сигнала ОБП.

Формирование группового НЧ сигнала. Отсчеты НЧ сигналов Scв и Spа первого канала суммируются с весовыми коэффициентами (K1.1 и K1.2 соответственно) и поступают на вход формирующего полосового фильтра. Сумматор формирует двухканальный групповой сигнал. На второй вход сумматора поступают отсчеты НЧ сигнала

второго канала, спектр которого сдвинут на величину номинальной полосы первого канала.

ОБП модуляция. Групповой двухканальный НЧ сигнал поступает на вход преобразователя Гильберта, где формируются квадратуры сигнала. Отсчеты квадратур (I и Q), через комплексный ФНЧ, поступают в квадратурный модулятор, где осуществляется балансная модуляция сигнала ВЧ несущей сигналами квадратур. Далее, с помощью встроенного ЦАП, формируется аналоговый ВЧ сигнал ОБП. В блоке УМ сигнал ОБП усиливается до необходимого уровня и, через линейный фильтр, поступает в ВЧ канал.

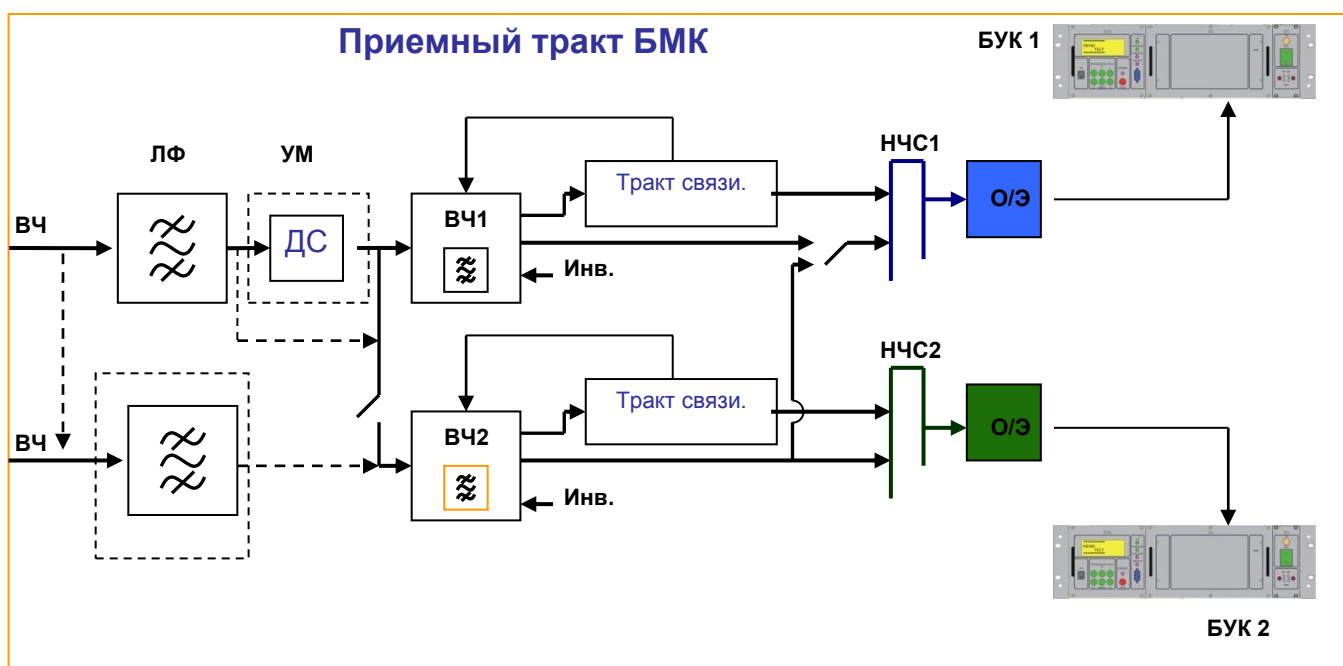


Рис. 3. Функциональная схема приемного тракта.

Фильтр приема секции БМК обеспечивает высокое входное сопротивление для частот параллельно работающих устройств ВЧ связи и частичное подавление помех в полосе частот зеркального канала ВЧ приемника. В зависимости от исполнения БМК (разнесенные / смежные полосы передачи и приема), сигнал поступает на вход ВЧ приемника непосредственно, либо через систему ДС. В блоке ВЧ происходит основная селекция полезного сигнала и перенос его спектра в область частот: $0 \dots 4(0 \dots 2)$ кГц. Выделение каналов при двухканальном исполнении БМК обеспечивается настройкой ВЧ приемников. Необходимая величина переходного затухания между каналами обеспечивается избирательностью ВЧ приемников. В каждом канале обработки НЧ сигнала (выходы ВЧ1 и ВЧ2) обеспечивается разделение сигналов связи и сигналов-команд ПА и РЗ.

Для обработки сигналов связи реализованы цифровые системы ФАПЧ и АРУ, используются корректоры неравномерности АЧХ и ФЧХ. Для обработки сигналов-команд ПА и РЗ системы автоматических регулировок не используются. Отсчеты

цифрового представления сигналов связи и сигналов-команд передаются в порт 1 и порт 2 НЧС (каждый в своем тайм-слоте). Система термостабилизации частот опорных генераторов в тракте приема обеспечивает отклонение частоты сигнала команды на выходе БМК в заданных пределах. Для сигналов связи, с помощью цифровой системы ФАПЧ, отклонение частоты устраняется полностью. Предусмотрена возможность отключения системы ФАПЧ. Сигнал контрольной частоты является управляющим для системы АРУ. Система АРУ поддерживает на заданном уровне сигналы связи на выходе блока ТЧ путем изменения коэффициента передачи выходного усилителя. Предусмотрена возможность отключения системы АРУ.

Секция БУК формирует групповой НЧ сигнал (0,3...3,4кГц) с использованием методов ЧРК и ВРК, со служебным контрольным сигналом в надтональном спектре частот. В спектре НЧ сигнала методом временного разделения каналов могут быть переданы сигналы ПА или ТМ, ММО, речи. В групповом НЧ сигнале методом ЧРК передаются (в отсутствии передачи сигналов РЗ и ПА) речевые сигналы; сигналы дискретных цифровых данных: ТМ, ММО; контрольный сигнал (КС).

Вариант исполнения БУК определяется: набором интерфейсных блоков установленных в каркас секции, а также настройками параметров блока управления и интерфейсных боков.

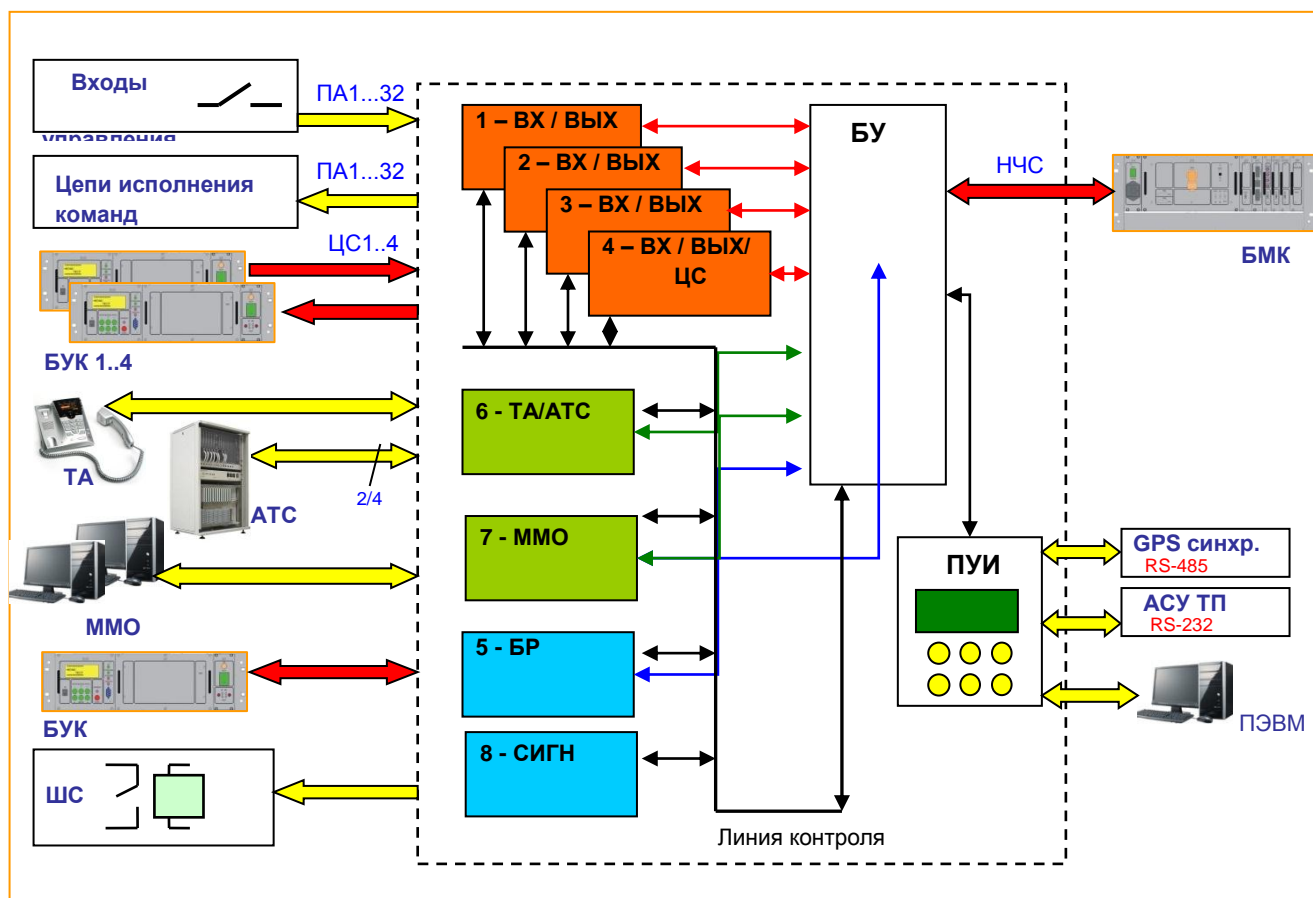


Рис. 4 Структурная схема секции БУК (для ВЧ варианта)

ИНТЕРФЕЙСНЫЕ БЛОКИ ПА: **ВХ** - блок фиксации управляющих воздействий на передачу команд РЗ и ПА, **ВЫХ** - блок релейных выходов на исполнение команд РЗ и ПА (каждый блок на 8 входов / выходов). **ЦС ПА** – блок трансляции команд ПА (*), содержит четыре порта интерфейсов цифрового стыка. Допускается одновременная установка до 4-х блоков из набора блоков: ВХ, ВЫХ, ЦС ПА.

*На промежуточном пункте ВЧ канала обеспечивается возможность трансляции команд ПА от приемника предыдущего участка ВЧ канала, к передатчику следующего участка, методом последовательной передачи дискретных данных.

БОИ - блок сопряжения с цифровым каналом связи.

БР - интерфейсный блок расширения предназначен для подключения к основной секции БУК секции расширения. Две секции БУК обеспечивают возможности приема/передачи в обоих направлениях, по ВЧ каналу связи, до 32-х команд.

ИНТЕРФЕЙСНЫЕ БЛОКИ СВЯЗИ: **ТМ** – блок ввода/вывода телемеханики содержит два порта ТМ1,2. **ММО** - блок ввода/вывода потоков дискретных данных межмашинного обмена, содержащий два порта RS-232C/RS-422/RS-485. **ТА/АТС** (телефонные окончания) блок предназначен для организации телефонного канала, обеспечивающего режимы речевой связи: абонент-абонент или удаленный абонент-АТС. **ПУИ** - панель управления и индикации.

В каркас секции БУК может устанавливаться до 8-ми интерфейсных блоков. Для каждого типа интерфейсных блоков предусмотрены определенные позиции установки (слоты 1-8). Интерфейсные блоки связаны с БУ через шину контроля и настроек

БУ - блок управления режимами работы секции БУК. БУ контролирует функционирование всех интерфейсных блоков секции БУК. Блок **СИГН** – интерфейс внешней сигнализации. СИГН формирует внешние сигналы контактами встроенных реле НЕ-ИСПРАВНОСТЬ, ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ, ПА. **БП** - блок питания. Панель управления и индикации (**ПУИ**) отображает (на встроенном табло ЖКИ) текущее состояние БУК, в т.ч. номера переданных и принятых команд ПА и РЗ. ПУИ обеспечивает возможность управления режимами работы секции посредством клавиатуры и табло ЖКИ. ПУИ, содержит энергонезависимую память для хранения журнала событий и порты подключения ПК и АСУ ТП.

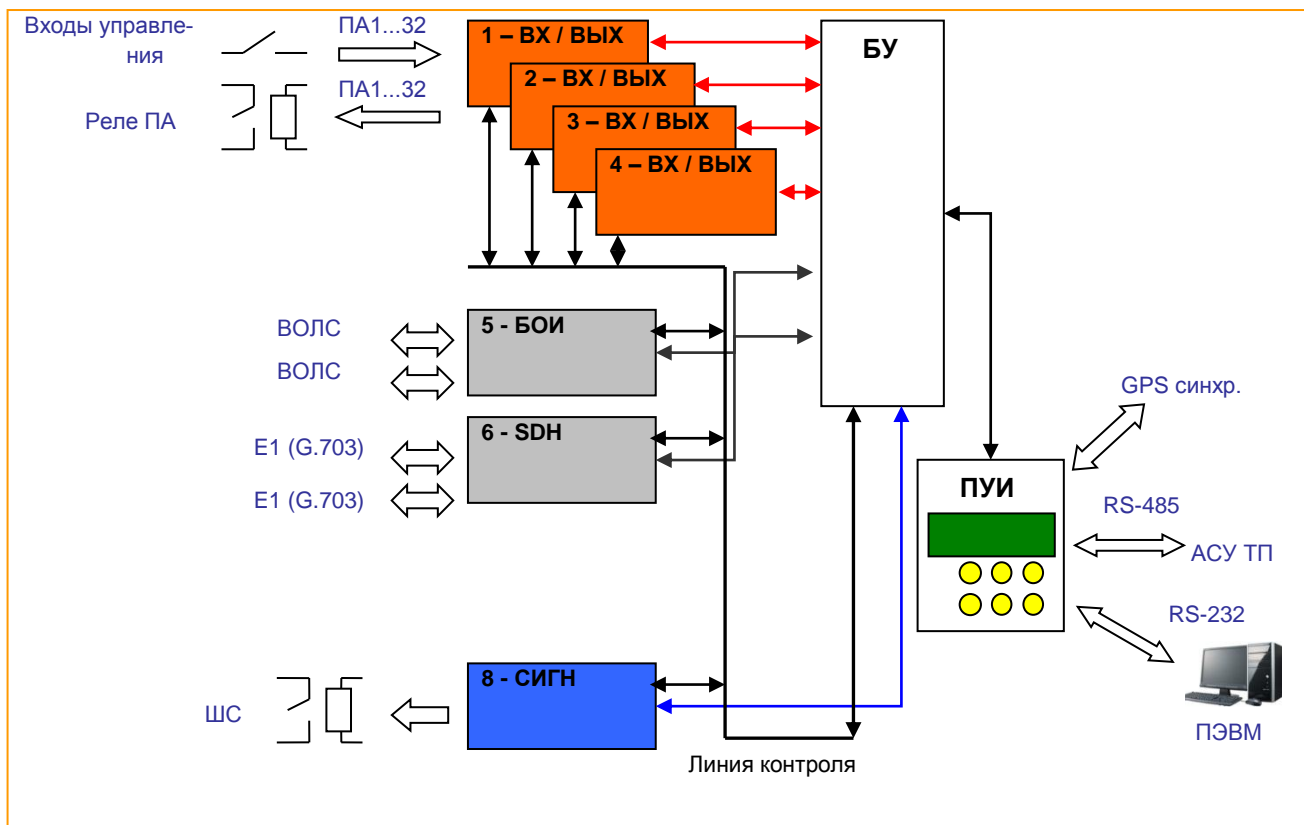


Рис. 5 Структурная схема секции БУК (для цифровых каналов).

Для работы по цифровым каналам связи (выделенной ВОЛС, сетях SDH/PDH) секция БУК оснащается блоками БОИ или ЦК SDH.

БОИ предназначен для сопряжения с выделенной ВОЛС, блок **ЦК SDH** - для интеграции БУК в цифровую сеть SDH/PDH транспортным потоком уровня E1 (G.703).

В составе каждого кадра одновременно передаются сигналы команд РЗ ПА и сигналы контроля состояния (мониторинга) удаленных комплектов.

Возможные конфигурации и варианты применения АК «ТриТОН»

В исполнении для ВЧ канала связи:

- 1) Только передача команд РЗ и ПА и сигналов ТМ в номинальной полосе частот 4 кГц посредством одной секции БМК (ПРД) и одной секции БУК (4 блока ВХ и ТМ).
- 2) Только прием команд РЗ и ПА и сигналов ТМ в номинальной полосе частот 4 кГц посредством одной секции БМК (ПРМ) и одной секции БУК (4 блока ВЫХ и ТМ). Подключение секции расширения БУК (для вариантов 1 и 2) позволяет организовать передачу 64 команд РЗ и ПА в стандартной полосе рабочих частот (4 кГц).

- 3) Передача и прием команд РЗ и ПА и сигналов ТМ / ММО на смежных полосах частот, в номинальной полосе 2/2 кГц посредством одной секции БМК (ПРД/ПРМ) и одной секции БУК (2 блока ВХ, 2 блока ВЫХ и ТМ/ММО).
- 4) Передача и прием команд РЗ и ПА и сигналов речи, ТМ, ММО на смежных полосах частот, в номинальной полосе 4/4 кГц посредством одной секции БМК (ПРД/ПРМ) и одной секции БУК (блоки ВХ, ВЫХ, ТА/АТС, ТМ, ММО).
- 5) Передача и прием команд РЗ и ПА и сигналов речи, ТМ, ММО на разнесенных полосах частот с номинальной шириной 4 кГц посредством одной секции БМК (ПРД), одной секции БМК (ПРМ) и одной секции БУК (блоки ВХ, ВЫХ, ТА/АТС, ТМ, ММО).

Для вариантов 4 и 5 предусматривается возможность подключения секции расширения БУК (с интерфейсами исполнения команд РЗ и ПА).

Для вариантов 3, 4, 5 предусматривается возможность подключения секции связи БУК, укомплектованной интерфейсами ТА/АТС, ТМ, ММО (где интерфейсы команд РЗ и ПА отсутствуют), которая может располагаться на значительном удалении (определяемом вариантом исполнения НЧС) в аппаратной связи.

В исполнении для работы по выделенной ВОЛС или в сетях SDH/PDH (через оптический мультиплексор):

Только передача команд РЗ и ПА посредством одной или нескольких секций БУК (4 блока ВХ).

Только прием команд РЗ и ПА посредством одной или нескольких секций БУК (4 блока ВЫХ).

Передача и прием команд РЗ и посредством одной или нескольких секций БУК (4 блока ВХ / ВЫХ).

Для каждого из трех вариантов предусматривается возможность подключения секции расширения БУК (с интерфейсами исполнения команд РЗ и ПА).

Аппаратный комплекс «ТриТОН» обеспечивает возможность комплексного использования ВЧ канала и выделенной полосы рабочих частот. АК «ТриТОН» адаптирован к условиям эксплуатации на объектах отечественных энергосистем. АК «ТриТОН» сертифицирован по системе ГОСТ Р, - Сертификат соответствия № РОСС RU.МЕ27.Н01826 и аттестован ОАО «ФСК ЕЭС», - Заключение аттестационной комиссии №47/041-2010, от 13.12.2010.

ДИСКРЕТНОЕ УПРАВЛЕНИЕ ПЕРЕТОКОМ МОЩНОСТИ ПРИ АСИНХРОННОМ ХОДЕ ПО МЕЖСИСТЕМНОЙ СВЯЗИ В СЛОЖНОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЕ

Матисон В.А., Наволочный А.А.(ОАО «ВНИИР», Чебоксары)

АННОТАЦИЯ

Дается анализ эффективности управления перетоками активной мощности по межсистемной связи при возникновении асинхронного хода в электроэнергетической системе. Приводятся результаты расчетов переходных режимов с учетом действия устройства управления, осуществляющего по заданному алгоритму включение и отключение выключателя линии электропередачи межсистемной связи.

1. ВВЕДЕНИЕ

При аварийных возмущениях, сопровождающихся нарушением динамической устойчивости, неизбежно появление асинхронного хода по межсистемным связям, длительное существование которого недопустимо. Другими словами, вполне возможно возникновение асинхронного хода в ЭЭС даже при современном высоком уровне автоматизации и применения противоаварийного управления. Поэтому требуется разработка достаточно эффективных мероприятий по его предотвращению и созданию необходимых условий для осуществления успешной ресинхронизации [1].

Хотя и имеются разработанные и даже используемые на практике устройства управления, реализующие различные способы выявления и ликвидации асинхронного хода, проблема сохранения результирующей устойчивости и сокращения продолжительности асинхронного хода в ЭЭС остается актуальной, особенно после тяжелых аварий с возникновением асинхронного хода, которые наблюдались в первые (2003-2005) годы нашего столетия.

Так, например, в 2003 г. произошла авария в США, сопровождавшаяся асинхронным ходом по линиям электропередачи (ЛЭП) между энергосистемами восьми штатов США и канадской провинции Онтарио. Из-за последовательной аварийной перегрузки ЛЭП и низких уровней напряжения в узлах ЭЭС дистанционными защитами было отключено несколько линий 138 кВ и сильно загруженная ЛЭП 345 кВ, что приводило к отключению релейными защитами и других ЛЭП и нарушению

устойчивости по связям между Канадой и США с возникновением асинхронного хода.

В сентябре 2003 г. произошла крупнейшая авария в энергообъединении стран европейского союза с возникновением асинхронного хода по межсистемным связям ЭЭС Италии с ЭЭС других стран Европейского энергообъединения.

В 2005 г. также произошла крупная авария в ОЭС Урала с выделением на изолированную работу крупного энергорайона.

Учитывая негативные последствия асинхронного хода для ЭЭС и увеличивающуюся по мере развития энергообъединений опасность лавинообразного характера нарушения устойчивости, становится необходимым использование дополнительных средств, назначение которых состоит в выявлении факта перехода в асинхронный режим и принятии мер по его ликвидации, в частности применяется автоматика ликвидации асинхронного режима (АЛАР), действующая, в основном, на деление электрической сети [2, 3]. Анализ выше приведенных аварий показывает, что в большинстве случаев разрыв связей приводит к усугублению последствий, включая и экономический ущерб. Поэтому обеспечение успешной ресинхронизации подсистем ЭЭС после кратковременного асинхронного хода в результате реализации управляющих воздействий является более предпочтительным, чем деление энергообъединения действием АЛАР на несинхронно работающие части.

В России и в других странах особое внимание уделяется мероприятиям по обеспечению результирующей устойчивости, в частности дискретному воздействию на режим межсистемной связи при асинхронном ходе [2, 3], так как управлением выключателями высоковольтных ЛЭП (отключением и включением их в определенные моменты времени) улучшаются условия для ресинхронизации подсистем [4, 5]. Такое мероприятие является перспективным, так как позволяет ликвидировать асинхронный ход в энергообъединении без деления электрической сети и излишних отключений источников генерации и электропотребителей в соответствующих кратковременно несинхронно работающих подсистемах.

Поэтому в данной работе исследуется эффективность одного из возможных мероприятий по управлению перетоком мощности по межсистемной связи при асинхронном ходе в двухподсистемной ЭЭС.

2. АЛГОРИТМ УПРАВЛЕНИЯ ПЕРЕТОКОМ МОЩНОСТИ ПО МЕЖСИСТЕМНОЙ СВЯЗИ ПРИ АСИНХРОННОМ ХОДЕ В ДВУХПОДСИСТЕМНОЙ ЭЭС

При нарушении устойчивости ЭЭС и возникновении асинхронного хода по

межсистемной связи наблюдается переходный процесс, сопровождающийся колебаниями перетока активной мощности и всех других параметров режима по связи. Характеристики изменения некоторых из них отображены на рис. 2 – рис. 5.

Эти характеристики получены расчетом применительно к двухподсистемной ЭЭС, подсистемы *A* и *B* которой связаны между собой линией электропередачи без промежуточных отборов мощности (рис. 1), При этом, подсистема *A* энергоизбыточная, а подсистема *B* энергодефицитная.

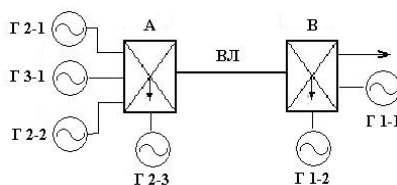


Рис. 1. Схема двухподсистемной ЭЭС

Анализ этих характеристик позволяет установить ряд закономерностей.

Угол сдвига роторов генераторов этих подсистем на рис. 2 превышает 360° , что свидетельствует о нарушении динамической устойчивости и возникновении асинхронного хода между подсистемами. В самих подсистемах взаимные углы сдвига роторов внутри подсистем изменяются незначительно, сохраняется свойство внутригрупповой синхронной связности.

Колебательные отклонения напряжения в начале ВЛ и в ее конце менее глубокие, чем в середине (рис. 3), где их амплитуды достигают значений, близких к нулю, что опасно для потребителей электроэнергии, если бы они подключались в промежуточных узлах в виде отбора мощности вдоль ВЛ.

При асинхронном ходе передаваемая по межсистемной связи активная мощность (рис. 4) близка к нулю вследствие ее периодической пульсации. Период колебаний мощности составляет около 0,5 с, что важно знать при выборе коммутационной аппаратуры.

Характеристики отклонений частоты на рис. 5 свидетельствуют об установившемся асинхронном ходе по межсистемной связи. При этом расхождение частот в подсистемах составляет 2 Гц, что допустимо лишь кратковременно. Необходимы мероприятия по снижению расхождения частот, например предусматривающие отключение части генераторов на электростанциях в энергоизбыточной подсистеме *A* либо отключение части нагрузки в подсистеме *B*.

Стало быть, длительное существование асинхронного режима не допустимо. Однако его можно ликвидировать без разделения подсистем посредством управления перетоком мощности по межсистемной связи, если управлять ее выключателем,

передавая мощность только в одном направлении, т.е. на межсистемной связи необходимо установить устройство управления (УУ), действующее на отключение/включение линейного выключателя ВЛ либо специально устанавливаемого.

Алгоритм управления выключателем может быть сформирован на основе анализа характеристик асинхронного хода по ВЛ, представленных на приведенных характеристиках. Признаком первого отключения ВЛ является смена знака мощности P_n с плюса на минус (рис. 4) при превышении соответствующих уставок током ВЛ и глубиной снижения напряжения (рис. 3). Последующие включения осуществляются с учетом также условия $\Delta\omega_{AB} > \Delta\omega_{AB}^{уст}$, где $\Delta\omega_{AB}$ есть производная угла сдвига между векторами напряжений U_A и U_B по концам ВЛ при отключенном выключателе.

Включение выключателя осуществляется при значениях угла сдвига векторов U_A и U_B , равном нулю (360°), что нетрудно измерить при отключенном выключателе ВЛ.

3. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ УПРАВЛЕНИЯ ПЕРЕТОКОМ МОЩНОСТИ ПО МЕЖСИСТЕМНОЙ СВЯЗИ

На рис. 6 представлены характеристики углов сдвига роторов генераторов, полученные расчетом с учетом управления для тех же исходных условий, что и при рассмотрении предыдущего режима. Их анализ показывает, что при управлении перетоком активной мощности по связи успешная ресинхронизация происходит через 4,5 с. Следовательно, условия для сохранения устойчивости в узлах нагрузки (подстанции вдоль линии связи) улучшаются.

Возникшие после возмущения колебательные отклонения напряжения по межсистемной связи быстро прекращаются (рис. 7).

Расхождение частот подсистем не превышает 3 Гц при асинхронном ходе (рис. 9).

Анализ характеристик на рис. 8 показывает, что переток мощности по межсистемной связи осуществляется только в одном направлении – от энергоизбыточной подсистемы *A* в энергодефицитную *B*.

Наличие всплесков мощности в отрицательной области значений перетока мощности на рис. 8 означают, что учитывается запаздывание в действии устройств управления при отключении выключателя. Однако такое запаздывание можно устранить, совершенствуя алгоритм управления (в данном случае он был сформиро-

ван далеко не оптимальным), а также повышая быстродействие коммутационной аппаратуры УУ, т.е. выключателя.

Это и должно стать предметом исследований в дальнейшем.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выполненные исследования подтверждают высокую эффективность применения дискретного управления перетоком мощности по межсистемной связи при асинхронном ходе по ней. Полученные результаты могут рассматриваться как основание для проведения более полных исследований с привлечением физической электродинамической модели (ЭДМ) и цифрового моделирующего комплекса RTDS. Необходимо проведение дополнительных исследований а дальнейшем по пути совершенствования алгоритмов управления на основе теории оптимального управления и повышения быстродействия коммутационной аппаратуры.

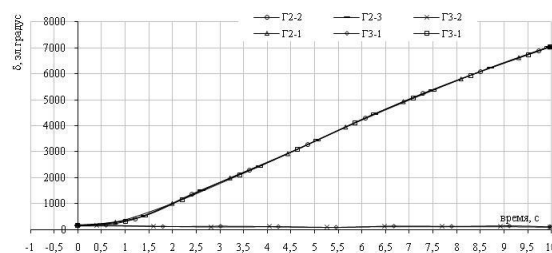


Рис. 2. Углы сдвига роторов генераторов относительно базисного узла

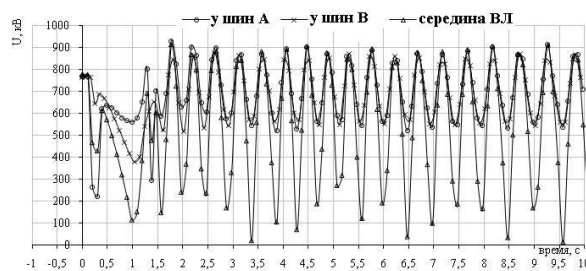


Рис. 3. Напряжение по концам и в середине межсистемной ВЛ

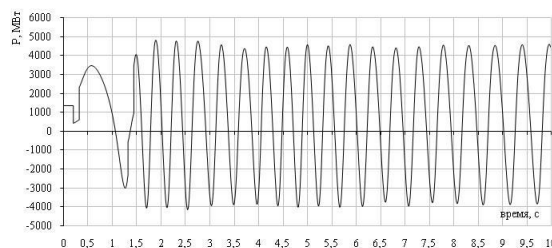


Рис. 4. Передаваемая мощность по межсистемной связи ВЛ

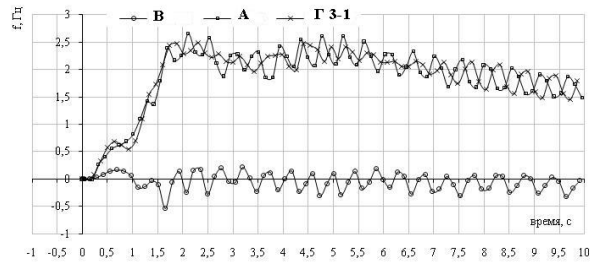


Рис. 5. Частота в узлах подсистем

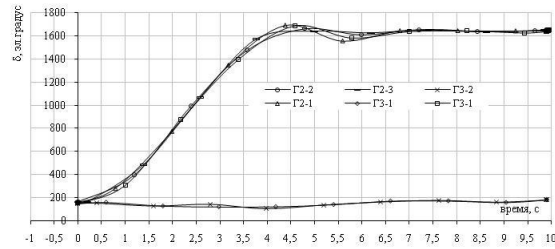


Рис. 6. Углы сдвига роторов генераторов относительно базисного узла

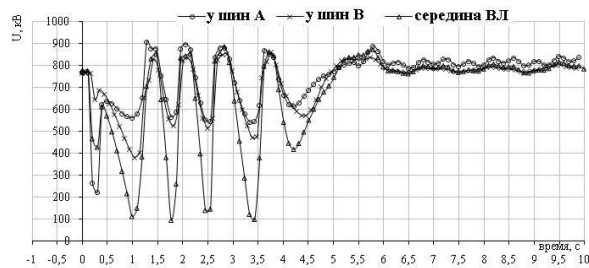


Рис. 7. Напряжение по концам и в середине межсистемной связи ВЛ

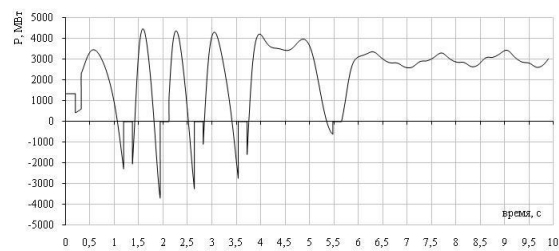


Рис. 8. Передаваемая мощность по межсистемной связи ВЛ

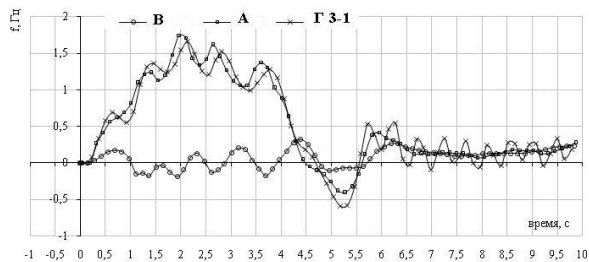


Рис. 9. Частота в узлах подсистем

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Веников В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах. – М.: высшая школа, 1985.
- [2] Гоник Я.Е., Медведева Л.Н. Определение критического угла электропередачи для настройки устройств автоматической ликвидации асинхронного режима. // Электрические станции. 2008. №8.
- [3] Якимец И.В., Глушкин И.З., Наровлянский В.Г. Выявление асинхронного режима энергосистемы на основе измерения угла между ЭДС эквивалентных генераторов // Электричество. 1996. №9.
- [4] Зеленохат Н.И., Нгуен Х., Аристов И.С. Анализ дискретного управления асинхронным ходом в двухподсистемной электроэнергетической системы // Вестник МЭИ. 2011. №1.
- [5] Зеленохат Н.И. Концептуальные проблемы интеллектуализации электрических сетей ЕЭС России // Известия АЭН РФ, 2010. №2.

**МИНИ СОПТ ПРОИЗВОДСТВА
ЗАО МПОТК «ТЕХНОКОМПЛЕКТ»
УУЗП-20-220-М2-КП-УХЛ4**

Вдовин А. Ю. (ЗАО «МПОТК «Технокомплект»)

Предприятием разработано новое универсальное модульное зарядно-подзарядное устройство УУЗП-20-220-М2-КП-УХЛ4, которое по своей структуре включает в себя все основные компоненты СОПТ в минимальной конфигурации. Область применения изделия включает в себя объекты, требующие организации системы опертока повышенного качества и критичные к габаритным размерам устанавливаемого оборудования:

- Отпаечные, тупиковые и проходные подстанции распределительных сетей 6(10)-110 кВ, с небольшим количеством присоединений на стороне ВН;
- Объекты распределительных сетей, содержащие децентрализованные СОПТ, когда питание отдельных потребителей целесообразно осуществлять от отдельного источника оперативного тока;
- Ведомственные сети электрохозяйств крупных промышленных предприятий.

1. СТРУКТУРА УСТРОЙСТВА

Структурная схема устройства представлена на Рис. 1.

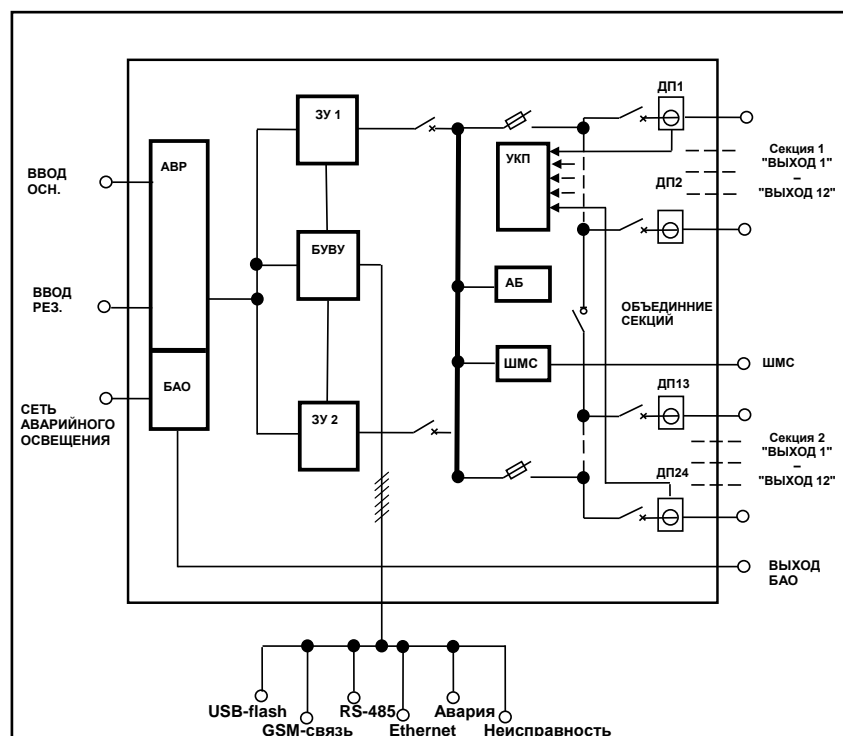


Рис. 1. Структурная схема УУЗП-20-220-М2-КП-УХЛ4

Устройство включает в себя следующие функциональные узлы и блоки:

- Два независимых ввода трехфазной сети переменного тока (основной и резервный) с блоком автоматического включения резерва (БАВР), имеющего также функцию организации аварийного освещения (БАО);
- Два зарядных устройства (ЗУ) – ПНЗП-10-250, объединенных по выходу;
- Блок управления верхнего уровня, осуществляющий управление зарядными устройствами;
- Встроенная аккумуляторная батарея (АБ) состоящая из 17 батарей типа А 512/30G6;
- Шина мигающего света (ШМС);
- Две распределительных секции по 12 отходящих линий с возможностью объединения;
- Устройство контроля присоединений (УКП)

2. ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

2.1. Входные параметры:

Параметр	Значение
Тип входной сети	трехфазная сеть переменного тока при любых системах заземления по ГОСТ 50571.2-94 (TN-S, TN-C, TN-C-S, TT)
Номинальное входное напряжение	380 В
Диапазон входного напряжения	-15% ... +10%
Частота входного напряжения	48-62 Гц
Коэффициент мощности	0,95
КПД	не менее 95%

2.2.Выходные параметры:

Параметр	Значение
Диапазон выходного напряжения в режиме стабилизации напряжения	150-250 В
Точность стабилизации выходного напряжения	$\pm 0,3\text{В}$
Диапазон выходного тока в режиме стабилизации тока	0,1-20 А
Пульсации выходного напряжения и выходного тока на активной нагрузке	не более 0,5%
Количество секций отходящих линий	2
Количество отходящих линий	12 (в каждой секции)

2.3.Конструкция:

Параметр	Значение
Габаритные размеры (ШхВхГ)	600х2320х705 мм
Масса	не более 450 кг
Степень защиты оболочки (по ГОСТ 14254)	IP51

Шкаф выполнен в конструктиве RITTAL и имеет двухсторонне обслуживание. Внешний вид агрегата представлен на Рис. 2.



Рис. 2. Внешний вид УУЗП-20-220-М2-КП-УХЛ4.

ЭМС:

- ГОСТ Р 51317.6.4-2009 - в части создаваемых электромагнитных помех;
- ГОСТ Р 51317.6.5-2006 – устойчивость к электромагнитным помехам.

Требования безопасности:

- Класс 01 по ГОСТ 12.2.007.0 -75

Требования надежности:

- Гарантийный срок эксплуатации - 24 месяца;
- Срок службы – 20 лет;
- Средняя наработка на отказ – не менее 20 000 ч.

3. ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ И ОСОБЕННОСТИ

Аппарат УУЗП-20-220-М2-КП-УХЛ4 является гибкой настраиваемой высокоинтеллектуальной системой и реализует широкий перечень функций, среди которых особо следует отметить следующие:

- Автоматическое переключение питания с основной сети на резервную при пропадании основной сети;
- Автоматическое повторное включение ЗУ при восстановлении питающего напряжения после аварийного отключения. При этом параметры заряда АБ устанавливаются автоматически на основании оценки состояния АБ на момент подачи напряжения питания;
- Автоматический заряд АБ одним из нескольких запрограммированных методов (метод «U», метод «IU», метод «IUI») с учетом термокомпенсации;
- Функция оценки емкости АБ без ее вывода из эксплуатации;
- Контроль целостности цепи АБ;
- Контроль температуры охладителей ЗУ и ограничение выходной мощности ЗУ при перегреве;
- Равномерное деление токов ЗУ при их параллельной работе во всем диапазоне нагрузок. Диаграмма распределения токов при набросе/сбросе нагрузки, демонстрирующая качество деления токов приведена на Рис. 3;
- «Горячая» замена ЗУ;
- Управляемое охлаждение шкафа агрегата;
- Контроль и световая индикация состояния плавких вставок и автоматических выключателей;
- Формирование сигналов «АВАРИЯ» и «НЕИСПРАВНОСТЬ» (перекидные контакты реле на ток до 1 А при напряжении переменного тока 220 В);
- Пофидерный контроль отходящих цепей постоянного тока;
- Регистрация аварийных процессов СОПТ и выдача сигнала обобщенной неисправности в АСУ ТП. Протоколирование аварийных ситуаций в энергонезависимой памяти (объем архива событий не менее 800 записей);
- Интерфейсы системы управления верхнего уровня: RS 485, Ethernet, GSM;
- USB порт для обновления программного обеспечения и считывания журнала событий.

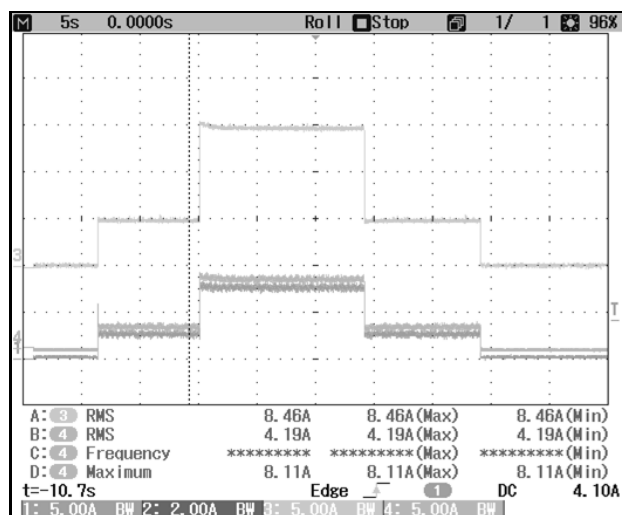


Рис. 3. Диаграмма распределения токов ЗУ.

Устройство имеет широкий перечень защит, обеспечивающих надежную и безопасную работу как составных блоков и узлов агрегата, так и внешнего подключаемого оборудования. Наиболее важными видами защит являются:

- Защита от токов короткого замыкания и перегрузки отходящих линий - организована по двухуровневой схеме. Верхний уровень реализован с применением разъединителей с плавким вставками, нижний содержит автоматические выключатели;
- Защита потребителей оперативного тока от перенапряжений на шине постоянного тока - реализована на диодной схеме;
- Защита агрегата от повышенного/пониженного входного напряжения – организована с возможностью аппаратной подстройки требуемых порогов срабатывания.

Контактная информация

ЗАО «Межрегиональное Производственное Объединение Технического Комплектования «ТЕХНОКОМПЛЕКТ»

Адрес: 141981, г. Дубна Московской области, ул. Школьная, д. 10А

Телефон/факс: (496)212-39-93

E-mail: techno@dubna.ru

www.technocomplekt.ru

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ СИСТЕМЫ ОМП ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОГО ЦЕНТРА «БРЕСЛЕР»

Подшивалин А.Н., Исмуков Г.Н. (ООО «Исследовательский центр «Бреслер»)
Жарков А.В. (ОАО «МОЭСК»)

1. СТРУКТУРА СИСТЕМЫ ОМП

Автоматизация процесса поиска места повреждения – важная задача эксплуатации линий электропередачи. Ее успешное решение в значительной степени определяет надежность электроснабжения потребителей и работы энергосистемы. Сложилась практика локализации повреждения линий с использованием автоматической оценки расстояния, знание которой позволяет сократить время, затрачиваемое на устранение причины повреждения. К решению этой диагностической задачи предъявляются иные, нежели к защите, требования. Среди важнейших качеств систем определения места повреждения (ОМП) можно выделить точность и оперативность получаемой информации о повреждении. С целью наиболее полного удовлетворения этим требованиям в ООО «Исследовательский центр «Бреслер» был разработан и внедрен программно-технический комплекс «ОМП Бреслер». Комплекс представляет собой многоуровневую систему, пользователями которой могут быть оперативный и релейный персонал подстанции, сетевого района или региона (рис. 1).

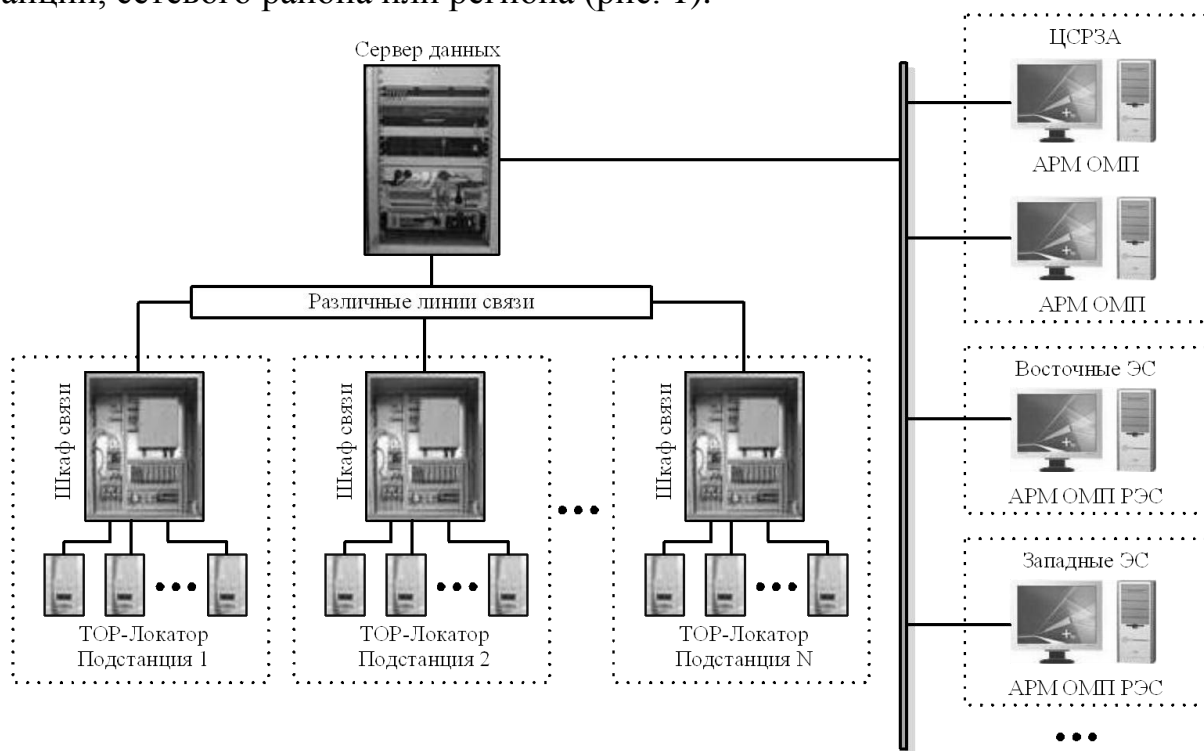


Рис. 1. Структурная схема системы «ОМП Бреслер»

Ключевым компонентом системы ОМП является терминал ТОР-Локатор, реализующий поиск места повреждения по параметрам аварийного режима. Включение

терминала в измерительные цепи тока и напряжения аналогично линейным защитами. Местоположение повреждения оценивается с использованием алгоритмических моделей линии электропередачи [1]. Основное применение терминала – воздушные линии среднего и высокого напряжения. ТОР-Локатор предназначен для ОМП междуфазных и земляных коротких замыканий на линиях с неоднородной структурой и ответвлениями, учитывает индуктивную связь с соседними линиями электропередачи.

Сбор информации об авариях и конфигурирование терминалов осуществляются через элементы автоматизированной системы управления. Для компоновки единой базы данных используются различные каналы связи с подстанциями. Доступ к данным осуществляется с разграничением прав пользователей. Система оперативно оповещает о повреждениях ЛЭП и предоставляет результаты определения места повреждения. Пользователю также доступны все необходимые данные для анализа аварий: аварийные осциллограммы, дискретные сигналы, хронология событий.

2. ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ СИСТЕМЫ ОМП

2.1. Структура линий электропередачи в системе ОМП

В докладе проводится анализ опыта эксплуатации системы «ОМП Бреслер», установленной в ОАО «МОЭСК», за период с 2009 по 2012 г. Комплекс охватывает более 400 линий электропередачи. Распределение линий по классам напряжения и средние показатели их длины приведены в таблице 1. Большинство линий имеют двухстороннее питание при сравнительно небольшой длине электропередачи. В среднем зафиксировано 4 замыкания на линию в год. Обобщены данные 469 срабатываний, по которым найдено истинное место повреждения.

Таблица 1. Структура линий электропередачи

Класс напряжения, кВ	Количество линий в заданном диапазоне длин, %					
	менее 10 км	10–20 км	20–30 км	30–50 км	более 50 км	Всего
[1] 35	[2] 2,4	[3] 10,3	[4] 6,3	[5] 0,8	[6] 0,0	[7] 19,8
[8] 110	[9] 10,1	[10] 34,0	[11] 16,4	[12] 13,0	[13] 1,6	[14] 75,1
[15] 220	[16] 1,6	[17] 1,6	[18] 0,8	[19] 0,8	[20] 0,3	[21] 5,1

Основные факторы, снижающие точность работы дистанционных методов ОМП, известны [2, 3]: неоднородная структура линии электропередачи, наличие ответвительных подстанций (разветвление тока замыкания), неточность задания параметров противоположной стороны линии. Кроме того, для системы ОМП не меньшую важность имеет пуск и фиксация информационных составляющих (токов и напряжений) в случае короткого замыкания. Рассмотрим каждую составляющую погрешности ОМП более подробно.

2.2. Анализ условий пуска при коротком замыкании

Терминал предоставляет возможность гибкой конфигурации пуска при КЗ по уровню и приращениям различных последовательностей токов, протекающих по линии электропередачи. Опыт расчета уставок показал, что на некоторых линиях применение пусковых органов по уровню токов не удовлетворяет условиям чувствительности (Таблица 2). Это связано с большой величиной токов нагрузки и малой кратностью токов внутренних коротких замыканий. Применение пусковых органов по приращению токов обеспечивает срабатывание устройства при КЗ по всей длине линии (в том числе через переходное сопротивление). Одновременно могут регистрироваться и замыкания на смежных объектах сети, однако локально измеренных данных оказывается недостаточно для определения их местоположения. Для того чтобы фиксировать только повреждения собственной линии, большая часть терминалов была переведена в режим селективного пуска. При этом подтверждение пуска, записи события ОМП и осциллограммы подтверждалось внешним сигналом, связанным с аварийным отключением линии. В связи со спецификой подстанций ОАО «МОЭСК» чаще всего эту функцию выполнял сигнал РПО. Это позволяло определять срабатывание как основных, так и резервных защит линий. Из анализируемых событий 76% зафиксированы в селективном режиме.

Таблица 2. Условия пуска терминалов

Режим пуска	Линии 35 кВ	Линии 110-220 кВ
[22] По уровню тока	[23] 90,5%	[24] 92,0%
[25] По уровню или по приращению токов	[26] 9,5%	[27] 8,0%
[28] Селективный режим	[29] 44,6%	[30] 74,3%

Таким образом, для линий всех классов напряжения может быть рекомендовано применение терминалов в режиме пуска по уровню симметричных составляющих токов прямой, обратной и нулевой последовательностей, а при недостаточной чувствительности – подключение дополнительных пусковых органов по приращению тока. При наличии технической возможности рекомендуется использовать сигнал РПО для перевода терминала в режим селективного пуска.

2.3. Анализ влияния различных факторов на точность системы ОМП

Проведен сравнительный анализ работы системы ОМП при различных видах замыканий. Как видно на рис. 2, в среднем погрешность ОМП при замыканиях на землю несколько выше, чем при междуфазных и трехфазных замыканиях. Чаще всего это объясняется недостаточной точностью исходных данных о параметрах нулевой последовательности, а также в целом более высокими значениями эквивалентного переходного сопротивления в месте КЗ.

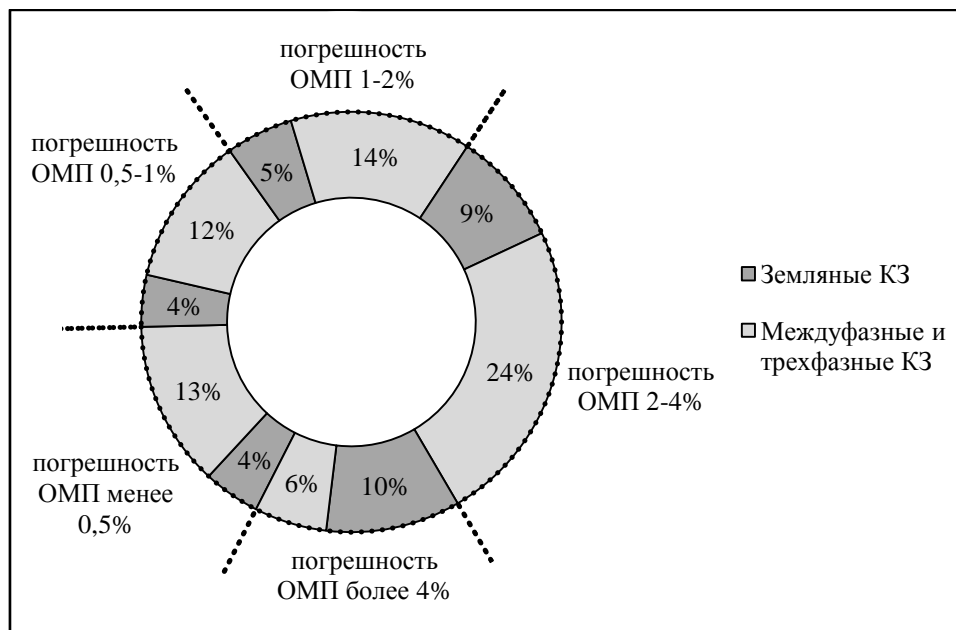


Рис. 2. Показатели погрешности ОМП при различных видах короткого замыкания

Рассмотрена точность ОМП на линиях разной длины (рис. 3). Основная доля срабатываний ТОР-Локаатор в ОАО «МОЭСК» приходится на линии длиной от 10 до 50 км. Статистика показывает, что соотношение погрешностей на линиях разной длины в целом остается постоянным. Это значит, что относительная погрешность ОМП не зависит от длины линии.

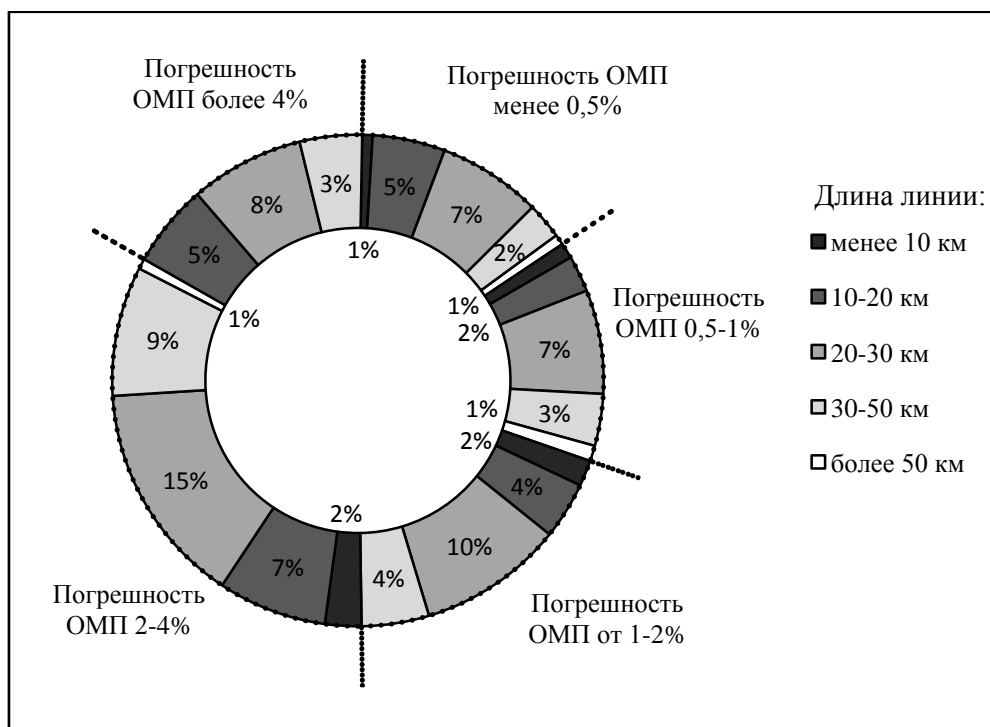


Рис. 3. Показатели погрешности ОМП на линиях разной длины

Срабатывания системы ОМП наблюдались в различных режимах эксплуатации: на фоне нагрузки, при первом включении линии, при неуспешном АПВ. В этих режимах устройству ОМП доступен различный объем измерений. При КЗ на фоне нагрузки

возможно использовать информацию о токах и напряжениях режима, предшествующего замыканию, тогда как в других перечисленных случаях режим линии остается неизвестным (чаще всего передача мощности отсутствует). Вместе с дополнительной информацией нагрузочный режим несет и искажение величин аварийного процесса. Во избежание большой погрешности дистанционные методы должны компенсировать это влияние. Как следует из рис. 4, профиль погрешности при КЗ на фоне нагрузки отличается от неполного замера незначительно, что говорит о полноценной адаптации алгоритма терминалов ТОР-Локатор к различным режимам замыкания.

К системе «ОМП Бреслер» подключено 97 линий с ответвлениями. На этих объектах алгоритм терминалов производит поиск места повреждения как на основной линии, так и на ответвлении. Однако с теоретической точки зрения ОМП на разветвленных линиях модель определена неполностью. Сравнение распределения погрешностей в на линиях с ответвлениями и без них (рис. 4) показывает, что ответвления не вносят существенной дополнительной погрешности в ОМП. Это достигается учетом эквивалентной схемы ответвительных подстанций.

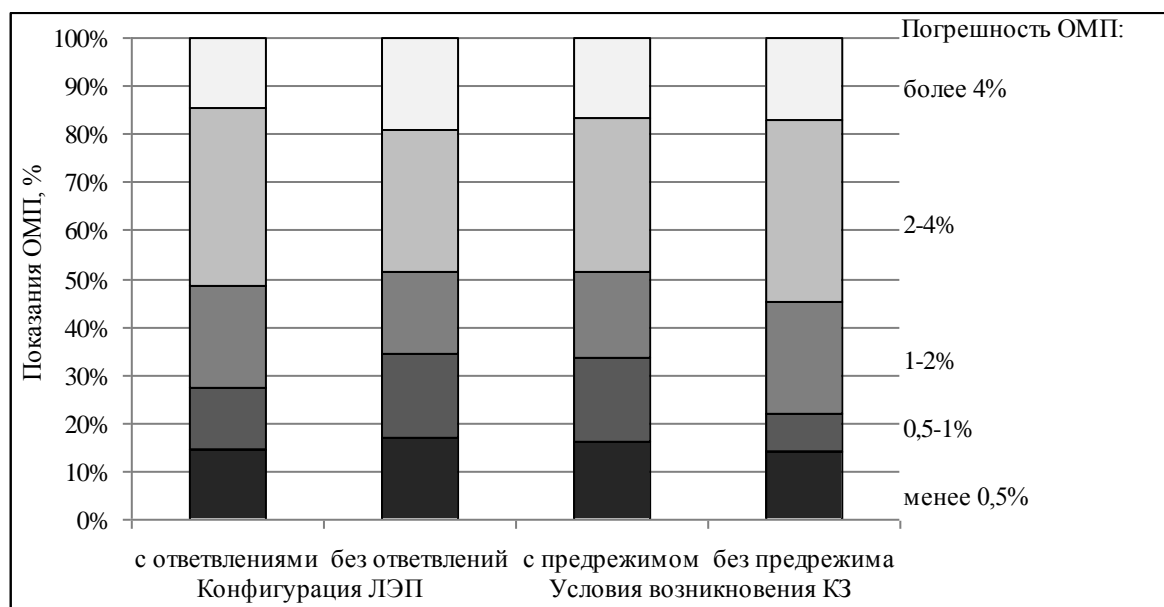


Рис. 4. Показатели погрешности ОМП в зависимости от конфигурации ЛЭП и условий возникновения КЗ

3. РАЗВИТИЕ СИСТЕМЫ ОМП

Опыт эксплуатации на линиях ОАО «МОЭСК» определил два основных направления развития системы «ОМП Бреслер» для повышения точности определения места повреждения и улучшения удобства эксплуатации. Первое направление – это усовершенствование алгоритмов анализа аварийных процессов и технических возможностей терминала ТОР-Локатор. Второе направление – развитие системы сбора информации, мониторинга и конфигурирования устройств.

В ходе эксплуатации собрана статистика по режимам, в которых аварийный процесс наступает не в момент срабатывания пусковых органов, а обнаруживается позднее:

1. КЗ в зоне может «затеряться» на фоне внешнего КЗ. Если происходит внешнее КЗ, срабатывают пусковые органы и терминал выбирает именно этот режим для анализа, а последующее КЗ в зоне может быть упущено. Сюда относятся также КЗ на низшей стороне отпаечного трансформатора ответвлений, сопровождающиеся срабатыванием короткозамыкателя на высшей стороне. Расчет выполняется только для внешнего по отношению к линии первому замыканию

2. Наличие более одного режима КЗ на одной осциллограмме может привести к отсутствию показаний в последующих режимах, например, неуспешных АПВ. Эта ситуация характерна для длинных осциллограмм, надежно охватывающих срабатывание резервных защит и последующий цикл АПВ. Существует требование обработки каждого режима.

Для устройства ТОР-Локатор на данный момент разработаны новые алгоритмы анализа аварийных процессов, непрерывно отслеживающие аварийные величины на протяжении всего процесса КЗ. Терминал автоматически выделяет участки осциллограмм, наиболее информативные для ОМП, на основе критериев стационарности процессов и анализа развития аварийного процесса. Например, из длительного режима КЗ алгоритм может выбрать величины перед отключением КЗ, характеризующиеся наибольшей амплитудой. Таким образом, решены проблемы последовательных повреждений в зоне наблюдения и развивающихся КЗ.

С учетом опыта эксплуатации расширена функциональность устройства ТОР-Локатор. Добавлена возможность оперативной смены группы уставок, что позволит устанавливать устройство на обходных выключателях и менять уставки при изменениях схемы. Также в устройстве появилась функция повторного расчета места повреждения по записанной осциллограмме с изменением группы уставок. В отчете о действии ОМП указывается длительность аварийного режима и наличие неуспешного АПВ.

Расширены и технические возможности ТОР-Локатор. Одно устройство теперь способно контролировать несколько линий одновременно, определение места повреждения на всех линиях происходит независимо друг от друга. При контроле нескольких параллельных линий одним устройством упрощается учет взаимоиндукции. Для каждой из линий в устройстве задаются собственные параметры и поддерживается смена групп уставок. Благодаря применению новых измерительных блоков увеличивается точность измерения аналоговых величин и тем самым повышается точность ОМП. Увеличен объем памяти для хранения данных ОМП и осциллограмм.

За время эксплуатации система сбора информации «ОМП Бреслер» также эволюционировала. Помимо функций удаленного мониторинга ОМП линий, оповещения оперативного персонала и автоматического создания отчетов в системе появились функции диагностики, которые охватывают каналы передачи данных между компонентами системы, а также осуществляют расширенный анализ исправности измерительных цепей и цепей постоянного тока терминалов ТОР-Локатор. Появилась функция обратной связи между пользователями системы и разработчиками для разбора сложных аварий.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Лямец Ю.Я., Нудельман Г.С., Павлов А.О. Алгоритмические модели электрических систем // Труды Академии электротехнических наук Чувашской республики. – 1999. – №1. – С.42-49.
- [2] Лямец Ю.Я., Ильин В.А., Подшивалин Н.В. Программный комплекс анализа аварийных процессов и определения места повреждения линий электропередачи // Электричество. – 1996. – №12. – С.2-7.
- [3] Ефремов В.А., Лямец Ю.Я., Подшивалин Н.В. Анализ погрешностей алгоритмов определения места повреждения по одно- и двухстороннему наблюдению линий электропередачи в программном комплексе DISAN/LOCATOR // Электротехника и энергетика Поволжья на рубеже тысячелетий. – Чебоксары: ЧГУ, 2001. – С.21-24.

Об авторах:

Подшивалин Андрей Николаевич, к.т.н., заведующий отделом, ООО «Исследовательский центр «Бреслер»

Исмуков Григорий Николаевич, инженер-исследователь, ООО «Исследовательский центр «Бреслер», магистрант Чувашского государственного университета.

Жарков Алексей Викторович, главный специалист УРЗА ЭС, ОАО «МОЭСК»

НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ АППАРАТУРЫ СВЯЗИ ДЛЯ РЗ И ПА ПРОИЗВОДСТВА ООО «ПРОСОФТ-СИСТЕМЫ»

Чирков А.Г. (ООО «Прософт-Системы»)

Новый, аттестованный в ОАО «ФСК ЕЭС» и холдинге МРСК ВЧ, приемопередатчик АВАНТ РЗСК. Возможность передавать по одному каналу ВЧ связи ЛЭП в полосе 4 кГц сигналы основных защит (ДФЗ, ВЧ блокировка) и до 4-х команд РЗ и ПА в обоих направлениях. Применение частотного кодирования с частотной манипуляцией позволяет существенно повысить качество работы защит.

Полная совместимость приемопередатчика ВЧ защит АВАНТ Р400 со всеми находящимися в эксплуатации в энергосистемах России и стран СНГ ВЧ постами: АВЗК-80, ПВЗ-90, ПВЗУ-Е, ПВЗЛ и др.

Новая уникальная возможность аппаратуры передачи команд РЗ и ПА УПК-Ц. УПК-Ц Тандем – это комплекс из двух комплектов аппаратуры УПК-Ц, работающих по одному и тому же ВЧ каналу в полосе 4 кГц в одном направлении. За счет того, что для передачи команд в каждом комплекте используются разные наборы двухчастотных параллельных кодов, в одной полосе 4 кГц можно передавать до 63 команд. При этом сохраняются все характеристики аппаратуры (время передачи команд, приоритеты, надежность, безопасность, запас по перекрываемому затуханию и др.).

Интеграция в АСУ ТП с применением стандартов МЭК 60870-5-101 и МЭК 60870-5-104.

КАЧЕСТВЕННАЯ ДИАГНОСТИКА – ЗАЛОГ ПРАВИЛЬНОЙ РАБОТЫ УСТРОЙСТВ РЗА

Зайцев Б.С., Никитин В.В. (ООО «НПП «Динамика»)

Современная энергетика развивается быстрыми темпами. Быстрыми темпами развиваются и устройства релейной защиты, микропроцессорные терминалы становятся все сложнее, обрастая новыми функциями. Все это повышает надежность работы энергооборудования. В то же время, остро встает вопрос о качественной диагностике современных устройств релейной защиты.

Первая проблема, с которой сталкивается человек, занимающийся проверкой устройства РЗА в наше время, – это отсутствие нормативных документов, которые позволили бы качественно и в сжатые сроки проверить ту или иную защиту.

Ранее процесс создания руководящих документов проходил централизованно, это было возможно и благодаря тому, что количество выпускаемых на тот момент типов защит было невелико. Сейчас же число производителей устройств РЗА применяемых на энергообъектах РФ измеряется десятками, число типов различных реле и терминалов – сотнями. При этом выпускаемые методики проверки были общими как для проверки электромеханических защит, так и для МП терминалов. Сейчас зачастую такой подход неуместен из-за различий принципов работы старых и современных защит.

Вся нагрузка по созданию методик ложится на плечи производителя. При этом качество данных методик не всегда позволяет полноценно продиагностировать защиту для конкретных условий их применения. Для решения задач диагностики устройства РЗА многие производители защит внедряют в МП терминалы функцию автотеста. Однако данная самопроверка не всегда способна выявить внутренние повреждения и некорректную работу терминала при реальных условиях. Здесь важно чтобы была возможность совместной работы внутренней системы самодиагностики устройства РЗА и внешних проверочных устройств для повышения качества проводимых проверок и экономии времени и сил, затрачиваемых на их проведение. Также важно учесть, что методики проверки должны давать возможность комплексной проверки взаимодействия между собой всех МП устройств находящихся на энергообъекте.

Необходима совместная работа предприятий, занимающихся разработкой устройств РЗА и диагностического оборудования, по разработке методик и алгоритмов проверки позволяющей получить достоверную полную информацию о состоянии устройства защиты.

Применение современных стандартов, таких как МЭК 61850 могло бы значительно расширить границы решения данного актуального вопроса. Для работы с этим протоколом НПП «Динамика» выпустила РЕТОМ-61850, который способен работать с последней на сегодняшний день редакцией данного протокола IEC 61850 9.2 LE.

Данное устройство способно принимать сигналы SV, GOOSE, MMS, а также выдавать данные сигналы в сеть. Соответственно появилась возможность проверки устройств РЗА без выдачи реальных аналоговых сигналов.

НПП «Динамика» непрерывно ведет работу по разработке новых испытательных устройств серии РЕТОМ, внедряя передовые инновационные идеи в процессе их создания, а также учитывая многолетний опыт эксплуатации приборов предыдущих поколений. Неоценимый вклад в развитие устройств серии РЕТОМ внесли наши потребители, высказывая свои пожелания, касающиеся новых разработок.

С появлением микропроцессорных устройств РЗА стал актуальным вопрос о потребности в качественном испытательном оборудовании для их проверки. На сегодняшний день испытательный комплекс должен обладать рядом качеств, необходимых для проведения качественной проверки, таких как:

1. Высокая точность выдаваемых параметров и достоверность полученных результатов,
2. Универсальность – возможность проверки любых устройств РЗА,
3. Автоматизация процесса – проверки должны проводиться с минимальным участием человека для сокращения времени проверки и трудозатраты,
4. Мобильность – испытательный комплекс должен быть мобильным для возможности транспортировки на любые расстояния;
5. Удобство и простота эксплуатации.

С учетом этих требований разработчиками НПП «Динамика» были созданы программно-технические комплексы РЕТОМ-51 и РЕТОМ-61. Оба этих комплекса способны проверять все современные устройства РЗА. При этом процесс испытания максимально автоматизирован: пользователю достаточно лишь ввести уставки проверяемого устройства и выбрать необходимые условия проведения проверок, а после распечатать протокол содержащий всю необходимую информацию о состоянии проверяемого устройства. Данные приборы обладают высоким классом точности – типовая относительная погрешность выдаваемых параметров составляет – 0,5%. Не стоит также забывать и о проверке электромеханических и индукционных защит. Алгоритмы работы программного обеспечения комплексов РЕТОМ-51 и РЕТОМ-61 построены таким образом, что они учитывают особенности проверок не только современных МП устройств, но и ЭМ защит.

Во второй половине 2011 года вышел в свет обновленный прибор РЕТОМ-51. Несмотря на прежнее название, он немногим похож на своего предшественника. Данный прибор получил принципиально новые цифровые источники тока с мощностью 500 ВА на фазу – максимальной для данного класса приборов. При этом данные источники тока имеют 100 % защиту от перегрузки. В качестве основного интерфейса

обмена данными с ПК был выбран Ethernet, т.к. данный способ обмена данными имеет высокую скорость передачи информации и высокую помехозащищенность.

При создании прибора РЕТОМ-21 разработчики НПП «Динамика» постарались учесть все существующие на сегодняшний день требования. Благодаря многолетнему опыту в производстве подобного оборудования удалось создать прибор, отвечающий всем существующим стандартам и требованиям.

Испытательный комплекс на базе устройства РЕТОМ-21 предназначен для испытания первичного и вторичного электрооборудования и позволяет проверять все типы простых реле и защит (тока, напряжения, частоты, мощности, сопротивления, времени, указательных, промежуточных т.д.), измерительные трансформаторы тока и напряжения, а также низковольтные аппараты управления, контакторы, электромагнитные пускатели, в том числе, силовые выключатели.

Устройство РЕТОМ-21 имеет два регулируемых источника напряжения и тока переменной частоты, один регулируемый источник напряжения постоянного тока, пульт управления и многофункциональный измеритель, который включает в себя: амперметр, вольтметр, фазометр, частотомер, секундомер, гибкое программное обеспечение, благодаря которому у потребителя появилась возможность самостоятельного обновления прибора.

Современные реле с измерением площади сигнала тока предъявляют высокие требования к качеству формы выдаваемого тока. В приборе РЕТОМ-21 ток начинает выдаваться и заканчивается в момент перехода через ноль синусоиды входного напряжения, что в свою очередь:

1. повышает точность измерения срабатывания быстродействующих реле в особенности со временем срабатывания менее 10 мс;
2. повышает точность определения уставки по току срабатывания;
3. увеличивает ресурс работы прибора;
4. уменьшает влияние внутреннего трансформатора при снятии ВАХ трансформатора тока;
5. увеличивает пиковую мощность.

Важным фактором при измерении ВАХ трансформаторов тока является правильность измерения параметров. Необходимо чтобы ток и напряжение измерялись разными способами, так напряжение должно измеряться по среднеквадратичному (True RMS) закону, а ток по средневывпрямленному. В приборе РЕТОМ-21 все измеряемые величины могут быть представлены в трех различных типах измерений: среднеквадратичном (True RMS), средневывпрямленном и амплитудном .

Благодаря высокому выходному напряжению до 500 В прибором РЕТОМ-21 можно снять ВАХ измерительных трансформаторов тока всех типов на напряжение до 35 кВ.

Для измерения ВАХ трансформаторов тока в системе с напряжением 110 – 750 кВ необходимо совместно с прибором РЕТОМ-21 использовать блок РЕТ-ВАХ-2000, который расширяет диапазон выдаваемого напряжения до 2 кВ.

Сам прибор РЕТОМ-21 позволяет выдать ток до 750 А, что дает возможность проверять простые автоматы с номинальным током 10-63 А без использования промежуточных трансформаторов. При необходимости проверок автоматов с большим номинальным током применяется нагрузочный трансформатор тока РЕТ-3000. Он позволяет расширить диапазон выдаваемого тока до 3500 А.

Микропроцессорные реле и терминалы становятся все более требовательными к точности выдаваемого проверяющим устройством сигнала. Прибор РЕТОМ-21 содержит в своем составе большое количество измерителей, которые измеряют не только выдаваемые прибором параметры, но и способны измерять внешние ток, напряжение, частоту, фазовый угол. Типовая относительная погрешность токов и напряжений составляет не более 0.5 процента, абсолютная погрешность частоты не более 0.001 Гц, а фазного угла не более 0.5 градусов.

Для проведения измерений также можно использовать прибор РЕТОМЕТР-М2. Данный вольтамперфазометр способен измерять токи до 40 А, напряжения до 750 В, а также частоту, фазовый угол у любого измеряемого параметра; определять начало и конец обмоток трансформатора. Часто при использовании подобных устройств потребитель сталкивается с проблемами измерения малых токов и напряжений. РЕТОМЕТР достоверно измеряет малые токи от 5 мА и напряжения от 50 мВ. Измерение фазового угла производится на частоте 50 Гц, что позволяет отстроиться от влияния высших гармоник (в частности третьей, пятой и т.д.) и повысить качество измерений.

Одним из основных отличий прибора РЕТОМ-21 от предшественников является наличие электронного ЛАТРА, который позволяет регулировать частоту и фазу.

Наличие генератора частоты с шагом регулирования до 0.001 Гц позволяет проверять современные микропроцессорные реле частоты. Благодаря использованию высококачественных усилителей в источнике U2 возможна генерация частоты до 1000 Гц без искажения формы сигнала и просадки напряжения.

Встроенный фазовращатель позволяет производить проверку направленных токовых защит, проверку реле мощности, и реле сопротивления. Наличие кнопки «Реверс фазы» источника U2 позволяет изменять фазовый угол скачком на 180 электрических градусов, благодаря чему есть возможность удобной проверки времени срабатывания направленных защит, оценки действия защиты в зоне срабатывания и вне ее, проверка времени переориентации реле мощности. Также при помощи этой кнопки есть возможность скачкообразного изменения частоты, что позволяет измерять время срабатывания и возврата реле частоты.

С недавнего времени появилась возможность измерения первой гармоники сигналов, что позволяет повысить достоверность результатов измерений фазового угла и избавиться от влияния высших гармоник.

В приборе РЕТОМ-21 важной составляющей является его внутреннее программное обеспечение. Оно позволяет создавать различные режимы выдачи сигналов, измерений, фиксации параметров. Благодаря наличию программируемого выходного контакта, существует возможность воспроизведения некоторых сложных режимов, например воспроизведение цикла АПВ. Также автоматизирован расчет сопротивления и мощности (активных, реактивных и полных), косинуса угла КПД, и т.д.

Существует несколько режимов выдачи сигнала: одиночный импульс, импульсный и длительный. Каждый из этих методов может быть применен для оптимизации проверок в частности режим одиночного импульса позволяет, не перегревая проверять защиту. При этом время выдачи импульса нормируется от 20 мс до 10 секунд.

В импульсном режиме происходит чередование выдачи тока и бестоковой паузы. Это позволяет проверять не только срабатывание одиночных реле и автоматов, но и находить уставку по току у отдельных ступеней защиты, при этом в момент бестоковой паузы пользователь может при помощи ЛАТРА изменить величину тока для следующей выдачи.

Длительный режим выдачи удобно использовать для построения вольт-амперных характеристик.

Программное обеспечение позволяет задавать новые режимы выдачи сигналов. Для проверки некоторых защит необходимо одновременное пропадание одного параметра при появлении другого: в частности для проверки реле сопротивления. В приборе РЕТОМ-21 существует алгоритм работы, при котором одним тумблером производится включение/отключение сразу двух источников. При помощи данного режима потребитель может одновременно подавать ток и напряжение или же отключать один из этих параметров при подаче другого.

Имеется возможность фиксации параметров, и прекращение выдачи сигнала с определенной выдержкой времени после срабатывания входного контакта.

В приборе РЕТОМ-21 есть режим внешнего пуска источника при появлении сигнала на входном контакте. Это удобно при проверке составных защит с взаимодействием нескольких реле.

Благодаря отображению на экране измерителя одновременно четырех параметров, пользователь может самостоятельно выбрать любую комбинацию интересующих его величин. Это удобно при проверке защит реагирующих на изменение сразу нескольких параметров.

Разработчики НПП «Динамика» ведут работу по совершенствованию прибора РЕТОМ-21, учитывая развитие современного энергооборудования, а также пожелания пользователей. С недавнего времени прибор выпускается в новом исполнении. Благодаря новому корпусу работа с прибором в полевых условиях стала более удобной. Также появилась возможность управления прибором РЕТОМ-21 при помощи внешнего компьютера. При помощи внешней программы можно управлять прибором,

сохранять протоколы, считывать осциллограммы. Написаны автоматические программы снятия ВАХ измерительных трансформаторов тока, проверки реле частоты, реле напряжения, реле тока. При этом внешняя программа постоянно дополняется, тем самым расширяя возможности комплекса РЕТОМ-21.

Для проведения испытаний первичного оборудования, в том числе автоматических выключателей и силовых трансформаторов был разработан прибор РЕТОМ-30КА, способный выдавать токи до 30 кА. Большое влияние на достоверность полученных в ходе проверок современных автоматических выключателей с полупроводниковыми и микропроцессорными расцепителями результатов оказывает качество выдаваемого испытательным устройством сигнала. В комплексе РЕТОМ-30кА выдаваемый ток на всем диапазоне имеет синусоидальную форму, благодаря высокой выходной мощности, при этом начало выдачи тока всегда привязано к переходу через 0 синусоиды входного напряжения, что позволяет без дополнительных погрешностей проверять любые автоматы, в том числе и современные.

НПП «Динамика» ведет непрерывную работу по внедрению передовых идей при создании приборов серии РЕТОМ для возможности проверок самого современного энергооборудования.

Никитин Вадим Валерьевич – специалист по эксплуатации оборудования ООО «НПП «Динамика».

УСТРОЙСТВА ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ ЧАСТОТНОЙ АВТОМАТИКИ УРЧ-ЗМ

Данильчук В.Н. (НЭК «Укрэнерго»), Нехай И.Ф. (ПАО «Электротехнический завод «РЕЛСiС», г. Киев)

Автоматическая частотная разгрузка (АЧР) потребления при дефицитах активной мощности предназначена для предотвращения опасных снижений частоты в энергосистемах. Эта главная задача устройств АЧР диктует повышенные требования к надежности схем, их параметров и конструктивных решений реле частоты, особенно к алгоритму и точности измерения частоты и скорости ее изменения. В современных условиях эксплуатации энергосистем, такие высокие технические требования и совершенные конструктивные решения устройств АЧР, могут обеспечить только микропроцессорные реле частоты (МПРЧ).

Наиболее важными техническими характеристиками МПРЧ является их быстродействие срабатывания, а также минимальная погрешность измерения частоты и скорости ее изменения в условиях широкого диапазона изменения внешних параметров: температуры окружающей среды, контролируемого и оперативного напряжения, и формы кривой контролируемого напряжения.

Быстродействие устройств АЧР при больших дефицитах активной мощности (до 40 % от потребления энергосистем), точность параметров и надежность их действия, являются определяющими факторами для предотвращения глубоких снижений частоты, уменьшения объема отключаемой нагрузки и, в конечном счете, – обеспечения эффективности аварийной частотной разгрузки.

1. МИКРОПРОЦЕССОРНОЕ РЕЛЕ ЧАСТОТЫ УРЧ-ЗМ

1.1. Определение оптимальных параметров микропроцессорного реле

Для широкого внедрения в сетях ОЭС Украины, разработано современное, высокоточное, надежное и достаточно сервисное, но предельно упрощенное в технологии изготовления и эксплуатации, микропроцессорное, унифицированное 3-х канальное реле частоты УРЧ-ЗМ разных модификаций (ПАО “Электротехнический завод “РЕЛСiС”, г. Киев).

Основой такой разработки являлся анализ необходимых технических и эксплуатационных особенностей конструкции базового модифицированного реле:

- выбор оптимального количества уставок частоты и времени (независимых каналов) реле для возможного выполнения на них любого вида автоматики (ЧАВР, АЧР, ЧАПВ, БССЧ и др.);
- эксплуатационные удобства способа задания и визуального контроля уставок срабатывания и возврата реле по частоте и времени (или скорости её изменения);
- технически необходимый и оптимально достаточный в эксплуатации минимальный объем программных сервисных возможностей реле.

Последнему пункту уделялось особое внимание, поскольку в электрических сетях многие комплекты АЧР расположены на удаленных, телеуправляемых подстанциях, редко посещаемых оперативным и ремонтным персоналом. Разработчики реле УРЧ-3М благоразумно отказались от создания сложных и дорогостоящих, высокоинтеллектуальных реле частоты с широкими сервисными возможностями. Примером таких “элитных” МПРЧ, являются украинские устройства УАЧР и российские блоки микропроцессорные БМАЧР, БММРЧ и Сириус-АЧР, высокоинтеллектуальный и широкий сервис которых, оказался мало и даже совсем ненужным в сложных условиях эксплуатации устройств АЧР энергосистем. Подобная сервисная гигантомания в исполнении этих МПРЧ оказалась не пригодной для массового применения в сетях энергосистем, по своей дороговизне и неприменимости многих, технически сложных, широких сервисных возможностей, в условиях практического применения, где необходимы гораздо более узкие технические и эксплуатационные требования к программному сервису обслуживания реле.

Необходимое и достаточное количество каналов реле УРЧ-3М определено, исходя из анализа количества уставок частоты на подстанциях ОЭС Украины с устройствами АЧР:

Количество уставок частоты	1	2	3	4	5	6	7	8	9
% от суммы п/ст по ОЭС	15	55	20	6	2	1	Суммарно - 1%		

Анализ показал, что потребительские подстанции с 1 - 3 уставками частоты системы АЧР, составляют около 90 % от общего количества подстанций с устройствами АЧР в ОЭС Украины. В энергосистемах ЕЭС бывшего СССР, трансформаторные под-

станции строились по единым типовым проектам и одинаковым строительным нормам и правилам (СНиП), поэтому, с уверенностью можно предположить, что и в странах СНГ, примерно такое же соотношение количества уставок частоты на подстанциях с устройствами АЧР.

Поставленная нелегкая цель – создание малогабаритного, максимально упрощенного и, в то же время, максимально удобного и сервисного, многофункционального, технологичного в изготовлении и надежного в практической эксплуатации реле УРЧ-3М, была успешно выполнена. Такое базовое унифицированное реле частоты пригодно для внедрения в полном комплексе частотных автоматик. Несмотря на сложную многофункциональную структуру, алгоритм действия реле оказался легко восприимчивым к изменениям и усовершенствованию, что в дальнейшем процессе производства и практической эксплуатации, дало возможность получить более совершенные модификации.

Программное кнопочное управление реле УРЧ-3М с индикацией на светодиодном дисплее, при задании уставок частоты и времени или их контроле (без доступа к электрическим цепям), не требует дополнительной аппаратуры и выполняется одним технологом, единолично. Простота и удобство интерфейса УРЧ-3М позволяет персоналу легко и быстро освоить методику задания, изменения и контроля заданных уставок частоты и времени [1, 3].

1.2. Программные и технологические особенности конструкции УРЧ-3М

1. В отличие от других современных МПРЧ (отечественных или зарубежных), в конструкции и алгоритме базового унифицированного реле УРЧ-3М выполнена функциональная структура из 3-х независимых каналов. Такая структура обеспечивает, на каждом из 3-х каналов, функциональную возможность задания совместного сочетания уставок частоты и времени АЧР и ЧАПВ при их действии на общую нагрузку.

2. Любой из 3-х независимых каналов реле УРЧ может выполнять любые функции частотных разгрузок (АЧР, ЧАПВ, ЧДА, ЧАВР, АОПЧ) при задании на каждом канале соответствующих уставок частоты и времени срабатывания и их возврата. Диапазон уставок по частоте от 35,00 до 59,99 Гц с дискретностью 0,01 Гц, диапазон уставок по времени от 0,1 до 999,9 с с дискретностью 0,1 с.

3. В схеме УРЧ нет регулировочных и подстроечных элементов. Диапазон рабочих температур от минус 40 до плюс 55 °С.

4. Техническое преимущество реле УРЧ-3М заключается в высокоточной обработке уставок по частоте (не более $\pm 0,009$ Гц) и по времени (не более $\pm 0,05$ с) при од-

новременном воздействии всех дестабилизирующих факторов. В реле применен сглаживающий принцип измерения частоты (3 - 2), когда из трех последовательных периодов отбрасывается максимальный и минимальный периоды – остается один реальный калиброванный (усредненный) период. Таким образом, замеренное, сглаженное значение частоты выдается на каждом периоде. Кроме того напряжение контролируемой по частоте сети фильтруется на входе реле от гармоник по длительности каждого периода в пределах диапазона контролируемых реле частот.

Такая точность и скорость измерения частоты обеспечивает надёжную работу УРЧ-3М в устройствах по измерению скорости снижения или повышения частоты косвенным способом – по разности измерений двух уставок частоты (на двух каналах) в заданном интервале времени, что обеспечивается конструкцией каналов УРЧ. Этот метод, прежде выполнявшийся на двух полупроводниковых реле РЧ-1 (с одной уставкой частоты), ранее считавшийся вынужденным и бесперспективным, стал равноправным методом измерения в новой концепции построения устройств по скорости изменения частоты на двух уставках частоты (двух каналах) УРЧ-3М (рис. 1).

Косвенный способ измерения скорости изменения частоты может успешно применяться как для выполнения устройств ДАРС и АЧРС, так и для блокирования действия устройств АЧРІ по скорости снижения частоты (БССЧ), при выбеге двигательной нагрузки.

Реле УРЧ-3М имеет два режима выполнения уставок выходными реле каналов – непрерывный (наиболее часто применяемый в практике работы энергосистем) и импульсный. Режим выполнения уставок задается одновременно для всех выходных реле каналов.

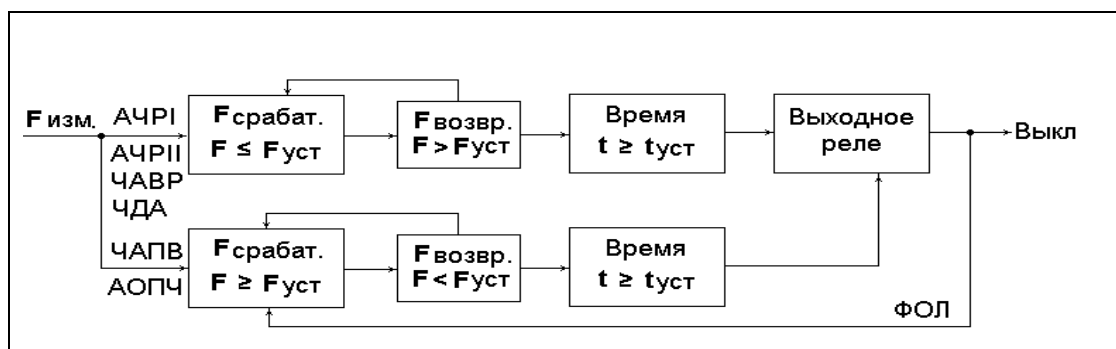


Рис. 1. Функциональная схема одного канала УРЧ-3М.

5. Реле УРЧ-3М предназначено для использования в качестве органа измерения и фиксации частоты в схемах противоаварийной автоматики и обеспечивает выполнение следующих функций:

- частотный автоматический ввод резервов (ЧАВР) агрегатов ГЭС, в том числе, автоматический частотный пуск (АЧП) резервных агрегатов;
- быстродействующую автоматическую разгрузку по отклонению частоты (АЧРІ) при ликвидации дефицита мощности – для предотвращения глубокого снижения частоты;
- медленнодействующую автоматическую разгрузку при увеличении времени отклонения частоты (АЧРІІ) – для восстановления частоты до длительно допустимых уровней;
- дополнительную автоматическую разгрузку по скорости снижения частоты (ДАРС) или автоматическую частотную разгрузку по скорости снижения частоты (АЧРС) – для обеспечения эффективности действия АЧРІ при глубоких снижениях частоты;
- автоматическое повторное включение нагрузок, отключенных устройствами АЧР, при заданном повышении частоты (ЧАПВ) или при заданной скорости повышения частоты (ЧАПВС);
- выполнение частотной делительной автоматики (ЧДА) – для выделения энергоблоков (электростанций) на питание механизмов собственных нужд при несбалансированном или приблизительно сбалансированном районе нагрузки, по отклонению частоты (ЧДА) и по скорости снижения частоты (ЧДАС);
- автоматическое ограничение повышения частоты (АОПЧ) – для защиты (отключения) оборудования при недопустимом аварийном повышении уровня частоты.

2. РЕЛЕ ЧАСТОТЫ УРЧ-3М-С С НЕПОСРЕДСТВЕННЫМ ИЗМЕРЕНИЕМ СКОРОСТИ ИЗМЕНЕНИЯ ЧАСТОТЫ

В микропроцессорных реле частоты зарубежных производителей применяется [5] программный, более простой в исполнении, и замедленный косвенный способ измерения скорости изменения частоты, известный еще в 50-е годы прошлого века (с использованием двух отдельных реле частоты). В реле УРЧ-3М косвенный способ измерения скорости изменения частоты осознанно использован не программно, а конструктивно (по значениям частоты на двух каналах реле). В реле УРЧ-3М, для косвенного измерения скорости изменения частоты используются соответствующие значения частоты на двух разных каналах, т.е., в реле можно получить только одну уставку скорости изменения частоты.

Реле УРЧ-3М-С предназначено для выполнения всех известных функций устройств частотных автоматов, применяемых в энергосистемах, для управления аварийными режимами, как при снижении частоты в условиях дефицита активной мощности, так и при повышении частоты в режимах избыточной активной генерации, включая функцию контроля скорости изменения частоты, и выполняет все функции реле УРЧ-3М.

Главная особенность реле УРЧ-3М-С заключается в дополнительной возможности программного способа **непосредственного** измерения скорости изменения (снижения или повышения) частоты, на каждом периоде частоты, что значительно расширило функциональные возможности любого из трех каналов реле. В реле УРЧ-3М-С введена дополнительная цепочка непосредственного измерения скорости изменения частоты на каждом из трех каналов, т.е., в реле имеется возможность задания трех различных уставок скорости изменения частоты (рис. 2).

Таким образом, при сохранении прежней компактности и надежности реле частоты, каждый канал УРЧ-3М-С может применяться для действия на нагрузку по принципу “или” – как по отклонению частоты (АЧР или ЧАПВ), так и дублирование по скорости снижения частоты (АЧРС) или по скорости повышения частоты (АОПЧ или ЧАПВС).

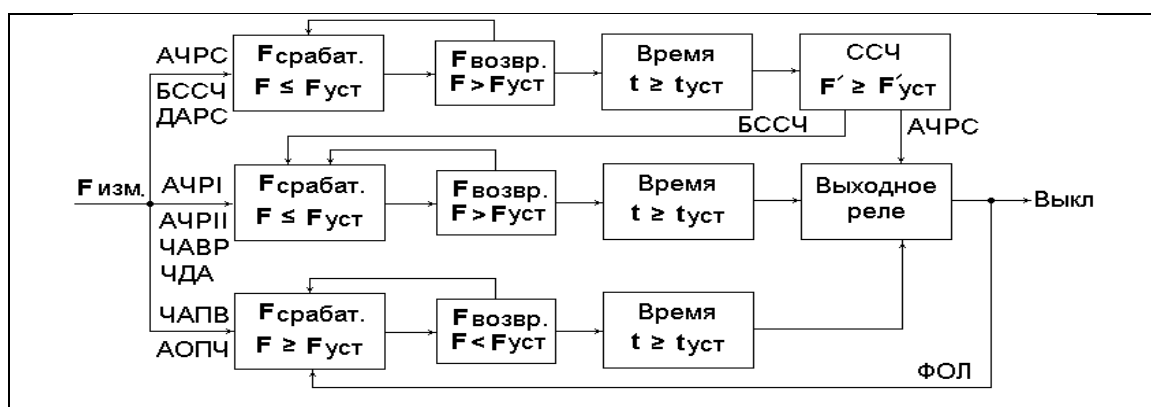


Рис. 2. Функциональная схема одного канала УРЧ-3М-С.

При наличии заданной уставки скорости изменения частоты (хотя бы в одном из трех каналов реле), контроль скорости изменения частоты в реле УРЧ-3М-С выполняется непрерывно на каждом периоде частоты. Принцип измерения скорости изменения частоты аналогичен измерению значения частоты, осуществляется по пяти последовательным значениям скорости. Усредненное измеренное значение скорости в каждом периоде сравнивается со значением заданной уставки по скорости данного канала.

Точность отработки уставок по скорости не более $\pm 0,05$ Гц/с в диапазоне уставок скорости от 0,1 до 20,0 Гц/с (с дискретностью задания уставок 0,1 Гц/с).

Быстродействие измерений реле УРЧ-3М-С определяется существенным преимуществом современного непосредственного способа измерения скорости изменения частоты.

Модификацией реле УРЧ-3М-С является двухвходовое реле УРЧ-3М-С-02, в котором осуществлена функция работы устройства контроля частоты от двух секций подстанции – автоматическое переключение измерения напряжения с поврежденной секции на работающую секцию. Второй вход по напряжению от смежной секции служит для обеспечения работы АЧР на резервной секции. При восстановлении работы поврежденной секции работа реле автоматически переключается на контроль ее частоты.

3. РЕЛЕ УРЧ-3М-С-01 ДЛЯ СИНХРОНИЗАЦИИ ПУСКА АГРЕГАТОВ МАЛЫХ ГЭС И ЗАЩИТЫ ОТ РАЗГОНА МОЩНЫХ АГРЕГАТОВ ГЭС

Практическое включение генераторов малых ГЭС способом автоматической самосинхронизации является наиболее простым и быстрым, когда гидроагрегат пускается (открытием направляющего аппарата) и без возбуждения, разворачивается до подсинхронной скорости вращения ($0,97 - 1,03 F_{\text{ном}}$). Генераторы включаются в сеть выключателем и, одновременно, в ротор подаётся возбуждение, что способствует втягиванию генераторов в синхронизм. Характерной особенностью такого способа включения агрегата в сеть являются толчки тока статора генератора.

Для схем защиты и «мягкого» пуска агрегатов малых ГЭС способом самосинхронизации (при вспомогательном пусковом генераторе с номинальной частотой вращения 25 Гц) и обеспечения индикации частоты пуска агрегата с минимальных значений, а также для частотной защиты от разгона мощных агрегатов ГЭС, разработано реле УРЧ-3М-С-01 (модификация реле УРЧ-3М-С). В этом реле расширен рабочий диапазон частоты реле в сторону её снижения и повышения при сохранении параметров надежности (единственного реле в энергосистемах бывшего Союза ССР с такими параметрами):

- диапазон контролируемой частоты от 16 до 100 Гц;
- диапазон уставок частоты срабатывания – от 19 до 90 Гц.

Применение реле УРЧ-3М-С-01 взамен реле разности частот ИРЧ-01 (в эксплуатации более 50 лет) обеспечило повышенную точность самосинхронизации агрегатов ГЭС (без опасных бросков уравнивающего тока статора), четкий контроль частотного

процесса на светодиодном дисплее реле, а также кратковременную термическую устойчивость цепей контролируемой сети 300 В, длительностью до 10 с [3, 6].

Использование реле УРЧ-3М-С-01 (взамен устаревшего комплексного устройства из электромагнитных реле ЭРО-3, недостаточной точности и надежности) обеспечивает защиту гидрогенераторов от повышения оборотов выше номинальных, что может случиться при:

- аварийном отказе регулятора скорости вращения ротора;
- внезапном аварийном отключении гидрогенератора от сети действием электрических защит;
- отключением нагрузки на гидрогенераторе действием защит линий электропередач, которые связывают гидрогенератор с энергосистемой.

Таким образом, реле УРЧ-3М-С-01, в качестве дополнительного реле контроля оборотов турбины ГЭС (используется функция ЧАПВ) дублирует уставки частоты вращения ротора турбины при повышенных уровнях частоты вращения ротора, обеспечивает визуальный контроль процесса и четкое отключение гидроагрегата, при заданных предельных уровнях частоты (I ст. - 57,5 Гц, II ст. - 77,5 Гц).

4. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ РЕЛЕ УРЧ-3М И ЕГО МОДИФИКАЦИЙ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ

Наличие стабильных точностных характеристик всех модификаций реле УРЧ-3М позволяет создавать селективную противоаварийную автоматику энергосистем без применения каналов телемеханики.

Габаритные размеры всех модификаций реле 140x85x136 мм.

Масса (без упаковки) всех модификаций реле, не более 0,9 кг.

Реле УРЧ-3М, УРЧ-3М-С, УРЧ-3М-С-02 разработаны и выполнены заводом «РЕЛСiС» в тесном научно-техническом сотрудничестве с учеными Института проблем моделирования в энергетике (ИПМЭ) имени Г.Е. Пухова Национальной академии наук Украины [2, 3, 4]. Структура выполняемых функциональных возможностей и алгоритмы действия всего частотного комплекса составляющих указанных реле частоты, просчитаны по специальным методикам с практическим применением, разработанного в ИПМЭ (д.т.н. Винничук С.Д.), современного оперативно-расчетного комплекса программного анализа частотных электрических режимов (ОРК ПАНЧЭР). Такой ОРК позволяет одновременно рассчитывать процесс аварийного изменения частоты при задании до 10 дефицитов активной мощности в энергосистеме. Анализ всех рассчитанных режимов выполняется в графическом и

табличном виде, с подробной фиксацией действия всех видов автоматик и технологических требований безопасности реакторов АЭС в заданном частотно-временном интервале режимов.

Наличие в реле УРЧ-3М-С функции непрерывного контроля скорости изменения частоты позволяет дополнить существующую систему АЧР-ЧАПВ функцией ускоренного отключения нагрузки по скорости снижения частоты.

Микропроцессорные реле частоты УРЧ эксплуатируются в энергосистемах Украины и стран СНГ с 2001 года.

В настоящее время микропроцессорные унифицированные реле УРЧ-3М-С-01 установлены в частотных защитах разгона оборотов роторов турбин на всех гидрогенераторах Днестровской ГЭС, на малых ГЭС Кировоградоблэнерго.

Все модификации реле УРЧ-3М, УРЧ-3М-С сертифицированы в системе сертификации России с 2008 года.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Данильчук В.Н., Нехай И.Ф., Кашин А.А. Бондаренко Ю.Н. Микропроцессорное универсальное реле частоты. Киев, Электрические сети и системы, 2004, № 5-6, с.73-78.
- [2] Винничук С.Д., Данильчук В.Н., Нехай И.Ф., Панов А.В. Автоматическая частотная разгрузка, оптимизированная по скорости снижения и повышения частоты. Киев, Энергетика и электрификация, 2005, № 8, с. 17-24.
- [3] Данильчук В.Н., Коломиец Е.А., Нехай И.Ф., Перетяцько В.А. Современная аппаратура частотных автоматик разгрузки, ввода резервов ГЭС, защит и блокировок. Киев, Электрические сети и системы, 2008, № 2, с. 45-78.
- [4] Винничук С.Д., Данильчук В.Н., Нехай И.Ф. Решение проблем качества частотных переходных процессов с применением уставок по скорости изменения частоты. Киев, Электрические сети и системы, 2008, № 6, с. 63-72.
- [5] Гуревич В.И. Цифровые реле скорости изменения частоты и проблемы их тестирования. Киев, Электрические сети и системы, 2009, № 1, с. 51-53.
- [6] Данильчук В.Н., Загородный В.А., Мартыныч В.Ф., Нехай И.Ф., Процюк В.П., Сиволобов В.Г., Швец А.Л. Особенности работы микропроцессорных реле частоты УРЧ-3М при синхронизации и защите от разгона агрегатов ГЭС. Киев, Электрические сети и системы, 2010, № 2, с. 37-46.



Краткие сведения об авторах:

Данильчук Василий Николаевич, ведущий инженер, служба электрических режимов
НЭК «Укрэнерго», email: vasdan11@ukr.net

Нехай Игорь Филимонович, главный конструктор по противоаварийной автоматике
ПАО «Электротехнический завод «РЕЛСiС», г. Киев

ОРГАНИЗАЦИЯ СЕТЕЙ МОНИТОРИНГА И КОНФИГУРАЦИИ МП УСТРОЙСТВ СЕРИИ БЭМП

Варганов П.Г., Паршиков Н.В., Алексеев А.В., Митрофанов О.В.
(ЗАО «Чебоксарский Электроаппаратный Завод»)

1. АННОТАЦИЯ

Рассмотрены варианты организации сетей с микропроцессорными устройствами БЭМП. Дано краткое описание поддерживаемых протоколов, интерфейсов и фирменных программных средств. Предметом статьи служит использование устройства БЭМП в связке с различными программными и/или аппаратными модулями для удаленного мониторинга и управления на энергообъекте. Приведено несколько типовых решений проверенных в эксплуатации. Показана возможность взаимодействия как со SCADA – системой, так и без нее.

2. КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:

Конфигурация сети, фирменное ПО, БЭМП, АСУ ТП, SCADA, МЭК 60870-5-103, MODBUS, РЗА, протоколы, аппаратный модуль.

3. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время ЗАО «ЧЭАЗ» серийно выпускает устройства РЗА серий БЭМП, позволяющие реализовать полный комплекс защит энергообъектов от 6 кВ до 220 кВ. В условиях необходимости автоматизации подстанций, для обеспечения удаленного и местного автоматического контроля и управления, специалистами ЗАО «ЧЭАЗ» разработан ряд решений, обеспечивающих подключение МП устройств серий БЭМП:

1. К системам АСУ ТП сторонних производителей;
2. К фирменному программному обеспечению мониторинга и настройки собственной разработки ЗАО «ЧЭАЗ».

Показанные далее решения для организации сетей мониторинга и настройки устройств серии БЭМП являются максимально простыми для реализации, выполнены с минимальным количеством дополнительного покупного оборудования и максимально используют уже существующие стандартные коммуникационные линии. С другой стороны, предложенные решения позволяют существенно уменьшить время реагирования на аварийные события, снизить непроизводительные нагрузки на специалистов службы релейной защиты.

4. ПОДДЕРЖИВАЕМЫЕ ПРОТОКОЛЫ

Для настройки и чтения данных в устройствах серии БЭМП реализованы порты:

1. Передний порт с интерфейсом USB – в основном используется наладчиками или оперативным персоналом на месте установки устройства БЭМП без демонтажа последнего;
2. До двух задних портов - для организации связи сети устройств БЭМП по RS485 или оптоволокну.

Для заднего порта реализованы широко распространенные протоколы обмена Modbus RTU и МЭК 60870-5-103, позволяющие легко подключить устройства к существующим системам мониторинга и SCADA.

Наличие двух задних портов позволяет организовать две сети: по одной передаются оперативные данные (состояние защит, дискретных входов, величины токов, напряжений и т.п.), по второй сети осуществляется чтение данных файлов больших объемов (осциллограммы, журналы). При необходимости наличие двух портов обеспечивает резервирование канала связи с устройствами БЭМП.

5. ОРГАНИЗАЦИЯ СЕТИ И ВАРИАНТЫ ПОДСОЕДИНЕНИЯ К ПК

Для местного и/или удаленного контроля, управления и мониторинга устройств БЭМП определено несколько вариантов подсоединения сетей. В зависимости от конкретного объекта можно выбрать одну из успешно-опробованных конфигураций:

1. Устройства БЭМП объединяются в сеть по заднему порту, имеющему физический интерфейс RS485. Все устройства соединяются параллельно, используя «витую пару» и подключаются к компьютеру через преобразователь RS485/RS232 или RS485/USB.
2. Объединённые в сеть устройства связываются с компьютером через аппаратный модуль, представляющий собой удалённый последовательный порт. Компьютер связывается с устройствами БЭМП через драйвер по сети Ethernet.
3. Для объединения двух линий связи (RS232 или RS485 от персонального компьютера и RS485 – сети устройств) используются два аппаратных шлюза. Между собой шлюзы общаются по протоколу Modbus TCP в сети Ethernet.
4. Для соединения к сети RS485 устройств БЭМП используется один аппаратный шлюз, находящийся в сети Ethernet и работающий по протоколу Modbus TCP. Компьютер через программный шлюз соединяется с TCP-сервером, представляющем аппаратный шлюз.
5. Для беспроводного соединения сети устройств БЭМП используются два GSM-модема. Один GSM-модем подключается к компьютеру по интерфейсу RS232

по протоколу Modbus RTU или МЭК-103, другой GSM-модем подключается к сети устройств БЭМП по интерфейсу RS485.

6. Компьютер общается с устройствами по протоколу Modbus RTU, используя преобразователь интерфейсов RS232-оптоволокно. Устройства БЭМП объединяются в кольцо для образования оптоволоконной сети.

6. РАБОТА В СОСТАВЕ SCADA-СИСТЕМЫ

Для простого подключения сети устройств БЭМП к любой SCADA-системе разработано фирменное ПО – «ЧЭАЗ OPC DA Сервер» для связи с сетью устройств по стандартному программному протоколу OPC. Сервер поддерживает спецификации Data Access 1.0 и 2.0.

Также, благодаря реализации протокола МЭК 60870-5-103, возможно непосредственное подключение к большинству АСУ ТТ устройств БЭМП. Проведены испытания совместной работы устройств БЭМП и устройств РЗА фирмы Siemens в одной сети под управлением АСУ ТТ Siemens SICAM PAS.

7. ФИРМЕННЫЕ ПРОГРАММНЫЕ СРЕДСТВА

Для контроля и работы в сетях по протоколу МЭК-60870-5-103 разработано фирменное ПО «IEC103-Monitor». Монитор работает с сетью устройств БЭМП и других производителей по протоколу МЭК-60870-5-103.

Простой, интуитивно понятный интерфейс фирменного ПО «Проводник БЭМП» позволяет легко настраивать, контролировать, считывать и просматривать осциллограммы, работать с параметрами устройств БЭМП в режимах on-line и off-line.

8. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Комплекс РЗА производства ЗАО «ЧЭАЗ» на базе МП устройств серии БЭМП для распределительных устройств и подстанций 6 – 220 кВ, совместно с фирменным программным обеспечением, обеспечивает простое подключение ко всем распространенным системам АСУ ТТ.

В случае отсутствия SCADA-системы на объекте, типовые решения по организации удаленного доступа и фирменное программное обеспечение ЗАО «ЧЭАЗ» полностью обеспечивает удаленный и местный контроль, мониторинг и управление энергообъектами в части РЗА, реализованной на устройствах БЭМП.

9. СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

П.Г. Варганов, директор Инженерно-производственного комплекса микропроцессорной защиты и автоматики ЗАО «ЧЭАЗ»;

Н.В. Паршиков, начальник отдела микропроцессорной техники ИПК МПРЗА ЗАО «ЧЭАЗ»;

А.В. Алексеев, ведущий специалист отдела микропроцессорной техники ИПК МПРЗА ЗАО «ЧЭАЗ»;

О.В. Митрофанов, инженер-исследователь 1 категории отдела микропроцессорной РЗА ИПК МПРЗА ЗАО «ЧЭАЗ».

10. КОНТАКТНАЯ ИНФОРМАЦИЯ:

ЗАО «Чебоксарский электроаппаратный завод»

428000, г.Чебоксары, пр.И.Яковлева, д.5

тел. (8352) 39-59-12, 39-58-65

факс: (8352) 39-59-22

e-mail: cheaz@cheaz.ru

<http://www.cheaz.ru>

КОМПАНИЯ «РЗА СИСТЕМЗ»: НОВЫЕ ИЗДЕЛИЯ И ПОДХОДЫ К ВЫПОЛНЕНИЮ СИСТЕМ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

Жереб А. А. («РЗА СИСТЕМЗ»)

«РЗА СИСТЕМЗ» – компания, которая разрабатывает, производит и поставляет заказчику устройства релейной защиты различной сложности и назначения, шкафы и панели релейной защиты, оперативного тока и собственных нужд, а также предоставляет технические решения, облегчающие применение указанного оборудования. Среди устройств релейной защиты предлагается широкий спектр изделий от простых реле тока до многофункциональных микропроцессорных терминалов. Устройства предназначены для распределительных сетей классов напряжений 6, 10, 35 и 110 кВ. Подробная информация с полными описаниями всех устройств и технических решений приведена на сайте: www.rzasystems.ru, здесь же мы остановимся только на новых устройствах и особенностях тех подходов к реализации систем РЗА, которые нам стали доступны с их появлением.

Общие принципы, заложенные нами при разработке микропроцессорных терминалов и используемые при реализации систем РЗА на их основе следующие.

1. Функциональность терминала и схемы вторичной коммутации на его основе обеспечивают выполнение всех задач РЗА, сигнализации и управления одним высоковольтным присоединением без применения дополнительного релейного оборудования.
2. Устройства одного типа (с одинаковыми основными функциями и наименованием) имеют значительное разнообразие исполнений по числу дискретных входов, выходных реле, наличию или отсутствию токового питания и дешунтирования в разных сочетаниях, что позволяет выбирать оптимальные исполнения, экономить средства и место на панели за счет уменьшения габаритов в минимальном и среднем исполнении.
3. Устройства могут одинаково эффективно использоваться как в схемах на постоянном, так и на переменном оперативном токе, что обеспечивается кроме возможности токового питания и дешунтирования малым временем подготовки после появления питания (при питании только от тока – 0,2 с).
4. Малое энергопотребление терминала (3-5 Вт) позволяет реализовывать самые простые и надежные схемы РЗА на постоянном оперативном токе с необслуживаемыми аккумуляторными батареями минимальной емкости в составе шкафа ШОТ собственного производства.

Устройство РЗА без существенных дополнительных затрат может использоваться в качестве периферийного терминала телемеханики или АСУ ТП энергообъекта, так как имеет интерфейс RS-485 и открытый хорошо описанный протокол обмена, а также бесплатно поставляемое программное обеспечение для организации второго уровня.

Более совершенный, более удобный в эксплуатации аналог изделий ведущих мировых производителей – устройство релейной защиты и автоматики PC83-AB2!



Устройство релейной защиты и автоматики по току и напряжению PC83-AB2 является базовым в линейке микропроцессорных устройств РЗА серии PC83, отвечает высоким требованиям по функциональности, компактности, помехоустойчивости, надежности, удобству в эксплуатации.

Сочетание максимальной функциональности и доступной цены способствует расширению спроса на данные устройства.

PC83-AB2 предназначено для работы в схемах релейной защиты и автоматики электрических сетей 6-110 кВ.

Устройство выпускается в 3-х исполнениях по габаритам и ряде исполнений по функциональному наполнению. Все они снабжены 16-разрядным ЖК дисплеем, двухцветными светодиодными индикаторами сигнализации срабатывания ступеней, кнопками управления, а также интерфейсами RS-485 и USB для обмена информацией с верхним уровнем. Предусмотрены регистраторы событий и аварий, цифровой осцил-

логграф, индикация текущих и аварийных параметров, местное и дистанционное управление ВВ, возможно дешунтирование цепей электромагнитов отключения и питание устройства от токовых цепей.

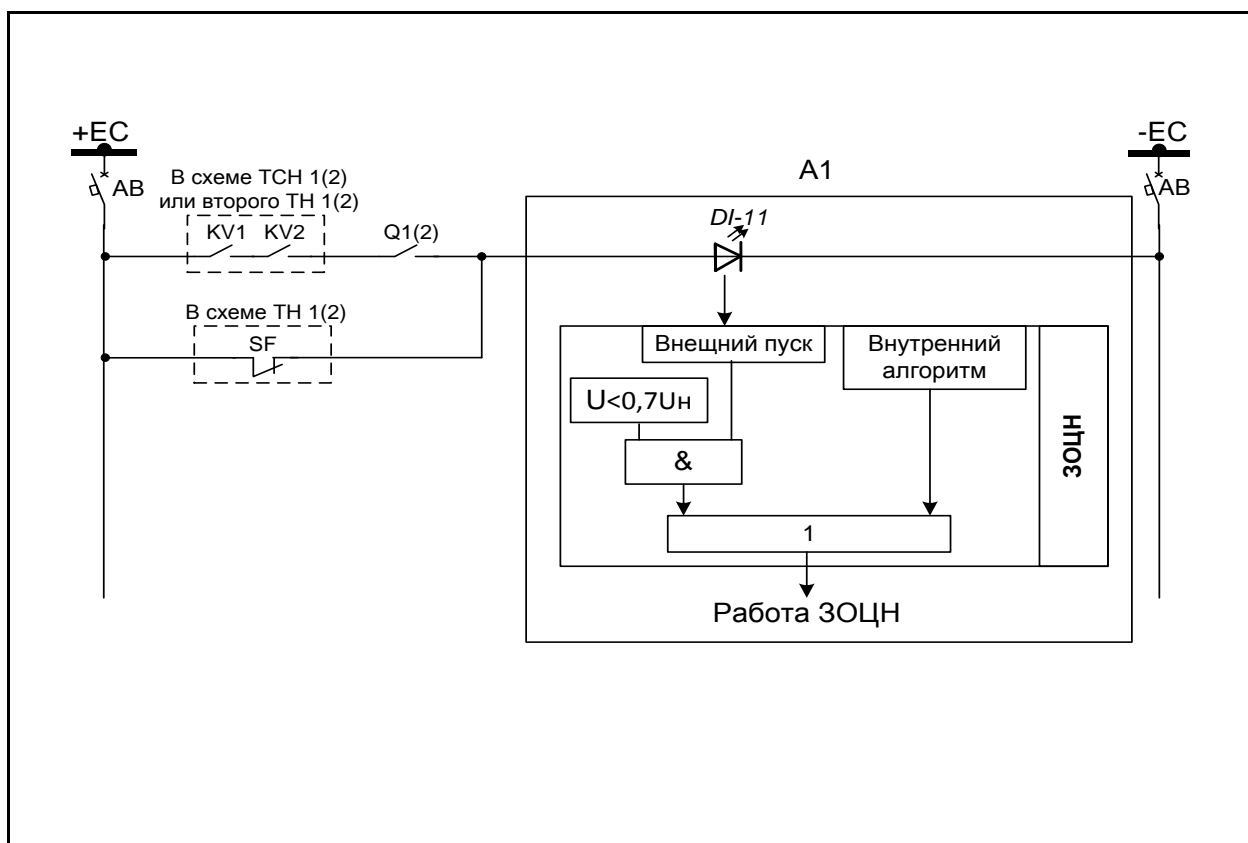
Устройства выгодно отличаются от аналогов малыми габаритами, низким потреблением (3 ВА + 0,25 ВА на одно сработавшее реле), точностью контроля параметров, удобством выбора режимов и уставок из меню.

Основные функции устройства:

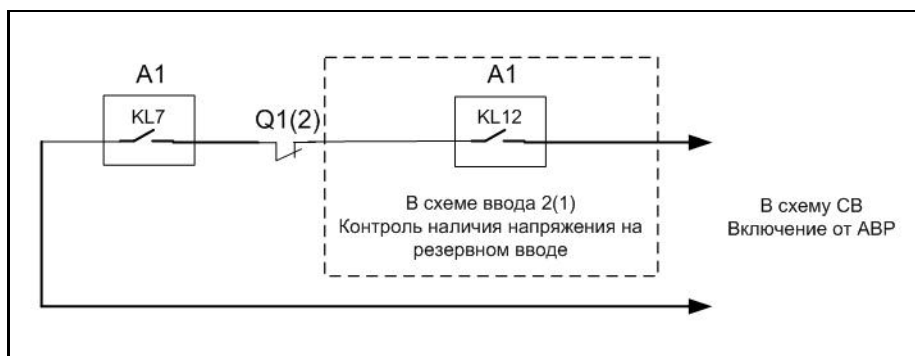
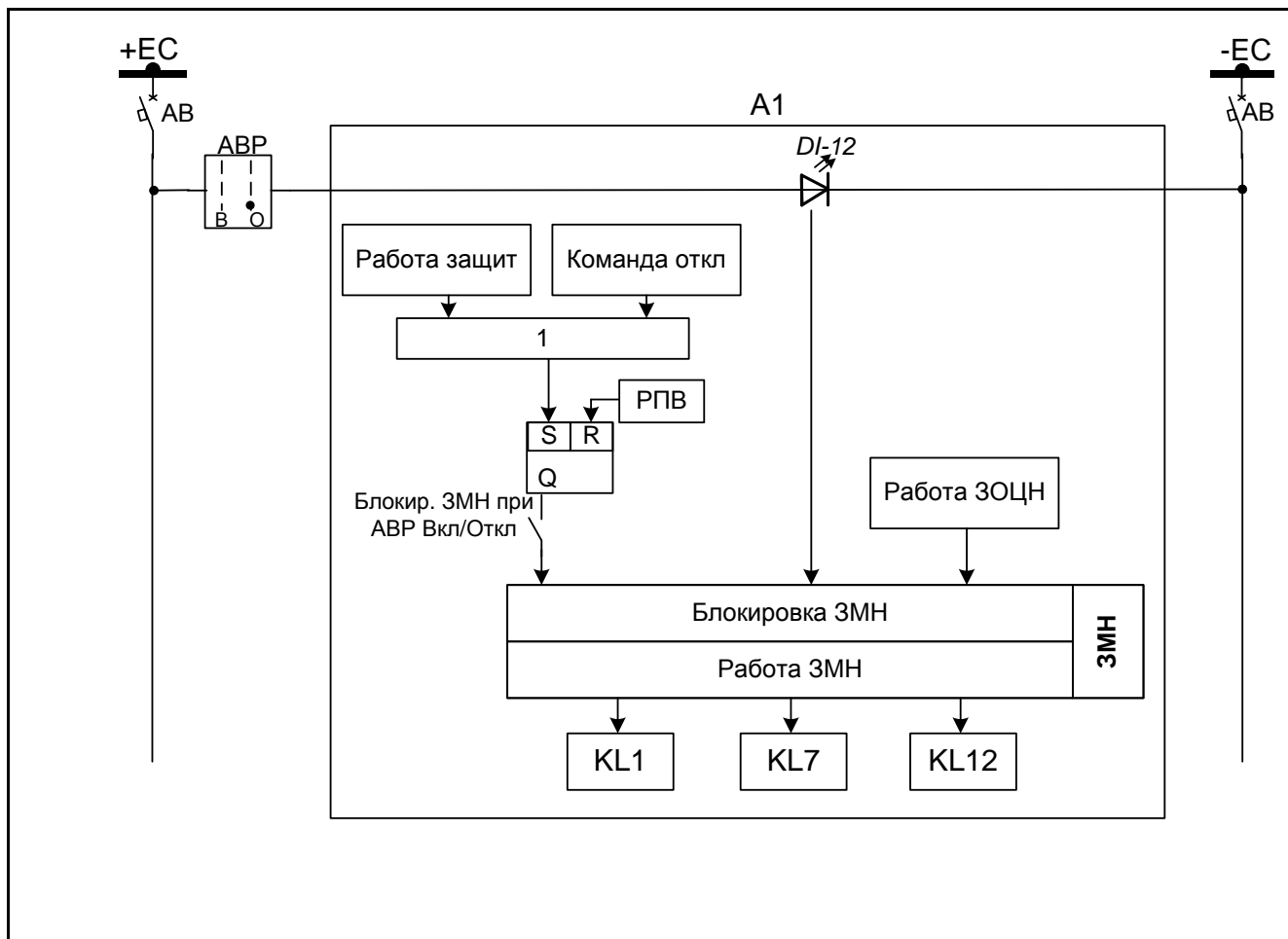
- 4-х ступенчатая 3-х фазная направленная МТЗ с независимой и разными видами зависимых ампер-секундных характеристик, блокировкой от броска намагничивающего тока (БНТ) и ускорением при включении выключателя;
- 2-х ступенчатая направленная ЗНЗ по расчетному или измеренному $3I_0$ (выбор для каждой ступени отдельно) с пуском по $3U_0$;
- 2-х ступенчатая защита от несимметричной нагрузки или обрыва фаз по току обратной последовательности;
- функции ЛЗШ, УРОВ, АПВ;
- трехфазная 2-х ступенчатая защита минимального напряжения (ЗМН) с выбором логики «И»/«ИЛИ», работы по фазным или линейным напряжениям и возможностью блокировки по факту формирования команд ручного и аварийного отключения со снятием этой блокировки после включения выключателя;
- контроль исправности цепей напряжений или защита от обрыва цепей напряжений (ЗОЦН);
- 2-е группы уставок с переключением, в том числе, по направлению мощности;
- 8/13/18 дискретных входов, в т. ч. 3/8/13 программируемые; 8/12/16 выходных реле, в т. ч. 5/9/13 программируемые.
- постоянное измерение фазных токов и индикация фактических действующих значений тока;
- запоминание параметров срабатывания защиты и автоматики в журнале аварий для 100 событий (с фиксацией вида защиты, значения тока и времени срабатывания);
- запоминание параметров изменения конфигурации в журнале событий для 200 событий;
- цифровое осциллографирование с общим временем записи 60с;
- светодиодная индикация исправности устройства, срабатывания защит и состояния дискретных входов;
- самодиагностика устройства.

Переключение уставок по направлению мощности позволяет в сетях с двухсторонним питанием использовать одно устройство вместо двух комплектов направленных защит. Возможность выполнения любой ступени ЗНЗ по расчетному току $3I_0$ с большими уставками (до 120 А) актуальна в случае использования устройства в сетях с большими токами замыкания на землю, а в сетях с изолированной нейтралью может использоваться для эффективной защиты от двойных замыканий на землю.

Защита от обрывов цепей напряжения (ЗОЦН) реализована внутренним алгоритмом устройства и дополнительно имеет внешний пуск через дискретный вход. В качестве внутреннего используется алгоритм сравнения напряжений на разных обмотках трансформатора напряжения (фазные напряжения и напряжение $3U_0$), который принято считать одним из наиболее эффективных. Однако ни какой внутренний алгоритм не может выявить неисправность цепей напряжения, вызванную повреждениями в первичных цепях трансформатора напряжения (ТН), например перегорание предохранителя на стороне высокого напряжения ТН.



Блокировка ЗМН по командам отключения от других защит и ручного отключения позволяет просто использовать ЗМН без дополнительных условий для пуска АВР (АВР не пускается при КЗ на шинах или после ручного отключения выключателя ввода).



Устройство отличается удачным сочетанием широких возможностей программирования пользователем назначения дискретных входов, выходных реле, свойств внутренних функций и отсутствием необходимости программирования всех связей между внутренними функциями, присущего терминалам с полностью свободно программированной логикой.

Проведены испытания на электромагнитную совместимость устройства РС83-АВ2 в объеме требований ФСК РФ по:

- ГОСТ Р 51317.4.2-2010 на устойчивость к электростатическим разрядам;

- ГОСТ Р 51317.4.3-2006 на устойчивость к радиочастотному электромагнитному полю;
- ГОСТ Р 51317.4.4-2007 на устойчивость к наносекундным импульсным помехам;
- ГОСТ Р 51317.4.5-99 на устойчивость к микросекундным импульсным помехам;
- ГОСТ Р 51317.4.6-99 на устойчивость к кондуктивным помехам, наведенным радиочастотными электромагнитными полями;
- ГОСТ Р 51317.4.11-2007 на устойчивость к динамическим изменениям напряжения сети электропитания;
- ГОСТ Р 51317.4.12-99 на устойчивость к колебательным затухающим помехам.

При испытаниях устанавливались испытательные воздействия соответствующие наивысшей степени жесткости. По результатам испытаний Центром метрологии и испытаний в области электромагнитной совместимости ФГУ «КВФ «ИНТЕРСТАНДАРТ» выдан аттестат аккредитации.

Устройство релейной защиты и автоматики по току РС83-А2М!



Повторяет в значительной мере функциональность устройства АВ2 и отличающаяся от последнего отсутствием аналоговых входов контроля напряжений фаз, отсутствием направленности ступеней МТЗ и отсутствием ЗМН.

Устройство релейной защиты и автоматики по току РС83-А2.0 для малобюджетных решений!



Версия приспособлена для использования в схемах РЗА отходящих линий, где нужна меньшая функциональность, не требуется полного набора защит и сервисов, предлагаемых в РС83-А2 и позволяет получить существенную экономию средств при комплексной реконструкции или новом строительстве подстанций.

Будучи более доступным по стоимости, РС83-А2.0 является современным высокофункциональным устройством со следующими основными функциями:

- 3-х ступенчатая 3-х или 2-х фазная МТЗ с независимой и разными видами зависимых ампер-секундных характеристик, блокировкой от броска намагничивающего тока (БНТ) и ускорением при включении выключателя;
- 2-х ступенчатая ЗНЗ по расчетному или измеренному $3I_0$ (выбор для каждой ступени отдельно, вариант по измеренному $3I_0$ только для устройства с 2-х фазным исполнением МТЗ);
- 2-х ступенчатая защита от несимметричной нагрузки или обрыва фаз по току обратной последовательности;
- функции ЛЗШ, УРОВ, АПВ;
- 2-е группы уставок;
- 6/11 дискретных входов, в т. ч. 1/6 программируемые; 8/12 выходных реле, в т. ч. 5/9 программируемые;
- возможность питания от тока и/или дешунтирования (только в варианте 6 дискретных входов, 8 выходных реле).

Устройство дифференциальной защиты по току РС83-ДТ2!



Общие характеристики и исполнения микропроцессорного устройства РС83-ДТ2 аналогичны характеристикам микропроцессорного устройства релейной защиты и автоматики РС83-АВ2. В устройствах также использованы единые схемотехнические и программные решения.

Главной функцией устройства является дифференциальная защита двухобмоточных трансформаторов, синхронных компенсаторов, электродвигателей, генераторов.

Основные функции устройства:

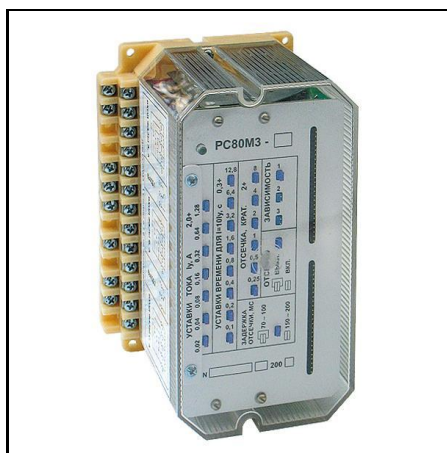
- 2-х ступенчатая дифзащита. Первая ступень – дифференциальная отсечка (ДО), вторая ступень – чувствительная дифференциальная защита с торможением (ДТЗ);
- 4-х ступенчатая максимально-токовая защита (МТЗ) с независимой выдержкой времени.

Функция МТЗ для каждой ступени независимо подключается к трансформаторам тока стороны ВН или НН силового трансформатора по выбору;

- для любой ступени МТЗ, ДО и ДТЗ возможен режим с блокировкой от броска намагничивающего тока (БНТ);
- для любой ступени ДО и ДТЗ возможен режим с блокировкой от перевозбуждения;
- 2-х ступенчатая защита от несимметричной нагрузки или обрыва фаз по току обратной последовательности с выбором режима работы по току стороны ВН или НН независимо для каждой ступени;

- 2-х ступенчатая направленная защита от замыканий на землю (ЗНЗ) по измеренному или расчетному (независимо для каждой ступени) току нулевой последовательности $3I_0$ с пуском по $3U_0$; расчетный ток получается путем векторного суммирования трех фазных токов стороны ВН.

В соответствии с пожеланиями наших потребителей проведена модификация 3-х фазных реле тока РС80МЗ (новые типоразмеры РС80МЗМ-7...9).



Данная модификация позволяет использовать эти устройства в схемах с дешунтированием и дистанционной блокировкой отсечки. Реле имеют дополнительный выход (сухой контакт), позволяющий им корректно работать с блоком управления выключателя ВВ/TEL.

С мая 2011 г модифицированные устройства доступны в заказе.

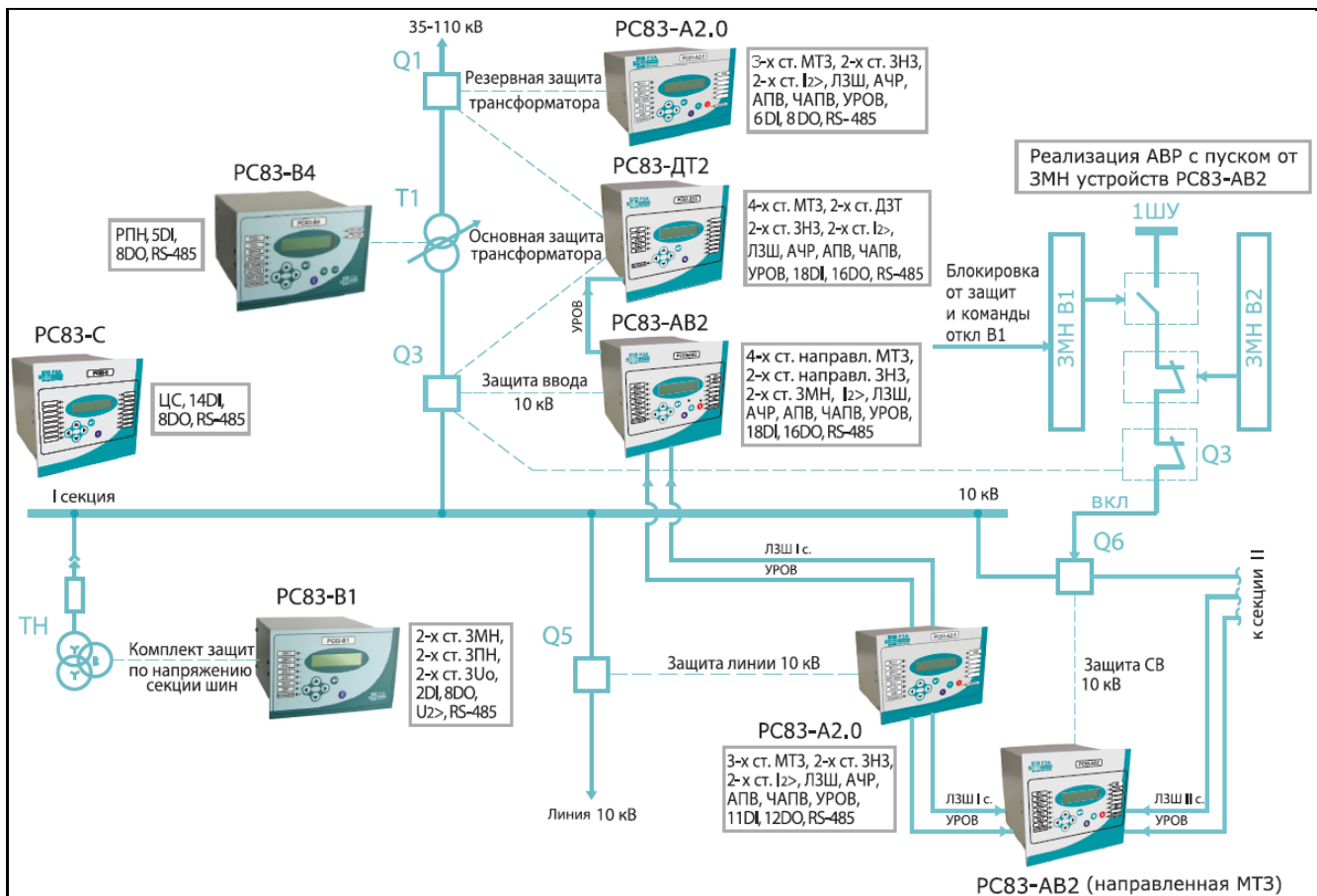
Краткую информацию смотрите на нашем сайте в рубрике РС80М раздела «Продукция», более подробно - ТО в разделе «Библиотека».

Комплексные решения на базе собственных микропроцессорных устройств защиты, такие как шкафы релейной защиты и автоматики серии ШЗА.



В качестве удачного технического решения мы предлагаем сочетание наших энергоэффективных устройств релейной защиты и системы постоянного оперативного тока, организованного с помощью компактного и недорогого изделия ШОТ1М с необслуживаемыми аккумуляторными батареями небольшой емкости. Такое решение сейчас особенно актуально в связи с массовым применением вакуумных выключателей, также не требующих аккумуляторных батарей большой ёмкости.

Выпускаемые микропроцессорные устройства защиты серии РС83 комплексно обеспечивают защиту электроподстанций 35/10/6 кВ.



Устройства серии PC83 соответствуют требованиям ГОСТ Р 51317.6.5-2006 (IEC 61000-6-5:2001) «Устойчивость к электромагнитным помехам технических средств, применяемых на электростанциях и подстанциях».

Наши обязательства по гарантийному обслуживанию не ограничиваются стандартными сроками в условиях контрактов. На протяжении всего эксплуатационного периода, мы ведем техническую поддержку и модернизацию наших устройств, совершенствуем программное обеспечение, которое доступно для бесплатной загрузки с нашего сайта.

Мы всегда готовы реализовать предложения по совершенствованию наших изделий, расширению их номенклатуры и функциональных возможностей, а также модернизации под Ваши потребности.

Приглашаем Вас на наш сайт <http://www.rzasystems.ru>, чтобы узнать подробнее о нашей продукции и новинках.

ОСОБЕННОСТИ ОБОРУДОВАНИЯ ВЧ СВЯЗИ POWER LINK

Чашкин Д.Е. (ООО «Сименс»)

1. ОБОРУДОВАНИЕ ВЧ СВЯЗИ POWERLINK/SWT3000

Системы ВЧ связи до сих пор остаются востребованными и, по всей видимости, останутся таковыми и в дальнейшем. Современное оборудование ВЧ связи, такое как PowerLink, обеспечивает очень высокую степень надежности передачи информации и возможность интеграции с другими телекоммуникационными сетями.

Доклад представляет обзор общих характеристик и особенностей платформы, технические характеристики, встроенные сервисы, интегрированную передачу команд РЗ и ПА, аппаратное обеспечение оборудования PowerLink.

Инвестирование средств в технологии связи в электроэнергетике должны быть нацелены не только на решение текущих задач, но и на решение будущих вопросов. Система Power-Link была разработана специально для решения широкого спектра задач передачи информации различного рода.

Siemens представляет технологию ease-up! (easy and secure upgrading) – легкое и надежное обновление. ease-up! Позволяющее обновлять систему PowerLink без необходимости вложений в дополнительное, дорогое аппаратное обеспечение.

Siemens предоставляет гибкие возможности по адаптации жизненного цикла PowerLink в соответствии с требованиями заказчика. Фактически, обновление системы возможно и через 10 или 20 лет.

PowerLink включает в себя необходимые приложения для перехода с аналоговых на цифровые каналы связи, и в качестве дополнительной меры, для экономии средств, в PowerLink интегрирован мультиплексор iMUX.

Продукт включает в себя все современные приложения. PowerLink – это первая коммерчески доступная система передачи информации по линиям электропередачи, способная работать с системой видеонаблюдения.

Разработчики оборудования учли значительный вклад, внесенный заказчиками, партнерами и работниками по всему миру и создали следующее поколение устройств передачи информации по ВЧ каналам, организованным по ЛЭП. PowerLink включает в себя ряд компонентов и функций, созданных с помощью новейших технологий, многие из которых стали запатентованы Siemens.

С помощью PowerLink Вы можете передавать следующую информацию:

- Сигналы релейной защиты и противоаварийной автоматики
- Голос
- Факсы
- Данные
- Изображения системы видеонаблюдения

Экономия средств

Siemens разработал PowerLink, с ориентацией на потребителя. Часть сети может быть цифровой, тогда как другая часть работать в аналоговом режиме, ввиду того, что переход от аналоговых сетей к цифровым – это поэтапный процесс.

Система PowerLink фирмы Siemens поможет Вам защитить Ваши инвестиции, предоставив единое решение, подходящие для всех условий. Пакет ease-up! гарантирует Вам возможность модернизации без необходимости покупки дорогостоящего дополнительного аппаратного обеспечения.

Например, при работе в аналоговом режиме передачи, легко можно перевести систему в цифровой режим, так как нет необходимости использовать дополнительные модули и устройства, все изменения производятся на программном уровне. Это и есть концепция ease-up!

Видео наблюдение

PowerLink – это первая коммерческая система, позволяющая передавать изображения устройств видеонаблюдения. Система может использоваться для передачи видеосигналов в местный центр управления или даже непосредственно в службу безопасности, расположенную за пределами территории объекта наблюдения. Обнаружив несанкционированное движение, система камер посылает видеосигнал в модуль контроля, который инициирует срабатывание охранной сигнализации.

Функции видеонаблюдения:

- Защита от вандализма
- Увеличение времени безотказной работы сети
- Сокращение штата персонала, требуемого для охраны электросетей
- Предотвращение несчастных случаев

Использование рабочей полосы частот

Если лучшие традиционные системы ВЧ связи позволяют передавать информацию со скоростью до 64 кбит/с, с PowerLink можно передавать информацию со скоростью до 76,8 кбит/с в полосе частот 8 кГц.

Встроенный мультиплексор iMUX

Основанная на встроенном мультиплексоре инновационная концепция iMUX означает, что мультиплексирование демультиплексирование данных выполняется непосредственно центральным модулем обработки сигналов системы PowerLink (CSP)

Данная концепция использования встроенной платы не только исключает необходимость использования дополнительно аппаратного обеспечения, что снижает затраты, но также увеличивает надежность и производительность.

Мультиплексировать речь и данные, для последующей передачи их по высокочастотным каналам связи. Интегрирование этого модуля в конструкцию PowerLink позволило расширить возможности оборудования, как в случае использования внешних мультиплексоров.

Применение

Мультиплексор vMUX может применяться для решения следующих задач:

- организация каналов передачи голоса с компрессией.
- маршрутизация направлений
- возможность одновременной передачи данных в синхронном и асинхронном режимах
- передача факсов

Увеличение количества голосовых каналов без использования сжатия

Другая инновационная технология, примененная Siemens в системе PowerLink, предоставляет потребителям 3 тональных голосовых канала без сжатия голоса, благодаря функции интеллектуального распределения подканалов. Тогда как в традиционных системах ВЧ связи, возможно организовать только 2 голосовых канала. При использовании сжатия голоса количество каналов существенно увеличивается (до 12 голосовых каналов). Например, использование сжатие голоса позволяет Вам передавать до 10 голосовых каналов и дополнительные каналы данных.

DDFC

Siemens изобрел и запатентовал управляемую данными подстройку частоты (DDFC), используемую для оптимизации функции подкачки данных. Этим обеспечивается максимально возможную производительность при использовании цифровой передачи по ВЧ каналу связи.

Динамический режим

В PowerLink возможна адаптация функции подкачки данных под конкретные требования, при выборе одного из трех режимов синхронизации. Оптимизированный режим обеспечивает точную настройку на характеристики канала и допускает более высокие скорости передачи информации чем в быстром режиме. Быстрый режим используется, когда необходимо обеспечить наименьшее время синхронизации, например, для работы с системой SCADA. В динамический режиме автоматически настраивается скорость передачи, в соответствии с изменяющимися во времени характеристиками линии передачи. Этот режим обеспечивает максимальную скорость передачи при неблагоприятных погодных условиях.

АХС (Автоматическое подавление перекрестных помех)

В прошлом режим работы на сближенных частотах требовал гибридной ВЧ-настройки для минимизации влияния передатчика на вход приемника. АХС замещает модуль подстройки и улучшает качество передачи. АХС вычитает весь сигнал передачи из принимаемого сигнала (Rx-Tx). В результате уменьшается время, необходимое для наладки, затрачиваемое ранее на гибридную подстройку.

Оптимальное распределение каналов (OSA)

OSA – обеспечивает оптимальную конфигурацию каналов в используемой полосе частот передачи. Кроме улучшения распределения подканалов при этом возрастает также и пропускная способность передачи.

Применение 1: Телефонные сети

1. В случае, если телефонная сеть должна быть сформирована с использованием ВЧ каналов связи, PowerLink предоставляет возможность сделать это очень надежным способом. Имеется возможность использовать существующие аналоговые системы PABX (Private Automatic Branch eXchange – частная АТС с исходящей и входящей связью). Преимуществом такого решения является тот факт, что Вы не ограничены участками линии для настройки соединения.
2. PowerLink, совместно с системой PMX 3000 FR (Frame Relay multiplexer – мультиплексор с ретрансляцией кадров) фирмы Siemens позволяют обеспечить цифровую передачу большого количества телефонных каналов в узкой рабочей полосе. Это

решение имеет три основных преимущества одновременно. Во-первых, большое количество телефонных каналов позволяет подключить до 20 телефонов на подстанции. Во-вторых, наличие возможности контроля трафика данных оптимальное использование возможной скорости передачи означает, что выделенная полоса частот занята только при передаче голоса. Во время незанятости линии ресурсы передачи используются для других служб.

3. В-третьих, из-за наличия встроенной функции телефонной коммутации, РМХ 3000 FR может служить, как небольшая АТС РАВХ, снижая, таким образом, затраты на оборудование.
4. Имеется возможность объединения PowerLink, мультиплексора и ISDN РАВХ для организации полного спектра дополнительных услуг для голосовых вызовов, таких как:
 - CLIP (Calling Line Identification Presentation): Номера звонящих абонентов будут отображаться на экране телефона ISDN до поднятия трубки.
 - CF (Call Forwarding Services): Звонки абонентам могут переадресовываться на другие номера.
 - CH (Call Hold): Находясь в состоянии соединения с одним абонентом, Вы можете удерживать как минимум два других звонка, переключаться между ними и т.п.

Применение 2: Телеуправление

Опрос данных удаленных терминалов (RTU) через интегрированные каналы FSK со скоростью передачи до 2400 бод.

Опрос данных удаленных терминалов через функцию подкачки данных и iMUX системы PowerLink со скоростью передачи до 19.2 кбит/с.

Использование RTU с интегрированным модемом. RTU (модем) может быть подключен непосредственно к интерфейсу VF Power-Link.

Все RTU, назначенные в одну группу, будут получать запрос из Центра Управления, если адрес устройства относится к местному RTU, сигнал RTS переключит линию отправки данных (TxD) на местный RTU.

Применение 3: Передача данных

iMUX - интегрированный статический мультиплексор с функцией управления приоритетами -обеспечивает асинхронную передачу до 8 каналов данных.

Функциональные возможности статического мультиплексора iMUX позволяют Вам назначать для портов более высокую суммарную скорость передачи, чем совокупная пропускная способность потока. Сигналы квитирования управляют каждым отдельным каналом. Функция управления приоритетами назначает "гарантированные скорости передачи" портам с 1 по 4 (например, 4x 19.2 кбит/с) и "наилучшую возможную" портам с 5 по 8 (например, 4x 19.2 кбит/с). Данные по каналам с гарантированной скоростью передачи всегда бу-дут переданы. Данные по каналам с "наилучшей возможной" скоростью передачи будут переданы при условии наличия ресурсов передачи (один или более из портов с 1 по 4 находится / -ятся в состоянии незанятости).

Синхронная передача данных

Канал ВЧ связи, соединяющий две сети PDH или SDH.

Объединение локальных сетей LAN

PowerLink может соединять множество локальных сетей (LAN) подстанций в ВЧ-сеть.

Прозрачная передача данных

через каналы iFSK (до 4)

Использование рабочей полосы частот

PowerLink использует частотный диапазон настолько эффективно, что один новый модуль PowerLink может заменить множество традиционных аналоговых ВЧ систем связи. При изменении режима передачи с аналогового на цифровой, PowerLink с возможностями цифрового обмена данными может легко заместить старые ВЧ системы связи существующей сети. Фактически, од-но устройство PowerLink может заместить до 6 традиционных аналоговых ВЧ систем связи. PowerLink позволяет Вам передавать до 12 голосовых каналов параллельно одновременно с сигналами защит.

Более общий пример приведен на рисунке слева, где PowerLink заменяет 4 традиционных устройства ВЧ связи.

Использование PowerLink позволяет удобно производить распределение частот передачи данных по ВЧ каналу. В связи с очень высокой загруженностью частотного диапазона ВЧ связи и все большим дефицитом свободных частот PowerLink является оборудованием с очень высокой функциональностью.

© SIEMENS

Обмен данными. Функция SNMP

SNMP сервер позволяет производить запросы системных параметров оборудования с центра управления сетью NMS по протоколу TCP/IP. Индикация сигнализации непосредственно передается в центр управления. Аналогично функции удаленного доступа программы PowerSys. Возможен удаленный доступ к устройству с использованием SNMP сервера, причем SNMP имеет более высокий приоритет. Но при работе с сервисной программой база данных SNMP не обновляется. Статус передается индикациями в NMS

Программное обеспечение PowerSys

Легкое и интуитивно понятное в использовании, разработанное для работы под операционной системой Windows программное обеспечение PowerSys работает на всех стандартных компьютерах. Для еще большего упрощения, то же программное обеспечение PowerSys, используемое для работы с PowerLink, используется также для администрирования и обслуживания системы передачи сигналов защит SWT 3000

2. SWT 3000

Экономика выбора

Система передачи сигналов защит Siemens SWT 3000 используется для передачи сигналов защит по линиям электропередачи и через цифровые оптоволоконные сети.

В систему PowerLink может быть интегрировано до двух независимых устройств SWT 3000. По сравнению с устройством SWT 3000 в "отдельно стоящем" исполнении при покупке интегрированного SWT 3000 снижаются затраты. Можно работать с цифровыми каналами обмена данными – дополнительно к передаче по линиям электропередачи в варианте 1+1.

Характеристики

Характеристики системы передачи сигналов защит SWT 3000:

- До двух модулей SWT 3000 может быть интегрировано PowerLink
- Передача по аналоговым и цифровым каналам
- Резервирование: интегрированная защита канала (1+1)
- INC (impulse noise compression – подавление импульсных помех) для получения максимальной надежности ВЧ передачи
- 4 независимые команды
- Кодированное отключение
- Подключение с помощью О/В кабелей

- Удаленный контроль и обслуживание (через IP-доступ или интегрированный канал обслуживания)
- Свободно программируемое назначение выходов
- Регистратор событий (с возможностью удаленного считывания)

Подавление импульсных помех (INC)

Технология INC разработана для исключения возможности интерпретации системой импульсных помех в качестве команд - наиболее частой причины ложного срабатывания устройств РЗ и ПА.

Оптический интерфейс

При использовании системы SWT 3000 в качестве отдельного внешнего устройства, может быть организовано его подключение с помощью О/В кабеля к системе PowerLink. Этот тип подключения гарантирует максимальную устойчивость к помехам от подстанционного оборудования.

Рабочие режимы

Рабочие режимы SWT 3000:

Одноцелевой режим: Обеспечивает наибольшие диапазоны и максимальную надежность передачи, поскольку осуществляется передача только сигналов защит.

Многоцелевой режим: Передача голоса и данных одновременно с сигналами защит.

Многоцелевой режим с переключением: Ресурсы передачи полностью используются для голоса и данных, при условии, что нет необходимости передавать сигналы защит. Пилотный сигнал системы PowerLink используется в качестве охранного. При возникновении необходимости передать сигнал защиты, передача голоса и, возможно, данных (в зависимости от параметрирования) кратковременно прерывается на время, необходимое для передачи команды, при этом используется полная мощность передатчика.

ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ УСТАНОВОК МИКРОН ДЛЯ ДИАГНОСТИКИ РЗА

Аржанников А. В. (ООО «НПП «ЭнергоЭлектроника»)

Научно-производственное предприятие ЭнергоЭлектроника занимается разработкой и производством малогабаритных приборов серии МИКРОН, предназначенных для диагностики устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики, АСУТП, телемеханики.



Установка МИКРОН 42 отличается малыми размерами 270x280x110 мм, массой 4.3 кг, наличием функции как ручного управления, так и управления с помощью персонального компьютера по USB. Для решения специфических задач предусмотрена поддержка формата COMTRADE, а также возможность самостоятельного моделирования тестовых сигналов на компьютере. Выходные напряжения 3x65 В, токи 3x20 А. Встроенный аппаратный миллисекундомер до 100 с.

Установка МИКРОН 47 представляет собой модернизированный вариант установки МИКРОН 42. Основные отличия: напряжения 3x115 В, токи 3x16 А, улучшен дизайн, исключены регуляторы управления, в режиме работы без компьютера выдаются фиксированные напряжения 3x57.7 В, токи 3x2.5 А. Организован открытый программный интерфейс для управления установкой из внешних приложений, позволяющий разрабатывать свое программное обеспечение.

Установка МИКРОН 48 является модификацией установки МИКРОН 47 с увеличенными напряжениями 3x250 В и токами 3x18 А. Увеличение фазных напряжений до 250 В позволяет производить диагностику оборудования РЗА, АСУТП, телемеханики, входных преобразователей и счетчиков, рассчитанных на непосредствен-

ное подключение к сети 0.4 кВ. В режиме работы без компьютера выдаются нормальные значения напряжений и токов, токи отстают от напряжений на величину 30 эл. град., имитируя нормальный режим реальной энергосистемы, предусмотрено переключение прямой/обратной последовательности выходных напряжений.

Установки МИКРОН являются простыми и надежными в эксплуатации, имеют хорошие метрологические характеристики. Поверка установок МИКРОН осуществляется любыми, находящимися на территории Российской Федерации, метрологическими службами, имеющими государственную аккредитацию. Периодичность поверки – 1 раз в 3 года.

Широкий спектр задач диагностики и динамичное расширение номенклатуры микропроцессорных защит, возможность программного конфигурирования приборов, предлагаемых производителями релейной защиты и противоаварийной автоматики, создает известные определенные трудности при использовании диагностического оборудования, а именно дефицит программного обеспечения для проверок оборудования РЗА.

Предприятием НПП «ЭнергоЭлектроника» был предложен и реализован довольно гибкий вариант решения указанной проблемы: разработана программа для самостоятельного моделирования пользователем тестовых сигналов на компьютере математическими методами.

Однако опыт эксплуатации этой программы показал, что проверка сложных микропроцессорных защит указанным способом является затруднительным и далеко не всегда является доступным для реализации, поскольку методики проверок оборудования РЗА носят, как правило, описательный характер, и не комплектуются математическим аппаратом и сценариями проверок.

С другой стороны, производителю диагностического оборудования сложно охватить весь спектр оборудования, выпускаемого различными производителями терминалов РЗА, более того, учесть частные задачи диагностики модификаций приборов РЗА, сконфигурированных определенным образом для конкретных заказов и проектов.

ВЫВОДЫ: Из сложившейся ситуации стремительного роста номенклатуры оборудования РЗА следует простое и доступное для реализации решение указанной проблемы диагностики: создание универсального открытого протокола связи между терминалами РЗА и диагностическими устройствами, чтобы производители релейной за-



щиты и противоаварийной автоматики вместе с оборудованием могли поставлять файлы алгоритмов и сценариев проверок своего оборудования. Такой подход позволит производителю диагностического оборудования создать универсальное программное обеспечение, позволяющее охватить практически весь спектр задач диагностики современного оборудования РЗА.

г. Екатеринбург, ВВЦ 2012 г.

ООО «НПП «ЭнергоЭлектроника»

Тел/факс: +7(343) 378-26-78

<http://www.energyel.com>

e-mail: energyel@mail.ru

О СПОСОБЕ РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМЫ ИЗЛИШНЕГО ДЕЙСТВИЯ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ ПРИ ПОВРЕЖДЕНИИ В ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ЦЕПЯХ ТОКА

Пирогов М. Г., Михалев С.В. (ООО «НТЦ «Механотроника»)

В статье рассматривается способ решения проблемы излишнего действия дифференциальной защиты с торможением при повреждениях в измерительных цепях трансформаторов тока.

Ключевые слова: дифференциальная защита, повреждения трансформаторов тока, измерительные цепи защиты

Существует варианта выполнения дифференциальной защиты с торможением (далее ДЗТ):

- ДЗТ с током срабатывания меньше номинального тока защищаемого объекта;
- ДЗТ с током срабатывания больше номинального тока защищаемого объекта.

Первый вариант обеспечивает более высокую чувствительность, однако возможно излишнее (ложное) срабатывание защиты при неисправности измерительных токовых цепей (далее ТЦ) либо самих трансформаторов тока (далее ТТ). Второй вариант, наоборот, минимизирует возможность срабатывания при неисправности ТТ или ТЦ, однако приводит к снижению чувствительность ДЗТ и к потенциальному увеличению объема повреждений защищаемого объекта при коротких замыканиях (далее КЗ).

В настоящее время разные производители РЗА предлагают различные варианты выявления неисправности ТТ и ТЦ, при этом не обеспечивая исключения ложного действия ДЗТ. В основе таких алгоритмов лежит принцип сопоставления симметричных составляющих, их производных и т.п. на границах зоны действия ДЗТ. Однако в настоящее так и не существует единого общепринятого и эффективного метода выявления таких неисправностей с целью прямого блокирования дифференциальной защиты.

Одним из важных требований к дифференциальной защите является высокое быстродействие, соответственно выявить неисправность ТТ или ТЦ нужно без ущерба для быстродействия защиты. Другим важнейшим требованием является правильность действия алгоритма блокировки во всех режимах. Выполнение этих требований является сложной задачей. Даже если и будет разработано решение, доверие к нему не

будет высоким. По принципу сама идея блокирования дифференциальной защиты не лучшее решение.

Авторы предлагают другой подход. Прежде всего, всегда необходимо выполнять ДЗТ с током срабатывания больше номинального тока защищаемого объекта. Для исключения недостатков этого принципа, используя возможности современной микропроцессорной техники, реализовать простой и эффективный способ выявления изменения режима работы электроустановки. По факту изменения режима и без ущерба для быстродействия возможно выполнять перевод работы ДЗТ на уставки с током срабатывания меньше номинального тока защищаемого объекта, повышая чувствительность. Данный подход, является альтернативным решением проблемы и по принципу позволяет отказаться от блокирования.

Рассмотрим более детально реализацию этого принципа на примере дифференциальной защиты двигателя напряжением 6-10кВ.

Характеристика дифференциальной защиты ДЗТ, изображена на рисунке 1.



Рис. 1. - Характеристика срабатывания ДЗТ

Дифференциальный ток вычисляется по формуле:

$$I_{дх} = |I_{ВХ} - I_{НХ}| \text{ А,} \quad (2)$$

где $I_{ВХ}$ - вектор тока фазы x со стороны выводов питания, А;
 $I_{НХ}$ - вектор тока фазы x со стороны выводов к нейтрали, А;
 x – обозначение фазы А, В, С.

Ток торможения (I_T) рассчитывается как действующее значение арифметической полусуммы токов со стороны питания и нейтрали двигателя по формуле:

$$I_{TX} = \frac{I_{BX} + I_{HX}}{2} \text{ А,} \quad (3)$$

где I_{BX} - действующее значение тока фазы А со стороны выводов питания, А;

I_{HX} - действующее значение тока фазы А со стороны выводов к нейтрали, А.

В режимах запуска (или самозапуска) электродвигателя в идеальном случае справедливо: $I_{BX} = I_{HX}$, при этом:

$$I_{DX} = |I_{BX} - I_{HX}| = |I_{BX} - I_{BX}| = 0;$$

$$I_{TX} = \frac{I_{BX} + I_{HX}}{2} = \frac{I_{BX} + I_{BX}}{2} = I_{BX}.$$

В соответствии с рисунком 1, в таком случае, при правильно выбранных уставках, точка попадает в область несрабатывания защиты.

При внутреннем трехфазном коротком замыкании на вводах питания двигателя $I_{HX} = 0$, при этом:

$$I_{DX} = |I_{BX} - I_{HX}| = |I_{BX} - 0| = |I_{BX}|;$$

$$I_{TX} = \frac{I_{BX} + I_{HX}}{2} = \frac{I_{BX} + 0}{2} = \frac{I_{BX}}{2}.$$

Т.е. при внутреннем повреждении при идеальных условиях $I_{DX} = 2I_{TX}$. Соответственно, характеристика внутренних повреждений двигателя может быть представлена прямой с углом наклона 63° , как это показано на рисунке 1. Это подтверждает рекомендуемый в [2] принципиальный метод оценки чувствительности ДЗТ исходя из минимального тока срабатывания защиты (до начала торможения).

При снижении уставки $I_{ДЗТ}$ чувствительность защиты увеличивается. При этом очевидно, что в случае выполнения защиты с уставкой выше номинального тока электроустановки с целью предотвращения излишнего действия ДЗТ, чувствительность существенно снижается (в 3-4 раза) по сравнению с исполнением с уставкой ниже номинального тока. Следует так же отметить, что снижение чувствительности, в цифровой РЗА может привести и к снижению быстродействия ($\approx +5 \div 10$ мс).

Для устранения недостатков ДЗТ с током срабатывания больше номинального тока защищаемого объекта, рассмотрим принцип алгоритма перевода защиты на более чувствительные уставки. Достоверным признаком изменения режима работы электроустановки сопровождающимся резким увеличением тока является признак аварийной составляющей:

$$a.c.I_x(k) = ix(k) - 2 \cdot ix(k - T) + ix(k - 2 * T),$$

где x - обозначение фазы: А, В, С;

$ix(k)$ - мгновенное значение тока фазы x на k -м отсчете;

T – количество отсчетов за период сигнала.

При отсутствии броска тока измеряемого по ТТ установленным со стороны питания электродвигателя, работа ДЗТ осуществляется со значением уставки $I_{ДЗТ}$ выше номинального тока двигателя ($I_{ДЗТ_ГРУБ}$), это позволяет избежать излишнего срабатывания защиты при неисправности в токовых цепях, при этом необходимости в блокировке ДЗТ нет. При возникновении короткого замыкания, цифровое устройство РЗА без ущерба для быстродействия переводит ДЗТ на работу с уставкой $I_{ДЗТ}$ меньше номинального тока двигателя ($I_{ДЗТ_ЧУВСТ}$), что и повышает чувствительность защиты.

Характеристика работы защиты приведена на рисунке 2.

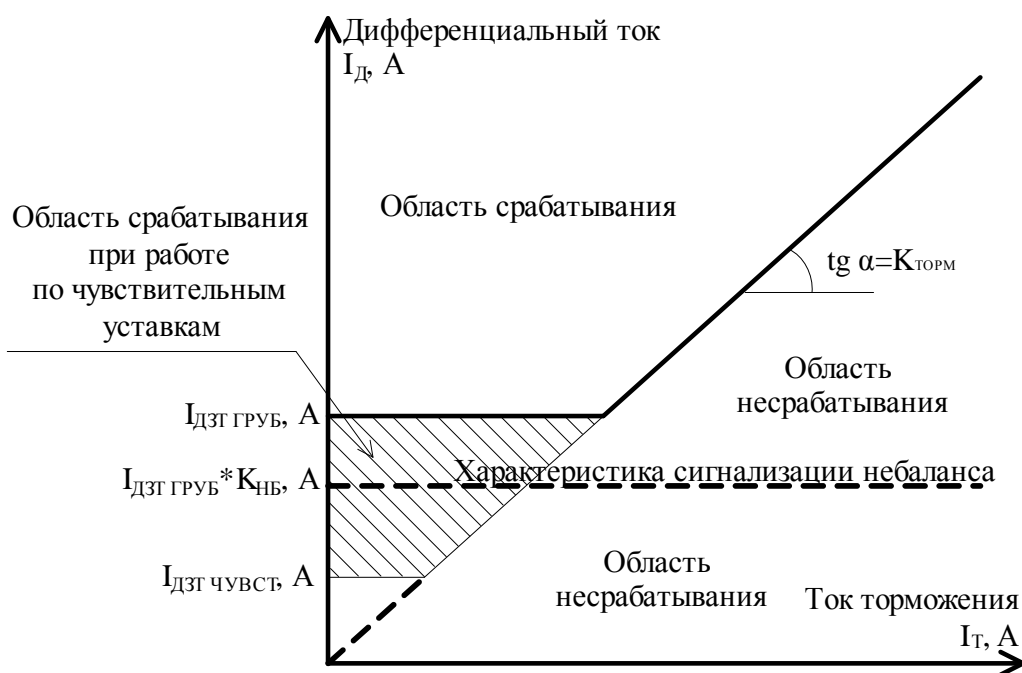


Рис. 2. - Характеристика срабатывания ДЗТ с очувствлением

Работа по чувствительным уставкам вводится на фиксированное время (100 мс). Это обеспечивает срабатывание ДЗТ по чувствительным уставкам и без выдержки времени. Очувствление ДЗТ с учётом особенностей построения программного алго-

ритма выполняется без ущерба для быстродействия. Уставка по аварийной составляющей задаётся автоматически и фиксировано на уровне $3,5 \cdot I_{двт_грвб}$. Уставка выбрана с большим запасом исходя из максимально возможного нормального уровня технологической перегрузки. В то же время указанная уставка по аварийной составляющей позволяет избежать очувствления защиты, например, при обрывах ТЦ. Необходимо отметить, что при повреждении любого элемента измерительной цепи дифференциальной защиты, эксплуатационный персонал будет своевременно оповещен об этом сигнализацией небаланса, уставка срабатывания которого выбирается $0,5 \div 0,7 I_{ном}$ электродвигателя.

Предложенный алгоритм позволяет:

1. Избежать отключения электродвигателя при обрывах в измерительных цепях (одного, двух или нескольких проводов);
2. Избежать отключения электродвигателя при различных видах замыканиях в измерительных цепях;
3. Избежать отключения электродвигателя при повреждении одного или нескольких измерительных трансформаторах тока;
4. Обеспечить высокую чувствительность защиты;

Необходимо отметить, что рассмотренный принцип требует дальнейшего совершенствования. Предложенный принцип не позволяет предотвратить излишнего действия ДЗТ при наличии повреждения ТЦ или ТТ и, например, пуске/самопуске электродвигателя. Однако следует отметить, что вероятность одновременного возникновения этой ситуации невысока. При этом, технологический персонал электроустановки по факту срабатывания сигнализации небаланса заблаговременно сможет использовать резервную технологическую электроустановку и избежать технологического ущерба вызванного внезапной остановкой электродвигателя.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Стандарт организации СТО ДИВГ-046-2011. Терминалы релейной защиты синхронных и асинхронных электродвигателей 6-10 кВ. Методические указания по расчету уставок защит, 2011.
- [2] Руководящие указания по релейной защите. Выпуск 13Б. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110-500кВ. М. Энергоатомиздат 1985 г.
- [3] Чернобровов Н.В. Семенов В.А. Релейная защита энергетических систем. – М.: Энергоатомиздат, 1998 г.
- [4] Федосеев А.М. Федосеев М.А. Релейная защита электроэнергетических систем. М. Энергоатомиздат 1992 г.
- [5] Правила устройства электроустановок.

СТУПЕНЧАТЫЕ ЗАЩИТЫ С ЗАВИСИМОЙ ХАРАКТЕРИСТИКОЙ ВЫДЕРЖКИ ВРЕМЕНИ

Исаков Р.Г. (ООО «КЭР-Инжиниринг» «КЭР-Автоматика»,
КНИТУ им. А.Н. Туполева, г. Казань, Россия),
Гарке В.Г. (КНИТУ им. А.Н. Туполева, г. Казань, Россия)

В нашей стране для сетей напряжением 35 кВ и выше обычно используются защиты со ступенчатыми характеристиками с числом ступеней три, иногда четыре.

Преимуществом защит со ступенчатыми характеристиками по сравнению с другими является более простое выполнение измерительных органов (рис. 1).

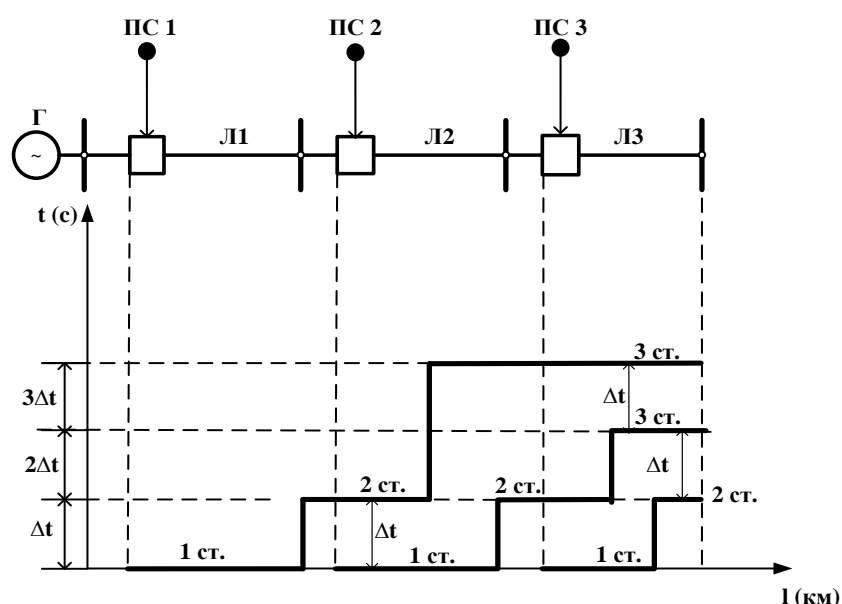


Рис. 1 Ступенчатые характеристики выдержек времени защит в сети с односторонним питанием

Первые ступени обычно работают без специально установленной выдержки времени. Защищаемая ими первые зоны охватывают только часть длины участка, ближайшую к месту включения защиты.

Вторые ступени работают с выдержкой времени обычно одинаковой для всех защит линий сети. Это время, составляющее в среднем 0,5 с, предотвращает возможность срабатывания второй ступени защиты при КЗ в начале смежных элементов. Защищаемая второй ступенью зона должна с запасом охватывать конец участка и шины подстанции противоположной стороны.

Третьи ступени имеют наибольшие выдержки времени, выбираемые по ступенчатому принципу тем большими, чем ближе включена защита к источнику питания [1].

Недостатки известных резервных защит с независимыми характеристиками срабатывания заключаются либо в недостаточной чувствительности, либо в большом времени срабатывания вторых ступеней защит. Это приводит к применению дополнительных ступеней защит, которые также не решают данные проблемы.

Недостатки резервных защит линий можно значительно уменьшить, используя двухступенчатую защиту, состоящую из (рассмотрим на примере дистанционной защиты):

Первой ступени – дистанционная защита без выдержки времени.

Из-за погрешности измерения расстояния до места КЗ, являющееся следствием погрешностей ТТ, ТН и измерительных органов (ИО) сопротивления, не возможна 100% защита линии. Для обеспечения гарантированной селективности при внешних и внутренних КЗ устанавливают некоторый запас (10-15% длины линии), используя ступень с неполным охватом защищаемой зоны (1-ая ступень ДЗ). Время срабатывания первой ступени ДЗ равно 0.

Второй ступени – дистанционная защита с зависимой характеристикой срабатывания, в которой время срабатывания защиты зависит от сопротивления КЗ. Зависимая характеристика второй ступени делится на две части:

- первая часть характеристики, с помощью которой выполняется защита защищаемой линии, в том числе и участка линии, не защищенного 1-ой ступенью. Время срабатывания первой части характеристики 0 в начале защищаемой линии, Δt в конце защищаемой линии (рис. 2).

- вторая часть характеристики, с помощью второй части характеристики выполняется защита всей длины смежных линий. Время срабатывания второй части характеристики Δt в начале защищаемой смежной линии, $2\Delta t$ в конце защищаемой смежной линии (рисунок 3.1).

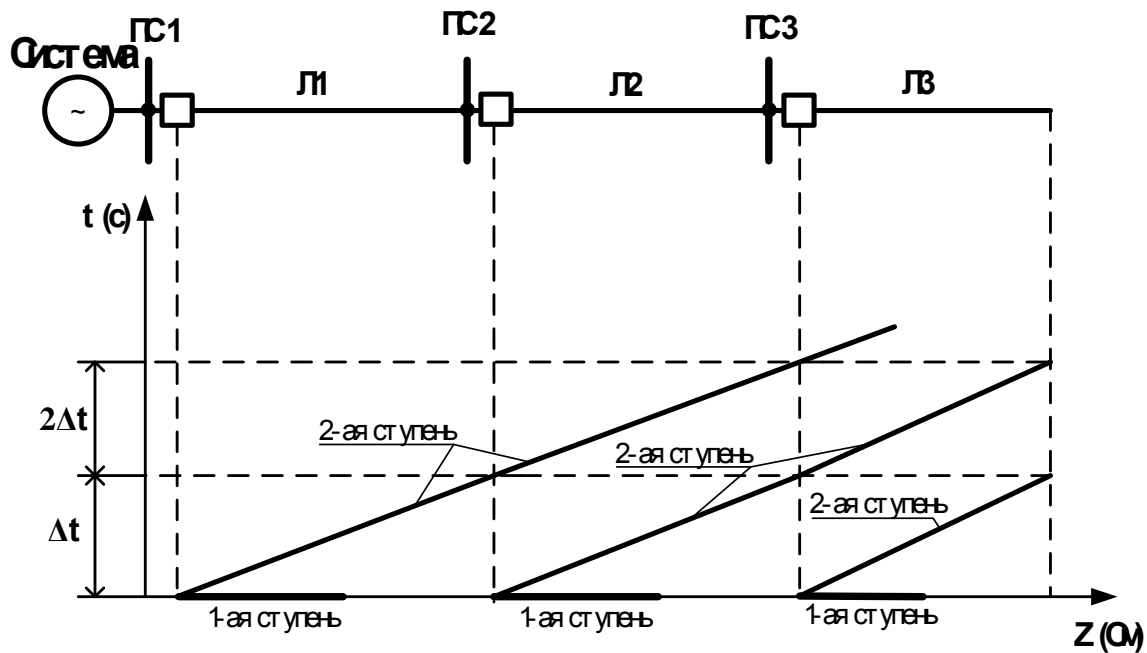


Рис. 2. Характеристики двухступенчатой дистанционной защиты

ДЗ с зависимой характеристикой срабатывания, которая имеет вид, в частном случае, монотонно растущей кривой, или серии кривых.

Зависимая характеристика срабатывания получается следующим образом. Время срабатывания защиты зависит от места КЗ, рис.3.

Время срабатывания защиты равно:

$$\text{- при } Z_K = Z_C, t_{с.з.} = 0; \quad (1)$$

$$\text{- при } Z_K = Z_C + Z_{Л1}, t_{с.з.} = \Delta t; \quad (2)$$

$$\text{- при } Z_K = Z_C + Z_{Л1} + Z_{Л2}, t_{с.з.} = 2\Delta t. \quad (3)$$

и так далее, если необходимо (вопрос решается в каждом конкретном случае).

Времятоковая характеристика:

Первая часть характеристики (от начала до конца Л1):

$$t_{сз}^{I(1)} = \frac{\Delta t}{Z_{Л1}} (Z_K - Z_C), \text{ при } Z_C < Z_K < Z_C + Z_{Л1}, \quad (4)$$

где $t_{сз}^I$ – время срабатывание первой части характеристики ДЗ;

Z_K – сопротивление от места установки защиты до места КЗ;

Z_C – сопротивление системы в месте установки защиты;

$Z_{Л1}$ – сопротивление защищаемой линии Л1.

Вторая часть характеристики (от начала до конца Л2):

$$t_{сз}^{II(2)} = \frac{\Delta t}{Z_{Л2}} (Z_{К} - (Z_{С} + Z_{Л1})) + \Delta t, \text{ при } Z_{С} + Z_{Л1} < Z_{К} < Z_{С} + Z_{Л1} + Z_{Л2} \quad (5)$$

где $t_{сз}^{II}$ – время срабатывание второй части характеристики ДЗ;

$Z_{К}$ – сопротивление до места КЗ от места установки защиты;

$Z_{С}$ – сопротивление системы в месте установки защиты;

$Z_{Л1}$ – сопротивление защищаемой линии Л1;

$Z_{Л2}$ – сопротивление защищаемой линии Л2.

При необходимости, по условию селективности за второй линией можно применить и третью часть характеристики по тому же принципу.

Из выражений (1) – (5) видно, что время срабатывания защиты зависит линейно от расстояния до места КЗ.

Предлагаемые резервные защиты линий электропередачи напряжением 110 – 220 кВ с зависимой выдержкой времени имеют две ступени:

- первая ступень работает без выдержки времени, так же как в известных резервных защитах;

- вторая ступень работает с зависимой выдержкой времени, которая срабатывает со временем:

- 0 с в начале защищаемой линии (Л1);
- Δt в конце защищаемой линии - начале предыдущей линии (Л2);
- $2\Delta t$ в конце предыдущей линии (Л2).

Такие защиты по принципу действия всегда селективные, если выбраны правильно.

В распределительной сети к шинам подстанции подключаются линии, имеющие различную длину. Данные линии можно разделить на три категории: линии, имеющие короткую длину, средние длины и длинные линии. Поэтому при согласовании временных характеристик второй части второй ступени защиты (Р31), предназначенной для резервирования защиты смежных линий (Р32-Р34), возникает проблема с какой линией согласовывать (рис.3).

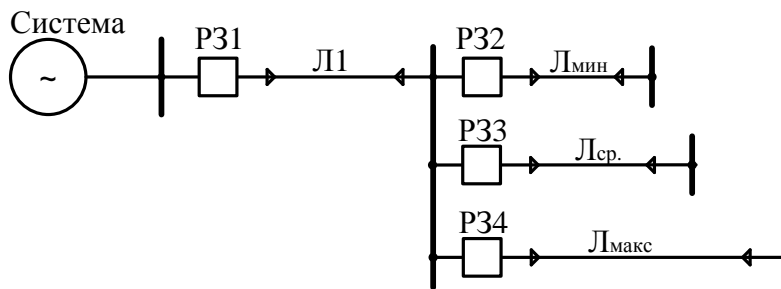


Рис.3. Пример схемы распределительной сети с линиями различной длины

Рассмотрим случай когда вторая часть характеристики второй ступени защиты (P31) согласуется с первой частью характеристики второй ступени защиты (P32), т.е. с короткой линией.

Время срабатывания второй ступени P32 (короткой линии) первой части характеристики рассчитывается по следующему выражению:

$$t_{C.3.(P32)}^{II(1)} = \frac{\Delta t}{Z_{Лмин}} (Z_K - (Z_C + Z_{Л1})) \quad (6)$$

Где $Z_{Л1}$ – сопротивление линии Л1,

$Z_{Лмин}$ – сопротивление короткой линии.

Вторая часть характеристики второй ступени P31 согласуется с короткой линией $Л_{мин}$ и время срабатывания вычисляется по следующему выражению:

$$t_{C.3.(P31)}^{II(2)} = \frac{\Delta t}{Z_{Лмин}} (Z_K - (Z_C + Z_{Л1})) + \Delta t \quad (7)$$

Изменение времени срабатывания в различных точках КЗ (рис.3):

- при КЗ в начале линии $Л_{мин}$ $t_{C.3.(P31)}^{II(2)} = \Delta t$;

- при КЗ в конце короткой линии $Л_{мин}$ $t_{C.3.(P31)}^{II(2)} = 2\Delta t$;

- при КЗ в конце длинной линии $Л_{макс}$, время срабатывания вычисляется по следующему выражению:

$$Z_K = Z_C + Z_{Л1} + Z_{Лмакс} \quad (8)$$

$$t_{C.3.(P31)}^{II(2)} = \frac{\Delta t}{Z_{Лмин}} (Z_C + Z_{Л1} + Z_{Лмакс} - (Z_C + Z_{Л1})) + \Delta t = \frac{\Delta t}{Z_{Лмин}} Z_{Лмакс} + \Delta t \quad (9)$$

Где $Z_{Лмакс}$ – сопротивление длинной линии.

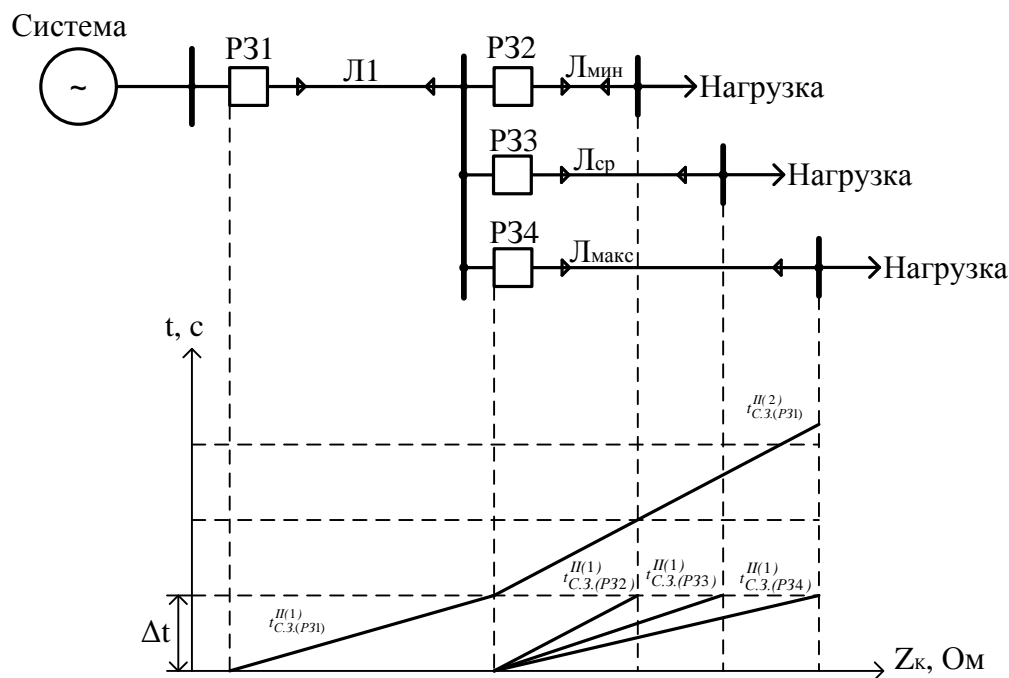


Рис.4 Характеристики времени срабатывания вторых ступеней защит при согласовании с короткой линией

При согласовании с короткой линией достигается селективная работа защит, но при КЗ в конце наиболее длинных линий уменьшается быстродействие защиты при КЗ.

При согласовании с длинной линией время срабатывания второй части характеристики второй ступени защиты (P31) изменяется следующим образом:

$$t_{C.3.(P31)}^{II(2)} = \frac{\Delta t}{Z_{L_{\max}}} (Z_K - (Z_C + Z_{L1})) + \Delta t \quad (10)$$

- при КЗ в начале линии $L_{\max} t_{C.3.(P31)}^{II(2)} = \Delta t$;
- при КЗ в конце короткой линии $L_{\min} t_{C.3.(P31)}^{II(2)} < 2\Delta t$;
- при КЗ в конце длинной линии $L_{\max} t_{C.3.(P31)}^{II(2)} = 2\Delta t$.

При согласовании с длинной линией селективность между защитой короткой линии и средней линии отсутствует, вследствие того, что время ступени селективности между второй частью характеристики P31 и первой частью характеристики P32 меньше 0,3 с.

Таким образом при согласовании второй части характеристики второй ступени защиты (P31) с защитами P32-P34 нужно выполнять разделение времятоковой характеристики на несколько участков:

Второй участок:

- характеристика, согласующаяся с короткой линией L_{\min} (рис.3):

$$t_{C.3.(P31)}^{II(2)} = \frac{\Delta t}{Z_{Лмин}} (Z_K - (Z_C + Z_{Л1})) + \Delta t \quad (11)$$

Третий участок:

- характеристика, согласующаяся со средней линией L_{cp} (рис.3):

Время срабатывания первой части характеристики второй ступени защиты (P33) при $Z_K = Z_C + Z_{Л1} + Z_{Лмин}$:

$$t_{C.3.(P33)}^{II(1)} = \frac{\Delta t}{Z_{Лср}} (Z_C + Z_{Л1} + Z_{Лмин} - (Z_C + Z_{Л1})) = \frac{\Delta t}{Z_{Лср}} Z_{Лмин} \quad (12)$$

Где $Z_{Лср}$ – сопротивление средней линии.

Выражение третьего участка второй части характеристики принимает вид:

$$\begin{aligned} t_{C.3.(P31)}^{II(3)} &= \frac{t_{C.3.(P33)}^{II(1)}}{Z_{Лср} - Z_{Лмин}} (Z_K - (Z_C + Z_{Л1} + Z_{Лмин})) + 2\Delta t = \\ &= \frac{\Delta t}{Z_{Лср} - Z_{Лмин}} Z_{Лмин} (Z_K - (Z_C + Z_{Л1} + Z_{Лмин})) + 2\Delta t \end{aligned} \quad (13)$$

Четвертый участок:

- характеристика, согласующаяся с длинной линией $L_{макс}$ (рис.3):

Время срабатывания первой части характеристики второй ступени защиты (P34) при $Z_K = Z_C + Z_{Л1} + Z_{Лср}$:

$$t_{C.3.(P34)}^{II(1)} = \frac{\Delta t}{Z_{Лмакс}} (Z_C + Z_{Л1} + Z_{Лср} - (Z_C + Z_{Л1})) = \frac{\Delta t}{Z_{Лмакс}} Z_{Лср} \quad (14)$$

Выражение четвертого участка второй части характеристики принимает вид:

$$\begin{aligned} t_{C.3.(P31)}^{II(4)} &= \frac{t_{C.3.(P34)}^{II(1)}}{Z_{Лмакс} - Z_{Лср}} (Z_K - (Z_C + Z_{Л1} + Z_{Лср})) + 2\Delta t + t_{C.3.(P31)}^{II(3)} = \\ &= \frac{\Delta t}{Z_{Лмакс} - Z_{Лср}} Z_{Лср} (Z_K - (Z_C + Z_{Л1} + Z_{Лср})) + 2\Delta t + \frac{\Delta t}{Z_{Лср}} Z_{Лмин} \end{aligned} \quad (15)$$

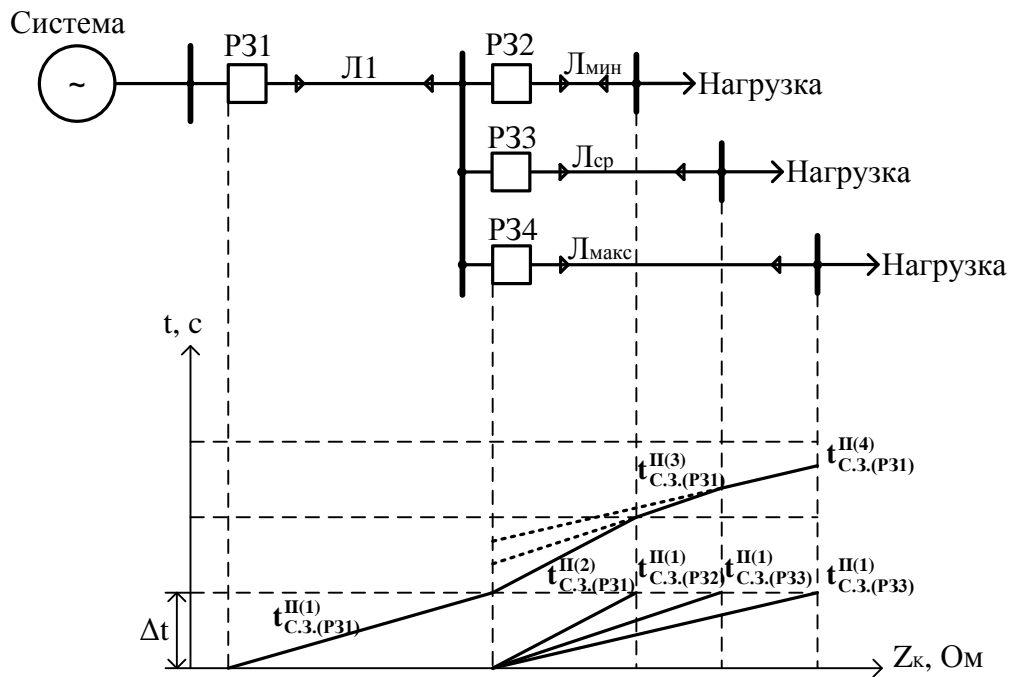


Рис.5 Характеристики времени срабатывания вторых ступеней защит при разделении характеристики на три участка

Применение данного принципа согласования позволяет достигнуть селективного действия защит как с защитой короткой линии Δt , так и с защитами линии большей длины, так же по сравнению выше рассмотренными способами данный способ согласования позволяет снизить времена срабатывания в конце длинной линии до $3\Delta t$.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Федосеев А.М., Федосеев М.А. Релейная защита электроэнергетических систем: Учеб. для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат. 1992. – 528 с.

ПОДХОДЫ К АВТОМАТИЗАЦИИ ТЕСТИРОВАНИЯ НАСТРОЙКИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ АЛГОРИТМОВ ПА, РАБОТАЮЩИХ ПО ПРИНЦИПУ II-ДО

*Ландман А.К., Петров А.М., Петров А.Э., Сакаев О.О., Чумаков В.А.
(ЗАО «Институт автоматизации энергетических систем»)*

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

В настоящее время в западной и центральной части Сибири эксплуатируется 5 управляющих вычислительных комплексов автоматики дозирования воздействий (АДВ), предназначенных для предотвращения нарушений статической и динамической устойчивости при аварийных ситуациях в сетях 110-220-500 кВ на подстанциях Итатская, Алтай, Таврическая, на Усть-Хантайской и Курейской ГЭС. Проектируются устройства АДВ для установки на подстанциях Камала, Озерная, на Саяно-Шушенской ГЭС, на Харанорской ГРЭС, поставлено оборудование на Богучанскую ГЭС.

В состав всех вышеупомянутых устройств входят алгоритмы выбора управляющих воздействий (УВ), работающие по принципу II-ДО. При этом выбор УВ для конкретных пусковых органов (ПО) производится по таблицам, сформированным на основании заранее проведенных расчетов устойчивости в контролируемых сечениях. Как правило, процесс настройки алгоритма выбора УВ по способу II-ДО заключается в следующем:

1. Проводятся расчеты устойчивости либо проектными организациями, либо соответствующими подразделениями Системного Оператора.

2. Сформированная на основании этих расчетов настройка алгоритма выбора УВ передается изготовителю устройства АДВ и эксплуатирующей организации (в случае, если необходимо внести изменения в настройку устройства, находящегося в эксплуатации) в форме, удобной для понимания человеком, ответственным за настройку устройства.

3. Выданные таблицы уставок анализируются, на основании проведенного анализа вносятся необходимые изменения в настройку устройства, и готовятся тестовые режимы.

4. Проводится тестирование устройства на предмет правильности введенных изменений и, по результатам тестирования, устройство вводится в работу.

В последнее время в подготовке настройки автоматики предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ) в ОЭС Сибири, в соответствии с Планом мероприятий по обеспечению минимизации объема балансирующих управляющих воздействий:

1. Увеличивается число ступеней УВ одновременно с уменьшением объема ступеней, с целью, с одной стороны, повысить точность выбора управления, с другой - минимизировать отключение нагрузки.

2. Растет количество контролируемых схемно-режимных условий, в которых осуществляется выбор УВ, тем самым учитывается состояние оборудования (ВЛ, трансформаторы, генераторы), а также дополнительные ограничения по режиму (например, объемы выдачи мощности станциями), и, как следствие, повышается точность управления.

В связи с постоянным вводом мощностей (строительство новых генерирующих объектов, ВЛ, подстанций), поэтапным восстановлением функционирования Саяно-Шушенской ГЭС, процедура изменения настроек устройств АДВ в регионе становится регулярной, при этом сроки, отводимые на внесение изменений, могут быть крайне сжатыми, в зависимости от текущих режимных условий и других факторов.

Таким образом, все более актуальными становятся задача автоматизации формирования конфигурации устройства АДВ и задача проверки правильности внесенных изменений. Обе эти задачи невозможно решить, не имея формального языка описания настройки алгоритма П-ДО. Такой язык в настоящее время отсутствует, в ОЭС Сибири в этом качестве используются определенные договоренности между технологами, ответственными за расчет настройки, и технологами и программистами, ответственными за конфигурирование устройства. При этом форма таблицы уставок (пример приведен в табл. 1) выбрана, исходя из удобства ее заполнения технологом-расчетчиком. Ввод различных дополнительных схемных условий и режимных ограничений в виде отдельных колонок, сносок, примечаний приводит к неоднозначному толкованию настройки на этапе конфигурирования. Кроме того, в последнее время все чаще используются ремонтные схемы, контролирующие одновременный ремонт нескольких ВЛ, в различных сочетаниях, вида «Отключены две ВЛ из...» с дополнениями «Исключается одновременный ремонт ВЛ...». Все эти сочетания также могут быть неоднозначно истолкованы, и требуют формализации для однозначной работы процедуры автоматизации.

Таблица 1
Пример типичной таблицы уставок устройства АДВ

№	Наименование	Настройки автоматики							Примечание
		Режим сети			Управляющие воздействия				
		Схема сети	КПР	Уст. МВт	Летний режим		Зимний режим		
1	ПО-1 «АРОЛ – 555» Автоматика раз- грузки при отклю- чении ВЛ 500 кВ ПС 22 - ПС 7	Полная	Р 554, 555 от шин ПС 7	1200	ОГ-1 ГЭС6	—	ОГ-1 ГЭС6	—	Данные УВ выводятся при Р 566,567 > 1200 МВт
				1600	ОГ-2 ГЭС6	ОН-1 ПС12	ОГ-2 ГЭС6	ОН-1 ПС12	
				2000	ОГ-3 ГЭС6	ОН-2 ПС12	ОГ-3 ГЭС6	ОН-2 ПС12	
			Р 566, 567	1200	-	ОН-1 ПС25	-	ОН-1 ПС25	
				1500	-	ОН-2 ПС25	-	ОН-2 ПС25	
		Отключена ВЛ 500 кВ ПС 7 - ПС 8 и ВЛ 500 кВ ПС 8 - ПС 24 или ВЛ 500 кВ ГЭС 6 - ПС 7	Р 554, 555 от шин ПС 7	400	ОГ-1 ГЭС6	—	ОГ-1 ГЭС6	—	
				800	ОГ-2 ГЭС6	ОН-1 ПС12	ОГ-2 ГЭС6	ОН-1 ПС12	
				1200	ОГ-3 ГЭС6	ОН-2 ПС12	ОГ-3 ГЭС6	ОН-2 ПС12	
			Р 566, 567	600	ОГ-1 ГЭС20	ОН-2 ПС25	ОГ-1 ГЭС20	ОН-2 ПС25	
				1200	ОГ-2 ГЭС20	ОН-3 ПС25	ОГ-2 ГЭС20	ОН-3 ПС25	

2. ПОДХОДЫ К РЕШЕНИЮ ЗАДАЧИ АВТОМАТИЗАЦИИ КОНФИГУРИРОВАНИЯ АЛГОРИТМА П-ДО

Для решения задачи автоматизации конфигурирования алгоритма П-ДО в устройствах АДВ необходимо разработать формальный язык задания настройки. Данный язык должен однозначно задавать следующие параметры:

1. Идентификатор пускового органа (ПО).
2. Схему сети, в которой задается уставка контроля предшествующего режима

(КПР) для данного ПО.

3. Контролируемое сечение, для которого задается уставка КПР.

4. Дополнительные схемные и режимные условия (состояние оборудования, ограничения по выдаче мощности и т.п.)

5. Управляющие воздействия (УВ), которые должны быть выбраны в случае превышения уставки КПР.

Формальный язык должен позволять однозначно описать любой набор уставок для некоторого ПО в любом количестве схемных и режимных условий, не прибегая к дополнительному усложнению в виде примечаний и сносок, и не должен зависеть от конкретной реализации алгоритма.

В языке должны быть предусмотрены средства описания схемы сети в виде условий, подчиняющихся дискретной логике, с возможностью сочетания по «И», «ИЛИ»:

- Включена одна ВЛ;
- Включено N ВЛ;
- Отключена одна ВЛ;
- Отключено N ВЛ;
- Отключено N ВЛ из M.

Отдельно должны быть предусмотрены средства описания ограничений по режиму (например, ограничение выдачи мощности ГЭС) и состояния оборудования (например, количества включенных генераторов). При этом, описания схемы сети, ограничений по режиму и состоянию оборудования целесообразно объединять по «И».

Формальный язык должен позволять использовать автоматизированные (машинные) инструменты для разбора настройки. Результатом разбора настройки должен быть список уставок, в каждой строке однозначно описывающий ПО, схему, ограничение по режиму, ограничение по состоянию оборудования, уставку КПР, ожидаемые УВ.

Примерная форма таблицы уставок, заполняемой на предлагаемом формальном языке, приведена в табл. 2.

Таблица 2

Предлагаемый формат таблицы задания уставок

Наименование ПО		Сеть			Сечение	Уставка	УВ			
Полное	Оперативное	Схема сети	Режим сети	Состояние оборудования			УВ ОГ	УВ ОН	УВ др	...
...										

3. АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕСТИРОВАНИЯ НАСТРОЙКИ АЛГОРИТМА П-ДО, РЕАЛИЗОВАННОГО В УСТРОЙСТВАХ АДВ НА БАЗЕ КПА-М

Для выявления ошибок, которые могут возникнуть при вводе конфигурации, разработана процедура автоматизированного тестирования. Результатом работы данной процедуры является перечень уставок или схемно-режимных условий, для которых выявлены ошибки в конфигурации. Необходимым условием для реализации процедуры автоматизированного тестирования является задание настройки с помощью формального языка, описанного выше.

Процедура должна состоять из следующих шагов:

1. Генерация контрольного примера по формально заданной настройке.
2. Запуск программного обеспечения устройства АДВ с передачей на вход устройства информации контрольного примера и имитацией срабатываний ПО.
3. Обработка результатов и сравнение их с эталонными.

В соответствии с этим, технологу должны быть предоставлены:

1. Средства генерации контрольного примера.
2. Средства эмуляции тестовых режимов и имитации срабатывания ПО.
3. Средства обработки результатов.

Рассмотрим реализацию данной процедуры на примере устройств АДВ на базе КПА-М [1].

Средство генерации контрольного примера реализовано на базе редактора таблиц Microsoft Excel. Ввод настройки осуществляется по разработанному шаблону в форме табл. 2, в соответствии с правилами формального языка, описанными выше. При разборе настройки контролируются ошибки ввода данных, при отсутствии оши-

блок формируются файлы задания для средства эмуляции. Файлы задания однозначно описывают в каждой строке ПО, схему, ограничение по режиму, ограничение по состоянию оборудования, уставку КНР, ожидаемые УВ. Каждая схема при этом разворачивается во все возможные сочетания ремонтов ВЛ, соответствующие схемному условию, в результате развертывания, в зависимости от объемов настройки, могут быть получены тысячи и десятки тысяч строк.

Средство эмуляции представляет собой программный модуль, запускаемый совместно со штатным программным обеспечением устройства АДВ и подменяющий собой модули ввода доаварийной информации от устройств телемеханики и модули дискретного ввода-вывода (рис. 1).

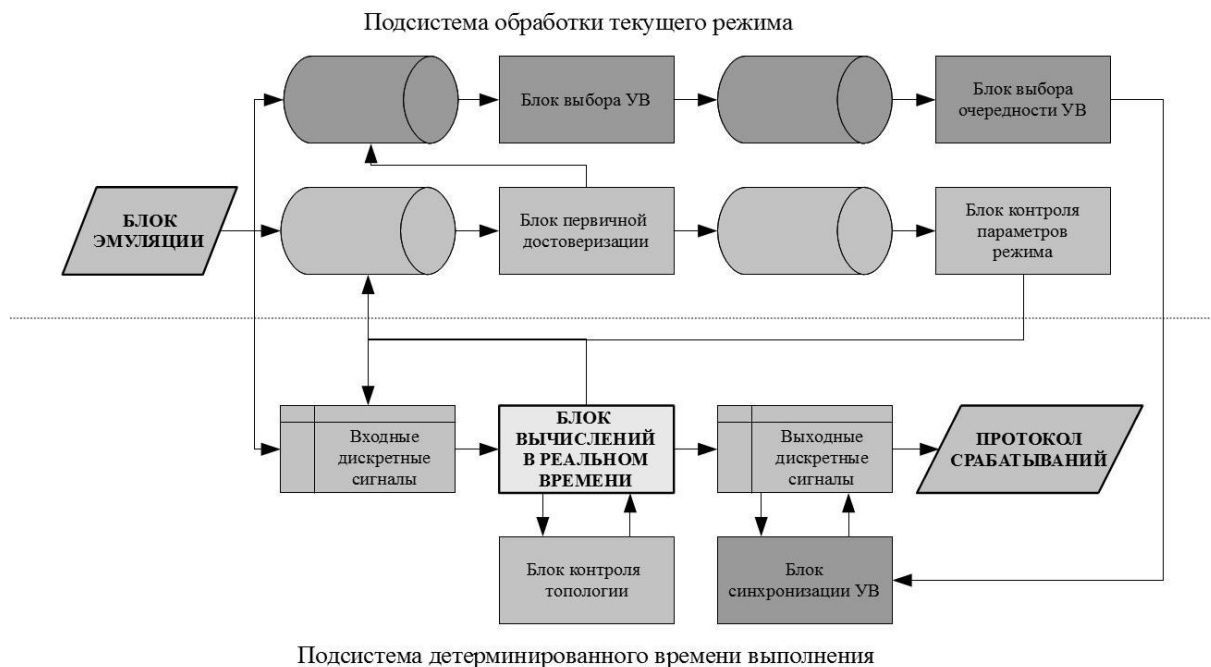


Рис 1. Цикл работы устройства АДВ в режиме тестирования настройки алгоритма П-ДО

Согласно файлам задания контрольного примера, с заданными интервалами времени, во входные таблицы технологических алгоритмов подаются аналоговые и дискретные параметры текущего режима, а также ожидаемая дозировка (в специальную таблицу), затем имитируются срабатывания ПО. При этом устройство формирует протокол срабатываний, где фиксирует текущую выставленную дозировку для каждого сработавшего ПО, а также ожидаемую дозировку.

Необходимо отметить, что при больших объемах настройки, время работы устройства на контрольном примере, с учетом перебора всех сочетаний ремонтных схем и других ограничений, с соблюдением всех выдержек времени при формировании ПО, может составлять до нескольких суток, что необходимо учитывать при пла-

нировании работ по внесению изменений в настройку алгоритма П-ДО.

Средство обработки результатов представляет собой программный модуль, который выделяет строки выставленной дозировки УВ в протоколе срабатываний и сравнивает их с соответствующими строками ожидаемой дозировки, отображая в файл протокола испытаний только случаи несовпадения выставленной дозировки с эталонной. Таким образом, объем результатов испытаний, подлежащих анализу, резко уменьшается по сравнению с традиционным подходом к тестированию.

4. РЕЗУЛЬТАТЫ

В настоящее время предлагаемая методика тестирования настройки алгоритма П-ДО проходит находится в опытной эксплуатации в ЗАО «ИАЭС». В частности, проведена проверка по данной методике проектной настройки УВК АДВ ПС 1150 кВ Итатская, что позволило значительно сократить объем тестирования при последующем внесении изменений в период опытной эксплуатации УВК АДВ. Также прорабатывается синтаксис формального языка описания настройки, с целью его внедрения в качестве основного средства задания настройки алгоритма П-ДО в ОЭС Сибири. Проводятся работы по созданию средств автоматического заполнения таблиц настройки устройств АДВ.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] А.К. Ландман, А.М. Петров, А.Э. Петров, О.О. Сакаев. Разработка интегрированной системы ПА ОЭС Сибири. // Релейная защита и автоматика энергосистем: Сборник докладов XX конференции (Москва, 1-4 июня 2010). – М: «Научно-инженерное информационное агентство», 2010. - С. 52-59.

ПОДХОДЫ К СОЗДАНИЮ АВТОМАТИЧЕСКОГО ГРУППОВОГО РЕГУЛЯТОРА НАПРЯЖЕНИЙ ДЛЯ ЭНЕРГОРАЙОНА С ФУНКЦИЕЙ КООРДИНАЦИИ ЛОКАЛЬНОЙ ПА

*Воропай Н.И., Осак А.Б., Домышев А.В., Панасецкий Д.А., Бузина Е.Я.
(ИСЭМ СО РАН, г. Иркутск)*

Электроэнергетическая система России в целом, а энергосистемы регионов Сибири и Дальнего Востока в особенности, характеризуются протяженными воздушными линиями (ВЛ) электропередачи, сочетанием крупных и мелких потребителей, расположенных на больших расстояниях друг от друга и от генерирующих источников. Как правило, электрическая сеть данных регионов России имеет незначительное резервирование, вследствие чего перетоки мощности в контролируемых сечениях ограничиваются МДП по критериям устойчивости даже при наличии противоаварийной автоматики (ПА). В некоторых энергорайонах в нормальном режиме работы эксплуатация электропередач осуществляется при перетоках, близких к МДП.

В последнее десятилетие существенно увеличились объемы ввода новых электросетевых объектов как в Сибири, так и на Дальнем Востоке. Осуществляется строительство схемы внешнего электроснабжения трубопроводной системы ВСТО, разрабатываются проекты электроснабжения новых горнодобывающих и перерабатывающих предприятий.

В таких условиях актуальной становится задача поддержания допустимых уровней напряжения на подстанциях при изменении режимных условий в широком диапазоне, в том числе в послеаварийных режимах. Для решения данной задачи массово устанавливаются плавно и дискретно управляемые источники реактивной мощности (ИРМ): статические тиристорные компенсаторы реактивной мощности (СТК), управляемые шунтирующие реакторы (УШР), батареи статических конденсаторов (БСК) и другие устройства, которые можно отнести к устройствам типа FACTS.

Для минимизации затрат на электросетевое строительство (строительство и реконструкцию ВЛ, установку ИРМ) предлагается помимо локальных регуляторов напряжения (ЛРН) и локальных устройств противоаварийной автоматики (ЛПА) создавать автоматические групповые регуляторы напряжений для энергорайона с функцией координации локальных регуляторов и локальной ПА. Общая идея заключается в получении системного эффекта от совместного и согласованного использования управляемого оборудования нескольких энергообъектов в отдельных тяжелых и критических режимах. Ожидается, что такие групповые регуляторы районного масштаба

позволят уменьшить избыточное электросетевое строительство ВЛ, сократят необходимые объемы ввода в эксплуатацию установок ИРМ с низким числом часов использования (использование либо в пиковых режимах, либо в минимальных режимах), а также повысят пропускную способность существующих электрических сетей.

В настоящей работе авторами рассматриваются подходы к созданию автоматического группового регулятора напряжения (ГРН) для энергорайона с функцией координации локальных регуляторов ИРМ (для УШР, СТК и др.) и локальной ПА типа автоматики ограничения снижения напряжения (АОСН), автоматики ограничения повышения напряжения (АОПН) и автоматики управления реактором (АУР). Основная идея заключается в том, что групповой регулятор определяет согласованные уставки локальных регуляторов и локальной ПА, и самостоятельно не управляет электрооборудованием, выполняя только функции верхнего уровня автоматической системы управления.

Групповой регулятор напряжений для энергорайона представляет собой вычислительный комплекс, установленный на узловой подстанции или в диспетчерском пункте, работающий в автоматическом режиме, оснащенный цифровыми каналами связи с локальными регуляторами ИРМ и локальной ПА на энергообъектах. Источниками информации о текущих режимах может выступать:

- система сбора и передачи информации (ССПИ), используемая для ПА;
- системы телемеханики для районных и региональных диспетчерских пунктов.

В нормальном режиме работы ГРН выполняет в реальном времени расчеты уставок и передает их по каналам связи в ЛРН и ЛПА на энергообъекты. При нарушении работы каналов связи, спустя заданную выдержку времени, ЛРН и ЛПА переходят на заранее заданные уставки. Также в ЛРН и ЛПА осуществляется контроль допустимости значений получаемых от ГРН уставок.

На функциональном уровне ГРН состоит из следующих подсистем:

- подсистема сбора телеинформации и ее первичной обработки;
- подсистема оценивания состояния (ОС);
- подсистема анализа режима, расчета уставок и выработки управляющих воздействий (УВ) на смену уставок ЛРН и ЛПА;
- подсистема выдачи УВ и анализа фактической работы ЛРН и ЛПА;
- общая информационная платформа ГРН.

Далее каждая подсистема ГРН будет рассмотрена подробнее. В качестве базового программного обеспечения для ГРН авторами предлагаются программные блоки ПВК АНАРЭС, а в качестве общей информационной платформы SCADA-АНАРЭС [1, 2], а также ППО «ПЛАТФОРМА-АПК» [3, 4].

Подсистема сбора телеинформации и ее первичной обработки выполняет следующие функции:

- получение телеинформации:
 - телеизмерения (ТИ) параметров режима;
 - телесостояния (ТС) элементов сети;
 - ТИ и ТС по ИРМ, управление которыми выполняется ЛРН и ЛПА, для которых ГРН выдает уставки.
 - ТИ и ТС от ЛРН и ЛПА по доступности управления и наличию запасов по регулированию.
- первичная обработка телеинформации и хранение ретроспективной информации в архивах.

Подсистема оценивания состояния выполняет задачу оценивания состояния [5] на нескольких расчетных схемах:

- сокращенная расчетная схема энергорайона (уровень объектов ЕНЭС);
- расширенная (подробная) расчетная схема энергорайона (с объектами 35 кВ и выше);
- сокращенная расчетная схема ЭЭС (уровень объектов ЕНЭС);
- расширенная (подробная) расчетная схема ЭЭС (с объектами 110 кВ и выше);
- динамически формируемая расчетная схема сети по критерию наблюдаемости для задачи ОС.

Для каждой расчетной схемы выполняется:

- первичная достоверизация;
- оценивание состояния;
- автоматический контроль оцененного режима (проверка балансов, оценка отклонения от измерений, нахождение параметров режима в технологических пределах, сравнение с предыдущим успешным расчетом).

По итогам расчета на нескольких схемах сети выполняется сопоставление результатов, и выбираются схемы, пригодные для дальнейших расчетов.

Подсистема анализа режима для каждой расчетной схемы, полученной из блока ОС и одобренной для решения технологических задач выполняет:

- оценку режима по качественным критериям, основанным на формальных логических правилах, с последующей его классификацией (нормальный, ремонтный, аварийный, послеаварийный, вынужденный и т.п.);
- оценку режима по количественным критериям, с последующей его классификацией (нормальный, аварийный, вынужденный и т.п.). К таким критериям

можно отнести:

- устойчивость к набору нагрузки с учетом ограничений (определяется методом утяжеления);
- оценку резервов по реактивной мощности при утяжелении режима;
- оценку резервов по реактивной мощности по критерию n-1 (отключение ИРМ или отключение секций шин с ИРМ);
- обобщенную классификацию режима на основании качественной и количественной оценки.

Выполняется сверка полученной классификации для разных расчетных схем, после чего может выполняться оптимизация по нескольким направлениям:

- экономический критерий (снижение потерь электроэнергии во всей сети или в заданном фрагменте сети);
- качество электроэнергии и допустимость режима (ввод режима в допустимую область по напряжению с учетом ограничений по перегрузке оборудования);
- оценка надежности режима (перебор нормативных возмущений в сети с оценкой допустимости/недопустимости послеаварийного режима, в случае недопустимости послеаварийного режима осуществляется совместный ввод послеаварийного и исходного режима в допустимую область).

В зависимости от классификации режима, выполняется или не выполняется оптимизация. Оптимизация может выполняться по нескольким направлениям:

- в нормальном режиме снижаются потери, оценивается и повышается режимная надежность,
- в тяжелом режиме выполняется ввод в допустимую область,
- в вынужденном режиме обеспечиваем резервы быстрого управления для повышения надежности и устойчивости ЭЭС в целом и устойчивости узлов нагрузки.

Далее выполняется совместная оценка нескольких вариантов оптимизации режима и сопоставление УВ. При оптимизации учитывается состояние управляемых элементов сети, ресурсы их управления, состояние ЛРН и ЛПА. Осуществляется минимизация ресурсоемких УВ (отключение выключателей БСК и ШР, переключения РПН). Выполняется оценка волатильности режимных параметров, для исключения многократных переключений выключателей, РПН. Осуществляется формирование оптимальных УВ, в соответствии с рассмотренными выше критериями. На основании комплексной оптимизации и оптимальных УВ рассчитываются уставки ЛРН и ЛПА для их последующей передачи на объекты.

Далее выполняется моделирование рассчитанных уставок ЛРН и ЛПА на разных

расчетных схемах, моделируется возникновение нормативных возмущений. Выполняется оценка достижения эффекта по разным критериям. Оценка совокупной эффективности от смены уставок ЛРН и ЛПА. Возможно, в случае неудачи потребуются итеративный перебор для гармонизации взаимопротиворечивых УВ по разным критериям.

Подсистема выдачи УВ и анализа фактической работы ЛРН и ЛПА выполняет следующие функции:

- осуществляет проверку отсутствия сбоев в расчетных алгоритмах (на основании данных самодиагностики);
- передает рассчитанные уставки ЛРН и ЛПА на энергообъекты;
- получает сигналы подтверждения смены уставок ЛРН и ЛПА;
- осуществляет оценку смены уставок ЛРН, оценивает адекватность реализованного управления;
- выполняет сравнение ожидаемого расчетного эффекта и реального эффекта от смены уставок ЛРН и ЛПА, осуществляет классификацию УВ, в случае неадекватности выдает сигнализацию и блокирует некоторые алгоритмы оптимизации (до их перенастройки со стороны эксплуатации).

Общую информационную платформу ГРН предлагается построить на технологическом ядре SCADA-АНАРЭС и ППО «ПЛАТФОРМА-АПК». Основные функции информационной платформы:

- запуск и контроль программных модулей (выполняет сервер приложений SCADA АНАРЭС);
- обеспечение функционирования базы данных реального времени для всех задач ГРН (выполняет сервер каналов SCADA АНАРЭС);
- самоконтроль системы (возможно совмещенный со сторожевым таймером при его наличии), блокировка управления и сигнализации;
- стыковка с ССПИ и системами телемеханики;
- выдача команд на УВ, на смену уставок ЛРН и ЛПА, контроль прохождения команд;
- запуск и контроль расчетных задач (включая автоматическое принудительное снятие при их зависании), блокировка управления при сбоях.

В настоящее время разрабатывается лабораторный прототип системы, в соответствии с предложенным подходом к созданию автоматического ГРН для энергорайона с функцией координации ЛРН и ЛПА. При разработке особое внимание уделяется вопросам надежной работы программных блоков, функциям их самодиагностики. Предполагается, что разрабатываемая система должна работать без участия обслуживающего персонала.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Осак А.Б., Домышев А.В., Сорокин И.В. Автоматизация систем диспетчерского управления электроэнергетическими объектами на основе SCADA-АНАРЭС. // Современные программные средства для расчётов нормальных и аварийных режимов, надёжности, оценивания состояния, проектирования электроэнергетических систем: Сборник докладов шестого научно-практического семинара. - Новосибирск: ИДУЭС, 2006.
- [2] Осак А.Б., Домышев А.В., Сорокин И.В. Опыт создания и внедрения современных устройств противоаварийной автоматики АПНУ и перспективы их развития. // Журнал «Оперативное управление в электроэнергетике. Подготовка персонала и поддержание его квалификации». 2009. №1, с.55-58.
- [3] Осак А.Б., Домышев А.В., Бузина Е.Я. Современные подходы к созданию аппаратно-программного комплекса управления нормальными и аварийными режимами большого энергообъединения. // Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем. Сборник докладов Международной научно-технической конференции (Москва, 7-10 сентября 2009).
- [4] Осак А.Б., Бузина Е.Я. Создание распределенных систем автоматизированного и автоматического управления нового поколения в электроэнергетике. // Энергетики глазами молодежи: научные труды всероссийской научно-технической конференции: сборник статей. В 2 т. Екатеринбург: УрФУ, 2010. Т.1. С. 324 –328.
- [5] Гамм А.З., Глазунова А.М., Гришин Ю.А., Колосок И. Н., Коркина Е.С. Развитие алгоритмов оценивания состояния электроэнергетической системы. // Электричество №6 , 2009, с. 2 – 10.

СТЕНДОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ В ОАО «НИИПТ» МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ УСТРОЙСТВ И ПРОГРАММНО-ТЕХНИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ

Горелик Т.Г., Кириенко О.В., Кабанов П.В. (ОАО «НИИПТ»)

Ключевые слова

Стендовые испытания, МЭК 61850, интеллектуальные электронные устройства, Ethernet.

Введение

На современном этапе развития энергетики различными отечественными и зарубежными фирмами предлагается к использованию большое количество микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики (МП РЗА), противоаварийной автоматики, регистраторов аварийных процессов, контроллеров присоединений. Оптимизация интеграции всей разнородной информации в единый информационный комплекс, начала быстро развиваться после разработки МЭК специальных стандартов коммуникации на подстанциях. Широкое применение сети Ethernet и стандарта МЭК 61850 в системах автоматизации подстанций позволяет значительно сократить количество кабельных связей на подстанции. Это достигается за счет передачи большего объема информации по единой шине (сети Ethernet). Использование единой среды передачи данных предъявляет особые требования к надежности, т.к. в случае возникновения каких-либо неисправностей в сети существует вероятность некорректной работы всей системы. Еще одна тенденция, присутствующая в современных системах автоматизации подстанций, – повышение количества функций, выполняемых устройствами нижнего уровня и соответствующее повышение нагрузки на них.

Внедрение стандартов МЭК в системах автоматизации подстанций требует соответствующего тестирования устройств нижнего уровня и комплекса в целом. В отечественной практике и за рубежом были разработаны и активно применяются различные методики проведения испытаний систем автоматизации на базе стандарта МЭК 61850 [1]:

1. Проверка реализации стандарта МЭК 61850 в интеллектуальных электронных устройствах (ИЭУ).
2. Проверка совместимости между различными устройствами.
3. Проверка производительности устройств.
4. Проверка производительности сети Ethernet.
5. Проверка резервирования ИЭУ (коммуникационных портов, питания и т.д.).
6. Проверка резервирования сети Ethernet.

7. Штормовые испытания.
8. Испытания программно-технических комплексов, созданных по технологии «Цифровая подстанция».

Стендовые испытания оборудования по стандарту МЭК 61850 в ОАО «НИИПТ»

В ОАО «НИИПТ» был создан стенд для проведения всех видов испытаний по стандарту МЭК 61850. Основными элементами стенда являются:

1. Источники постоянного напряжения 220В для питания цепей сигнализации и проверки работы шкафов от ЩПТ.
2. Физическая модель коммутационных аппаратов (контакторы и поляризованные реле) для проверки функций управления коммутационными аппаратами и оперативных блокировок разъединителей и заземляющих ножей.
3. Лабораторный автотрансформатор для моделирования аналоговых сигналов.
4. Устройство РЕТОМ-61 для проверки аналоговых сигналов.
5. Устройства нижнего уровня различных производителей.
6. Сетевое оборудование (коммутаторы Hirschmann, оптические и проводные линии связи).
7. Станционные контроллеры.
8. Подсистему синхронизации компонентов ПТК АСУ ТП (GPS приемник, сервер SNTP, источник импульсов PPS =220В).
9. Сервер верхнего уровня.
10. АРМ (оперативного персонала, РЗА, АСУ).

На стенде проводились испытания следующих устройств по стандарту МЭК 61850:

- Satec 330;
- Siemens TM 1703;
- Siemens BC 1703;
- Siemens AK 1703;
- SEL-451;
- Siemens Siprotec 7SJ64;
- Siemens Siprotec 7UT63;
- GE D60;

- Areva MiCOM P437;
- ЭКРА 2704V021;
- ЭКРА 2704V085.

Для всех устройств, проводилась проверка следующих основных функций ПТК АСУ ТП:

1. Сбор и регистрация аналоговых сигналов;
2. Сбор и регистрация дискретных сигналов.
3. Прохождение команд управления.
4. Оперативные блокировки разъединителей и заземляющих ножей.
5. Считывание файлов осциллограмм.
6. Синхронизация времени.

При построении интегрированной АСУ ТП, состоящей из разнородных устройств, наибольшую сложность представляет создание базы данных объекта, поэтому на стенде проводились различные связанные с получением файлов конфигурации устройств. Для устройств, работающих по стандарту МЭК 61850, отдельно проверялась возможность импорта их конфигурации как из ICD файлов, так и непосредственно путем считывания конфигурации по протоколу MMS. Объединение устройств различных производителей на одном стенде показало, что возможность импорта конфигурации из устройств позволяет значительно сократить время, необходимое на их интеграцию в АСУ ТП. Для автоматизации процесса подключения в конфигуратор МЭК 61850 была добавлена возможность записи конфигурации из устройства в библиотеку базы данных ПТК АСУ ТП. Импорт конфигурации позволяет полностью исключить ошибки в адресации сигналов при формировании библиотеки (обычно ошибки в адресации протоколов составляют примерно 90% всех ошибок в библиотеках по устройствам). К сожалению, полностью автоматизировать данную задачу не удалось. После импорта конфигурации необходимо вручную дать сигналам наименования на русском языке. Этот процесс автоматизирован только частично, за счет распознавания стандартных идентификаторов МЭК 61850 7-3,4 (наименования сигналов измерения для узлов MMXU, сигналы пусков и срабатываний для всех логических узлов защит) и за счет использования полей описания d и dU в модели данных по устройствам.

Другая задача, которую приходится решать вручную – это определение способа получения данных от устройства. Автоматизировать процесс определения способа получения данных от устройства без вмешательства человека сложно. На стенде были проверены следующие способы:

1. Привязка наборов данных к управляющим блокам событий.
2. Создание новых наборов данных.
3. Определение списка сигналов для периодического чтения (например, счетчики по энергиям).
4. Определение списка сигналов, которые будут передаваться по запросу.

Для упрощения работы и исключения ошибок была добавлена возможность выполнить эту работу в удобном для пользователя интерфейсе конфигуратора МЭК 61850.

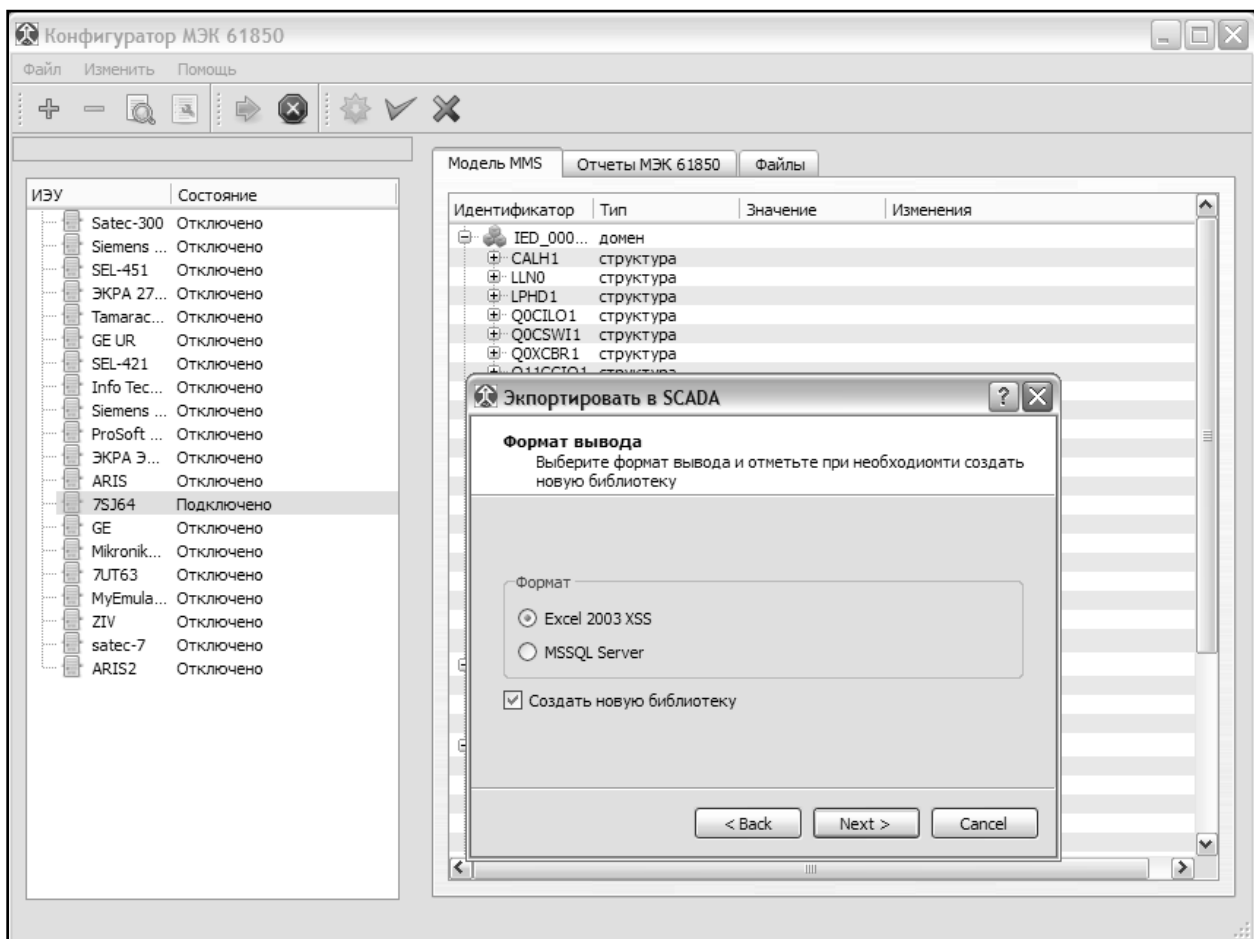


Рис. 1. Диалог экспорта конфигурации.

При проверке на стенде основных функций АСУ ТП проверялось прохождение аналоговых и дискретных данных для всех способов передачи данных, определенных в МЭК 61850. Для передачи данных по событиям необходимо, чтобы в устройстве были созданы наборы данных, которые затем привязываются к управляющим блокам событий. Работа с наборами данных сильно отличается в различных устройствах, представленных на стенде. Проверялись следующие варианты:

1. В устройстве существуют только фиксированные наборы данных.
2. Имеется возможность создавать наборы данных с помощью фирменной утилиты настройки.
3. Имеется возможность создавать постоянные удаляемые наборы данных по протоколу (LogicalDevice/LogicalNode.DataSet).
4. Имеется возможность создавать временные наборы данных по протоколу (@DataSet).

У разных устройств, испытывавшихся на стенде, структура управляющих блоков событий различна. Для учета этих отличий пришлось адаптировать драйвер системы к различным вариантам устройств, представленных на стенде. Опыт интеграции показал, что устройства, позволяющие создавать наборы данных по протоколу, значительно выигрывают по гибкости по сравнению с устройствами, имеющими только фиксированные наборы данных. Формирование набора данных по протоколу позволяет производителю АСУ ТП самостоятельно выбирать, какие данные необходимо передавать в динамике (по событиям). Более простой оказалась передача данных по запросу (по запросу Read), поскольку она не отличается у разных производителей.

Проверка прохождения команд управления также требует значительной гибкости от драйвера, так как в различных устройствах реализованы различные модели управления, описанные в стандарте:

1. Прямое управление с нормальной безопасностью (Direct control with normal security).
2. Двухэтапное управление с нормальной безопасностью (SBO control with normal security).
3. Прямое управление с повышенной безопасностью (Direct control with enhanced security).
4. Двухэтапное управление повышенной безопасностью (SBO control with enhanced security).

В драйвере МЭК 61850 на стенде были реализованы все модели управления, описанные в стандарте, что позволило обеспечить совместимость системы со всеми устройствами.

Проверки функций оперативной блокировки разъединителей и заземляющих ножей были реализованы на уровне контроллеров присоединения. Для передачи информации между устройствами нижнего уровня использовались GOOSE сообщения. Одним из преимуществ GOOSE сообщений помимо сокращения «медных» связей является возможность самодиагностики. Для этого на контроллерах присоединения, получающих GOOSE сообщения (подписчиках), была дополнительно собрана логика,

позволяющая диагностировать исчезновение GOOSE сообщений на длительное время. Стендовые испытания показали, что совместную работу устройств различных производителей по протоколу GOOSE удастся обеспечить не всегда. При отсутствии совместимости между реализациями разных производителей интеграция на нижнем уровне АСУ ТП значительно усложняется. Для улучшения совместимости между устройствами нижнего уровня необходимо сформировать требования к профилю протокола МЭК 61850.

Так же на стенде проверялась функция АСУ ТП по передаче осциллограмм от микропроцессорных устройств нижнего уровня. Передача осциллограмм во всех устройствах, работающих по стандарту МЭК 61850, осуществляется с использованием файлов стандарта COMTRADE. Файлы осциллограмм могут передаваться из устройств следующими способами:

1. По протоколу MMS (с помощью механизма передачи файлов).
2. По протоколу FTP.

На стенде часть устройств передают файлы осциллограмм только по протоколу MMS, другая часть устройств – только по протоколу FTP. Для поддержки обоих видов устройств, в драйвер была добавлена возможность читать осциллограммы как по MMS, так и по FTP. Устройства, передающие осциллограммы по MMS, имеют ряд отличий, главное из которых - разные структуры каталогов.

На стенде были проверены функции синхронизации времени в системе. Существуют различные способы синхронизации времени в ИЭУ. Часть устройств синхронизируется по выделенной линии (PPS, IRIG-B), часть по протоколу SNTP. На стенде для поддержки синхронизации по протоколу SNTP на стационарном контроллере, который непосредственно синхронизируется от GPS приемника, был настроен сервер SNTP.

Помимо испытаний физических устройств на стенде проводились испытания эмулятора устройств МЭК 61850. Эмулятор устройств МЭК 61850 включает в себя:

1. сервер протокола MMS;
2. подписчик и публикатор GOOSE сообщений;
3. простейшую систему логической обработки.

Эмулятор устройств МЭК 61850 выполнен в виде независимого от системы АСУ ТП модуля, который может применяться для тестирования систем автоматизации в следующих основных ситуациях:

1. тестирование системы в нормальном режиме;

2. тестирование системы в режиме повышенной информационной нагрузки.

Испытания касались взаимодействия эмуляторов МЭК 61850 с реальными физическими устройствами в части передачи GOOSE [2]. Была протестирована возможность передачи данных от эмулятора в физическое устройство, а также прием данных, передаваемых физическим устройством, в эмуляторе. Примененный подход позволяет организовывать штормовые испытания, в которых часть или все устройства будут замещаться эмуляторами.

На стенде также проводились испытания передачи мгновенных значений токов и напряжений по протоколу МЭК 61850-9-2LE. Для этого был создан соответствующий эмулятор с возможностью генерации тестового потока данных по сети. Прием и обработка указанного потока осуществлялся на функциональном контроллере. Целью данных испытаний являлась оценка нагрузки на оборудование сети Ethernet, а также на устройства нижнего уровня, принимающие поток данных МЭК 61850-9-2LE.

Штормовые испытания оборудования НПП «ЭКРА» ОАО «НИИПТ»

На испытательном стенде в июле 2011 года были завершены испытания в режиме повышенной информационной нагрузки (штормовые испытания) МПРЗА НПП «ЭКРА» по протоколу МЭК 61850-8-1.

Цели испытаний:

- Проверка реализации протоколов передачи данных, предусмотренных стандартом МЭК 61850:
 - Передача данных на верхний уровень ПТК АСУ ТП по протоколу MMS (ISO 9506).
 - Обмен данными между терминалами ЭКРА и другими устройствами по протоколу GOOSE.
- Проверка реализации стандарта МЭК 61850-6,7 (SCL, модель данных).
- Проверка надежности передачи данных в режиме повышенной информационной нагрузки.
 - Отсутствие потерь в передаче событий по GOOSE и MMS.
 - Низкий уровень задержек в приеме и обработке данных.
 - Предсказуемость (детерминированность).

На испытания компания ЭКРА было предоставлено следующее оборудование:

- Терминалы подстанционных защит серии ЭКРА БЭ2704:
 - Терминалы ЭКРА БЭ2704V021 - дистанционная и токовая защита линии. Количество терминалов - 6 шт.
 - Терминалы ЭКРА БЭ2704V085 - основная высокочастотная защита линии с

комплект ступенчатых защит. Количество терминалов - 2 шт.

- Терминалы станционных защит серии ЭКРА 211:
 - Терминал ЭКРА 211 0302 – защита кабельных линий. Количество терминалов - 1 шт.
 - Терминалы ЭКРА 211 0101 – защита генератора. Количество терминалов - 1 шт.

В части SCL было показано, что инструментальные средства терминалов позволяют сформировать корректные ICD файлы, а также подключать SCD и CID файлы сторонних устройств и программ. При проверке реализации стандарта МЭК 61850-8-1 в части GOOSE сообщений время приема и выдачи сигнала GOOSE составило менее 3мс, а общее время приема, логической обработки и формирования управляющего воздействия - менее 10мс. Серия экспериментов показала стабильность этих результатов. При проверке реализации стандарта МЭК 61850-8-1 в части MMS, было показано, что устройства не «теряют» события при интенсивном потоке входных событий (подавалось не менее 20 событий в секунду на одно устройство), а также сохраняют буфер событий при разрыве соединения (глубина буфера не менее 1000 событий). Терминалы МПРЗА ЭКРА успешно прошли испытания. Результаты испытаний показали качественную реализацию стандарта МЭК 61850-8-1 (MMS, GOOSE) в устройствах НПП «ЭКРА».

Стендовые испытания оборудования цифровой подстанции в ОАО «НИИИТ»

В соответствии с планом работ по Цифровой подстанции в рамках сотрудничества между ОАО «НИИИТ», НПП «ЭКРА», ООО «ЭнергопромАвтоматизация» и ЗАО «Профотек», в ОАО «НИИИТ» был создан испытательный стенд для испытания оборудования Цифровой подстанции. На стенде была произведена полная отработка взаимодействия устройств и программного обеспечения предлагаемого решения по Цифровой подстанции. Были проведены следующие испытания:

- Испытания на функциональную совместимость МПРЗА ЭКРА с оборудованием ЗАО «Профотек» и испытательным комплексом РЕТОМ-61850 и Omicron по протоколу МЭК 61850-9-2 (SV).
- Испытания на функциональную совместимость выносных УСО NPT microRTU (ООО «ЭнергопромАвтоматизация»), контроллеров присоединения NPT Bay (ООО «ЭнергопромАвтомАвтоматизация») с оборудованием ООО «НПП «ЭКРА», General Electric Universal Relay, Schweitzer Engineering Laboratories (SEL), испытательным комплексом РЕТОМ-61850 по протоколу МЭК 61850-8-1 (GOOSE).
- Испытания на функциональную совместимость NPT Merging Unit Bay (ООО «ЭнергопромАвтоматизация»), контроллеров присоединения NPT Bay с обо-

рудованием ООО «НПП «ЭКРА», ЗАО «Профотек», испытательным комплексом РЕТОМ-61850 и Omicron по протоколу МЭК 61850-9-2 (SV).

- Испытания на функциональную совместимость NPT Merging Unit, контроллеров присоединения NPT Bay и выносных УСО NPT micro RTU с АСУ ТП SCADA NPT Expert и программным обеспечением Omicron IEDScout по протоколу МЭК 61850-8-1 (MMS).

Результаты проведенных испытаний подтвердили функциональную совместимость между оборудованием НПП «ЭКРА», ООО «ЭнергопромАвтоматизация» и ЗАО «Профотек». Другим важным результатом является то, что оборудование, созданное российскими компаниями совместимо по протоколам МЭК 61850-8-1 и 9-2 с тестирующим оборудованием компании Omicron, которое широко применяется в мире для проведения испытаний оборудования по стандарту МЭК 61850, а также терминалами МПРЗА и АСУ ТП иностранного производства, что подтверждает корректную реализацию стандарта. После проведенных испытаний было завершено создание макета цифровой подстанции. Макет был представлен на выставке «Электрические сети России 2011».

Заключение

Стенд для испытаний оборудования МЭК 61850, созданный в ОАО «НИИПТ» позволяет осуществлять различные виды проверок и тестирования. На стенде было протестировано большое количество устройств нижнего уровня различных фирм производителей. Проведенные испытания показали различия в реализации стандарта МЭК 61850 в устройствах разных фирм. Эффективное применение стандарта возможно только при согласовании единого профиля протокола МЭК 61850. На стенде также была продемонстрирована эффективность применения эмуляторов. Эмуляторы позволяют расширить возможности стенда в части проведения штормовых испытаний. Наличие эмулятора потока МЭК 61850-9-2 и стенда для испытаний интеллектуальных электронных устройств позволяет проводить комплексное тестирование для оборудования Цифровой подстанции.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Nam-Ho Lee, KEPCO, Byung-Tae Jang, KEPCO, Byeong-Heon Kim, KEPCO «Construction of the Integrated Simulator for the Substation Automation system based on IEC 61850».
- [2] Fred Steinhauser, Thomas Schossig, Andreas Klien, Stephan Geiger, OMICRON electronics «Performance Measurements for IEC 61850 IEDs and Systems».

ПОДХОДЫ К ПРОВЕДЕНИЮ ПУСКО-НАЛАДОЧНЫХ РАБОТ НА ЦИФРОВОЙ ПОДСТАНЦИИ

Якушев И.А. (ЗАО «НОВИНТЕХ»)

В настоящее время создание новых цифровых подстанций на базе стандарта МЭК 61850 требует разработки новых подходов, регламентов проведения пусконаладочных работ, которые условно можно разделить на следующие этапы, каждый из которых имеет свои особенности:

1. Подготовительные работы,
2. ПНР отдельных устройств,
3. Комплексная проверка оборудования ПС,
4. Постановка под напряжение и проверка под нагрузкой.

На стадии подготовительных работ требуется выполнить проверку полученных файлов конфигурирования отдельных устройств формата CID (Configured IED Description) на испытательном стенде и при необходимости выполнить их корректировку с формированием IID файлов (Instantiated IED Description) для дальнейшего обновления всего проекта.

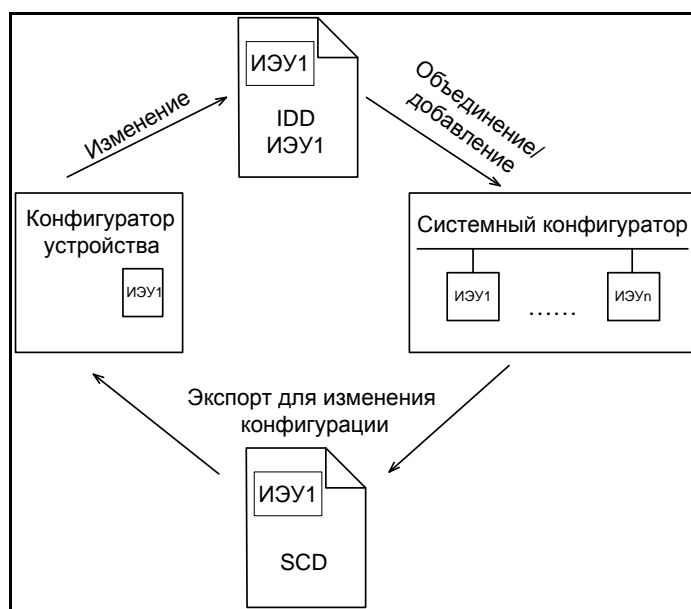


Рис.1. Принцип формирования IID файла.

На объекте при проведении наладки отдельных устройств необходимо выполнить следующие проверки Устройства Сопряжения с Шиной процесса (аналоговых и дискретных сигналов):

- 1) Напряжение срабатывания дискретного входа с выдачей соответствующего GOOSE-сообщения;

- 2) Прием GOOSE-сообщения и замыкание соответствующего контактного выхода.
- 3) Проверка на соответствие информации, выдаваемой в шину процесса стандарту МЭК 61850.
- 4) Возможность тестирования устройств в соответствии со второй редакцией стандарта с использованием атрибутов данных “Beh”, “opRcvd”, “opOk”, “tOpOk”.

Логическое устройство или логический узел могут быть переведены в одно из следующих состояний: on (вкл), on-blocked (вкл-блокировано), test (тест), test/blocked (тест/блокировано), и off (выкл), которое отражается на значении атрибута “Beh”.

В ходе проведения наладочных работ необходимо убедиться, что команда, поступившая в устройство выполняется только в том случае, если устройство находится в режиме On, и не выполняется в режиме Test. Но, если на устройство поступает команда с флагом тестирования и функция или устройство находятся в режиме Test, то команда будет выполнена и может быть сформировано управляющее воздействие через контактный выход.

При проверке устройств без выдачи управляющих воздействий следует обратить внимание на следующие атрибуты данных:

- opRcvd. Показывает, был ли получен запрос управления объектом управления.
- opOk и метка времени tOpOk показывают, были ли команды приняты и исполнены.

Необходимые проверки устройств релейной защиты:

1. Корректная подписка и обработка входящих SV потоков;
2. Прием и выдача GOOSE-сообщений в соответствии с конфигурацией устройства;
3. Проверка уставок срабатывания функций устройства;
4. Возможность тестирования устройств в соответствии со второй редакцией стандарта с использованием атрибутов данных.

Существуют различные варианты схем проверки устройств. На рисунках 2, 3 представлены схемы проверки, аналогичные схеме проверки устройств традиционной системы (с выводом первичного оборудования из работы).

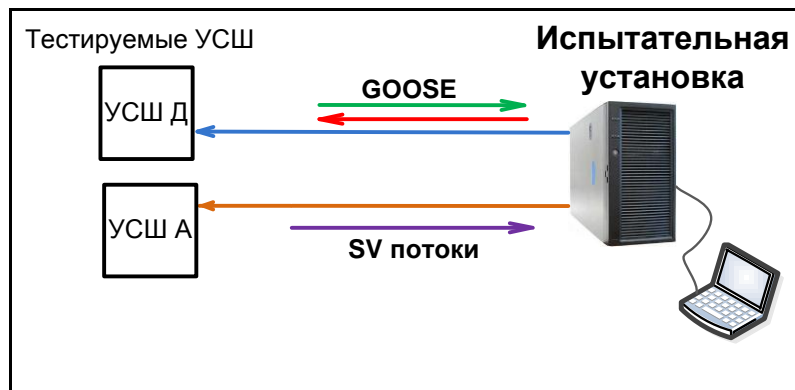


Рис.2. Схема проведения испытаний УСШ.

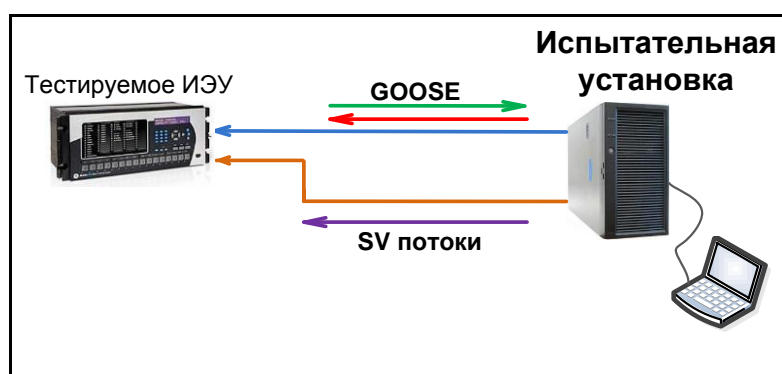


Рис.3. Схема проведения испытаний устройств РЗА № 1.

Более подробно хотелось бы рассмотреть следующую схему, когда в режим тестирования по очереди переводятся лишь отдельные функции защиты, без выдачи управляющих воздействий.

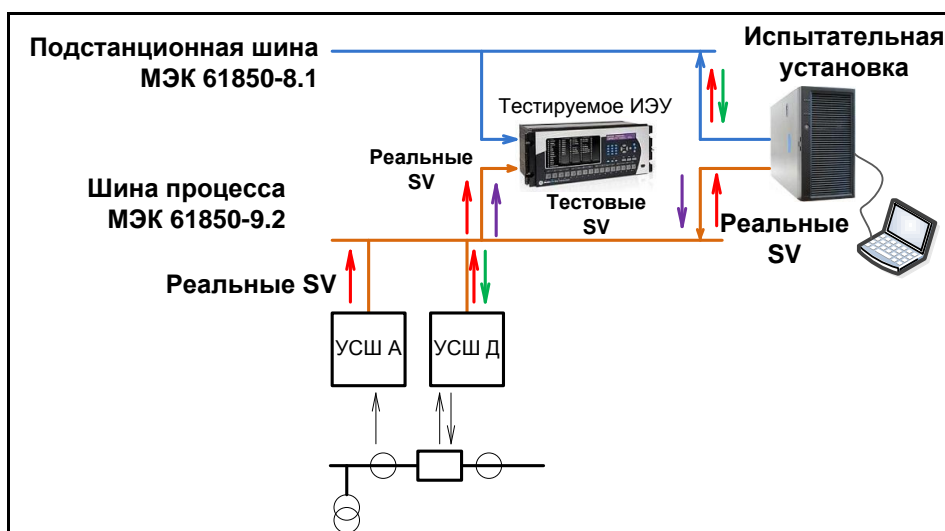


Рис. 4. Схема проведения испытаний устройств РЗА № 2.

Испытательная установка, подключаясь к шине процесса и подстанционной шине, позволяет выполнять следующие операции:

1. Выполнять автономную проверку функций РЗА по заданному алгоритму с предварительным выводом проверяемой функции в режим тестирования с блокировкой выдачи управляющих воздействий;
2. Выдача токов и напряжений в цифровом виде (SV-поток) с одновременной обработкой входящих и исходящих GOOSE-сообщений;
3. Снятие характеристик срабатывания функций РЗА как в ручном, так и в автоматическом режиме без вывода присоединения из работы;
4. Автоматическое формирование протокола выполненных проверок.

Передаваемая информация от испытательной установки (SV потоки и GOOSE-сообщения) должна содержать флаг симуляции для определения источника данной информации: рабочее устройство или испытательная установка.

При проверке согласно схеме, представленной на рис. 4, все первичное оборудование остается в работе, а выключатель во включенном состоянии. В случае возникновения аварийного режима в момент тестирования сохраняется возможность воздействия на выключатель от другой защиты при ее срабатывании.

Режимы работы реальной подстанции могут отличаться от модели, создаваемой с помощью испытательной установки при проведении ПНР. Кроме того, возможна такая организация ЛВС при которой к одной подсети могут быть подключены различные цифровые устройства с коммуникациями типа клиент-сервер, а также устройства, передающие информацию в режиме реального времени (мгновенные значения и GOOSE-сообщения). Поэтому следует уделить отдельное внимание информационной загрузке сети.

Наибольшее влияние на загрузку сети оказывает передача мгновенных значений измерительными преобразователями тока и напряжения. При частоте дискретизации 80 выборок за период и частоте сети 50 Гц размер пакета для передачи данных о мгновенных значениях 4 токов и 4 напряжений составляет 176 Байт или 1408 бит. Для нужд измерений и учета (частота дискретизации 256 выборок за период и частота сети 50 Гц) размер пакета данных будет равен 981 Байт или 7848 бит.

Следует отметить, что в случае изменения значений данных, передаваемых посредством GOOSE-сообщений, интервал передачи сообщения уменьшается.

Поэтому финальным этапом проверки должны являться испытания в режиме повышенной информационной нагрузки, характерной для аварийных режимов работы подстанции, на основании которых можно сделать окончательный вывод о работоспособности системы перед постановкой оборудования под нагрузку.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Реализация режимов работы, прописанных во второй редакции стандарта МЭК 61850 позволяет упростить, автоматизировать и расширить возможности тестирования

систем цифровой подстанции. Не исключено, что при реализации данных процедур тестирования возникнут новые технические проблемы, требующие их решения и совершенствования подходов проведения испытаний.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] МЭК 61850: «Коммуникационные сети и системы на подстанциях», редакция 1, 2004.
- [2] Журнал «Релейщик», июль 2011г.
- [3] МЭК 61850: «Коммуникационные сети и системы для автоматизации электрических сетей», Редакция 2, 2011.

АНАЛИЗ РАБОТЫ ДИСТАНЦИОННОЙ ЗАЩИТЫ И ВЫБОР ЕЕ ХАРАКТЕРИСТИК

Конова Е.А., Гарке В.Г.

(КНИТУ им. А.Н. Туполева, ОАО «Сетевая компания»)

Дистанционный принцип, основанный на замере отношения напряжения к току, всегда был одним из наиболее распространенных принципов защиты линий от коротких замыканий (КЗ) [1].

Для обеспечения направленности дистанционной защиты (ДЗ) и срабатывания ее при металлических КЗ в пределах заданной зоны характеристика измерительного органа (ИО) сопротивления в комплексной плоскости должна проходить через начало координат и точку, соответствующую концу защищаемой зоны. В остальном форма характеристики должна быть подчинена условиям, обеспечивающим требования срабатывания в защищаемой зоне и несрабатывания вне ее при наличии различных факторов, искажающих работу защиты [2].

К таким факторам относятся [2]:

- 1) различие в токах, протекающих на отдельных участках между местом установки защиты и местом КЗ (влияние подпитки);
- 2) наличие переходного сопротивления в месте КЗ;
- 3) наличие нагрузочного режима.

1. Основной особенностью измерения входного сопротивления резервными ступенями ДЗ, действующими, как правило, с выдержкой времени, является различие токов, протекающих в месте установки защиты и в месте повреждения. Указанное иллюстрируется рис. 1. При КЗ на линии Л2 в точке К₁ ток на входе ДЗ, установленной в точке 1, не равен току, протекающему по поврежденному участку линии в зоне резервирования, вследствие подпитки места повреждения током от системы С3 [3].

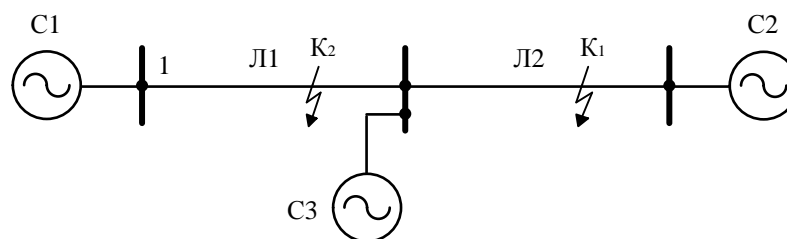


Рис. 1. Схема анализируемой электрической системы

Для нахождения областей, в которых располагается сопротивление $Z_{ДЗ}$ на входе ДЗ при КЗ в зоне резервирования, рассмотрим эквивалентную схему замещения электрической системы (ЭС), приведенную на рис. 2, где E_1 , E_3 , Z_1 , Z_3 - эквивалентные ЭДС и сопротивления систем; $Z_{Л1}$ - сопротивление защищаемой линии; $Z_{КЗ}$ - сопро-

тивление участка между концом защищаемой линии и местом повреждения (K_1 на рис. 1).

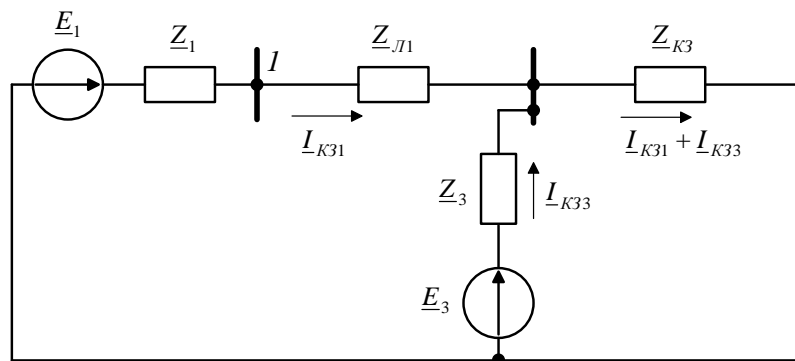


Рис. 2. Эквивалентная схема замещения ЭС при КЗ в зоне резервирования

Сопротивление в месте установки ДЗ (точка 1 на рис. 2):

$$\underline{Z}_{ДЗ} = \underline{Z}_{Л1} + \underline{Z}_{КЗ} \frac{q(\underline{Z}_1 + \underline{Z}_{Л1}) + \underline{Z}_3}{\underline{Z}_3 + \underline{Z}_{КЗ} - q \cdot \underline{Z}_{КЗ}}, \quad q = \frac{\underline{E}_3}{\underline{E}_1}. \quad (1)$$

Найдем области, в которых располагается сопротивление $\underline{Z}_{ДЗ}$ на входе ДЗ при КЗ в зоне резервирования с учетом ограничений, определяемых тем, что соотношение ЭДС \underline{E}_1 и \underline{E}_3 по модулю не выходит за пределы

$$q_1 \leq |q| \leq q_2, \quad (2)$$

где $q_1 < 1$; $q_2 > 1$. Другое ограничение определяется тем, что из условия устойчивости ЭС угол $\delta = \arg q$ не выходит за пределы

$$\delta_1 \leq \arg q \leq \delta_2, \quad (3)$$

где $\delta_1 > -90^\circ$; $\delta_2 < 90^\circ$ [3, 4].

Преобразуем (1) к виду

$$q = \frac{\underline{Z}_{ДЗ}(\underline{Z}_3 + \underline{Z}_{КЗ}) - (\underline{Z}_{Л1} \cdot \underline{Z}_3 + \underline{Z}_{Л1} \cdot \underline{Z}_{КЗ} + \underline{Z}_3 \cdot \underline{Z}_{КЗ})}{\underline{Z}_{ДЗ} \cdot \underline{Z}_{КЗ} + \underline{Z}_1 \cdot \underline{Z}_{КЗ}}. \quad (4)$$

Условие (2) примет вид:

$$\left| \frac{\underline{Z}_{ДЗ}(\underline{Z}_3 + \underline{Z}_{КЗ}) - (\underline{Z}_{Л1} \cdot \underline{Z}_3 + \underline{Z}_{Л1} \cdot \underline{Z}_{КЗ} + \underline{Z}_3 \cdot \underline{Z}_{КЗ})}{\underline{Z}_{ДЗ} \cdot \underline{Z}_{КЗ} + \underline{Z}_1 \cdot \underline{Z}_{КЗ}} \right| \geq q_1, \quad (5)$$

$$\left| \frac{\underline{Z}_{ДЗ}(\underline{Z}_3 + \underline{Z}_{КЗ}) - (\underline{Z}_{Л1} \cdot \underline{Z}_3 + \underline{Z}_{Л1} \cdot \underline{Z}_{КЗ} + \underline{Z}_3 \cdot \underline{Z}_{КЗ})}{\underline{Z}_{ДЗ} \cdot \underline{Z}_{КЗ} + \underline{Z}_1 \cdot \underline{Z}_{КЗ}} \right| \leq q_2. \quad (6)$$

Граничной линией области, описываемой неравенством (5), при $q_1 \neq 1$ в плоскости Z является окружность, параметры которой равны [3-6] (рис. 3, окружность 1):

$$\underline{z}'_0 = \frac{a - (q_1 k)^2 b}{1 - (q_1 k)^2}, \quad (7)$$

$$R'_0 = q_1 k \left| \frac{a - b}{1 - (q_1 k)^2} \right|, \quad (8)$$

где $\underline{a} = -\underline{k}_4 / \underline{k}_3$, $\underline{b} = -\underline{k}_2 / \underline{k}_1$, $k = |\underline{k}_1 / \underline{k}_3|$; (9)

$$\underline{k}_3 = \underline{Z}_3 + \underline{Z}_{K3}, \quad \underline{k}_4 = -(\underline{Z}_{Л1} \cdot \underline{Z}_3 + \underline{Z}_{Л1} \cdot \underline{Z}_{K3} + \underline{Z}_3 \cdot \underline{Z}_{K3}), \quad \underline{k}_1 = \underline{Z}_{K3}, \quad \underline{k}_2 = \underline{Z}_1 \cdot \underline{Z}_{K3}. \quad (10)$$

Неравенство (6) соответствует области, границей которой является окружность с параметрами \underline{z}'_0 , R'_0 , определяемыми (7), (8) при замене q_1 на q_2 (рис. 3, окружность 2).

С учетом (1) условие (3) примет вид

$$\delta_1 \leq \arg \frac{\underline{Z}_{ДБ}(\underline{Z}_3 + \underline{Z}_{K3}) - (\underline{Z}_{Л1} \cdot \underline{Z}_3 + \underline{Z}_{Л1} \cdot \underline{Z}_{K3} + \underline{Z}_3 \cdot \underline{Z}_{K3})}{\underline{Z}_{ДБ} \cdot \underline{Z}_{K3} + \underline{Z}_1 \cdot \underline{Z}_{K3}} \leq \delta_2. \quad (11)$$

Вводя обозначение [5]

$$\arg \frac{\underline{k}_3}{\underline{k}_1} = \beta, \quad (12)$$

преобразуем неравенство (11) к виду:

$$\delta_1 - \beta \leq \arg \frac{\underline{Z}_{ДБ} - \underline{a}}{\underline{Z}_{ДБ} - \underline{b}} \leq \delta_2 - \beta. \quad (13)$$

Из выражения (13) получаем два уравнения:

$$\arg \frac{\underline{Z}_{ДБ} - \underline{a}}{\underline{Z}_{ДБ} - \underline{b}} = \delta_1 - \beta, \quad (14)$$

$$\arg \frac{\underline{Z}_{ДБ} - \underline{a}}{\underline{Z}_{ДБ} - \underline{b}} = \delta_2 - \beta. \quad (15)$$

Этим уравнениям соответствуют при $\delta_1 \neq 0$ и $\delta_1 \neq \pi$, $\delta_2 \neq 0$ и $\delta_2 \neq \pi$ две дуги окружностей с вписанными углами $\delta_1 - \beta$ и $\delta_2 - \beta$, опирающиеся на точки \underline{a} и \underline{b} [5]. Центр \underline{z}'_0 и радиус r'_0 дуги окружности, описываемой выражением (14), равны (рис. 3, дуга окружности 3):

$$\underline{z}'_0 = \frac{\underline{a} + \underline{b}}{2} + j \frac{\underline{a} - \underline{b}}{2 \operatorname{tg}(\delta_1 - \beta)}, \quad (16)$$

$$r'_0 = \left| \frac{\underline{a} - \underline{b}}{2 \sin(\delta_1 - \beta)} \right|. \quad (17)$$

Параметры \underline{z}'_0 , r'_0 окружности, описываемой выражением (15), определяются (16), (17) при замене δ_1 на δ_2 (рис. 3, дуга окружности 4).

Результирующие области, в которых располагается сопротивление $Z_{ДЗ}$ на входе ДЗ при КЗ в зоне резервирования, определяются как общие для условий (2) и (3).

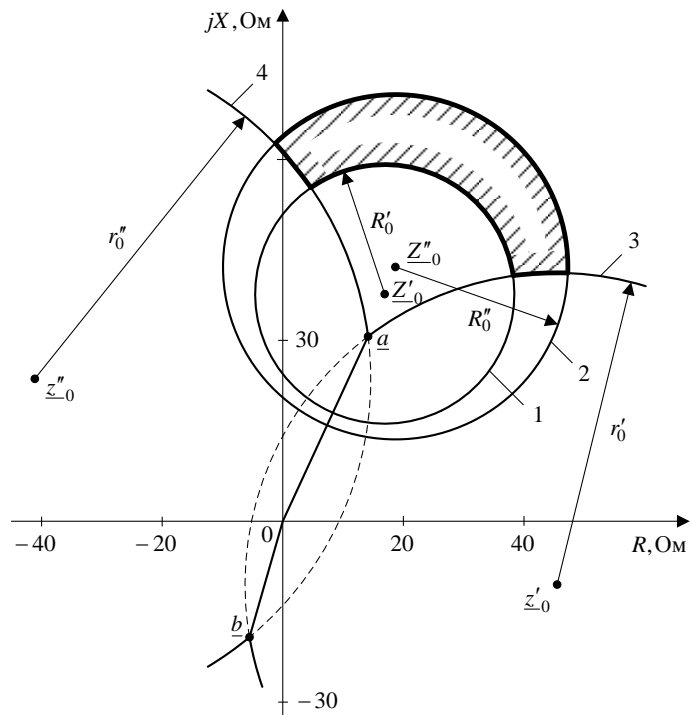


Рис. 3. Зона расположения вектора сопротивления на зажимах ИО сопротивления ДЗ при КЗ в зоне резервирования

2. При КЗ через переходное сопротивление возможно различие токов, протекающих в месте установки защиты (точка 1) и в месте повреждения (K_2 на рис. 1). На рис. 4 приведена эквивалентная схема замещения ЭС при КЗ через переходное сопротивление, где E_1, E_2, Z_1, Z_2 - эквивалентные ЭДС и сопротивления систем; Z_{K31}, Z_{K32} - сопротивления участков защищаемой линии до места повреждения; $R_{П}$ - переходное сопротивление в месте повреждения [3].

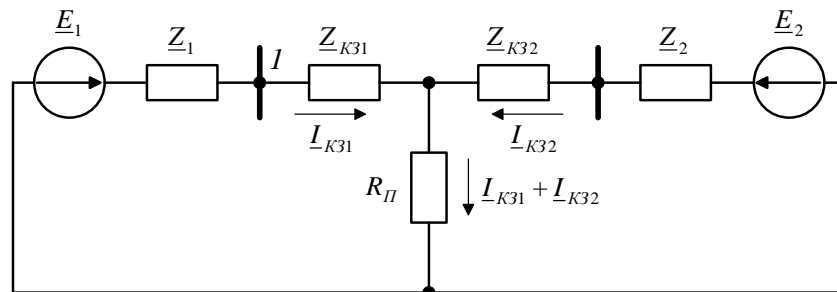


Рис. 4. Эквивалентная схема замещения ЭС при КЗ через переходное сопротивление

Сопротивление в месте установки ДЗ (точка 1 на рис. 4):

$$\underline{Z}_{ДЗ} = \underline{Z}_{КЗ1} + R_{II} \frac{q(\underline{Z}_1 + \underline{Z}_{КЗ1}) + \underline{Z}_{КЗ2} + \underline{Z}_2}{\underline{Z}_2 + \underline{Z}_{КЗ2} + R_{II} - q \cdot R_{II}}, \quad q = \frac{E_2}{E_1}. \quad (18)$$

Найдем области, в которых располагается сопротивление $\underline{Z}_{ДЗ}$ на входе ДЗ при КЗ через переходное сопротивление с учетом ограничений (2) и (3).

Выразим q из выражения (18):

$$q = \frac{\underline{Z}_{ДЗ}(\underline{Z}_2 + \underline{Z}_{КЗ2} + R_{II}) - (\underline{Z}_{КЗ1}(\underline{Z}_2 + \underline{Z}_{КЗ2} + R_{II}) + R_{II}(\underline{Z}_2 + \underline{Z}_{КЗ2}))}{\underline{Z}_{ДЗ} \cdot R_{II} + \underline{Z}_1 \cdot R_{II}}. \quad (19)$$

Вводя обозначения (9), (10), (12), а также

$$\underline{k}_3 = \underline{Z}_2 + \underline{Z}_{КЗ2} + R_{II}, \quad \underline{k}_4 = -(\underline{Z}_{КЗ1}(\underline{Z}_2 + \underline{Z}_{КЗ2} + R_{II}) + R_{II}(\underline{Z}_2 + \underline{Z}_{КЗ2})), \quad \underline{k}_1 = R_{II}, \quad \underline{k}_2 = \underline{Z}_1 \cdot R_{II}, \quad (20)$$

преобразуем условия (2), (3) к виду:

$$q_1 k \leq \left| \frac{\underline{Z}_{ДЗ} - a}{\underline{Z}_{ДЗ} - b} \right| \leq q_2 k, \quad (21)$$

$$\delta_1 - \beta \leq \arg \frac{\underline{Z}_{ДЗ} - a}{\underline{Z}_{ДЗ} - b} \leq \delta_2 - \beta. \quad (22)$$

Граничными линиями области, описываемой неравенством (21), при $q_1 \neq 1$, $q_2 \neq 1$ в плоскости Z являются две окружности, параметры которых определяются по выражениям, аналогичным (7), (8) (рис. 5, окружности 1, 2).

Граничная линия области, описываемой неравенством (22), образуется при $\delta_1 \neq 0$ и $\delta_1 \neq \pi$, $\delta_2 \neq 0$ и $\delta_2 \neq \pi$ двумя дугами окружностей с вписанными углами $\delta_1 - \beta$ и $\delta_2 - \beta$, опирающимися на точки a и b (рис. 5, дуги окружностей 3, 4). Центр и радиус дуг окружностей могут быть найдены по выражениям, аналогичным (16), (17).

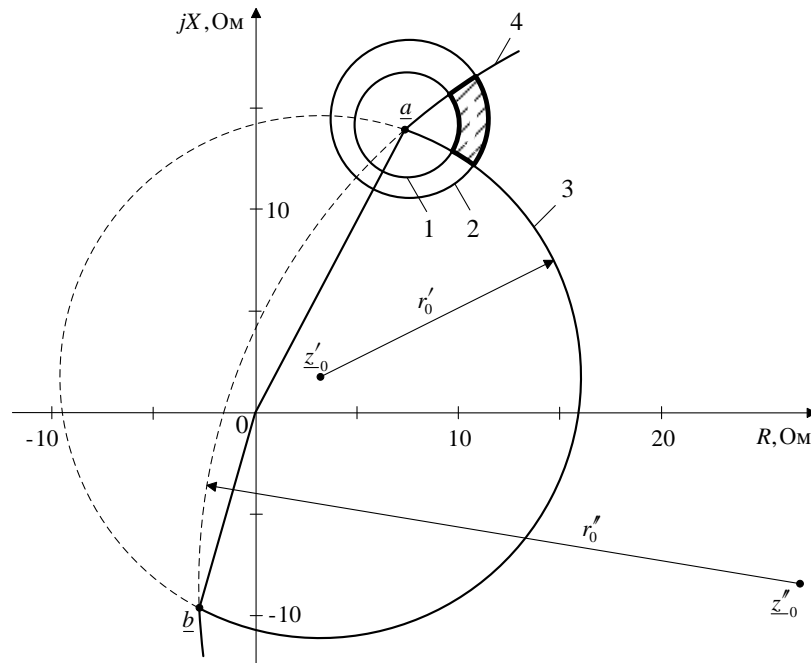


Рис. 5. Зона расположения вектора сопротивления на зажимах ИО сопротивления ДЗ при КЗ через переходное сопротивление

3. Эквивалентная схема ЭС в симметричном нагрузочном режиме, не сопровождающемся КЗ, представлена на рис. 6, где \underline{E}_1 , \underline{E}_2 и \underline{Z}_1 , \underline{Z}_2 - эквивалентные ЭДС и сопротивления системы с двусторонним питанием, приведенные к точке 1 (место установки ДЗ) [3, 4].

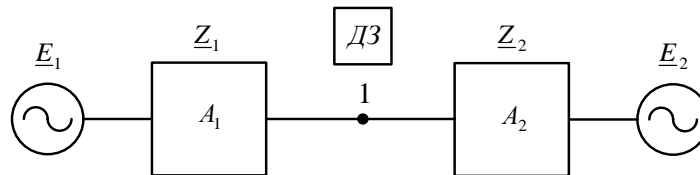


Рис. 6. К анализу ДЗ в нагрузочных режимах ЭС

В симметричном нагрузочном режиме сопротивление \underline{Z}_H на входе ДЗ определяется соотношением [3, 4]:

$$\underline{Z}_H = \frac{U_H}{I_H} = \frac{\underline{E}_1 \underline{Z}_2 + \underline{E}_2 \underline{Z}_1}{\underline{E}_1 - \underline{E}_2} = \frac{\underline{Z}_2 + q \underline{Z}_1}{1 - q}, \quad q = \frac{\underline{E}_2}{\underline{E}_1}. \quad (23)$$

Найдем области, в которых располагается сопротивление \underline{Z}_H на входе ДЗ в нагрузочном режиме, с учетом ограничений (2) и (3).

Преобразуем (23) к виду [3, 4]

$$q = \frac{\underline{Z}_H - \underline{Z}_2}{\underline{Z}_H + \underline{Z}_1}. \quad (24)$$

Вводя обозначения (9), (10), а также

$$\underline{k}_3 = 1, \underline{k}_4 = -\underline{Z}_2, \underline{k}_1 = 1, \underline{k}_2 = \underline{Z}_1, \quad (25)$$

преобразуем условия (2), (3) к виду:

$$q_1 \leq \left| \frac{\underline{Z}_H - \underline{a}}{\underline{Z}_H - \underline{b}} \right| \leq q_2, \quad (26)$$

$$\delta_1 \leq \arg \frac{\underline{Z}_H - \underline{a}}{\underline{Z}_H - \underline{b}} \leq \delta_2. \quad (27)$$

Граничными линиями области, описываемой неравенством (26), при $q_1 \neq 1, q_2 \neq 1$ в плоскости Z являются две окружности, параметры которых определяются по выражениям, аналогичным (7), (8) (рис. 7, дуги окружностей 1, 2).

Граничная линия области, описываемой неравенством (27), образуется при $\delta_1 \neq 0$ и $\delta_1 \neq \pi, \delta_2 \neq 0$ и $\delta_2 \neq \pi$ двумя дугами окружностей с вписанными углами δ_1 и δ_2 , опирающимися на точки \underline{a} и \underline{b} (рис. 7, дуги окружностей 3, 4). Центр и радиус дуг окружностей могут быть найдены по выражениям, аналогичным (16), (17).

Результирующие области нагрузочных режимов определяются как общие для условий (2) и (3).

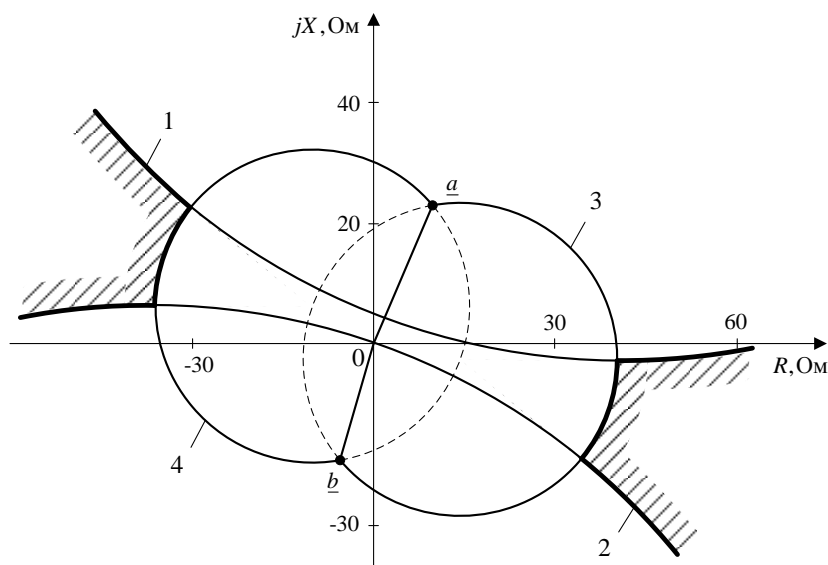


Рис. 7. Зоны расположения вектора сопротивления на зажимах ИО сопротивления ДЗ в нагрузочном режиме

Таким образом, анализ режимов работы сложной ЭС напряжением 110 – 220 кВ с двухсторонним питанием позволяет наиболее полно учесть факторы, влияющие на выбор характеристики срабатывания ИО сопротивления ДЗ.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Федосеев А.М., Федосеев М.А. Релейная защита электроэнергетических систем: Учеб. для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 1992.
- [2] Фабрикант В.Л. Дистанционная защита: Учеб. пособие для вузов. – М.: Высш. школа, 1978.
- [3] Шнеерсон Э.М. Дистанционные защиты. - М.: Энергоатомиздат, 1986.
- [4] Шнеерсон Э.М. Цифровая релейная защита. – М.: Энергоатомиздат, 2007.
- [5] Фабрикант В.Л. Основы теории построения измерительных органов релейной защиты и автоматики. – М.: Высш. школа, 1968. – 267 с.
- [6] Аржанников Е.А. Дистанционный принцип в релейной защите и автоматике линий при замыканиях на землю. - М.: Энергоатомиздат, 1985.

НОВЫЕ РЕШЕНИЯ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ НА БАЗЕ УСТРОЙСТВ АЛ И РЗЛ

Загоруйко С.П. (ПАО «Электротехнический завод» г. Киев)

ПАО «Электротехнический завод» **РЕЛСiС[®]** (г. Киев) является крупнейшим многопрофильным производителем релейной техники в Украине. Продукция завода имеет широкую сферу применения в системах защиты и автоматики, в сетях распределения электроэнергии, металлургии, станкостроении, угольной, химической, горно-обогатительной, нефтегазовой промышленности на транспорте, в ЖКХ, на промышленных предприятиях различного профиля.

Началом истории предприятия можно считать 1954 г. – серийное производство первых реле. В 1983 г. был построен специализированный «Киевский Электротехнический завод» по выпуску релейной техники. На базе производственного филиала холдинговой компании «Реле и Автоматика» в 1995 г. было создано ПАО «Электротехнический завод». В 2004 году «ЭТЗ» зарегистрировал торговую марку **РЕЛСiС[□]** (Релейные Схемы и Системы). Для обеспечения высокого качества и надежности выпускаемых изделий на ПАО «Электротехнический завод» разработана, с 10.10.2007 г. внедрена и 05.05.2008 г. сертифицирована органом по сертификации TÜV NORD CERT GmbH (г. Эссен, Германия) система менеджмента качества в соответствии с требованиями международного стандарта ISO 9001.

ПАО «Электротехнический завод», осуществляя полный цикл работ по выпуску высокотехнологичной продукции, ежегодно расширяет номенклатурный перечень устройств. На сегодняшний день в этом перечне более 120 видов электротехнической продукции – от электромеханических реле, которые используются на промышленных объектах вот уже 50 лет до интеллектуальноемких микропроцессорных устройств, отвечающих требованиям завтрашнего дня. Реле серии **ВЛ, ВС, ЕЛ, АЛ, НЛ, ПЭ, РЭП**, микропроцессорные устройства серий **РВЦ, РДЦ, РЗЛ, УКН, УСДМ, УРЧ** хорошо известны широкому кругу специалистов, как на внутреннем, так и на внешнем рынке. Сегодня вся продукция производства ПАО «Электротехнический завод» выпускается на современном высокотехнологичном оборудовании, с применением лучшей отечественной и импортной элементной базы и отличается высокими качеством, функциональностью, точностью измеряемых и контролируемых параметров. Климатические исполнения и безопасность обслуживания допускают работу устройств в жестких условиях эксплуатации.

Взамен реле РТ-40 и РТ-80 для объектов не обеспечивающих наличие оперативного тока предприятием был освоен выпуск реле тока серии АЛ-5.

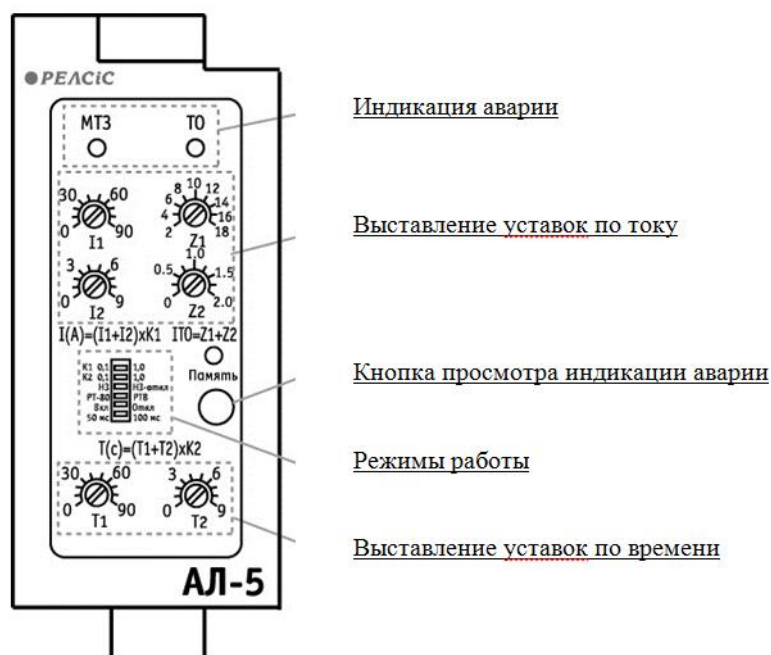


Рис. 1 Вид передней панели реле АЛ-5

Реле имеют 20 типоразмеров и их ряд постоянно расширяется. Все реле серии АЛ-5 двухфазные и не требуют наличия оператиного тока. Питание реле осуществляется от измеряемых (аварийных токов).

Реле АЛ-5 имеют следующие функции:

Все исполнения имеют возможность выбора уставки по току в диапазоне от 0,1 до 99,9 А для токовой отсечки и МТЗ независимо.

Все исполнения имеют две основные функции ТО и МТЗ, при этом ТО может быть использована с выдержкой времени в зависимости от уставки, выставляемой с передней панели (50-70) мс или (100-200) мс.

Присутствует возможность отключения токовой отсечки с передней панели или дистанционно замыканием внешнего замыкающего контакта для организации логической защиты шин (ЛЗШ).

Уставки задаются общими для двух фаз для ТО и МТЗ независимо.

МТЗ имеет независимую характеристику и временная выдержка устанавливается с передней панели устройства. Также есть возможность выбора токозависимых характеристик РТ-80, РТВ-1 переключателями с передней панели устройства.

Светодиодная индикация последней аварии с запоминанием (гарантированное запоминание до 12 часов) ТО или МТЗ.

Возможность сброса аварийной информации с передней панели.

Точность выдержки времени (погрешность до 50 мс) обеспечивающая различное применение.

Типоисполнения с первого по десятый отличаются назначением выходных реле, типоисполнения с одиннадцатого по двадцатый имеют функцию шунтирования/дешунтирования.

Модификация		Уставки по току А	Функция выходных контактов				Наличие ДБО
			Выход 1 Контакт 4-5	Выход 2 Контакт 6-7	в АЛ 5 доп Индикация Светодиод	Задержка ТО	
С базовыми функциями	АЛ-5-1	1-30	ТО+МТЗ	ТО+МТЗ	Есть	50 или 100 мс	Нет
	АЛ-5-2	1-30	ТО+МТЗ	ТО+МТЗ	Есть	200 или 400 мс	Есть
	АЛ-5-3	1-30	ТО+МТЗ	ТО	Есть	50 или 100 мс	Нет
	АЛ-5-4	1-30	ТО+МТЗ	ТО	Есть	200 или 400 мс	Есть
	АЛ-5-5	1-30	ТО+МТЗ	МТЗ	Есть	50 или 100 мс	Нет
	АЛ-5-6	1-30	ТО+МТЗ	МТЗ	Есть	200 или 400 мс	Есть
	АЛ-5-7	1-30	ТО	МТЗ	Есть	50 или 100 мс	Нет
	АЛ-5-8	1-30	ТО	МТЗ	Есть	200 или 400 мс	Есть
	АЛ-5-9	1-30	ТО+МТЗ	Пуск МТЗ	Есть	50 или 100 мс	Нет
	АЛ-5-10	1-30	ТО+МТЗ	Пуск МТЗ	Есть	200 или 400 мс	Есть
С функцией дешунтирования	АЛ-5-11	1-30	Дешунтирование	ТО+МТЗ	Есть	50 или 100 мс	Нет
	АЛ-5-12	1-30		ТО+МТЗ	Есть	200 или 400 мс	Есть
	АЛ-5-13	1-30		ТО	Есть	50 или 100 мс	Нет
	АЛ-5-14	1-30		ТО	Есть	200 или 400 мс	Есть
	АЛ-5-15	1-30		МТЗ	Есть	50 или 100 мс	Нет
	АЛ-5-16	1-30		МТЗ	Есть	200 или 400 мс	Есть
	АЛ-5-17	1-30		МТЗ	Есть	50 или 100 мс	Нет
	АЛ-5-18	1-30		МТЗ	Есть	200 или 400 мс	Есть
	АЛ-5-19	1-30		Пуск МТЗ	Есть	50 или 100 мс	Нет
	АЛ-5-20	1-30		Пуск МТЗ	Есть	200 или 400 мс	Есть

Преимущества:

1. Данное устройство является полной заменой реле РТ-80, РТ-90, РС-80М2, т.е. имеет ту же форму корпуса и является аналогичным по условиям эксплуатации (минс 40 плюс 55), имеет схемы привязки под различные типы выключателей, аналогично существующим, что упрощает проектные работы и монтаж на подстанции, имеет аналогичные функции, в том числе питание от токов КЗ при отсутствии оперативно-го напряжения на подстанции.
2. РЗЛ-03, являясь микропроцессорным изделием, обладает дополнительными неоспоримыми преимуществами по сравнению с микроэлектронными и электромагнитными реле:
 - Постоянная самодиагностика – реле исправности указывает на работоспособность устройства;
 - Дополнительные функции – ускорение МТЗ, оперативное ускорение, АПВ, ЛЗШ, АЧР, ЧАПВ
 - Дополнительные функции контроля – измерение и отображение фазных токов в первичных или во вторичных величинах, контроль цепей управления выключателем
 - Дополнительные функции индикации – измерение отображение параметров последней аварии на дисплее (фазные токи) и светодиодах (срабатывание функций, работа входов и т.п.)
 - РЗЛ-03 не требует подключения к ПК имеет упрощенное меню и его визуализация облегчает работу релейного и оперативного персонала с устройством. Меню содержит все необходимые уставки и параметры для использования реле, а также позволяет вводить/выводить все функции. Сброс аварийных параметров одной кнопкой; указывает параметры последней аварии и хранит их в энергонезависимой памяти.
 - Имеет высокие эксплуатационные характеристики, широкие возможности, привлекательную и конкурентоспособную цену, его характеризует простота и удобство обслуживания.
 - Имеет возможность работы как со старыми масляными выключателями так и с новыми вакуумными типами выключателей.

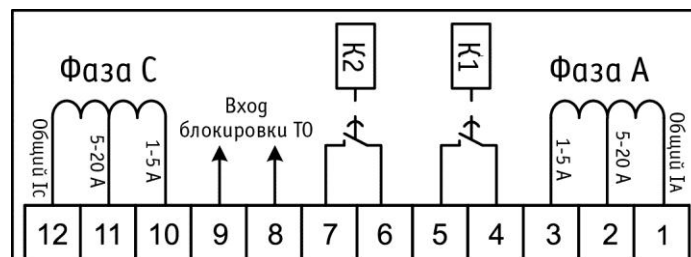


Рис.2 Схема подключения реле АЛ-5

Кратность уставки отсечки к уставке МТЗ	2-20 шаг 0,25
Уставка времени МТЗ	0,1-99 с шаг 0,1 с
Ток длительной термической стойкости, А	3 I _н
Ток односекундной термической стойкости, А	100 / 250
Количество выходных реле	2
Вид и количество контактов реле в каждой цепи	1 замык

Предприятием выпускается серия микропроцессорных устройств релейной защиты серии **РЗЛ**. Данные устройства разделяются на следующие типы по применению:

РЗЛ-01 – серия токовых терминалов с широкими функциональными возможностями (трехступенчатая МТЗ, ускорение МТЗ, ненаправленная ЗНЗ, ЛЗШ, УРОВ, двухкратное/однократное АПВ), имеющих набор сервисных функций (журналы событий, статистики, осциллографирование, протокол обмена ModBus RTU (RS485).

РЗЛ-01.01 – питание устройства осуществляется от АС/DC 220 В (110 В).

РЗЛ-01.02 – питание устройства может дополнительно осуществляться от токовых цепей

При токе по одной из фаз (ф.А или ф.С) равном 4 А устройство включается и выполняет функции защиты с запоминанием аварийных событий, запоминанием назначенных светодиодов и индикацией на дисплее информации по аварии.

РЗЛ-01.03 – дополнительно по отношению в РЗЛ-01.02 имеет схему шунтирования / дешунтирования работающую до 150 А (во вторичных величинах).

РЗЛ-02 – серия универсальных токовых терминалов с расширенными функциональными возможностями, имеющих, дополнительно к функционалу РЗЛ-01.01, защиты по напряжению ЗМН, ЗПН и ряд блокировок по напряжению, направленной МТЗ,

АВР, ВНР, управление выключателями возможности по выбору входов/выходов 16 входов / 8 выходов или 12 входов / 12 выходов.

РЗЛ-02.1Л01 – представитель серии устройств для защиты присоединений (с функциями ЗПН, ЗМН, направленной МТЗ) дополнительно по сравнению с РЗЛ-01.01.

РЗЛ-02.2СВ02 – представитель серии устройств для защиты выключателя секции 10 кВ (35 кВ) дополнительно к функционалу РЗЛ-02.1-Л01 с функциями АВР.

РЗЛ-02.1ВВ04 – представитель серии устройств для защиты выключателя входов 35 кВ дополнительно к функционалу РЗЛ-02.1-Л01 с функциями АВР.

РЗЛ-02.3АР – резервная токовая защита с расширенными возможностями по регистрации аварийных процессов предоставляющая возможности по регистрации аварий до 30 сек

В устройствах РЗЛ-02 может присутствовать функция подхвата от токовых цепей позволяющая работать МТЗ при просадке оперативного тока до нуля.

РЗЛ-03 – серия упрощенных токовых защит с широкими функциональными возможностями, предназначены для тяжелых условий эксплуатации (питание от ТТ, температура -40°C), не обладающих сервисными функциями (протокол обмена, журналы, осциллограммы), но имеет аварийные параметры последней аварии включая аварийный ток, индикация сработавшей функции. Данное устройство является функциональным аналогом электромеханических токовых реле РТ80, РТ90 и микроэлектронных реле и устройств серии РС80М2, РС80М3.

Устройство измеряет два фазных тока и индицирует их на дисплее, контролирует наличие нагрузочного тока, появление тока аварии и срабатывание функций устройства и положение выключателя отображается на ТСД.

РЗЛ-03.100 – имеет простой набор функций (ТО, МТЗ-1, МТЗ-2, ЛЗШ, ускорение МТЗ, Вход-Выход), индикация токов, запоминание последней аварии.

РЗЛ-03.200 – дополнительно имеет функции АПВ и АЧР/ЧАПВ, УРОВ, НЦВ, управление выключателем (в зависимости от модификаций).

РЗЛ-03.300 – дополнительно по отношению к РЗЛ-03.100 реализована функция шунтирования/дешунтирования.

РЗЛ-03.400 – дополнительно по отношению к РЗЛ-03.100 реализована функция ненаправленной защиты от замыкания на землю.

РЗЛ-03.500 – дополнительно по отношению к РЗЛ-03.200 реализована функция шунтирования/дешунтирования.

РЗЛ-03.600 – дополнительно по отношению к РЗЛ-03.200 реализована функция ненаправленной защиты от замыкания на землю.

РЗЛ-04 – серия токовых терминалов для кабельных и карьерных линий с расширенными функциональными возможностями и сервисными функциями. Определяющей функцией этого устройства является направленная защита от однофазных замыканий на землю.

Устройства рассчитаны на работу при низких температурах до -40 C (в том числе имеют светодиодный дисплей).

По отношению к функциям серии РЗЛ-01 дополнительно есть ряд функций (НЦО – неисправность цепей отключения), возможность регистрации аварий общей длительностью до 600 сек.

РЗЛ-04.401 – представитель серии устройств с питанием устройства от AC/DC 220 В (110 В).

РЗЛ-04.501 - питание устройства может дополнительно осуществляться от токовых цепей.

РЗЛ-04.601 - дополнительно по отношению в РЗЛ-01.02 имеет схему шунтирования/дешунтирования работающую до 150 А (во вторичных величинах).

РЗЛ...	-01.01	-01.02	-01.03	-02СВ*	-02ВВ*	-02Л*	-03.100	-03.200	-04.500
ФУНКЦИИ ЗАЩИТЫ									
Ненаправленная трехступенчатая МТЗ	-	-	-	+	+	+	-	-	-
- с независимой и зависимой выдержкой времени	+	+	+	+	+	+			
Двухступенчатая МТЗ направленная / ненаправленная	-	-	-	-	+/-	+/-	+	+	+ / +
Блокировка МТЗ по напряжению	-	-	-	+	+	+	-	-	-
Защита на землю (ЗНЗ) по 3 I ₀ направленная / ненаправленная	- / +	- / +	- / +	- / +	- / +	- / +	-	-	+ / -
Токовая отсечка				+	+	+	+	+	+
Защита от повышения линейного напряжения U _{max} – 2 ст.	-	-	-	+	+	+	-	-	-
Защита от понижения линейного напряжения U _{min} – 2 ст.	-	-	-	+	+	+	-	-	-
Логическая защита шин (ЛЗШ)	+	+	+	+	+	+	+	+	+
Ускорение МТЗ на 1-й ступени	-	-	-	+	+	+	+	+	+
Ускорение МТЗ на каждую ступень независимо	+	+	+	+	+	+	+	+	+
Количество групп уставок	2	2	2	2	2	2	1	1	2
ФУНКЦИИ АВТОМАТИКИ									
Дистанционное включение и отключение выключателя по ТУ	+	+	+	+	+	+	-	-	-
Устройство резервирования отказов выключателя (УРОВ), 2ст. с контролем по фазному току	1ст.	1ст.	1ст.	+	+	+	-	1ст.	1ст.
- от 3 ступеней одновременно	-	-	-	-	-	-	-	+	+
- на каждую ступень независимо	+	+	+	+	+	+	-	-	-
Автоматическое повторное включение (АПВ)	2кр.	2кр.	2кр.	1кр.	1кр.	2кр.	-	1кр.	1кр.
Автоматическое включение резерва АВР (контроль напряжения одной из секций от внешнего источника)	-	-	-	+	+	-	-	-	-
Внешняя блокировка защит напряжением по ДВ	+	+	+	+	+	+	+	+	+
Внешняя блокировка защит «сухим» контактом по ДВ ***	-	Д2, Д3	Д2, Д3	-	-	-	+	+	+
Автоматическая частотная разгрузка, частотное АПВ (АЧР-ЧАПВ) (от внешних реле)				+	+	+	-	+	+
Шунтирование/дешунтирование до 150 А (вторичных)	-	-	+	-	-	-	_**	_**	_**
ИНДИКАЦИЯ И УПРАВЛЕНИЕ									
Управление выключателем	+	+	+	+	+	+	-	+	+
Количество дискретных входов / в т.ч. программируемых	6	6	6	16/8 или 12/12	16/8 или 12/12	12/12	3 (4)	4	6
Количество дискретных выходов / в т.ч. программируемых	5	5	5	13/12	13/12	13/12	4/3	4/3	6/5
Гальваническая развязка дискретных входов AC/DC 220В (110В)	+	+	+	+	+	+	+	+	+
Количество светодиодных индикаторов (программируемых)	9/8	9/8	9/8	9/8	9/8	9/8	9/8	9/8	9/8
Интерфейсы, RS485 (протокол Modbus RTU)	RS232	RS232	RS232	USB	USB	USB	-	-	USB
СЕРВИСНЫЕ ФУНКЦИИ									
Измерение текущих значений токов фаз, 3I ₀ и отображение в первичных/вторичных значениях	+	+	+	+	+	+	+	+	+
Сброс аварийной индикации	+	+	+	+	+	+	+	+	+
Запоминание индикации аварийных параметров	+	+	+	+	+	+	+	+	+
Журнал событий (энергонезависимый)	+	+	+	+	+	+	-	-	+
Журнал статистики (энергонезависимый)	+	+	+	+	+	+	-	-	-
Цифровой осциллограф (энергонезависимый, кол-во/секунды)	13/3,7 5	13/3,7 5	13/3,7 5	до 80 /до30	до 80 /до30	до 80 /до30	-	-	+
Измерение напряжений				+	+	+	+	+	+
Часы-календарь (энергонезависимые)	+	+	+	+	+	+	-	-	-
Питание от двух токовых трансформаторов в режиме КЗ	-	+	+	-	-	-	+	+	+

* «-02СВ» – сокр. РЗЛ-02.2-СВ01, «-02-ВВ» – сокр. РЗЛ-02.1-ВВ01, «-02-Л» – сокр. РЗЛ-02.1-Л01, «-02-АР» – сокр. РЗЛ-02.3АР.

** Функция дешунтирования выполняется с дополнительным устройством БШД-01 (под заказ).

*** Дискретные входы D4, D5, D6 для исполнений РЗЛ-01.хх Д2/Д3 соответственно, запитаны от входного питающего напряжения и имеют гальваническую связь с клеммами Упит 1,2.

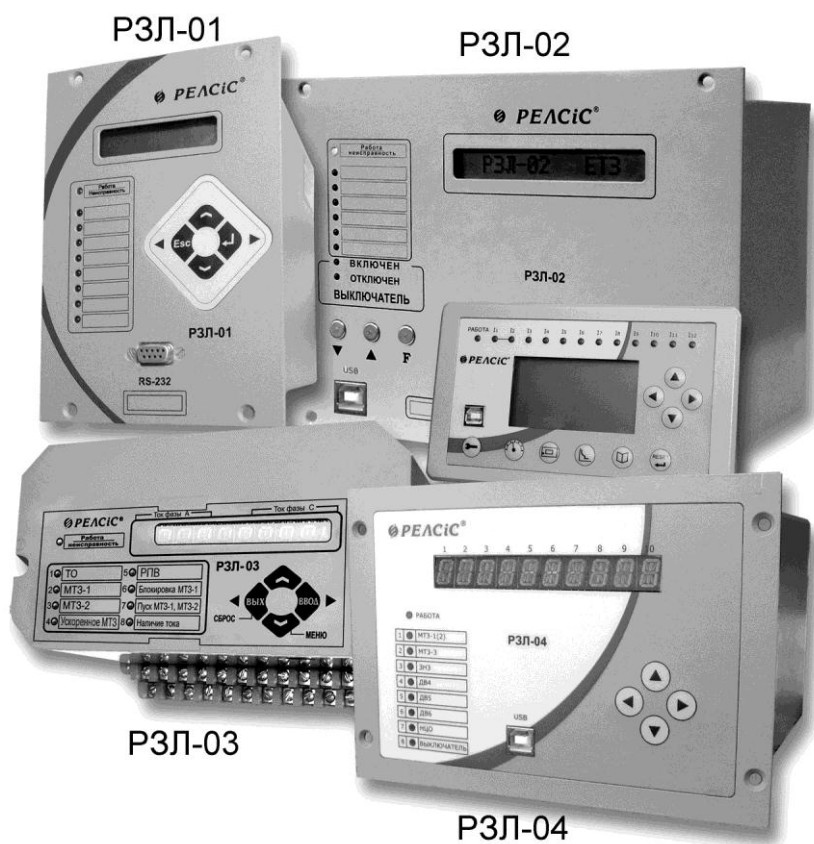


Рис. 3 Вид устройств серии РЗЛ

Все изделия завода сертифицированы в системе РСТ.

Выбирая продукцию RELSiC® Вы получаете:

- качественное и надежное оборудование, которое не требует регулярного технического обслуживания;
- техническую поддержку на протяжении всего времени эксплуатации;
- гарантийное и постгарантийное обслуживание;

- оперативные поставки устройств.

Определяющими характеристиками при выборе защиты РЕЛСiС® есть: надежность работы, высокие эксплуатационные характеристики, широкие возможности, доступная цена, простота и удобство в обслуживании.

Для обеспечения высокого качества и надежности выпускаемых изделий на ПАО «Электротехнический завод» внедрена сертифицирована система менеджмента качества в соответствии с требованиями международного стандарта ISO 9001.

Предприятие стремится создавать партнерские и долгосрочные отношения с клиентами, максимально удовлетворять потребности каждого заказчика. Широкая дилерская сеть в России удовлетворяет потребности всех потребителей. Поэтому каждая новая разработка есть ответ на запросы, пожелания и возрастающие потребности потребителей.

СОВРЕМЕННЫЕ ПРИБОРЫ ДЛЯ ПРОВЕРКИ УСТРОЙСТВ РЗА И ДРУГОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПС В СООТВЕТСТВИИ СО СТАНДАРТОМ МЭК 61850

Иванов Ф.А. (ЗАО «ЭнЛАБ», г.Чебоксары, РФ)

С каждым годом увеличивается интерес производителей и заказчиков к построению ПС на базе стандарта МЭК 61850. На каждом новом этапе перехода к полностью цифровым подстанциям увеличивается объем и вид передаваемой информации. На I этапе по цифровым сетям подстанции передавалась только информация о дискретных состояниях в виде GOOSE сообщений. В настоящее время наблюдается II-ой этап, на котором оборудование подстанций использует цифровые сети для передачи информации о мгновенных значениях токов и напряжений. Поток мгновенных значений от датчиков (цифровых ТТ или ТН) группируется и передается к устройствам релейной защиты по виртуальным каналам тока и напряжения.

В связи с распространением стандарта МЭК61850 актуальным является вопрос о системах проверки устройств релейной защиты цифровых подстанций, а также измерительных приборов для измерения уровня сигнала в виртуальных каналах. Компания ЭнЛАБ предлагает различные проверочные устройства и приборы производства компании PONOVO (КНР), служащие для проверки устройств РЗА работающих по стандарту МЭК 61850. К таким устройствам относятся PWF-3, PNF - 801, POM2 и PNS601.

1. PWF-3. Устройство проверки РЗА



Рис. 1. Проверочное устройство PWF-3

Это устройство является генератором цифровых сигналов мгновенных значений силы тока и напряжения с заданной амплитудой, частотой, фазовым сдвигом и гармоническим составом. Сигналы собираются в виртуальные каналы в соответствии с протоколом МЭК61850-9-1/2 или МЭК60044-8 и передаются по оптоволоконным кабелям к проверяемым устройствам РЗА. При его помощи можно проверить функционирование и измерить фактические пороги срабатывания различных устройств РЗА, работающих по протоколу МЭК 61850. Также устройство может публиковать состояние дискретных входов в виде GOOSE сообщений и управлять дискретными выходами на основе подписки. Имеется 3 пары оптических портов Ethernet для подключения к проверяемым устройствам по стандарту МЭК61850-9-1/2. На каждой оптической паре мо-

жет формироваться цифровой поток сигналов мгновенных значений 4 каналов тока и 4 каналов напряжения с частотой следования до 255 отсчетов на период промышленной частоты. Также имеется 3 оптических выхода FT3 для формирования потока цифровых данных в соответствии с протоколом МЭК60044-8, что позволяет имитировать сигнал с цифровых измерительных трансформаторов тока и напряжения. Синхронизация устройства по времени может производиться по оптическому порту IRIG-B.

Важной функцией данного устройства является возможность генерации потока виртуальных сигналов с искусственно внесенными помехами и искажениями, такими как: джиттер, потеря кадров, неверный порядок следования кадров, ошибки в данных, "пропадание" канала и прочее. Частота следования ошибок и их характер определяется пользователем. Эта функция позволяет проверить РЗА на устойчивость к потерям в потоке цифровых данных.

2. PNF-801. Устройство проверки РЗА

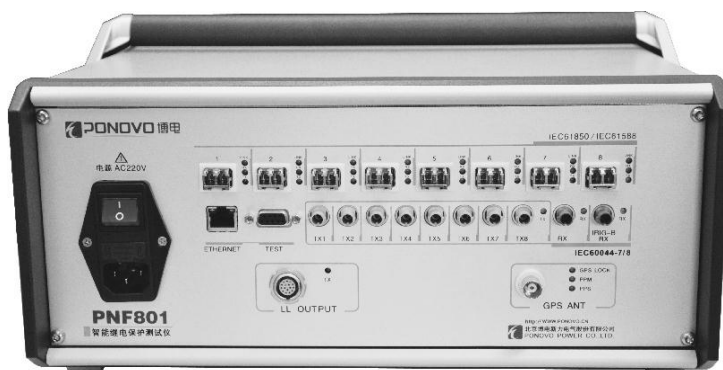


Рис. 2. Проверочное устройство PNF-801

Дальнейшим развитием описанного выше устройства стал прибор PNF-801. В нем расширено количество оптических портов ввода/вывода и соответственно увеличена производительность для одновременной генерации до 6 потоков цифровых данных мгновенных значений, передаче до 12 и приему до 5 потоков GOOSE сообщений. В этом приборе введена поддержка нового протокола синхронизации IEEE1588, что позволило упростить проблемы синхронизации между собой различных устройств. Кроме этого синхронизация может осуществляться от встроенного приемника сигналов GPS (дополнительная опция). Прибор позволяет измерять мощность принимаемого оптического сигнала и таким образом оценить качество оптической линии связи.

Как и PWF-3, устройство имеет "генератор помех" для проверки устойчивости устройств защиты к аномальным данным.

3. POM2. Серия универсальных устройств проверки РЗА



Рис. 3. Универсальное проверочное устройство POM2

Устройства серии POM2 представляют собой приборы для проверки различных типов РЗА по физическим либо виртуальным каналам. Устройство имеет оптический порт Ethernet и может формировать на нем 1 цифровой поток. Кроме этого, устройство имеет физические каналы для формирования электрических сигналов. Имеется 6 каналов тока (до 15 А) и 4 канала напряжения (до 300 В). В устройство встроена панель управления на базе персонального компьютера с операционной системой Windows XP.

Приведенные устройства работают под управлением специального программного обеспечения PowerTest, которое обеспечивает необходимый набор проверок и тестов, сохранение протоколов и шаблонов проверок, прочие сервисные функции.

4. PNS601. Анализатор информационных сетей цифровых подстанций



Рис. 4. Анализатор информационных сетей PNS601

Это портативный прибор для измерения и анализа данных в цифровых сетях, работающих по стандартам МЭК61850-8-1, МЭК 61850-9-1, МЭК 61850-9-2/LE и МЭК60044-7/8. Прибор имеет 2 пары оптических портов Ethernet и 2 оптических порта FT3. Прибор визуализирует информацию, передаваемую по виртуальным каналам тока и напряжения, представляет ее в привычном виде и отображает действующие значения сигналов (RMS), угол фазового сдвига, осциллограммы токов и напряжений, вектор-

ные диаграммы, гармонический состав. Также прибор может отображать GOOSE сообщения и статус дискретных сигналов. Имеет автономное время работы до 4 часов.

Можно констатировать, что описанные приборы позволяют осуществлять полноценную и эффективную проверку устройств РЗА. Приведенные выше приборы и устройства будут полезны при проектировании, наладки и обслуживания устройств РЗА работающих по стандарту МЭК61850.

Сведения об авторе

Иванов Федор Анатольевич

1976 г.р.

Заместитель технического директора ЗАО «ЭНЛАБ», г Чебоксары

АВТОМАТИКА УПРАВЛЕНИЯ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕМ С УЧЕТОМ ПЕРЕХОДНОГО ПРОЦЕССА

*Хазбулатов З.З. (Филиал ООО «КЭР-Инжиниринг» «ТатНИПИэнергопром», г. Казань,
Россия, КНИТУ-КАИ им. А.Н.Туполева, г. Казань, Россия)*

Высоковольтный выключатель - коммутационный аппарат, предназначенный для оперативных включений и отключений отдельных цепей или электрооборудования в энергосистеме, в нормальных или аварийных режимах, при ручном или автоматическом управлении.

Высоковольтные выключатели представляют собой сложную конструкцию, управляемую электромагнитными, пружинными, пневматическими или гидравлическими приводами. По большому счету принцип действия всех видов выключателей похож, и заключается в подаче напряжения на соленоид (контакты, которые затем своими контактами замыкают цепи соленоидов) включения или отключения от так называемых шинок питания, и затем, путем высвобождения контактами соленоидов, или приводимыми ими в движение механизмами заранее запасенной энергии коммутируется силовая часть выключателя. Чем более современным является выключатель, тем больше в его цепи становится контролируемых параметров (блокировка от многократных включений, контроль готовности привода, контроль длительности сигнала на включение/отключение...). Однако, все они контролируют либо состояние самого выключателя, либо исправность управляющей системы, в роли которой в настоящее время практически всегда выступают микропроцессорные блоки управления. Более того, используемые микропроцессорные блоки также контролируют состояние управляемого выключателя.

На рисунке 1 показана структура существующих автоматик управления. Сигналы от релейной защиты, автоматики и ключей управления отправляются на отключение(включение) без контроля процессов протекающих в сети.

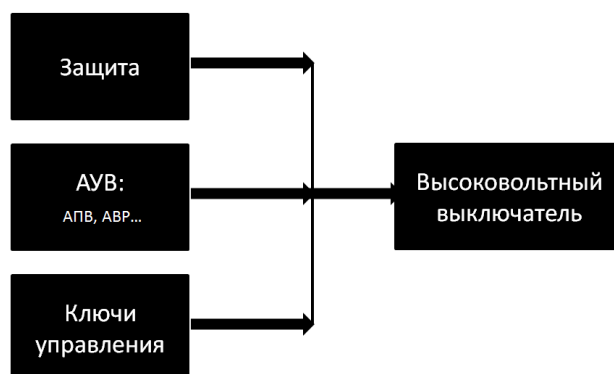


Рис. 1 – Структура существующих схем управления выключателем

Основные недостатки существующих схем автоматического управления выключателя следующие:

- отключение выключателя происходят по команде от ключа или от релейной защиты вне зависимости от процессов и режимов в первичной сети;
- включение выключателя происходит также без учета процессов и режимов первичной сети, предшествующих самому включению;

1. Аперiodическая составляющая тока однофазного короткого замыкания максимальна.

2. Аперiodическая составляющая тока однофазного короткого замыкания равна нулю.

Ниже, согласно [2] приведена формула определения полного тока короткого замыкания.

$$i = i_{\text{н.д.}} + i_{\text{а.д.}} \quad (1)$$

$$i_{\text{н.д.}} = I_{\text{ЕЦ}} \cdot \sin(\omega t - \varphi_{\text{ЕЦ}}) \quad (2)$$

Начальное значение аперiodической составляющей определяется по формуле

$$i_{\text{апер.}}(t_0) = i_{\text{нагр.}}(t_0) - i_{\text{пер.}}(t_0) \quad (3)$$

Допустим, что $I_{\text{нагр.}} \ll I_{\text{кз}}$, тогда выражение (3) примет вид:

$$i_{\text{апер.}} = -i_{\text{пер.}}(t_0) \cdot e^{-\frac{t-t_0}{T_a}} \quad (4)$$

В первом случае из (1) получим следующие уравнения:

$$i = I_{\text{кз}} \cdot \sin(\omega t - \varphi_{\text{кз}}) - I_{\text{кз}} \cdot e^{-\frac{t-t_0}{T_a}}, \text{ или} \quad (5)$$

$$\frac{i}{I_{\text{кз}}} = \sin(\omega t - \varphi_{\text{кз}}) - e^{-\frac{t-t_0}{T_a}} \quad (6)$$

Во втором случае уравнение (1) примет вид

$$\frac{i}{I_{\text{ЕЦ}}} = \sin(\omega t - \varphi_{\text{ЕЦ}}) \quad (7)$$

На рисунках 2 и 3 приведены, соответственно, графики функций для первого и второго случая (время указано в мс).

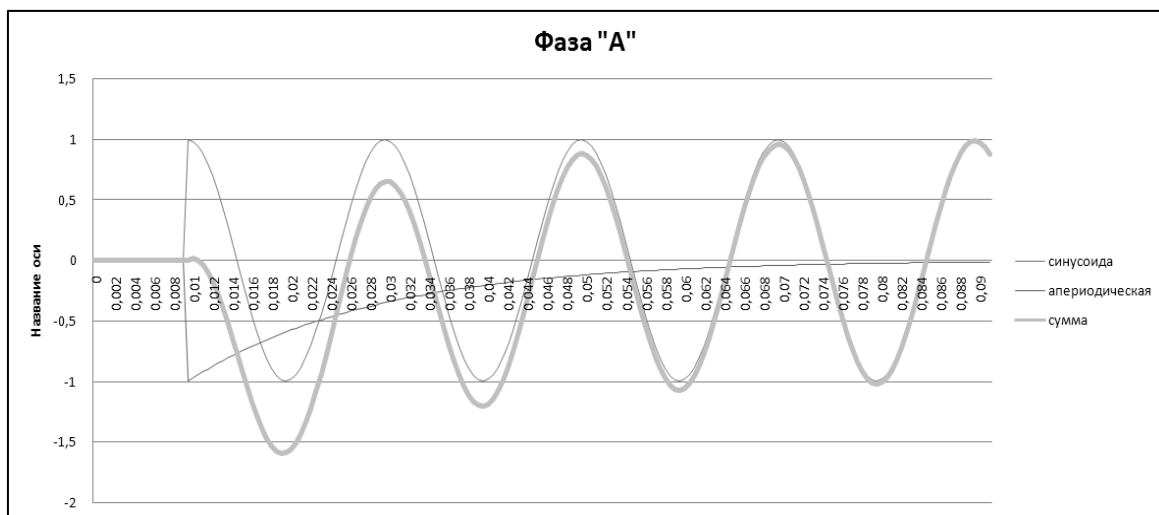


Рис. 2. Периодическая составляющая (время в мс)

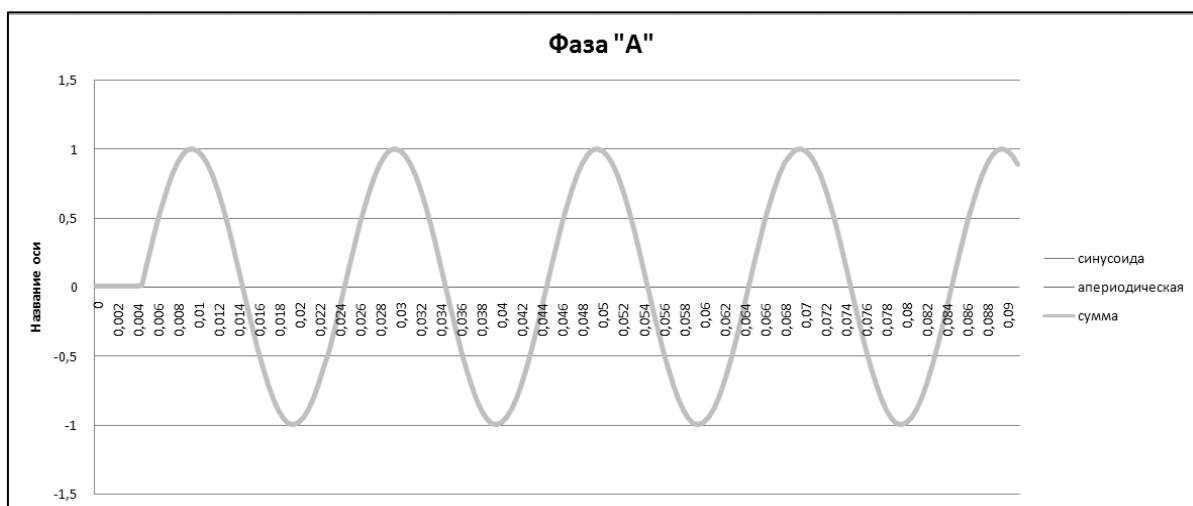


Рис. 3. Полный ток (время в мс)

Таким образом, можно создать блок, который будет определять момент включения выключателя, при котором апериодическая составляющая будет равна нулю и износ выключателя при коммутации снизится. Блочная схема такого устройства приведена на рисунке 4

В предлагаемом блоке организованы две параллельно работающие цепочки, анализирующие состояние системы – это блок определяющий вид повреждения (однофазное, двухфазное, трехфазное КЗ, на каких фазах произошло КЗ) (БОВП), и блок анализа функции напряжения (БАФН).

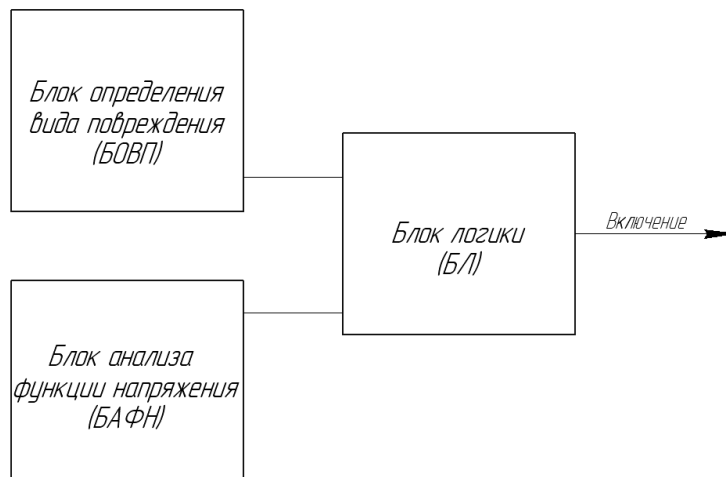


Рис.4. Блочная схема работы логики выбора момента включения (БЛВМВ)

Блок, анализируя текущие параметры системы $i(t)$, $di(t)$, $u(t)$, и, учитывая данные характеристики выключателя (время подготовки включения), будет определять момент подачи сигнала на включение в цепь выключателя. На рисунке 4 представлена функциональная схема работы БЛВМВ при однофазных и двухфазных коротких замыканиях.

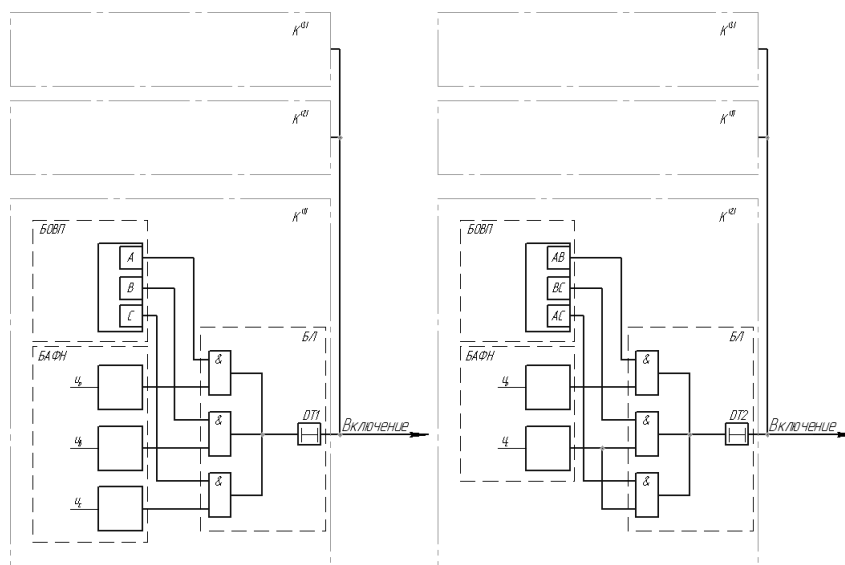


Рис. 5. Логика работы БЛВМО при однофазных и двухфазных коротких замыканиях

Работа БОВП заключается в определении вида повреждения и на какой фазе произошло короткое замыкание, предшествовавшее отключению выключателя и выдачу соответствующего разрешающего сигнала.

В блоке БАФН происходит выделение синусоиды напряжения. При переходе синусоиды напряжения через точку, заданную в зависимости от параметров электрической сети, на выходе блока выдается импульс, разрешающий включение. Ниже приведены формулы для определения моментов включения.

$$t_0 = \frac{\varphi_{\dot{e}_c}}{\omega}, \text{ для однофазного КЗ фазы А} \quad (8)$$

$$t_0 = \frac{\varphi_{\dot{e}_c} \pm \frac{\pi}{6}}{\omega}, \text{ при КЗ между фазами АВ, АС} \quad (9)$$

$$t_0 = \frac{\varphi_{\dot{e}_c} + \frac{\pi}{2}}{\omega}, \text{ при КЗ между фазами ВС,} \quad (10)$$

$$\begin{cases} t_0 - \left(t_a - \frac{T}{2} \cdot k \right), \left| t_a - \frac{T}{2} \cdot k < t_0 \right. \\ t_0 - \left(t_a - \frac{T}{2} \cdot (k+1) \right), \left| t_a - \frac{T}{2} \cdot k \geq t_0 \right. \end{cases}, k = \left[\frac{2 \cdot t_a}{T} \right] \quad (11)$$

t_0 -момент времени замыкания контактов выключателя,

t_b -время от подачи питания на защелку включения до замыкания контактов выключателя,

T -период промышленной частоты;

Информация с этих блоков обрабатывается блоком логики (БЛ), в котором, при подачи разрешающего сигнала от одного из выходов БОВП на логический элемент «И», и появлении импульса от БАФН проходит сигнал на элемент ДТ1. Затем, с выдержкой времени ДТ1 подается сигнал на включение. При одновременном наличии сигнала включения от цепей управления, цепей АПВ, АВР и от БЛВМВ окончательно формируется и выдается команда на включение.

Выдержка времени ДТ1 задается уставкой. Данная уставка задается в зависимости от вида выключателя, или точнее в зависимости от времени замыкания контактов выключателя при подачи команды на включение .

Преимущества данного блока:

1. Увеличивается ресурс выключателя;
2. Уменьшается вероятность залипания контактов выключателя при протекании больших токов короткого замыкания.

ЛИТЕРАТУРА

- [1]. Макаров Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ. М.: Папирус Про, 2005. 624 с.
- [2]. Винославский В.Н., Пивняк Г.Г., Несен Л.И., Рыбалко А.Я., Прокопенко В.В. Переходные процессы в системах электроснабжения Киев: Выща школа, 1989. 422 с.

СИСТЕМА ПЕРЕДАЧИ АВАРИЙНЫХ СОБЫТИЙ В РЕЖИМЕ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ СПА-РВ

Чернов В. И. (ООО «Свей»)

1. ВВЕДЕНИЕ

Из доклада Т. Г. Горелик ОАО «НИИПТ» на XX конференции «Релейная защита и автоматика энергосистем 2010».

Для энергетики России приобретают особо важное значение вопросы надежности функционирования оборудования энергообъектов, своевременного обнаружения и регистрации предаварийных и аварийных ситуаций, структурированного, точного, полного анализа поступающих аварийных данных для оперативного принятия решений по управлению энергообъектом, анализа причин аварий и предотвращения их в будущем.

Наиболее сложны для расшифровки аварийные данные, поступающие в общий диспетчерский центр в случае сложной системной аварии, охватывающей несколько подстанций и электростанций. Сложность расшифровки таких аварийных данных связана не только с проблемами временной синхронизации, но и с необходимостью рассмотрения очень большого объема информации.

При стыковке осциллограмм аварийных процессов от разнородных источников информации, как правило, возникают проблемы, вызываемые следующими причинами:

1. Различной точностью привязки аварийных осциллограмм к единому времени.
2. Разным шагом осциллографирования аварийной информации.
3. Неодновременностью времен начала и окончания процесса осциллографирования в разных регистраторах.
4. Не во всех регистраторах аварийных процессов есть возможность автоматической перекодировки данных в универсальный формат Comtrade.
5. Неоднозначностью трактовки формата Comtrade различными фирмами, что обуславливает необходимость дополнительной обработки данных.
6. Отсутствием единой системы классификации и кодирования аварийной информации в масштабах ЕЭС.
7. Невысокой скоростью передачи информации при использовании связи по 485 интерфейсу.
8. Автономным характером систем регистрации и программ для просмотра и анализа аварийных процессов.
9. Минимальным объемом программ анализа и обработки аварийной информации.

10. Практическим отсутствием в ЕЭС интегрированных систем регистрации и анализа аварийных процессов.

2. ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ СИСТЕМЫ ПЕРЕДАЧИ АВАРИЙНЫХ СОБЫТИЙ.

Для полноценного анализа аварийных ситуаций используются следующие параметры:

1. действующие значения аналоговых сигналов в предаварийном, аварийном и послеаварийном режимах;
2. фазные соотношения аналоговых синусоидальных сигналов в предаварийном, аварийном и послеаварийном режимах;
3. частота аналоговых синусоидальных сигналов в предаварийном, аварийном и послеаварийном режимах;
4. время каждого замера сигналов;
5. состояние и время изменения состояния дискретных сигналов.

Все эти параметры при существующем способе передачи аварийной информации получаются при обработке аварийных файлов программным обеспечением верхнего уровня.

Широко известны системы телемеханики, входящие в состав автоматизированных систем диспетчерского управления (АСДУ) энергосистем. Принцип их работы заключается в периодических замерах параметров нормальных режимов работы энергообъекта на стороне контролируемого пункта (КП) и передаче данных на пункт управления (ПУ).

Очевидно, что существующие телемеханические системы не могут обеспечить передачу аварийных параметров, по причине того, что аварийные процессы весьма быстротечны (десятые доли секунды), и будут полностью или в большей части пропущены или некорректны.

Однако современные системы телемеханики используют протоколы передачи данных с метками времени, такие как МЭК 60870-5-101 и МЭК 60870-5-104, которые, в принципе, позволяют передать все вышеперечисленные параметры аварийных режимов по каналам систем телемеханики.

Один из режимов работы системы телемеханики – спорадический. Спорадический режим характерен тем, что для каждого контролируемого аналогового сигнала (ТИ) устанавливается порог чувствительности к изменениям значения его величины относительно предыдущего замера – апертура. Апертура устанавливается в абсолютных величинах или в процентах. При выходе величины сигнала за рамки установленной апертуры происходит спорадическая передача данных по инициативе КП. Величина апертуры устанавливается в пределах точности измерения параметра, например 0,5%.

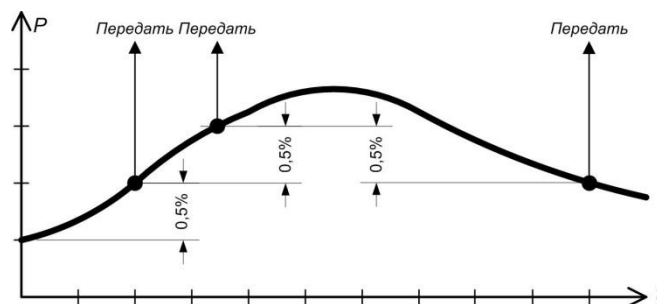


Рис. 1.

На рисунке 1 приведен пример формирования спорадических измерений параметра P с апертурой 0,5%.

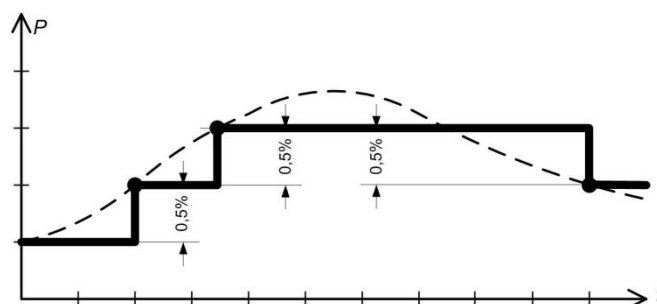


Рис. 2.

На рисунке 2 показано как на принимающей стороне переданные три точки позволяют восстановить исходную кривую с точностью 0,5%.

Спорадическая передача данных так же инициируется при изменении состояния дискретных каналов (ТС).

В предлагаемой системе передачи аварийной информации все параметры аварийных режимов формируются на нижнем уровне (на уровне КП) и передаются в стандартных протоколах телемеханики с использованием спорадического режима передачи данных. В качестве КП, в данном случае, используется регистратор аварийных событий с дополнительными функциями.

2.1 Особенности организации спорадического режима.

1. Если при настройке спорадического режима работы установить обычные для систем телемеханики апертуры сигналов, то будут передаваться параметры нормального режима работы объекта, а при аварийной ситуации будут переданы и параметры аварийного процесса.

2. Для передачи только аварийной информации могут применяться разные алгоритмы. Самый простой, это определение начала и конца аварийного процесса и включение на этот период процедуры передачи данных в спорадическом режиме с установленной апертурой сигналов. В этом случае передача информации в нормальных режимах исключается.

3. При возникновении условий спорадической передаче по любому аналоговому каналу, должны передаваться измерения по всем остальным аналоговым каналам или группе функционально связанных каналов с той же меткой времени. Это необходимо

для возможности получения векторных диаграмм и специальных расчетов при определении места повреждения.

2.2 Принцип формирования перечня параметров аварийных процессов.

1. Из исходного списка каналов регистратора выделяется часть каналов, параметры которых подлежат передаче в аварийном режиме.
2. Для каждого аналогового сигнала переменного тока формируются два параметра:
 - действующее значение;
 - угол сдвига фаз;
3. Для всех аналоговых сигналов переменного тока формируется один параметр частоты.
4. Для сигналов постоянного тока и дискретных сигналов формируются соответственно по одному параметру.

Таким образом формируется перечень параметров для передачи аварийного режима.

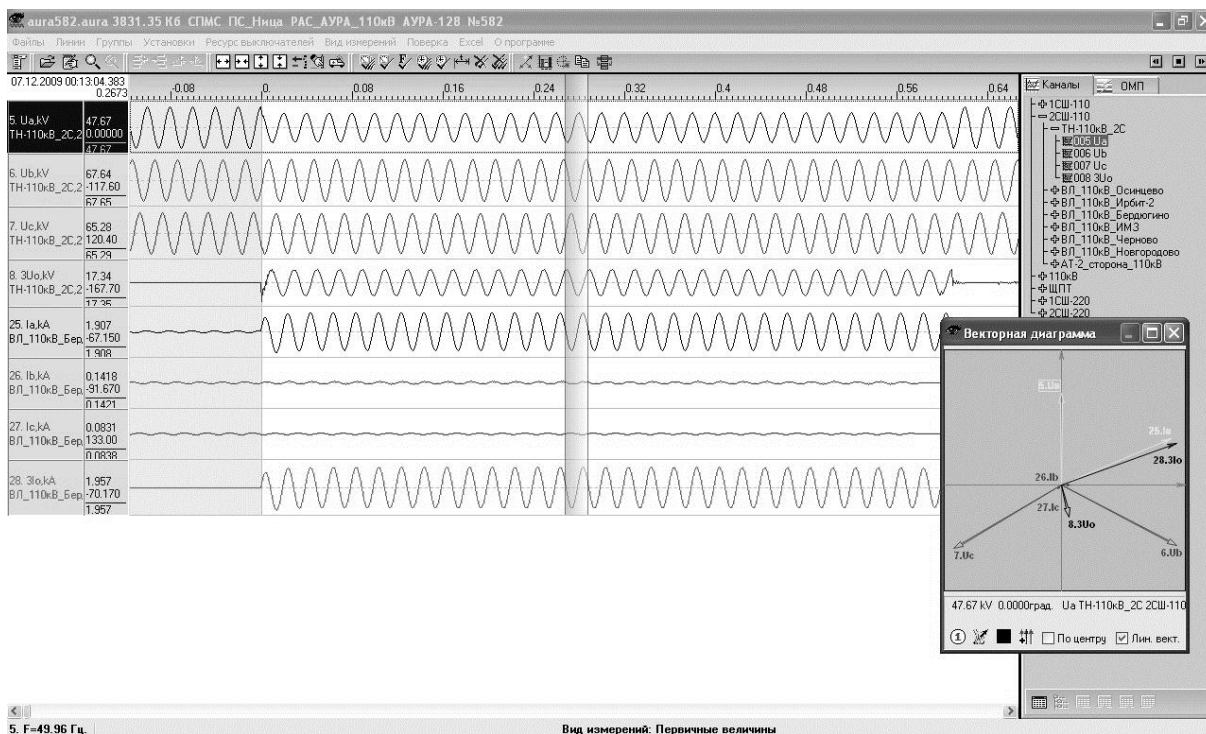


Рис. 3.

На рисунке 3 приведена традиционная осциллограмма аварийного процесса.

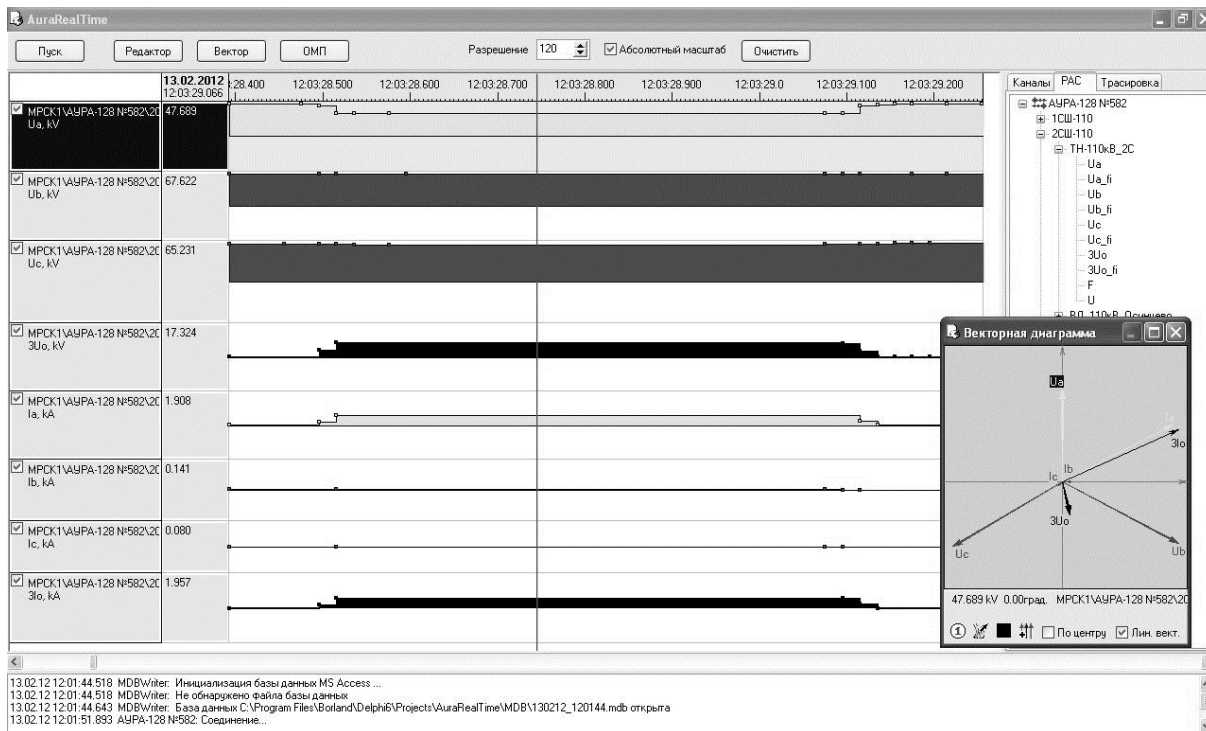


Рис. 4.

На рисунке 4 приведено графическое отображение того же аварийного процесса после передачи. На рисунке видно, что сигналы представлены не в виде традиционных синусоид, а в виде их огибающих. Фазные соотношения не вычисляются «на ходу», а представлены отдельными каналами. На графиках видны точки, в которых произведены замеры.

3. СТРУКТУРНАЯ СХЕМА СИСТЕМЫ ПЕРЕДАЧИ АВАРИЙНЫХ СОБЫТИЙ В РЕЖИМЕ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ.

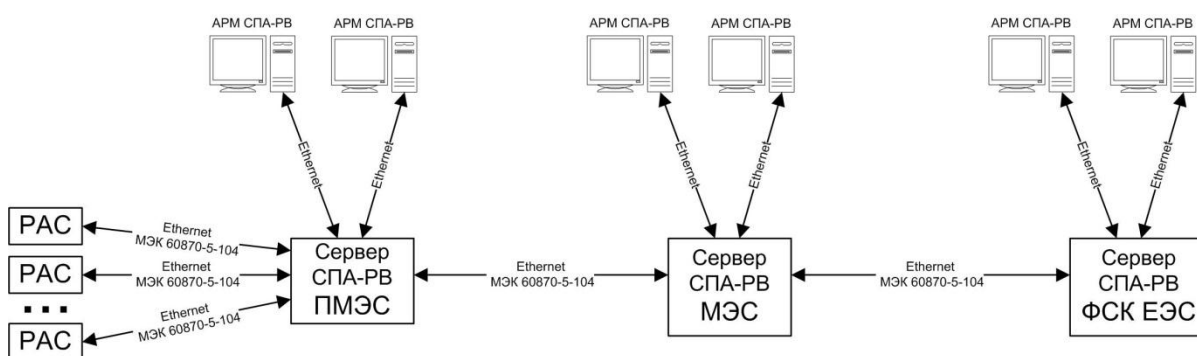


Рис. 5.

На рисунке 5 приведена структурная схема СПА-РВ, практически ничем не отличающаяся от типовой структурной схемы телемеханических систем, повсеместно действующих на объектах энергоснабжения. Регистраторы аварийных событий в спорадическом режиме передают информацию на сервер СПА-РВ по цифровому каналу связи в протоколе МЭК 60870-5-104. Полученная информация поступает в базу данных сервера и транслируется на АРМы пользователей и вышестоящие серверы.

3.1. Требования к каналам связи и серверам СПА-РВ.

В системе используются цифровые каналы связи построенные на базе любого терминального и оконечного оборудования. Требования к скорости передачи данных невысокие, т. к. объемы передаваемой информации крайне низкие. Если сравнивать объем аварийного файла с передаваемой системой информацией, то речь идет о сокращении объема в десятки тысяч раз.

Единственное особое требование к серверам СПА-РВ, это «бережное» отношение к пакетам данных. Каждый пакет без исключения должен быть принят и помещен в архив (базу данных сервера). Трансляция пакетов также должна осуществляться без потерь. В обычной телемеханической системе такие потери не страшны, т. к. данные обновляются достаточно часто.

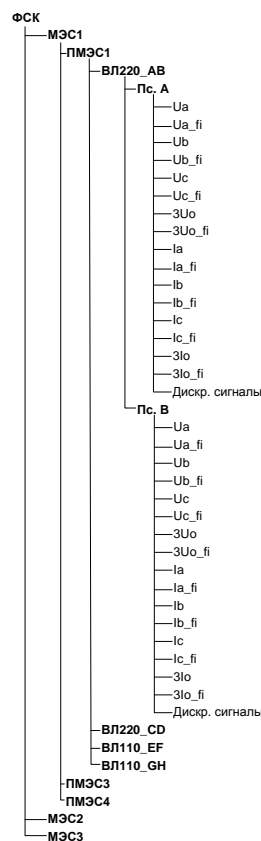
3.2. Особенности автоматизированного рабочего места АРМ СПА-РВ.

После построения системы на сервер СПА-РВ поступают параметры аварийных процессов одновременно со всех регистраторов предприятия. При создании базы данных системы можно не учитывать аппаратную принадлежность каналов, а руководствоваться только иерархической структурой предприятия или подразделения.

Пример, представленный на рисунке показывает как легко «добраться» до параметров линии одного и другого концов.

Интерфейс просмотра «осциллограмм» почти полностью соответствует интерфейсу программ просмотра регистраторов.

Для просмотра ретроспективы выбираются год, месяц, число, интервал времени и необходимые каналы. Необходимая информация получается из базы данных сервера при помощи SQL-запроса.



4. РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТЫ СПА-РВ.

В результате работы системы, на верхнем уровне формируется непрерывный «аварийный файл» длина которого может составлять сутки, месяц, год, два, три... Все зависит от «глубины» архива сервера. По сравнению с существующим положением

дел, когда аварийную информацию приходится собирать по кусочкам, компоновать и совмещать по времени вручную, предлагаемая система имеет неоспоримые преимущества.

Решение основных задач анализа аварийных событий:

1. Анализ работы первичного оборудования, защит, автоматики – факты срабатывания, замеры временных промежутков и т. д.. Все данные для такого анализа есть.
2. Определение места повреждения. Программный модуль ОМП установлен на верхнем уровне, здесь можно применить не только односторонний метод расчета, но и двухсторонний. Все исходные данные для этого есть. Точность расчета значительно повышается, моделирование линий упрощается.
3. Определение расхода коммутационного ресурса выключателей. Для этого достаточно сделать соответствующий запрос в базу данных по срабатыванию выключателя и по коммутационным токам. Глубина базы данных будет постоянно увеличиваться и со временем перекроет период капитального ремонта выключателей.
4. Вывод векторных диаграмм – работает.
5. Годограф – работает.
6. Замеры частоты – присутствуют в виде отдельных каналов.
7. Создание виртуальных каналов – мощности, симметричные составляющие, логические операции также обеспечиваются ПО АРМ СПА-РВ.

Если необходимо уточнить какие-либо нюансы аварийного процесса, можно запросить оригинальный аварийный файл с соответствующего регистратора.

Система реализована на базе регистратора аварийных событий «АУРА» производства ООО «Свей», г. Екатеринбург, <http://aura-e.ru/aura.htm>.

Чернов Владимир Иванович – главный инженер ООО «Свей», г. Екатеринбург.

ИННОВАЦИОННЫЕ РАЗРАБОТКИ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ НЕИСПРАВНОСТЕЙ В ВОЗДУШНЫХ И КАБЕЛЬНЫХ ВЛ С ИЗОЛИРОВАННОЙ НЕЙТРАЛЬЮ

Рукавицын А.А. (ООО МНПП «АНТРАКС»)

В последнее время остро стоит вопрос повышения надёжности энергоснабжения потребителей. Одним из примеров актуальности этой проблемы для всех энергетических сетей России стали масштабные аварии на воздушных линиях электропередач в конце 2010 - начале 2011 года. Одной из причин этих событий явилось то, что в настоящий момент существует недостаточная оснащённость интеллектуальными устройствами автоматической сигнализации электросетей среднего класса напряжений (6-35 кВ).

Распределительные сети 6-10 кВ, служащие для организации электроснабжения предприятий и различных населённых пунктов, имеют зачастую сложную разветвленную структуру. Кроме того, линии могут проходить по труднодоступным местам, пересекать реки, болотистую местность и другие места, подъезд к которым затруднен, особенно в осеннее-зимний период из-за снегопадов и распутицы. В связи с этим особенно актуален вопрос быстрого и с минимальными перемещениями ремонтных бригад обнаружения места аварии на линии.

На рынке энергетического оборудования в настоящее время существует дефицит приборов, предназначенных для работы на линиях напряжения 6-10 кВ, способных дать четкую картину места повреждения. Большинство приборов устанавливаются на подстанциях и могут определить общее направление, на котором произошла авария, но в случае сложных разветвленных структур дальнейшая локализация места повреждения оказывается затруднительной и может быть осуществлена только приборами, устанавливаемыми непосредственно на опорах радиальных линий. Та небольшая часть оборудования, которая предназначена для установки на опорах, как правило не может самостоятельно связываться с диспетчерским пунктом или встраиваться в системы телемеханики. В большинстве случаев информацию об аварии можно получить при визуальном анализе состояния установленных приборов. При этом надо объезжать всю линию, что удобно только для линий с определенной топологией (например, короткие ответвления при длинном основном стволе).

Для повышения надёжности энергоснабжения потребителей необходимо использовать устройства, применение которых позволит энергетическим службам быстро обнаружить место повреждения и существенно сократить время простоя линии.

Индикаторы короткого замыкания **ИКЗ** предназначены для определения направления поиска места короткого замыкания (КЗ) на воздушных линиях распределительных электросетей 6/10/35 кВ, отключившихся в результате короткого замыкания. Новые модификации приборов ИКЗ рассчитаны для работы с кабельными линиями.

Индикаторы короткого замыкания для воздушных линий:

- обеспечивают повышение качества электроэнергии, отпускаемой потребителям;
- позволяют сократить время поиска повреждённого участка и ликвидации неисправностей на линии до 90%;
- экономически эффективны;
- обеспечивают лёгкость установки и эксплуатации;
- имеют срок службы 10 лет;
- успешно работают в распределительных сетях МРСК Юга более 3 лет;
- устанавливаются непосредственно на опорах ЛЭП;
- предполагают возможность считывания данных об аварии по беспроводному каналу связи/GPRS-каналу (в зависимости от модификации)
- сохраняют в памяти до 50 аварий;
- позволяют задавать параметры срабатывания;
- регистрируют земляные и межфазные типы аварий (в зависимости от модификации)

Для достижения оптимального поиска повреждений рекомендуется устанавливать индикаторы на тех ответвлениях, суммарная протяжённость которых превышает 2 км. Индикаторы на стволе линии целесообразно размещать таким образом, чтобы на один индикатор приходилось порядка 5 км суммарной протяженности линии, включая те ответвления, на которых установка индикаторов не предусматривается.

Индикатор устанавливается на ближайшей к месту разветвления промежуточной опоре, ниже линии проводов.

Для более быстрого поиска места повреждения рекомендуется устанавливать индикаторы в следующих местах:

- на линии с короткими ответвлениями индикаторы, как правило, устанавливаются по стволу линии за местом разветвления;
- на линии с коротким стволом и длинными ответвлениями индикаторы устанавливаются на ответвлениях вблизи мест разветвления;
- на линии с длинным стволом и длинными ответвлениями индикаторы устанавливаются в начале контролируемых ответвлений и на линии за местом разветвления.

Также рекомендуется устанавливать индикаторы до и после труднодоступных участков (река, лес, болото) и рядом с опорами с секционными выключателями, чтобы быстро определить и изолировать поврежденный участок.

1.ИНДИКАТОР КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ ИКЗ-1

Направление поиска повреждения определяется путем анализа расположения индикаторов, зафиксировавших аварию. В случае фиксации аварии флажок индикатора повернут к наблюдателю стороной, окрашенной светоотражающим покрытием ярко-жёлтого цвета. Наблюдение состояния индикатора может осуществляться с расстояния до 50 м от опоры, на которой установлен индикатор. В тёмное время суток для получения информации указатель необходимо осветить.

2.ИНДИКАТОР КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ ИКЗ-2

Дополнительно к функциям ИКЗ-1, в модификации ИКЗ-2 состояние индикатора можно определить с помощью переносного пульта. Расстояние связи между устройством и пультом не менее 300 м при прямой видимости и отсутствии помех в эфире. Питание ИКЗ-2 обеспечивается от внутренней батареи. Установленная батарея рассчитана на непрерывную работу прибора сроком не менее 7 лет (в режиме ожидания). Индикатор ИКЗ-2 сохраняет во внутренней памяти направление потока мощности, значения аварийных напряжений и токов, точное время КЗ. Указанные параметры сохраняются для пятидесяти последних аварий. Возможно дистанционное изменение порога срабатывания посредством беспроводного канала связи. Индикатор ИКЗ-2 постоянно работает в режиме пониженной потребляемой мощности (дежурный режим), переключаясь в нормальный режим работы при обнаружении датчиком бросков тока в линии или при обращении к ИКЗ-2 по беспроводному интерфейсу. Контроль работы индикатора и изменение внутренних настроек может производиться посредством беспроводного канала связи. Кроме того, используя переносной пульт в качестве передатчика, можно подключиться к индикатору через персональный компьютер. С помощью программы «ИКЗ-терминал», пользователь получает возможность считывать параметры зафиксированных аварий и менять настройки прибора.

3.ИНДИКАТОР КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ ИКЗ-2М

Модификация ИКЗ-2М обладает встроенным GSM-передатчиком, что позволяет интегрировать данные в систему телемеханики.

Прибор ИКЗ-2М для управления, настройки и считывания показаний использует GSM модуль, позволяющий передавать данные на диспетчерский терминал на больших расстояниях. Система организована по принципу централизованной клиент-серверной сети, где приборы и диспетчерские терминалы являются клиентами для единого сервера данных. Передача данных от прибора серверу осуществляется через сеть Internet, для чего используется GPRS подключение. Подключение диспетчерского терминала к серверу может осуществляться через Internet, локальную сеть, или локальный сокет в зависимости от их взаимного расположения. Если данные между терминалом и сервером передаются через Internet, для повышения безопасности возможно использование защищённого канала VPN.

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ АРЧМ В ЭЭС РОССИИ

Жуков А.В., Демчук А.Т., Сафронов А.Н. (ОАО «СО ЕЭС»)

1. Цели автоматизации регулирования частоты и перетоков активной мощности в энергосистемах. Структура и функции систем АРЧМ.

Целью автоматизации процесса регулирования частоты и перетоков активной мощности является обеспечение возможности управления режимами энергосистем в темпе протекающих в них процессов, когда оперативное управление является неэффективным или невозможным.

Автоматическое вторичное регулирование частоты и перетоков активной мощности в больших энергосистемах осуществляется с использованием централизованных систем (ЦС) АРЧМ, в состав которых входят:

- система сбора и передачи информации (ССПИ) о параметрах режима и состоянии элементов электрической сети;
- система телеуправления регулирующими электростанциями;
- стационарные устройства автоматического регулирования мощности генерирующего оборудования (ГРАМ ГЭС, САРЧМ энергоблоков ТЭС);
- управляющий вычислительный комплекс (УВК), реализующий функции автоматического вторичного регулирования по заданным алгоритмам обработки поступающей информации, расчета и выдачи команд управления на регулирующие электростанции.

Важной особенностью является обеспечение единого заданного цикла работы всех составляющих элементов ЦС АРЧМ и их высокой надежности.

Основные функции ЦС АРЧМ:

- регулирование заданного значения частоты или перетока мощности по межсистемному сечению;
- ограничение перетоков мощности в контролируемых сечениях.

При автоматическом регулировании заданного значения частоты или перетока мощности решается задача поддержания планового баланса мощности в энергосистеме путем компенсации постоянно существующих нерегулярных колебаний мощности и возникающих аварийных отключений генерирующего оборудования или нагрузки потребителей.

Автоматическое ограничение перетоков мощности в контролируемых сечениях позволяет увеличить использование их пропускной способности на

величину, равную половине величины нерегулярных колебаний мощности по сечениям.

Реализация указанных функций автоматического вторичного регулирования способствует обеспечению надежной параллельной работы энергосистем (ЭС), объединенных энергосистем (ОЭС) в составе единой синхронной зоны (ЕЭС/ОЭС).

2. Этапы создания и развития централизованных систем АРЧМ

2.1. Создание централизованных систем АРЧМ в ЕЭС СССР

Создание и развитие централизованных систем (ЦС) АРЧМ, реализующих функции автоматического вторичного регулирования, осуществлялось по мере развития ЕЭС СССР, связанного с увеличением мощности энергосистем, объединением их на параллельную работу по линиям электропередач, имеющим относительно небольшую пропускную способность.

Первые аналоговые ЦС АРЧМ были созданы в ОЭС Урала и ОЭС Сибири в конце 60-х годов 20-го века и позволяли осуществлять автоматическое регулирование частоты, автоматическое регулирование (ограничение) перетоков мощности по межсистемным связям с воздействием на мощность ГЭС. Регулирующими электростанциями ЦС АРЧМ ОЭС Урала были Воткинская и Камская ГЭС, ЦС АРЧМ ОЭС Сибири - Братская ГЭС.

В 1973 г. вошла в эксплуатацию аналоговая ЦС АРЧМ ЕЭС СССР, обеспечившая совместное решение задач автоматизации регулирования частоты в ЕЭС СССР и ограничения перетоков активной мощности по связям 500 кВ в ОЭС Центра и ОЭС Средней Волги.

Регулирование от ЦС АРЧМ ЕЭС СССР осуществлялось путем автоматического изменения мощности нескольких крупных ГЭС: Волжской ГЭС имени XXII съезда КПСС в ОЭС Центра (сегодня – Волжская ГЭС в ОЭС Юга), Волжской ГЭС имени В. И. Ленина (сегодня – Жигулевская ГЭС) в ОЭС Средней Волги, Воткинской и Камской ГЭС в ОЭС Урала. Централизованная система АРЧМ ЕЭС СССР воздействовала на Волжские ГЭС непосредственно, а на ГЭС ОЭС Урала — через централизованную систему АРЧМ ОЭС Урала, которая распределяла внеплановое задание между Воткинской и Камской ГЭС.

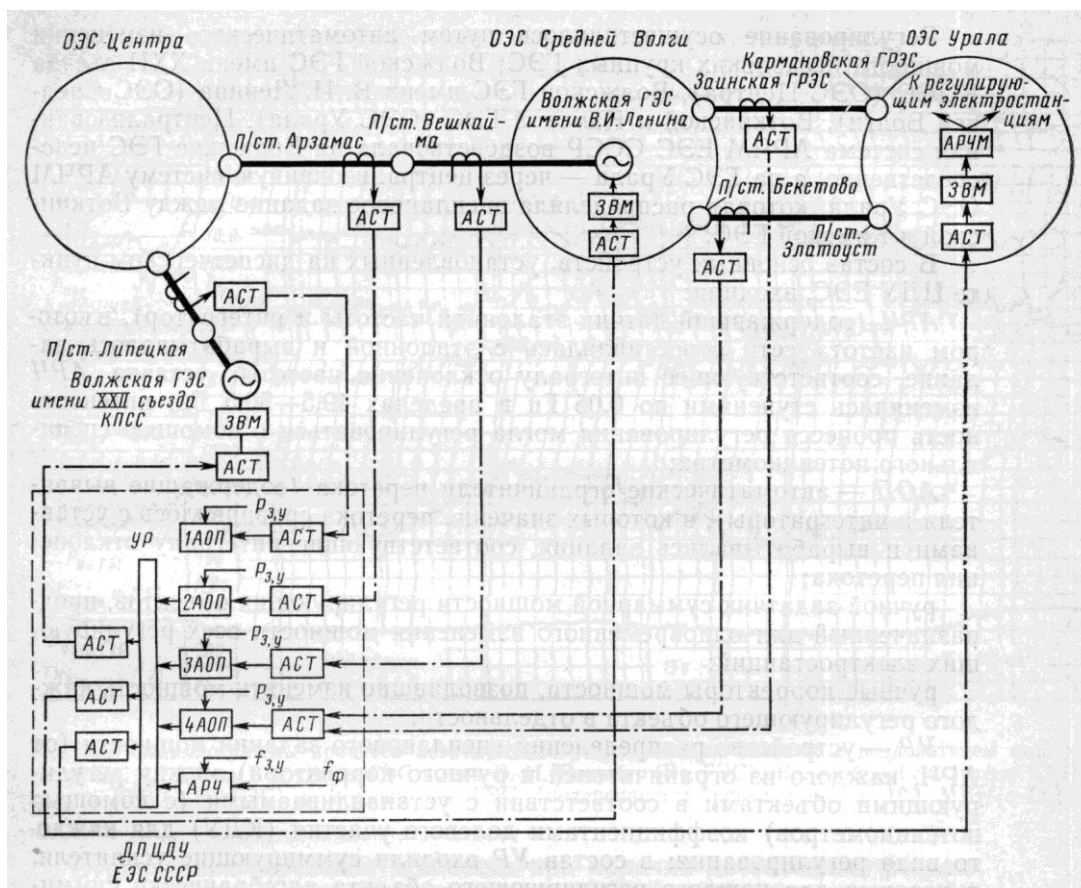


Рис. 1. Принципиальная схема аналоговой ЦС АРЧМ уровня ЕЭС СССР.

АРЧ — автоматический регулятор частоты; *АОП* — автоматический ограничитель перетока; *УР* — устройство распределения внеплановой мощности; *ЗВМ* — задатчик внеплановой мощности; *АРЧМ* — автоматический регулятор частоты и мощности; f_{ϕ} — фактическая частота; $f_{з,у}$ — заданная уставка частоты; $P_{з,у}$ — заданная уставка ограничителя перетока; *АСТ* - устройство связи и телемеханики.

В 70-е годы были введены в действие ЦС АРЧМ ОЭС Северо-Запада, ЦС АРЧМ Закавказья, ЦС АРЧМ Юга, Казахстана и Средней Азии, были созданы ЦС АРЧМ Днепроградской и Узбекской энергосистемы, начаты работы по созданию ЦС АРЧМ в ОЭС Средней Волги и ОЭС Востока.

При организации параллельной работы ЕЭС СССР с объединенной энергосистемой стран — членов СЭВ на уровне ЕЭС СССР должны были решаться задачи, передача которых на уровень ОЭС невозможна или нерациональна: регулирование частоты и обменной мощности по внешним сечениям ЕЭС СССР, ограничение перетоков мощности по внешним сечениям и по сечениям между ОЭС, а также некоторым внутренним сечениям ОЭС, загрузка которых существенно зависит от транзитных потоков мощности через сети ОЭС.

В 1980 г. на диспетчерском пункте (ДП) ЦДУ ЕЭС СССР была введена в эксплуатацию первая очередь центральной координирующей системы (ЦКС) АРЧМ — высшей ступени иерархической системы автоматического управления режимами ЕЭС по частоте и активной мощности.

На первом этапе развития ЦКС АРЧМ ЕЭС СССР воздействует на системы АРЧМ ОЭС Юга, Северо-Запада и Урала, а также на регулирующие электростанции ОЭС Центра и Средней Волги. В дальнейшем функции координации работы систем уровня ОЭС планировалось расширить за счет включения в общую иерархическую систему создаваемых АРЧМ ОЭС Средней Волги и Северного Кавказа, работающих автономно систем АРЧМ ОЭС Казахстана и Сибири, а после присоединения на параллельную работу ОЭС Средней Азии — ЦС АРЧМ этой ОЭС.

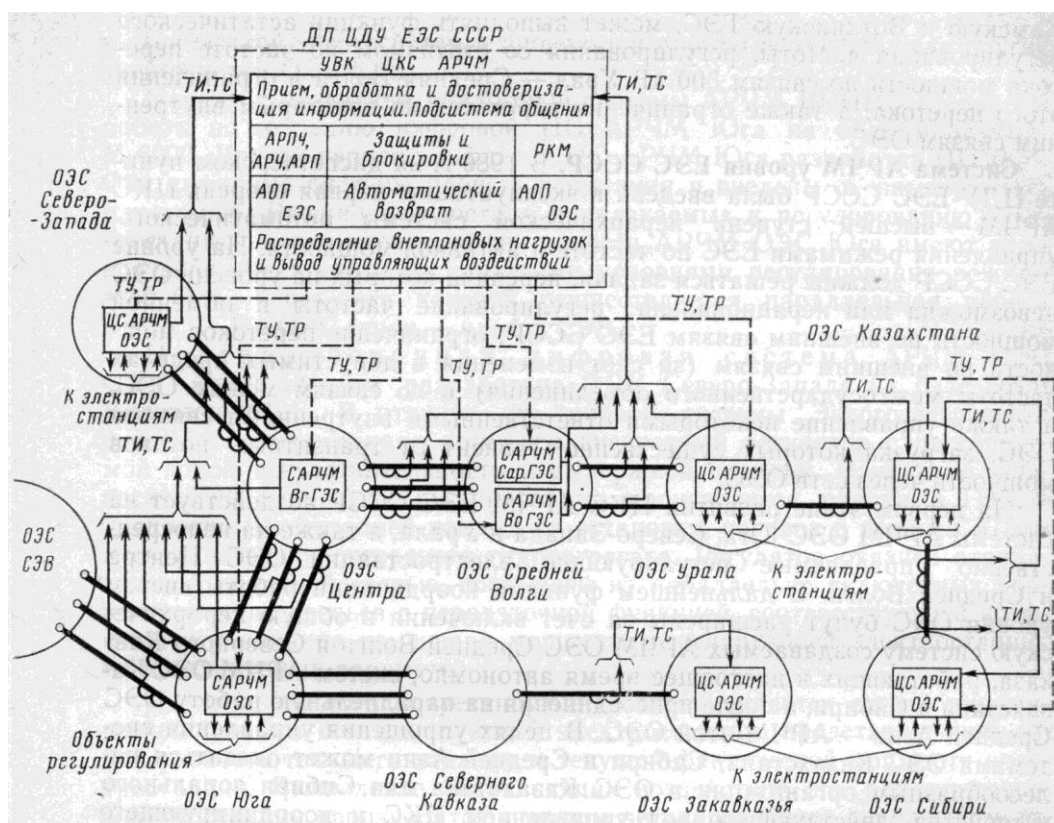


Рис. 2. Планируемая структура иерархической системы автоматического регулирования частоты и активной мощности в ЕЭС СССР.

УВК — управляющий вычислительный комплекс; **АРПЧ** — автоматический регулятор перетока с коррекцией по частоте; **АРЧ** — автоматический регулятор частоты; **АОП** — автоматический ограничитель перетока; **РКМ** — ручной корректор мощности; **САРЧМ** — система автоматического регулирования частоты и мощности; **ТИ, ТС** — телеизмерения, телесигнализация; **ТУ, ТР** — телеуправление, телерегулирование

На конец 1980 г. в эксплуатации находились семь ЦС АРЧМ уровня ОЭС, три — уровня энергосистемы (в Узбекской, Иркутской и Кольской энергосистемах), а также четыре — уровня энергообъекта. Эти системы обеспечивали контроль и управление перетоками по 20 сечениям (38 линий 750—110 кВ); устройствами регулирования (ограничения) были оснащены связи между всеми ОЭС, кроме связи Северный Кавказ—Юг.

Дальнейшее развитие систем АРЧМ заключалось в привлечении к регулированию новых электростанций, переходе от аналоговых систем к цифровым, расширении состава контролируемых связей и сечений.

2.2. Развитие централизованных систем АРЧМ в ЕЭС России

С момента образования в 2002 году Системного оператора, осуществляющего управление электроэнергетическими режимами в пределах ЕЭС России, основными мероприятиями, связанными с развитием систем АРЧМ стали:

- Разработка принципов и правил управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России по частоте и перетокам активной мощности, включая принципы автоматизации вторичного регулирования, требования техническим средствам вторичного регулирования;
- Разработка требований к участию генерирующего оборудования в автоматическом вторичном регулировании;
- Реализация единой технической политики в части управляющих вычислительных комплексов централизованных систем АРЧМ, устанавливаемых в диспетчерских центрах;
- Организация участия ГЭС и энергоблоков ТЭС в автоматическом вторичном регулировании в рамках функционирования оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) и рынка системных услуг (РСУ).

Результатами реализации указанных мероприятий стали:

- Разработка и утверждение нормативно-технических документов:
 - Стандарт СТО 59012820.27.100.002-2005 «Нормы участия энергоблоков ТЭС в нормированном первичном и автоматическом вторичном регулировании частоты» (утвержден приказом ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» от 06.06.2005 № 91, введен в действие с 01.07.2005);
 - Стандарт «Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике. Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС и

изолированно работающих энергосистемах России» (утвержден приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 31.08.2007 №535 с вводом в действие с 01.11.2007).

- «Основные технические требования к параллельно работающим энергосистемам стран СНГ и Балтии. Правила и рекомендации по регулированию частоты и перетоков» (утверждены Электроэнергетическим советом СНГ 12.10.2007);
- Стандарт СТО 59012820.29.240.002-2010 «Обеспечение согласованной работы систем автоматического регулирования частоты и перетоков мощности ЕЭС России и автоматики управления мощностью гидроэлектростанций. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования»;
- Общие технические требования для подключения ТЭС к ЦКС/ЦС АРЧМ (утверждены ОАО «СО ЕЭС» 05.08.2009 г.);
- Общие технические требования для подключения ГЭС к ЦКС/ЦС АРЧМ (утверждены ОАО «СО ЕЭС» 31.12.2010 г.);
- Специальные требования по обеспечению безопасности информации при проектировании и эксплуатации программно-аппаратных комплексов ЦКС/ЦС АРЧМ, согласованные с ФСТЭК России;
- Создание Системы добровольной сертификации объектов электроэнергетики (СДС «СО ЕЭС»);
- Перевод ЦКС АРЧМ ЕЭС, ЦС АРЧМ ОЭС Урала, ЦС АРЧМ ОЭС Востока и ЦС АРЧМ ОЭС Сибири на единую программно-аппаратную базу СК-2003/2007, создание на ее основе ЦС АРЧМ ОЭС Юга, ЦС АРЧМ центральной части ОЭС Северо-Запада;
- Организация возможности управления от ЦС/ЦКС АРЧМ сертифицированными энергоблоками ТЭС;
- Организация иерархического взаимодействия ЦКС АРЧМ ЕЭС с ЦС АРЧМ ОЭС Юга, ЦС АРЧМ центральной части ОЭС Северо-Запада, ЦС АРЧМ ОЭС Урала;
- Включение требований по участию ГЭС более 100 МВт в автоматическом вторичном регулировании в документы, регламентирующие функционирование ОРЭМ;
- Организация подготовки и выполнения планов мероприятий, обеспечивающих возможность участия в АВРЧМ ГЭС мощностью более 100 МВт в соответствии с требованиями СТО 59012820.29.240.002-2010.
- Разработка и утверждение правил РСУ, запуск РСУ по АВРЧМ энергоблоков ТЭС в феврале 2011 года.

3. Действующие в ЕЭС России централизованные системы АРЧМ. Используемые функции и объекты управления. Принципы централизованного управления.

В настоящее время, в соответствии с действующими «Правилами и рекомендациями по регулированию частоты и перетоков», утверждёнными решением Электроэнергетического совета СНГ 12 октября 2007 года, общее вторичное регулирование частоты в энергообъединении стран СНГ и Балтии осуществляет ЕЭС России, а работающие параллельно с ней энергосистемы Казахстана, Украины, Грузии, Азербайджана, Эстонии, Латвии, Литвы и Белоруссии регулируют свой суммарный внешний переток активной мощности с заданной коррекцией по частоте.

Автоматическое управление режимом по частоте и перетокам активной мощности в первой синхронной зоне ЕЭС России осуществляется совместным действием ЦКС АРЧМ ЕЭС, ЦС АРЧМ центральной части ОЭС Северо-Запада, ЦС АРЧМ ОЭС Юга, ЦС АРЧМ ОЭС Урала и ЦС АРЧМ ОЭС Сибири.

ЦКС АРЧМ ЕЭС осуществляет автоматическое вторичное регулирование частоты в первой синхронной зоне ЕЭС России.

На рисунке 3 показан процесс автоматического вторичного регулирования частоты с управлением Жигулевской ГЭС от ЦКС АРЧМ ЕЭС.

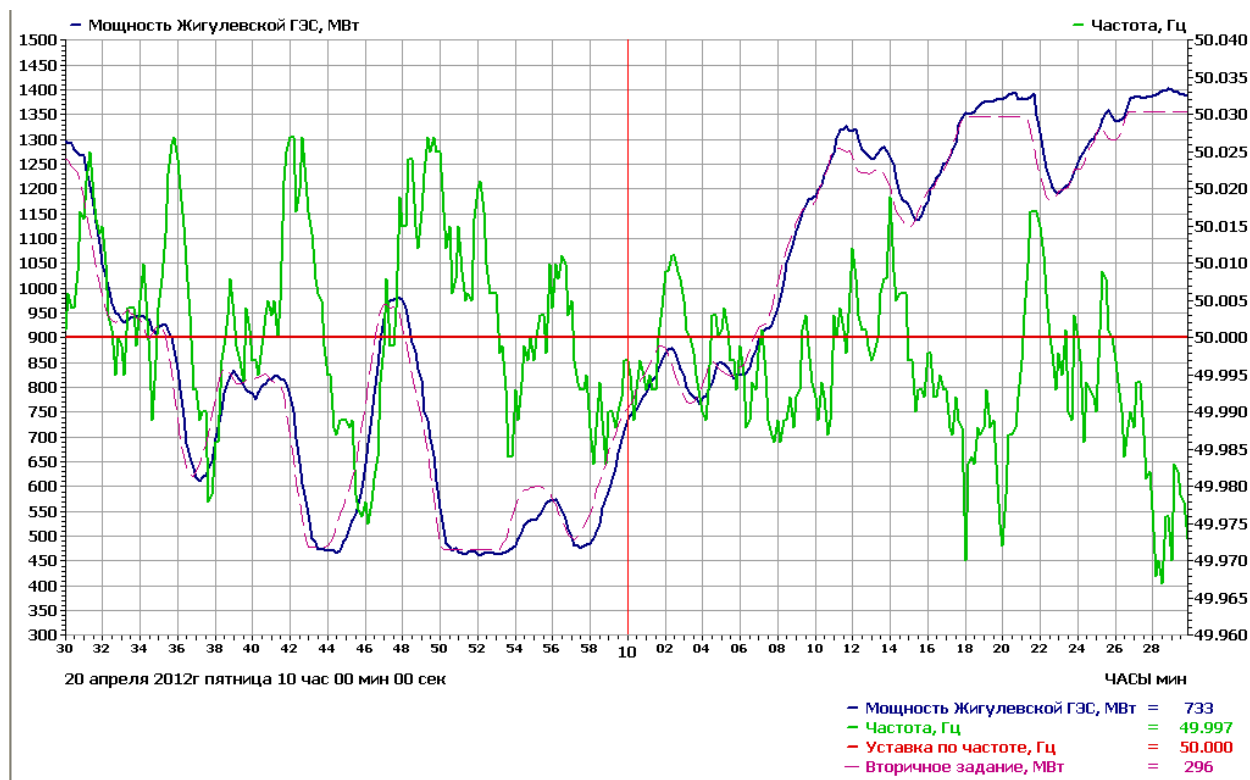


Рис. 3. Графики изменения частоты (зеленый) относительно уставки 50,000 Гц (красный), вторичного задания ЦКС АРЧМ ЕЭС (пунктир) и активной мощности Жигулевской ГЭС (синий).

Объекты управления ЦКС АРЧМ ЕЭС: Жигулевская ГЭС, Волжская ГЭС и 10 энергоблоков Заинской ГРЭС.

Также реализована возможность управления от ЦКС АРЧМ ЕЭС энергоблоком №3 Пермской ГРЭС, энергоблоками №1,3,4,5 Ириклинской ГРЭС через ЦС АРЧМ ОЭС Урала, энергоблоками №№1,4 Киришской ГРЭС через ЦС АРЧМ центральной части ОЭС Северо-Запада и энергоблоками №№1,3 Ставропольской ГРЭС через ЦС АРЧМ ОЭС Юга.

ЦС АРЧМ ОЭС Сибири осуществляет автоматическое регулирование перетока активной мощности по сечению Сибирь-Казахстан с заданной частотной коррекцией.

Объекты управления ЦС АРЧМ ОЭС Сибири: Братская ГЭС, Усть-Илимская ГЭС, Саяно-Шушенская ГЭС, Красноярская ГЭС.

Управление Красноярской ГЭС от ЦС АРЧМ ОЭС Сибири выведено до завершения ввода в эксплуатацию новой системы ГРАМ.

Управление Саяно-Шушенской ГЭС от ЦС АРЧМ ОЭС Сибири выведено до замены гидроагрегатов и ввода новой системы ГРАМ.

Автоматическое ограничение перетоков активной мощности по заданным сечениям осуществляется ЦС АРЧМ центральной части ОЭС Северо-Запада, ЦС АРЧМ ОЭС Юга, ЦС АРЧМ ОЭС Урала, ЦС АРЧМ ОЭС Сибири.

Объекты управления ЦС АРЧМ ОЭС Урала: Воткинская ГЭС, Камская ГЭС, энергоблоки Пермской ГРЭС, энергоблоки Ириклинской ГРЭС.

Объекты управления ЦС АРЧМ ОЭС Юга: Чиркейская ГЭС и энергоблоки №№1, 3 Ставропольской ГРЭС.

Объектами управления ЦС АРЧМ центральной части ОЭС Северо-Запада являются энергоблоки № 1 и № 4 Киришской ГРЭС.

Команды централизованных систем АРЧМ передаются в виде вторичного задания на изменение мощности объектов управления (ГЭС и энергоблоков ТЭС) по специальным быстродействующим каналам телерегулирования.

Реализация команд на ГЭС и энергоблоках ТЭС осуществляется через системы АРЧМ (САРЧМ) электростанций.

Структурная схема функционирования и взаимодействия ЦКС АРЧМ ЕЭС и ЦС АРЧМ уровня ОЭС приведена на Рисунке 4.

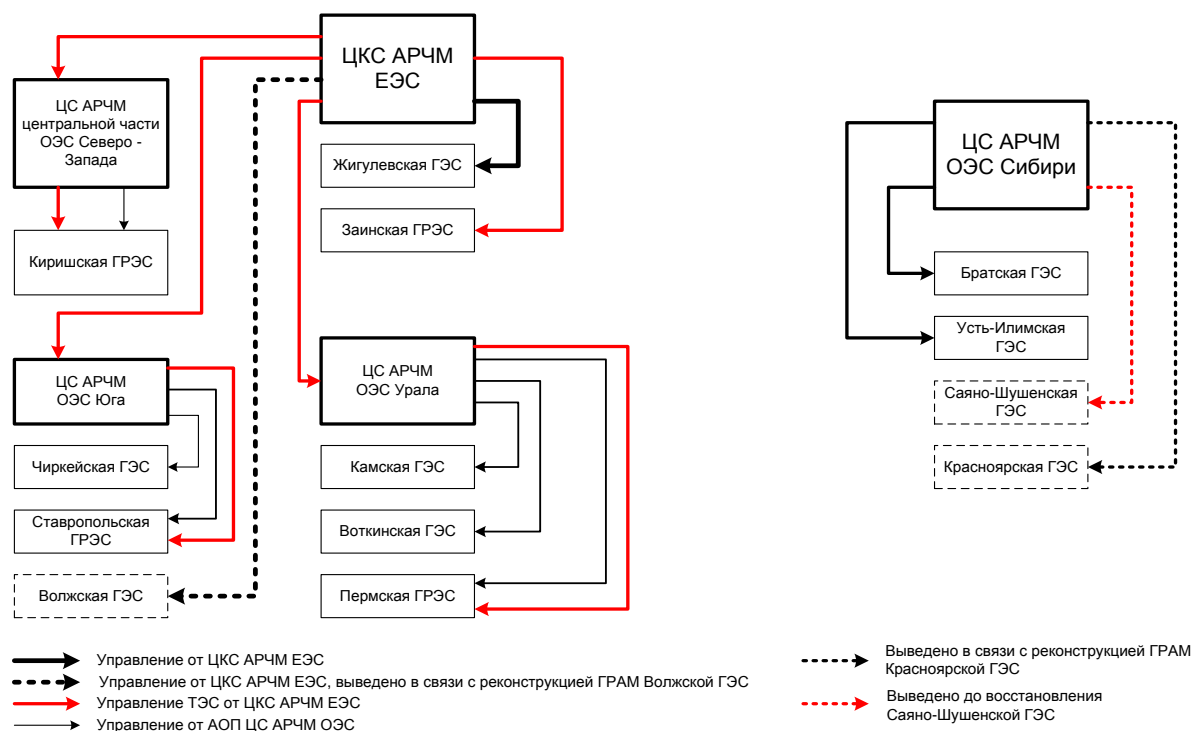


Рис.4. Структурная схема функционирования и взаимодействия централизованных систем АРЧМ

Также в ОЭС Северо-Запада автономно функционирует ЦС АРЧМ Кольской энергосистемы, осуществляющее автоматическое регулирование перетока активной мощности по сечению «Кола-Карелия», автоматическое ограничение перетоков активной мощности по заданным сечениям и автоматическое регулирование частоты в случае перехода Кольской энергосистемы на изолированную работу. В состав ЦС АРЧМ Кольской энергосистемы входят шесть регулирующих ГЭС.

Автоматическое регулирование частоты и ограничение перетоков активной мощности во второй синхронной зоне ЕЭС России осуществляется ЦС АРЧМ ОЭС Востока с управлением Зейской ГЭС и Бурейской ГЭС.

В ЦКС/ЦС АРЧМ общее задание на изменение мощности объектов управления (ГЭС, энергоблока ТЭС) в каждом цикле управления делится на приращение задания регулирующей ГЭС и каждому из энергоблоков ТЭС пропорционально их коэффициентам долевого участия (КДУ) в регулировании.

С целью эффективного использования резервов вторичного регулирования, КДУ ГЭС и каждого из энергоблоков ТЭС задаются пропорционально величинам их диапазонов регулирования (заданные КДУ).

Эта пропорциональность обеспечивается автоматически, независимо от количества подключенных к ЦКС/ЦС АРЧМ и участвующих на данном цикле регулирования энергоблоков.

Постоянство коэффициента передачи центрального регулятора обеспечивается автоматическим поддержанием равной единице суммы фактических КДУ участвующих на данном цикле в регулировании объектов управления, определяемых по заданным КДУ.

Текущее задание на выдачу вторичной мощности для каждого из объектов управления формируется интегральным регулятором ЦКС/ЦС АРЧМ (с циклом 1 секунда) путем суммирования очередного приращения с ранее выданным заданием, передается по каналу телеуправления непрерывно, и должно вводиться в САРЧМ объектов управления в виде задания вторичной мощности дополнительно к заданию плановой мощности. Положительное вторичное задание означает требование на загрузку, отрицательное – на разгрузку.

Неизменное задание (нулевое или любое иное) предполагает отсутствие текущих требований на изменение ранее заданной вторичной мощности. Изменение задания является требованием на соответствующее изменение мощности объектов управления.

В ЦКС/ЦС АРЧМ устанавливается:

- ограничение величины приращения вторичного задания каждому из объектов управления на цикле регулирования ($\Delta P_{огр. \text{ цикл}}$), исходя из допустимой максимальной скорости изменения внепланового задания мощности объекта управления (МВт/мин):

$$\Delta P_{огр. \text{ цикл}} = \Delta P_{огр. \text{ мин.}} / 60 \text{ МВт/цикл.}$$

- ограничение величины максимального вторичного задания на загрузку и на разгрузку каждому объекту управления.

При необходимости, диспетчер ЦДУ (ОДУ) использует в ЦКС (ЦС) АРЧМ ручную коррекцию мощности (РКМ) подключенных объектов управления, при которой задание на изменение мощности изменяется с постоянной заданной скоростью для ручной коррекции с учетом упомянутых ограничений на цикле регулирования.

Величина суммарного вторичного задания (от автоматического регулятора частоты и от РКМ) ограничена пределами заданного диапазона вторичного регулирования объектов управления.

Состав участвующих в регулировании на данном цикле объектов управления определяется поступившими к данному моменту времени телесигналами готовности к регулированию и отсутствием сигналов неготовности к загрузке либо разгрузке – в зависимости от актуального требования центрального регулятора.

4. Направления перспективного развития систем АРЧМ

4.1. Приведение систем АРЧМ в соответствие с утвержденными требованиями, увеличение количества объектов управления

Реализация планов мероприятий, обеспечивающих возможность участия в АВРЧМ ГЭС мощностью более 100 МВт в соответствии с требованиями СТО 59012820.29.240.002-2010, позволит перейти на новый технический уровень управления ГЭС от ЦС/ЦКС АРЧМ и значительно повысит возможности по автоматическому регулированию режима энергосистем.

Перечень ГЭС более 100 МВт для подключения к управлению от ЦКС/ЦС АРЧМ приведен в таблице 1.

Таблица 1.

№	Наименование ГЭС	Установленная мощность, МВт	Система АРЧМ для подключения ГЭС	
	Бурейская ГЭС*	2010	ЦС АРЧМ ОЭС Востока	
	Зейская ГЭС*	1330		
	Новосибирская ГЭС	455	ЦС АРЧМ ОЭС Сибири	
	Саяно-Шушенская ГЭС	6400		
	Братская ГЭС*	4500		
	Иркутская ГЭС	662,4		
	Усть-Илимская ГЭС*	3840		
	Красноярская ГЭС	6000		
	Воткинская ГЭС*	1020	ЦС АРЧМ ОЭС Урала	
0	Камская ГЭС*	522		
1	Павловская ГЭС	166,4		
2	Жигулевская ГЭС*	2330,5	ЦКС АРЧМ ЕЭС	
3	Нижегородская ГЭС	520		
4	Саратовская ГЭС	1360		
5	Чебоксарская ГЭС	1370		
6	Рыбинская ГЭС	346,4		
7	Угличская ГЭС	110		
8	Волжская ГЭС	2582,5		
9	Нижекамская ГЭС	1205		
	Чиркейская ГЭС*	1000		ЦС АРЧМ ОЭС Юга

№	Наименование ГЭС	Установленная мощность, МВт	Система АРЧМ для подключения ГЭС
0			
1	Миатлинская ГЭС	220	
2	Зеленчукская ГЭС	160	
3	Ирганайская ГЭС	400	
4	ГЭС-2 Каск. Кубанских ГЭС	184	
5	Цимлянская ГЭС	209	ЦС АРЧМ центральной части ОЭС Северо-Запада
6	Лесогорская ГЭС-10	118	
7	Светогорская ГЭС-11	122	
8	Верхне-Свирская ГЭС-12	160	
9	Нарвская ГЭС-13	124,8	
0	Кривопорожская ГЭС-14	180	ЦС АРЧМ Кольской энергосистемы
1	Нива ГЭС-3*	155,5	
2	Князегубская ГЭС-11*	152	
3	Верхне-Тулумская ГЭС-12*	268	
4	Серебрянская-1 ГЭС-15*	201	
5	Серебрянская-2 ГЭС-16*	156	
6	Верхне-Териберская ГЭС-18*	130	

* ГЭС подключены к системам АРЧМ

Мероприятия на ГЭС, подключенных к управлению ЦКС/ЦС АРЧМ, заключаются в модернизации систем ГРАМ, аппаратуры и каналов связи с диспетчерскими центрами, модернизации систем управления мощностью

гидроагрегатов, установке стационарных систем контроля технического состояния гидроагрегатов (вибро - и теплоконтроля) с учетом требований стандарта организации СТО 59012820.29.240.002-2010.

На конец апреля 2012 г. в СДС «СО ЕЭС» успешно прошли процедуру сертификации на соответствие требованиям СТО 59012820.27.100.002-2005 65 энергоблоков на 14-ти ТЭС суммарной установленной мощностью 20928 МВт, которые могут оказывать услуги по АВРЧМ после проведения мероприятий по подключению к управлению от ЦКС/ЦС АРЧМ.

На рисунке 5 представлена перспективная схема развития систем АРЧМ в ЕЭС России.

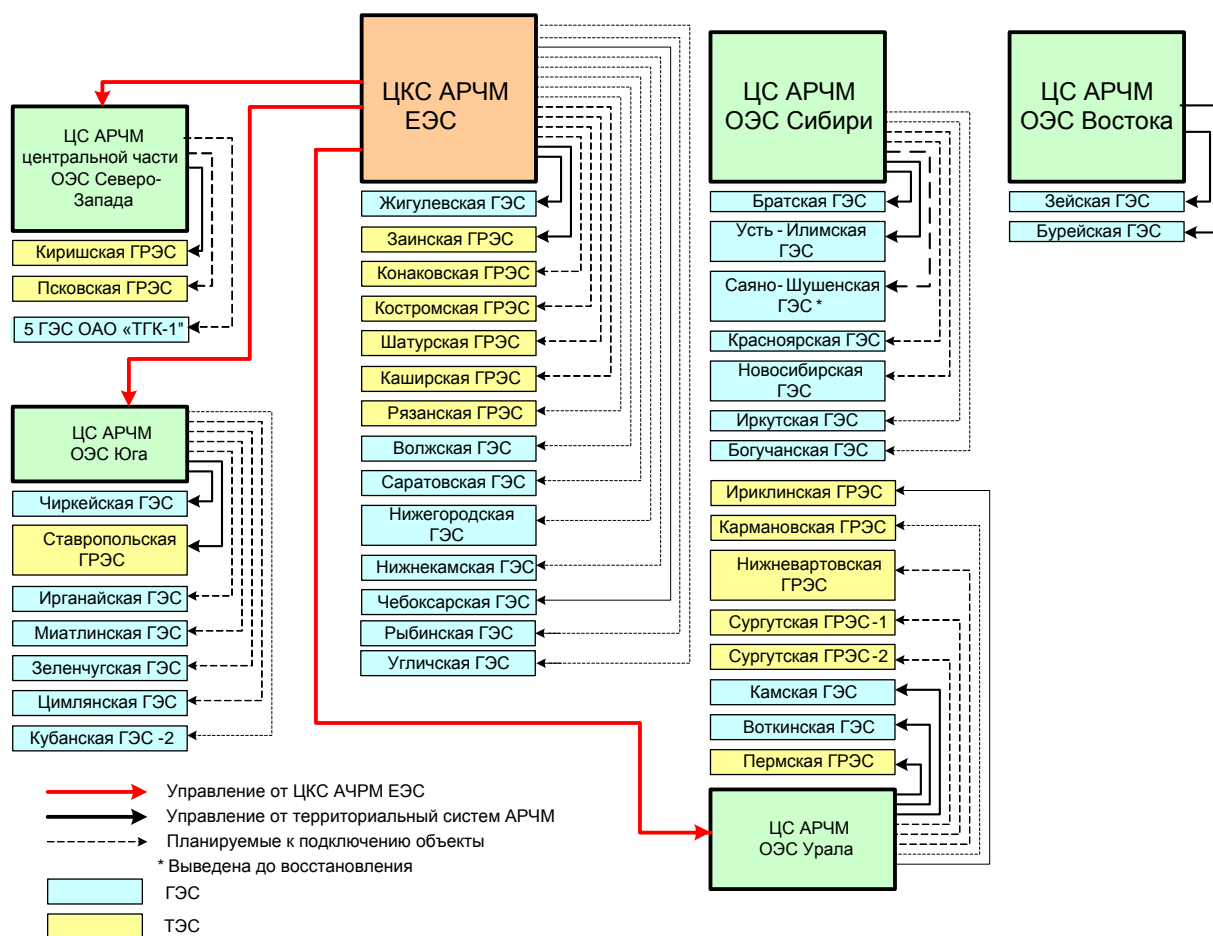


Рис.5. Перспективная схема организации АВРЧМ в ЕЭС России

Для подключения ГЭС и сертифицированных энергоблоков ТЭС к управлению от ЦС/ЦКС АРЧМ требуется проведение большого объема организационно-технических мероприятий, завершающихся проведением испытаний всей схемы централизованного управления: ЦС/ЦКС АРЧМ – стационарный терминал АРЧМ – ГРАМ ГЭС (САРЧМ (САУМ) энергоблоков ТЭС).

Отдельной большой задачей является модернизация и развитие систем сбора и передачи информации о параметрах режима и состоянии элементов электрической сети для ЦКС/ЦС АРЧМ.

4.2. Внедрение унифицированных управляющих комплексов ЦКС/ЦС АРЧМ

В настоящее время в ОАО «СО ЕЭС» находятся в эксплуатации программно-аппаратные комплексы ЦКС АРЧМ ЕЭС, ЦС АРЧМ ОЭС Востока, ЦС АРЧМ ОЭС Сибири, ЦС АРЧМ ОЭС Урала, ЦС АРЧМ ОЭС Юга, ЦС АРЧМ центральной части ОЭС Северо-Запада, разработка и внедрение которых проводилась до момента утверждения следующих документов:

- Общие технические требования для подключения ТЭС к ЦКС/ЦС АРЧМ (утверждены ОАО «СО ЕЭС» 05.08.2009 г.);
- Стандарт ОАО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.240.002-2010 «Обеспечение согласованной работы систем автоматического регулирования частоты и перетоков мощности ЕЭС России и автоматики управления мощностью гидроэлектростанций. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования»;
- Общие технические требования для подключения ГЭС к ЦКС/ЦС АРЧМ (утверждены ОАО «СО ЕЭС» 31.12.2010 г.).

Программное обеспечение указанных систем АРЧМ имеет ряд отличий, вызванных в первую очередь особенностями взаимодействия с регулирующими объектами, заданными в технических заданиях на разработку отдельных систем АРЧМ.

Также в процессе эксплуатации указанных систем АРЧМ определена необходимость реализовать ряд новых служебных функций, включая возможность использования двух баз данных АРЧМ: база данных редактирования, доступная для сервисных программ, и рабочая база данных, доступная для серверных программ.

В связи с указанными обстоятельствами, а также в связи с внедрением в промышленную эксплуатацию комплексов СК-2007 обеспечение сопровождения ПАК систем АРЧМ требует разработки унифицированного программного обеспечения (УПО) систем АРЧМ.

Разработка УПО АРЧМ производится с целью повышения удобства эксплуатации и сопровождения систем АРЧМ уровней ЕЭС и ОЭС.

В результате выполнения работ по разработке УПО АРЧМ будет достигнуто:

- замена всех действующих управляющих комплексов ЦКС/ЦС АРЧМ единым комплексом с УПО АРЧМ, опционально настраиваемого под задачи конкретной ОЭС;
- обеспечение работы ЦКС/ЦС АРЧМ в соответствии с требованиями указанных нормативно-технических документов;
- включение в УПО АРЧМ всех изменений и дополнений, внесенных в процессе последних разработок УВК ЦКС/ЦС АРЧМ;
- разработка дополнительных сервисных программ с целью обеспечения задач по конфигурированию и контролю работы ЦКС/ЦС АРЧМ;
- реализация комплекса программ «Система АРЧМ» для работы с сервером ОИК нового поколения СК-2007;
- возможность при внесении любых изменений в УПО АРЧМ внедрение модифицированного ПО во всех диспетчерских центрах одновременно.

4.3. Решение оптимизационных задач при управлении режимами энергосистем с использованием ЦКС/ЦС АРЧМ

Действующие алгоритмы ЦКС/ЦС АРЧМ реализуют расчет и выдачу управляющих воздействий на объекты в соответствии с заранее заданными параметрами настройки, направленными на равномерное использование резервов вторичного регулирования при определенных исходных условиях.

При реальном управлении объектами от ЦКС/ЦС АРЧМ неизбежно возникают отклонения от заранее определенных условий, такие как:

- изменение количества подключенных под управление ГРАМ гидроагрегатов на ГЭС и, как следствие, изменения доступных для ЦКС/ЦС АРЧМ диапазонов и скорости регулирования;
- ограничение доступных для ЦКС/ЦС АРЧМ диапазонов регулирования или временная блокировка управления частью объектов, связанные с возникновением ограничений в контролируемых сечениях.

Перспективной является задача разработки алгоритмов для ЦКС/ЦС АРЧМ, реализующих функцию корректировки заданных параметров настройки на основе оценки текущего режима работы энергосистем и объектов управления, для оптимального использования резервов вторичного регулирования при текущих условиях.

4.4. Использование управления вставками постоянного тока от ЦС АРЧМ

Для возможности обмена активной мощностью между ОЭС Востока и ОЭС Сибири предусматривается их несинхронная работа через вставки постоянного тока (ВПТ), устанавливаемые на подстанциях 220 кВ, где в настоящее время выполнено разделение связей между указанными ОЭС.

Как показано ранее, для управления электроэнергетическим режимом работы ОЭС Востока и ОЭС Сибири используются ЦС АРЧМ, осуществляющие выдачу команд на изменение мощности ГЭС в пределах их диапазонов автоматического вторичного регулирования.

Управление мощностью вставками постоянного тока (ВПТ) от ЦС АРЧМ в ЕЭС России не применялось, поэтому перспективными являются работы по обоснованию необходимости и возможности управления ВПТ для задач автоматического вторичного регулирования, а также разработка и исследование алгоритмов автоматического изменения мощности через ВПТ с использованием телеуправления от ЦС АРЧМ.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Автоматизация регулирования частоты и перетоков активной мощности в Единой энергетической системе СССР/ М.А.Беркович, А.Н.Комаров, С.А.Совалов и др. – «Электричество», 1977, №8.
- [2] Иерархическая система автоматического регулирования частоты и перетоков мощности в ЕЭС СССР/ А.Н.Комаров, А.И.Максимов, и др. – «Электрические станции», 1983, №1.
- [3] С.А.Совалов. Режимы Единой энергосистемы. Глава 8. Автоматизация регулирования частоты и активной мощности. – Москва, Энергоатомиздат, 1983.
- [4] Опыт подключения энергоблоков ТЭС к участию в автоматическом вторичном регулировании частоты в ЕЭС России/ А.В.Жуков, А.Н.Комаров, А.Н.Сафронов, И.В. Барсуков. – «Электрические станции», 2009, №4.

СОВРЕМЕННЫЕ СИСТЕМЫ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ В ЕЭС РОССИИ

Жуков А.В., Демчук А.Т., Сацук Е.И., Легкоконец П.В., Кац П.Я, Лисицын А. А.
(ОАО «СО ЕЭС», ОАО «НИИПТ»)

Противоаварийная автоматика (ПА) является одним из важнейших средств обеспечения надежности и живучести ЕЭС России. Важнейшим видом ПА является автоматика предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ) электростанций и энергосистем.

С 1970-х годов для решения задач АПНУ в отдельных объединенных энергосистемах ЕЭС России начали внедряться централизованные системы противоаварийной автоматики (ЦСПА).

Целью создания и совершенствования ЦСПА является повышение надежности электроснабжения потребителей при возникновении аварийных ситуаций. При этом решаются задачи минимизации управляющих воздействий при различных возмущениях в электроэнергетической системе и максимального использования пропускной способности электрической сети. Современные системы ПА развиваются на основе IT-технологий с широким применением современных средств связи. Они являются важным элементом интеллектуальных сетей по управлению энергосистемой в аварийных режимах.

Основным элементом ЦСПА является программно-технический комплекс (ПТК) верхнего уровня ЦСПА, устанавливаемый в диспетчерском центре соответствующей энергосистемы. В ПТК верхнего уровня ЦСПА с периодичностью 20 ÷ 40 секунд осуществляется полный технологический цикл функционирования ЦСПА:

- получение из ОИК диспетчерского центра, в котором установлен ПТК верхнего уровня ЦСПА, телеметрической информации о текущем электрическом режиме энергосистемы, актуальном составе сети и текущих объёмах управляющих воздействий (УВ);
- расчёт устойчивости текущего режима энергосистемы для заданного технологами набора аварийных возмущений;
- определение требуемых объёмов и мест реализации УВ для указанного в предыдущем буллите набора аварийных возмущений – расчёт таблиц УВ ЦСПА;
- передача таблиц УВ ЦСПА на низовые устройства ЦСПА (локальные комплексы АПНУ, устанавливаемые на объектах электроэнергетики) для исполнения в случае возникновения аварийных возмущений;
- визуализация результатов расчета УВ ЦСПА для диспетчеров, ведущих режим энергосистемы

- Опыт использования ЦСПА предыдущего (второго) поколения в нескольких объединенных энергосистемах (ОЭС) показал высокую эффективность принципа централизации противоаварийного управления.

В одной из наиболее крупных ОЭС – ОЭС Урала, охватывающей территорию почти 2 млн. км² и содержащей несколько десятков крупных электростанций, ЦСПА второго поколения введена в работу с 1985 г. Основная сеть 500 и 220 кВ ОЭС Урала имеет кольцевую многоконтурную структуру и имеет связи с ОЭС Центра, ОЭС Средней Волги и ЕЭС Казахстана. Для такой сети характерна опасность нарушения устойчивости (возникновение асинхронного хода) при аварийном отключении одной из нагруженных ВЛ 500 кВ. При этом нарушение устойчивости может происходить в отдаленном, часто на несколько сотен километров районе от аварийно отключаемой ВЛ.

Очевидно, что в такой энергосистеме для определения минимально необходимых управляющих воздействий необходимо не только точно идентифицировать первоначальное возмущение, но и учитывать режимные условия на момент возникновения аварийного возмущения во всей ОЭС и на примыкающих связях с соседними ОЭС. Только в этом случае можно рассчитывать на предотвращение развития аварийного процесса при минимально необходимом объеме превентивно отключаемой генерации и нагрузки (именно эти противоаварийные воздействия в основном используются для предотвращения нарушения устойчивости в ОЭС Урала).

Локальные устройства противоаварийной автоматики, использующие в основном местную информацию, осуществляют воздействие, исходя из наилучших исходных режимных условий в отдельных частях энергосистемы и на межсистемных связях. Для предотвращения опасных набросов мощности на отдаленные связи при использовании отключения генераторов в качестве противоаварийного воздействия приходится дополнительно отключать и потребителей.

Таким образом, из опасения нарушения устойчивости при недостаточном объеме информации противоаварийные воздействия части используются напрасно, при этом не удается ограничиться только воздействием на генерацию и приходится прибегать к отключению потребителей.

После ввода в эксплуатацию ЦСПА, обеспечивающей учет режимных условий во всей защищаемой ОЭС и на ближайших межсистемных связях, объем воздействия резко сократился. В первые годы эксплуатации ЦСПА был проведен анализ аварийных случаев, имевших место в ОЭС, при гипотетическом отсутствии ЦСПА и обеспечении устойчивости действием локальной автоматики. Этот анализ показал, что объем отключения потребителей при отсутствии ЦСПА был бы более чем на порядок большим, чем это имело место.

Более того, в один из первых лет эксплуатации ЦСПА имел место случай последовательного отключения с интервалом в несколько минут нескольких ВЛ 500 кВ из-за прохождения грозового фронта. ЦСПА, имеющая длительность расчетного цикла не более 20 с, успела выполнить необходимые расчеты, выбрать и реализовать управляющие воздействия и тем самым предотвратить нарушение устойчивости с возможными тяжелыми последствиями. По мнению операторов при отсутствии ЦСПА вряд ли бы удалось спасти систему только действием персонала по изменению режима и перенастройкой локальных устройств.

Экономические потрясения 90-х годов не позволили реализовать план установки ЦСПА во всех ОЭС России (СССР). В настоящее время ЦСПА второго поколения функционирует в четырех из семи ОЭС России. Дальнейшее распространение централизованного управления предполагается с использованием новых ЦСПА третьего поколения.

При выборе первых ОЭС для установки ЦСПА одним из важных соображений было не очень существенное влияние динамики аварийных процессов на условия устойчивости ОЭС в целом и выбор противоаварийных управляющих воздействий. К такому типу энергосистем относится и ОЭС Урала, для которой основной проблемой сохранения устойчивости является предотвращение опасной перегрузки связей в результате отключения загруженных мощных ВЛ 500 кВ.

Динамическая фаза процесса, как правило, проявляется лишь при возникновении тяжелых коротких замыканий вблизи крупных электростанций. Предотвращение нарушения устойчивости в этих случаях может быть поручено локальным устройствам автоматики. В ЦСПА второго поколения динамическая фаза процесса отражается весьма грубо и учитывается приближенно действием локальных устройств. В ЦСПА третьего поколения эта проблема решается непосредственным учетом в алгоритме динамической фазы процесса. Одной из причин выбора ОЭС Востока в качестве первого объекта для ЦСПА третьего поколения является ярко выраженная динамика аварийных процессов в этой ОЭС.

Математический аппарат ЦСПА используется и для решения диспетчерских задач – в режиме «советчика». Наряду с оповещением диспетчера о недостаточности управляющих воздействий (отсутствии решения в случае возникновения того или иного расчетного возмущения в данной ситуации) и необходимости принятия превентивных диспетчерских мер, «советчик» позволяет проигрывать различные ситуации для выявления ограничений по условиям устойчивости при решении задач наиболее эффективного использования электрической сети. При этом «советчик» на базе алгоритмов ЦСПА позволяет определить границы допустимых режимов как без использования автоматики (по условиям n-1), так и с учетом разных видов автоматики (например, без использования и с использованием отключения потребителей в качестве управляющего воздействия противоаварийной автоматики).

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

В новой ЦСПА реализованы:

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

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

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

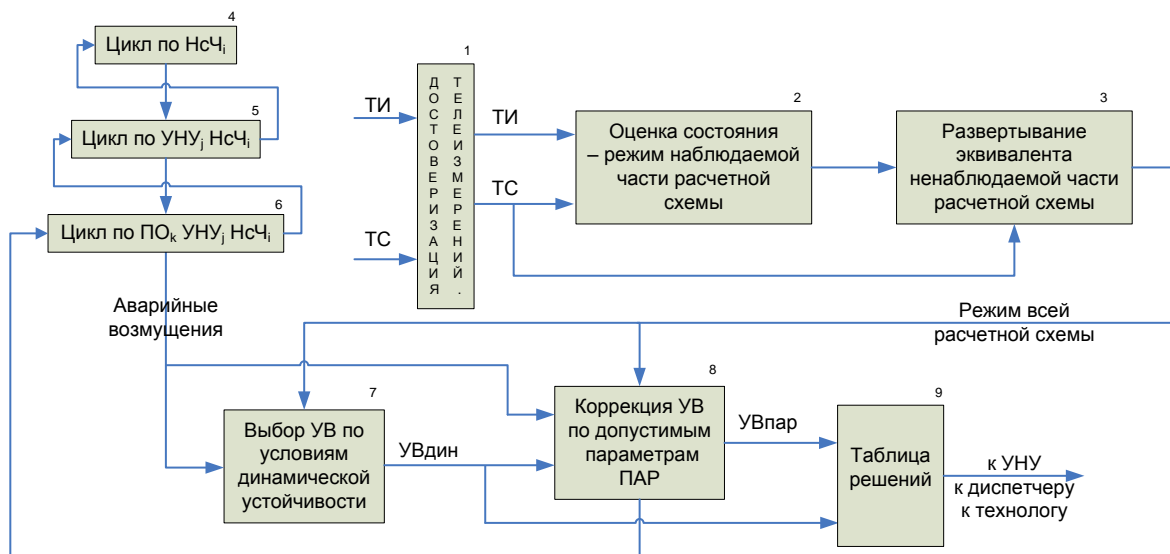


Рис. 1. Общая функциональная схема технологического алгоритма ЦСПА 3-го поколения

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

Далее, в трех вложенных циклах выполняется основное вычислительное ядро технологического алгоритма ЦСПА. Цикл верхнего уровня организуется путем перебора несинхронных частей расчетной схемы энергосистемы (НсЧ_і) (блок 4). Промежуточный цикл организуется путем перебора устройств нижнего уровня (УНУ_ј), расположенных в соответствующей несинхронной части, получающих из сети этой несинхронной части сигналы об аварийных возмущениях и имеющих возможность ввода в этой несинхронной части УВ (блок 5). Цикл нижнего уровня организуется путем перебора всех пусковых органов (ПО_к), фиксирующих аварийные возмущения в обрабатываемой несинхронной части для устройства нижнего уровня (УНУ_ј) (блок 6).

В вычислительном ядре для каждого аварийного возмущения (ПО_к) в блоке 7 выбираются УВ, обеспечивающие динамическую устойчивость начальной фазы

аварийного процесса (УВдин). В блоке 8 формируются дополнительные УВ, обеспечивающие нормативные запасы устойчивости и отсутствие токовой перегрузки элементов сети в послеаварийном режиме (УВпар). И те и другие УВ независимо поступают в таблицу решений (блок 9), которая после окончания цикла расчета и перебора всех пусковых органов передается в соответствующее устройство нижнего уровня. После окончания полного цикла работы ЦСПА таблицы решений для всех УНУ попадают к диспетчеру.

Если в ЦСПА 2-го поколения использовались пусковые органы, фиксирующие только отключение элемента сети, то в данном случае, как правило, используются сложные пусковые органы, фиксирующие временную последовательность коммутаций в сети, например: короткое замыкание на ВЛ в момент времени t_1 , отключение поврежденной ВЛ в момент времени t_2 и повторное включение ВЛ или получение информации о неуспешности АПВ в момент времени t_3 . Соответственно этому УВдин и УВпар вводятся в работу устройством нижнего уровня в разное время: УВдин вводится по факту получения сигнала об отключении ВЛ в цикле АПВ, а УВпар - по факту получения сигнала об успешности или неуспешности АПВ. При этом величины, а, возможно, и места приложения УВпар для успешного и неуспешного АПВ – различны.

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

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

- синхронные машины (в том числе и синхронные двигатели нагрузки) моделируются либо полными уравнениями Парка-Горева, либо постоянной ЭДС за реактивным сопротивлением;
- системы возбуждения и АРВ моделируются упрощенно: дифференциальными уравнениями не более 5-го порядка;
- первичный двигатель синхронных генераторов с АРС моделируется упрощенно дифференциальным уравнением 1-го порядка (когда это необходимо), либо предполагается постоянство момента на валу в течение всего времени переходного процесса;
- нагрузки моделируются статическими характеристиками, часть нагрузок может моделироваться асинхронными и синхронными двигателями;
- аварийные возмущения моделируются: включением/ отключением шунтов короткого замыкания (КЗ), отключением или изменением параметров

элементов схемы (генераторов, нагрузок, линий, трансформаторов) с заранее заданным временем этих событий;

- автономно работающие локальные устройства противоаварийной автоматики, воздействующие на отключение элементов сети, моделируются упрощенными алгоритмами или временной программой их работы (как аварийные возмущения).

В качестве управляющих воздействий используются: отключение генераторов, импульсная разгрузка (с заданной характеристикой), электрическое торможение генераторов, отключение нагрузки. Впоследствии предусматривается возможность противоаварийного управления преобразовательными устройствами.

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

1. Для заданного режима при заданном аварийном возмущении рассчитывается переходный процесс.
2. Если по результатам расчета фиксируется нарушение устойчивости, то рассчитанный процесс представляется в виде движения двух эквивалентных синхронных машин.
3. Для двухмашинного эквивалента с использованием «правила площадей» выбираются суммарные управляющие воздействия, которые затем распределяются по конкретным объектам управления в частях условно разделяющейся энергосистемы.
4. Повторяется расчет переходного процесса с введенными УВ.
5. Если процесс устойчив, то производится оценка избыточности УВ и, в случае необходимости, величина УВ снижается, после чего расчет повторяется вновь – производится переход к п. А. Если УВ не избыточны, то расчет заканчивается.
6. Если расчет по п. 4 неустойчив, то производится переход на п. 2.

Интегрирование переходного процесса и расчет на каждом его шаге режима расчетной модели с учетом характеристик нагрузок наиболее затратны по объему и времени вычислений. В связи с этим для ЦСПА 3-го поколения были разработаны специальные модификации интерполяционного метода интегрирования с автоматическим выбором шага и интерполяционного метода расчета режима расчетной модели, минимизирующие объемы и время вычислений. Эффективность этих разработок при реализации рассмотренного алгоритма в операционной системе Windows XP на языке СИ++ может быть проиллюстрирована следующими данными: выбор УВ для расчетной модели, содержащей 187 узлов, 274 ветви и 32 синхронные машины, происходящий за 4 итерации на компьютере с одноядерным процессором с тактовой частотой 2.0 ГГц происходит менее чем за 1 с.

В качестве расчетной модели для определения допустимых параметров послеаварийного режима (ПАР) принята однолинейная математическая модель энергосистемы, в которой синхронные машины представляются постоянной ЭДС за реактивностью, имитируя статизм регуляторов возбуждения. Поддержание напряжения в точке регулирования неизменным по величине имитируется путем задания малого сопротивления синхронной машины до тех пор, пока не наступает ограничение по выработке максимальной или минимальной величины реактивной мощности.

Особенностью математического описания установившихся режимов является использование двух систем уравнений: нелинейных уравнений установившихся режимов в форме баланса токов в узлах и линейных уравнений прогноза потокораспределения активной мощности в форме баланса мощности в узлах. Обе системы уравнений позволяют выполнять расчеты установившихся режимов с учетом статических характеристик нагрузки по напряжению и статических характеристик генерации и потребления по частоте, имитируя тем самым действие регуляторов скорости при установлении ПАР.

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

1. Выполняется расчет режима для ЭДС, определяемых из исходного режима, в предположении, что возникновение аварийного возмущения и реализация выбранных в расчете динамической фазы переходного процесса УВ, совмещены по времени в момент $t=t+0$. Тем самым определяется вектор изменения режима по мощности от режима $t+0$ до ПАР, первоначально определяемого генерацией и потреблением в исходном режиме, скорректированного с учетом возмущения и УВ.
2. Выполняется расчет предельного режима путем утяжеления режима $t+0$ по определенному в п.2 вектору. На каждом шаге расчета вектор утяжеления режима по мощности корректируется с учетом изменения потерь активной мощности в сети и соответствующего изменения частоты.
3. По разности фаз ЭДС в предельном режиме и режиме $t+0$ определяется вектор изменения углов ЭДС для определения «опасного сечения».
4. От предельного режима, как исходного, по вектору, определенному в п.9, выполняются пошагово расчеты режимов до тех пор, не определится (аналогично тому, как это делается в расчете динамической фазы переходного процесса) «опасное сечение» и соответствующие ему несинхронные части энергосистемы. Критерием идентификации «опасного сечения» является достижение углов по ветвям расчетной схемы 180° . Тем самым определяются предельный и расчетный в ПАР перетоки мощности в ОС.

5. Выполняется расчет УВ в условно несинхронных частях энергосистемы для обеспечения принятого в энергосистемах России нормативного запаса устойчивости по перетоку активной мощности в ПАР.
6. Выполняется расчет дополнительных УВ для обеспечения нормативного запаса по напряжению и недопущения перегрузки по току элементов сети.
7. Расчеты по пп. 7 – 12 с учетом УВ, определенных в 11 и 12, выполняются до тех пор, пока не исчезают условия для выбора новых УВ. Расчеты прекращаются и в случае, если выясняется, что все доступные УВ исчерпаны, а выполнение условий допустимости ПАР не выполняются. При этом выдаются соответствующие сообщения диспетчеру.

По изложенные алгоритмы являются важнейшими компонентами создаваемой ЦСПА нового поколения. В настоящее время эта ЦСПА внедряется в ОЭС Востока, и будет функционировать с ПТК верхнего уровня ЦСПА, установленным в Филиале ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Востока и тремя низовыми устройствами – на Зейской и Бурейской ГЭС, а также на Приморской ГРЭС. Плановый срок ввода ЦСПА ОЭС Востока в опытную эксплуатацию – IV квартал 2012 года.

Дальнейшей важнейшей задачей по развитию централизованного противоаварийного управления в ЕЭС России является создание координирующей системы противоаварийной автоматики (КСПА) ЕЭС России, предназначенной для координации действия централизованных систем противоаварийной автоматики энергосистем.

КСПА будет установлена в главном диспетчерском центре ЕЭС России и будет осуществлять координацию ЦСПА путём задания ЦСПА следующих параметров:

- внешних эквивалентов для расчётных моделей ЦСПА;
- максимально допустимых небалансов мощности при реализации управляющих воздействий ЦСПА.

Внедрение КСПА ЕЭС России позволит обеспечить минимизацию УВ ЦСПА и предотвратить возникновение межсистемных каскадных аварий в Единой энергосистеме.

Выводы:

1. ЦСПА является наиболее эффективным средством предотвращения нарушения устойчивости объединённых и крупных региональных энергосистем.
2. В настоящее время создаётся ЦСПА нового поколения, обладающая новым качеством – функцией расчёта УВ по условиям обеспечения динамической

устойчивости электростанций, а также универсальностью – алгоритмы ЦСПА нового поколения не требуют подгонки под энергосистемы, в которых будет внедряться ЦСПА.

- 3.** Важнейшей перспективной задачей развития централизованного противоаварийного управления в ЕЭС России является создание КСПА ЕЭС России, предназначенной для координации ЦСПА с целью минимизации их УВ и предотвращения возникновения каскадных аварий в Единой энергосистеме.

СИСТЕМА МОНИТОРИНГА ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ АВТОМАТИЧЕСКИХ РЕГУЛЯТОРОВ ВОЗБУЖДЕНИЯ СИНХРОННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ ЕЭС РОССИИ

*Герасимов А.С., Есинович А.Х. (ОАО «НИИПТ», г. Санкт-Петербург),
Жуков А.В., Демчук А.Т., Негреев А.П. (ОАО «СО ЕЭС», г. Москва)*

Единая электроэнергетическая система (ЕЭС) России представляет собой энергообъединение, уникальное по протяженности и физическим свойствам. Основной особенностью ЕЭС является наличие слабых и зачастую сильно нагруженных связей, объединяющих входящие в него региональные энергосистемы. Эта особенность обуславливает возможность появления в ЕЭС низкочастотных слабозатухающих колебаний (от $\approx 0,05$ Гц до 5 Гц), которые возникают в слабых сильно нагруженных межсистемных связях энергосистемы. Указанные низкочастотные колебания приводят к снижению запасов по статической и динамической устойчивости и могут привести к нарушению параллельной работы электростанций и энергосистем, возникновению асинхронного режима и каскадному развитию технологического нарушения. Кроме того, слабозатухающие колебания режимных параметров в одной части энергообъединения, являясь периодическим возмущением для другой части энергообъединения, могут вызвать колебания в другой ее части, что может вызвать нарушение устойчивости и прочие негативные последствия. В таких условиях значительную роль в обеспечении системной надежности играют системы возбуждения (СВ) и автоматические регуляторы возбуждения (АРВ), от правильной и эффективной работы которых во многом зависит устойчивая параллельная работа российской энергосистемы.

Примером возникновения низкочастотных колебаний может служить случай развития аварийной ситуации произошедшей, в июне 2011 года на одной из электростанций ОЭС Урала, на которой были зафиксированы синхронные качания энергоблока (рис.1).

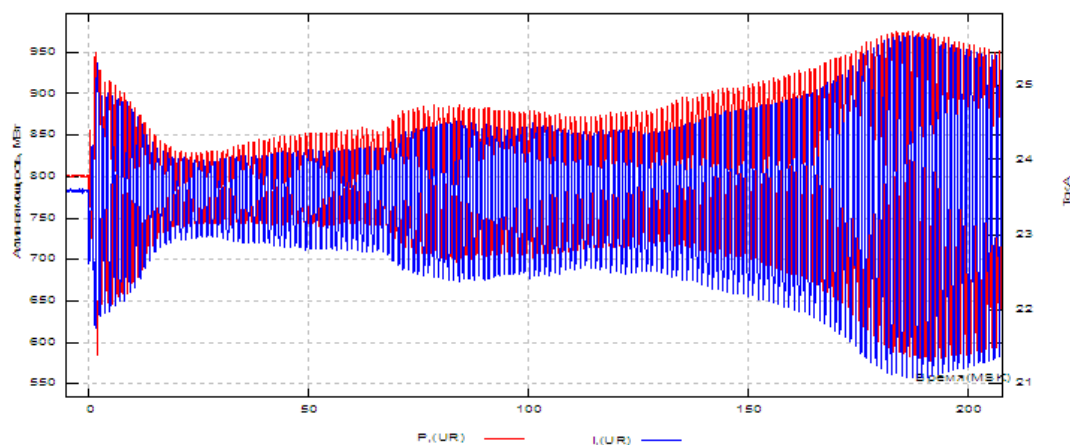


Рис.1. Изменение параметров энергоблока во время синхронных качаний

При развитии аварийной ситуации наблюдался размах колебаний напряжения на генераторе около 19% от номинального напряжения, активной мощности около 49% от номинальной мощности. Авария сопровождалась возникновением низкочастотных колебаний частотой 0,87 Гц. Причиной возникновения аварийной ситуации явилась некорректная работа АРВ на вновь введенном энергоблоке, алгоритмы которого (как показали предварительные испытания) не обеспечивали достаточную надежность параллельной работы генерирующего оборудования с энергосистемой.

Данный случай наглядно характеризует опасность неэффективного демпфирования низкочастотных колебаний в энергосистеме, а отсутствие полной информации по параметрам работы всего генерирующего оборудования серьезно затрудняет выявление источника возникновения низкочастотных колебаний и анализ аварийного режима работы электростанций и всей энергосистемы в целом.

В настоящее время на параметры и настройки АРВ и СВ оказывает влияние большое число субъектов (производители АРВ, проектные и пусконаладочные организации, персонал электростанций), действия которых персонал диспетчерских центров ОАО «СО ЕЭС» не имеет возможности контролировать в полном объеме. Это, в частности, приводит к возникновению случаев использования на энергообъектах систем возбуждения генераторов и АРВ, не удовлетворяющих требованиям нормативно-технических документов, действующих в РФ. Аналогичная ситуация складывается с неадекватной настройкой АРВ на ряде электростанций ЕЭС России, вызывающих появление опасных низкочастотных колебаний.

Все изложенное приводит к росту числа технологических нарушений, связанных с отказами или некорректной работой устройств СВ и АРВ (потеря возбуждения, отсутствие форсировки возбуждения или его необоснованная расфорсировка, возникновение синхронных колебаний и т.д.).

В этих условиях существенным фактором, повышающим надежность функционирования Единой энергосистемы, являлось бы наличие независимых от генерирующих компаний средств контроля функционирования СВ и АРВ, которые бы обеспечили постоянный мониторинг и объективный анализ работы последних. Следует отметить, что зачастую при анализе причин возникновения технологических нарушений генерирующие компании далеко не всегда признают факты неправильной работы АРВ.

Все вышесказанное послужило предпосылкой к разработке системы мониторинга функционирования автоматических регуляторов возбуждения и систем возбуждения генераторов электростанций, которая обеспечит объективный контроль работоспособности устройств АРВ и СВ Системным Оператором ЕЭС России при управлении режимами энергосистем.

Основной функцией создаваемой системы мониторинга системных регуляторов (СМСР) является своевременное выявление источника незатухающих низкочастотных синхронных колебаний в эксплуатационных и аварийных режимах работы энергосистемы. Своевременное выполнение мероприятий по ликвидации выявленных колебаний (корректировка настроек автоматических регуляторов возбуждений, устранение неполадок в системе возбуждения синхронных генераторов и пр.) позволит повысить устойчивость параллельной работы генерирующего оборудования в энергосистеме и не допустить дальнейшего развития аварийного процесса.

Пилотная СМСР в части контроля работы СВ и АРВ разрабатывается в ОАО «НИИПТ» по заказу ОАО «СО ЕЭС». К настоящему времени разработаны:

- технология контроля правильности функционирования АРВ и СВ генераторов электростанций в эксплуатационных и аварийных режимах. В основе разработанной технологии лежит методика, учитывающая опыт многочисленных испытаний, накопленный в НИИПТ при аттестации АРВ отечественных и зарубежных производителей и настройке этих АРВ «под ключ» для конкретных энергообъектов;
- технические требования к СМСР, включающие требования к исходной информации, необходимой для проведения оценки функционирования АРВ и СВ, к общей архитектуре и отдельным компонентам системы мониторинга АРВ и СВ в части сбора, обработки, передачи и хранения данных, а также отображения информации.

На базе цифро-аналого-физического комплекса НИИПТ создан макет системы мониторинга, реализующий разработанную технологию. Тестирование макета СМСР выполнено в схеме физической модели энергосистемы, применяющейся для аттестации автоматических регуляторов возбуждения отечественного и зарубежного производства [3]. Схема, предназначенная для испытаний макета системы

мониторинга АРВ и СВ (рис. 2), включает 6 генераторов со своими блочными трансформаторами, 6 узлов комплексной нагрузки и 7 линий электропередачи.

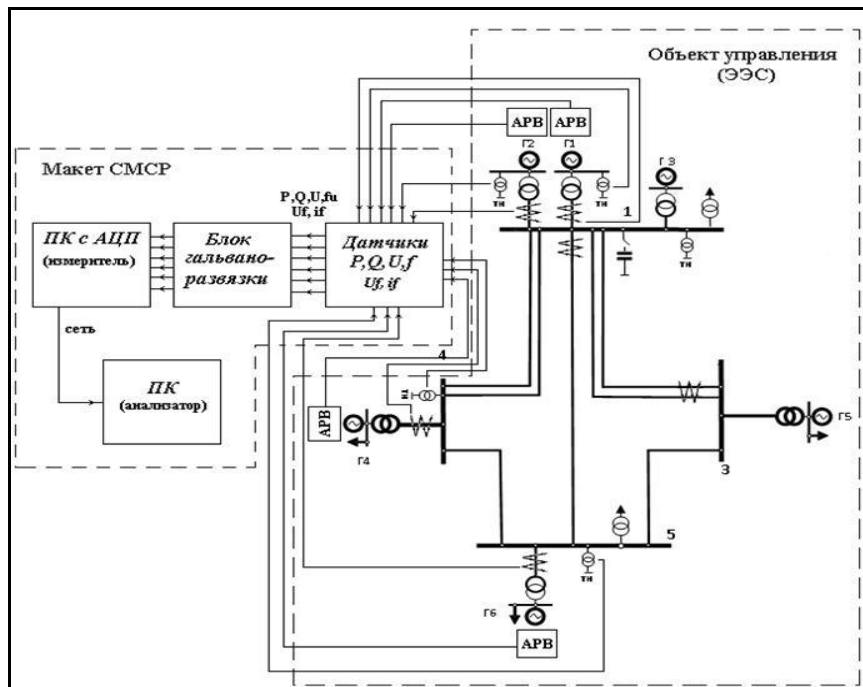


Рис. 2. Схема испытаний макета системы мониторинга АРВ и СВ

Схема позволяет работать как при номинальной, так и при отличных от нее частотах, обеспечивает моделирование всех нормативных расчетных возмущений в энергосистеме, а также воспроизведение синхронных колебаний в диапазоне частот от 0.2 до 2.5 Гц. Указанные свойства позволяют обеспечить эффективное тестирование разработанной технологии мониторинга и правильности функционирования СВ и АРВ.

Макет системы мониторинга системных регуляторов (рис. 2) включает датчики режимных параметров, блок гальванической развязки, плату аналого-цифровых преобразователей сигнала (АЦП), вставленную в персональный компьютер (ПК), в котором реализованы (раздельно) функции измерителя (ПК с АЦП – «измеритель») и анализатора (ПК «анализатор»). Измерения с выходов всех датчиков через блок гальванической развязки подаются на измерительное устройство, где масштабируются, калибруются и аккумулируются. Далее, с измерителя с помощью локальной сети структурированная информация с периодичностью в 1 с (промежуток времени выбран совпадающим с периодом формирования сигнала синхронизации измерительных приборов от системы GPS) поступает на анализатор, где выполняется алгоритмическая обработка полученных данных и делается вывод о правильной или неправильной работе АРВ. Результат работы системы выводится на экран ПК-анализатора.

В настоящее время технология мониторинга правильности функционирования АРВ и СВ обеспечивает контроль выполнения ими следующих функций:

- корректная работа функции релейной форсировки возбуждения при аварийных возмущениях в энергосистеме;
- демпфирование колебаний роторов синхронных генераторов в нормальных, ремонтных и послеаварийных режимах энергосистемы, исключающее самораскачивание или возникновение незатухающих колебаний в энергосистеме;
- обеспечение устойчивой работы генераторов в режиме недовозбуждения при работе ограничителя минимального возбуждения и перевозбуждения при работе ограничителя максимального (двукратного) тока ротора.

Тестирование макета подтвердило, что разработанные и реализованные алгоритмы СМСР позволяют выявить генератор, являющийся источником синхронных колебаний в энергосистеме, а также идентифицировать пять характерных неисправностей в системе возбуждения и АРВ генератора, а именно:

- некорректность работы АРВ при возникновении в энергосистеме дефицита/избытка мощности;
- отсутствие или несвоевременный ввод релейной форсировки возбуждения;
- преждевременное снятие форсировки возбуждения;
- некорректность работы ограничителя минимального возбуждения;
- некорректность работы ограничителя двукратного тока возбуждения.

Тестирование элементов рабочего алгоритма (алгоритмических блоков выявления неисправностей АРВ) производилось с использованием промышленных образцов цифровых регуляторов возбуждения типа AVR-3М концерна «Силовые машины», EX2100 компании GeneralElectric (США), ЕАА компании AnsaldoEnergia (Италия) и SIMOREG СКБ ЭЦМ (Екатеринбург, Россия).

В настоящее время пилотная СМСР находится на завершающем этапе реализации. Проект реализуется на базе филиала «Северо-Западная ТЭЦ» ОАО «ИНТЕР РАО - Электрогенерация» и ОДУ Северо-Запада. Структурная схема пилотного проекта СМСР показана на рисунке 3.

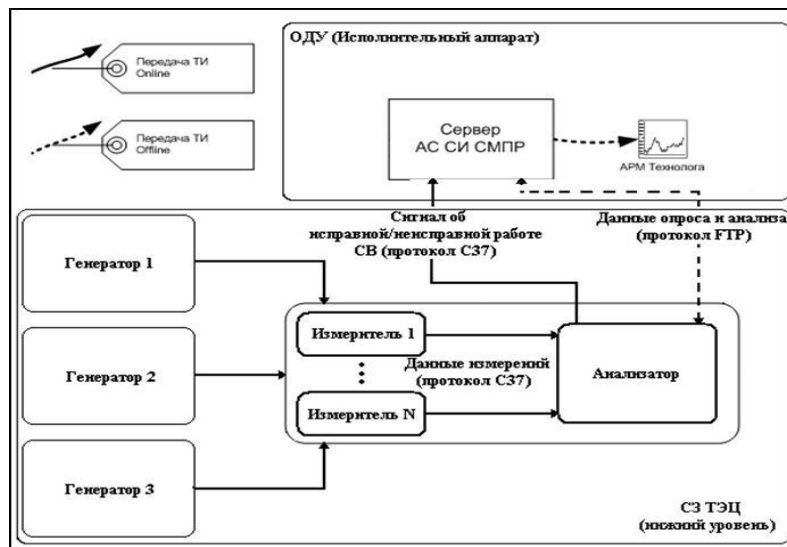


Рис. 3 . Структурная схема пилотной СМСР

На каждом из трех генераторов первого энергоблока Северо-Западной ТЭЦ устанавливаются многофункциональные измерительные преобразователи, которые обеспечивают измерение напряжений и токов статора (пофазно), напряжения и тока возбуждения каждого генератора, а также вычисление его активной, реактивной мощности, напряжения статора и частоты напряжения. В качестве измерителей СМСР используются специально доработанные для этого пилотного проекта регистраторы МИП-02 компании RTSoft.

Вычисленные и измеренные данные по локальной вычислительной сети передаются на анализатор в режиме реального времени по протоколу С37. В анализаторе формируются линейные, расчетные и аварийные архивы. Линейный архив содержит исходные данные генераторов с шагом дискретизации 20 мс в формате COMTRADE. Расчетный архив содержит результаты расчетов с шагом дискретизации 1 с (проверка правильности функционирования СВ и АРВ по критериям выполняется один раз в секунду). Аварийный архив содержит информацию о времени обнаружения неисправности и ее характере.

Анализатор один раз в секунду посылает сообщение о функционировании СВ и АРВ на верхний уровень (Объединенное диспетчерское управление). При обнаружении неисправности посылаемое сообщение содержит информацию о возникновении неисправности и ее виде.

В качестве верхнего уровня СМСР используется автоматическая система сбора информации с регистраторов СМПР (АС СИ СМПР), функционирующая в настоящее время в ОАО «СО ЕЭС».

Данные архива анализатора будут доступны АС СИ СМПР в режиме off-line по протоколу FTP. Это обеспечивает возможность получения и обработки

результатов мониторинга в АРМ технолога (получение осциллограмм эксплуатационных и аварийных режимов, подробный анализ неисправностей).

Пилотная СМСР на Северо-Западной ТЭЦ будет введена в опытную эксплуатацию в первом полугодии 2012 года. В случае успешного функционирования пилотной СМСР в период ее опытной эксплуатации в ОЭС Северо-Запада и после ввода ее в промышленную эксплуатацию планируется создание аналогичных систем в других ОЭС.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] 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 №12, 2005.
- [2] Герасимов А.С., Есипович А.Х., Кирьенко Г.В. Опыт аттестации микропроцессорных регуляторов возбуждения на цифро-аналого-физическом комплексе ОАО «НИИПТ». Электрические станции №12, 2010.
- [3] A. Gerasimov, T. Guschina, A. Esipovich, A. Zekkel, G. Kiriyeenko, N. Michurin. Electrodynamics Power System Simulator for Bulk Power Systems Investigations and for Testing, Debugging and Adjustment of Various Digital Control and Automation Systems. 2005 IEEE St. Petersburg PowerTech Proceedings.

ОПЫТ РАЗРАБОТКИ И ВОПРОСЫ РАЗВИТИЯ УНИФИЦИРОВАННЫХ ПРОГРАММНО-ТЕХНИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ ПА ДЛЯ СОЗДАНИЯ ИНТЕГРИРОВАННЫХ СИСТЕМ ПРОТИВОАВАРИЙНОГО УПРАВЛЕНИЯ

Ландман А.К., Петров А.М., Петров А.Э., Сакаев О.О.
(ЗАО «Институт автоматизации энергетических систем»)

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время одним из основных и перспективных направлений развития систем противоаварийного управления в энергетике является интеграция устройств противоаварийной автоматики (ПА) различных уровней в единые системы ПА. В связи с этим, перед разработчиками устройств ПА встает задача создания универсального программно-технического комплекса, обеспечивающего, в зависимости от комплектации и настройки:

- возможность выполнения функций ПА любого уровня;
- возможность взаимодействия с другими устройствами ПА в рамках системы ПА;
- возможность построения интегрированной системы ПА на базе набора типовых устройств.

Разработка такого комплекса ПА должна основываться на принципах унификации, модульности, масштабируемости, развиваемости, резервирования.

Исходя из основных принципов построения иерархических интегрированных систем ПА [1], а также в соответствии с требованиями стандарта [2], к унифицированному программно-техническому комплексу ПА предъявляются следующие требования:

- стандартная структура комплекса технических средств (КТС);
- гибкость комплектации КТС, в зависимости от выполняемых функций;
- стандартная модульная структура комплекса программных средств;
- гибкость настройки технологической цепочки программных модулей;
- четко детерминированное время реакции на возмущения;
- поддержка стандартных интерфейсов взаимодействия с внешними устройствами.

При этом, программное обеспечение унифицированного комплекса ПА должно выполнять следующие стандартные технологические функции:

- ввод и достоверизация вводимой информации;
- контроль параметров текущего режима;

- контроль состояния элементов схемы района управления, на базе методов топологического анализа;
- выбор управляющих воздействий;
- выдача сигналов в цепи управления и сигнализации;
- протоколирование работы;
- обмен информацией с внешними устройствами.

ОПЫТ РАЗРАБОТКИ УНИФИЦИРОВАННОГО ПРОГРАММНО-ТЕХНИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА КПА-М

На основании многолетнего опыта проектирования систем ПА, а также опыта разработки, внедрения и эксплуатации управляющих вычислительных комплексов (УВК) ПА, ЗАО «ИАЭС» был разработан комплекс противоаварийной автоматики многофункциональный (КПА-М). КПА-М предназначен для решения задач противоаварийной автоматики и противоаварийного управления различных уровней иерархии и сложности, и может выполнять, в зависимости от комплектации, следующие функции:

- Автоматика дозирования управляющих воздействий всех уровней (локальная АДВ, ЦПА, ЦКПА).
- Автоматика запоминания дозирования УВ (АЗД).
- Автоматика фиксации отключения линии или трансформатора (ФОЛ или ФОТ).
- Автоматика ликвидации асинхронного режима (АЛАР).
- Автоматика управления линейным реактором (АУЛР).
- Автоматика ограничения повышения напряжения (АОПН).
- Автоматика управления шинными реакторами (АУШР).
- Автоматика ограничения снижения напряжения (АОСН).
- Автоматика ограничения перегрузки оборудования (АОПО).
- Другие виды локальной и системной автоматики.

Решение задач локальной автоматики выдвигает к устройствам ввода-вывода информации следующие требования:

- необходимость универсального устройства ввода как стандартных аналоговых сигналов от измерительных преобразователей, так и сигналов непосредственно из измерительных цепей ТТ и ТН;
- необходимость одновременного ввода замеров по фазам (например, для устройств АЛАР);
- необходимости минимизации задержек при вводе и выводе информации.

В связи с этим, были разработаны стандартные модули ввода-вывода аналоговых и дискретных сигналов. Для работы с этими модулями был разработан блок функциональный, представляющий собой микропроцессорное устройство на базе одноплатного промышленного компьютера в конструктиве «Евромеханика». Производство БФ и модулей ввода-вывода информации было налажено на базе ЗАО «Модульные системы Торнадо».

Кроме комплектующих собственной разработки, в составе КПА-М могут использоваться следующие стандартные комплектующие в промышленном исполнении:

- Стандартный шкаф 19", глубиной 600 или 800 мм;
- Микропроцессорные устройства общего назначения (опционально, в зависимости от выполняемых функций ПА);
- ЖК консоль (опционально);
- Сетевые коммутаторы.

Все компоненты КПА-М подбираются таким образом, чтобы обеспечить возможность питания оборудования постоянным оперативным током.

Для выполнения функций устройств ПА было разработано стандартное программное обеспечение на базе операционной системы реального времени QNX. Программные блоки КПА-М могут быть разделены по функциональности на следующие группы:

- системные блоки, организующие технологическую цепочку, протоколирование работы и контроль функционирования;
- блоки ввода-вывода и фиксации информации от подключенных к устройству датчиков, а также от устройств АСУ ТП, верхнего и нижнего уровней ПА и т.п.;
- технологические блоки, реализующие конкретные функции устройства ПА.

Таким образом, программное обеспечение конкретного устройства на базе КПА-М представляет собой набор программных блоков, объединенных в технологическую цепочку при помощи стандартных механизмов обмена данными, по сути — при помощи таблиц настройки (рис. 1). При этом, программные блоки, отвечающие за фиксацию и обработку дискретных сигналов (аварийные сигналы, сигналы состояния элементов схемы района управления), а также за обработку мгновенных значений аналоговых сигналов (при реализации алгоритмов локальной ПА), выполняют все необходимые операции в течение *четко детерминированного интервала времени* (стандартная величина - 2 мс).



Рис. 1: Технологическая цепочка КПА-М

Для реализации функций ПА в устройстве на базе КПА-М, как правило, нет необходимости в добавлении новых программных блоков, конкретный технологический алгоритм может быть реализован только за счет настройки.

Для обеспечения надежности функционирования на программном уровне предусмотрены средства синхронизации функционирования полукомплектов дублированного устройства ПА, средства само- и взаимодиагностики полукомплектов, средства автоматического восстановления функционирования отдельных программных блоков и всего устройства в целом после сбоя.

Для обмена информацией с устройствами телемеханики, устройствами верхнего и нижнего уровней иерархии ПА, АСДУ, АСУТП в настоящее время реализованы стандартные протоколы обмена МЭК 870-5-104 и Modbus/TCP.

ВОПРОСЫ РАЗВИТИЯ УНИФИЦИРОВАННОГО ПРОГРАММНО-ТЕХНИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА ПА

В ходе жизненного цикла изделия, перед разработчиком унифицированного ПТК ПА возникают следующие задачи:

- поддержка в актуальном состоянии всей линейки стандартных комплектующих, в том числе с целью организации гарантийного обслуживания;
- реализация новых протоколов взаимодействия с устройствами телемеханики, АСДУ, АСУТП для внедрения устройств на новых объектах, а также для интегрирования устройств в новые и существующие иерархические системы ПАУ.

Решение первой задачи может быть затруднено, при условии необходимости установки стандартных комплектующих в конструктив собственного производства. Это касается прежде всего одноплатных компьютеров, производители которых в последнее время резко сократили жизненный цикл изделий, что приводит к частым обновлениям модельного ряда с изменением расположения элементов на плате и, как следствие, необходимостью постоянно вносить изменения в платы сопряжения.

Одним из перспективных подходов в данной ситуации может быть отказ от собственного конструктива и переход к использованию готовых промышленных компьютеров. В настоящее время на рынке существует сравнительно много предложений от различных производителей. Ограничивающими факторами при выборе оборудования являются:

- необходимость обеспечения питания постоянным оперативным током;
- необходимость поддержки используемой операционной системой сетевых интерфейсов;
- необходимость организации ввода дискретных сигналов с требуемыми параметрами;
- необходимость организации ввода мгновенных значений аналоговых параметров.

Для организации ввода дискретных сигналов на рынке достаточно предложений в части стандартных плат дискретного ввода-вывода. Тем не менее, стандартные интерфейсы для ввода сигналов типа «сухой контакт» требуют разработки специальных согласующих плат, чтобы обеспечить соответствие требованиям стандарта [3].

Наибольшую сложность представляет задача организации ввода аналоговых сигналов, поскольку стандартные устройства ввода, обеспечивающие быстроедействие, необходимое при решении задач локальной ПА, на рынке

отсутствуют. В связи с этим, необходима разработка стандартных датчиков мгновенных значений тока и напряжения, отвечающих следующим требованиям:

- поддержка обмена по стандартным быстродействующим протоколам с использованием стандартных интерфейсов (например, RS485);
- питание постоянным оперативным током с использованием стандартных преобразователей питания;
- возможность выноса за пределы шкафа ПА (расстояние определяется типом используемого интерфейса);
- конструктив, обеспечивающий крепление на DIN-рейку.

Использование стандартных комплектующих позволит, в том числе, снизить стоимость устройства ПА за счет сокращения расходов на производство собственных компонентов, что важно в условиях растущей конкуренции на данном рынке.

Не меньший интерес представляет задача реализации новых протоколов взаимодействия с внешними устройствами и интеграции в новые и существующие системы ПАУ. В последнее время существует тенденция перехода к организации взаимодействия между устройствами с использованием стандарта МЭК 61850, который активно продвигается в России. Необходимо отметить, что *стандарт МЭК 61850 описывает не протокол взаимодействия между устройствами и системами на подстанции* (в отличие, скажем, от МЭК 60870-5-101/104), *а цифровую подстанцию целиком*. В связи с этим, применение данного стандарта требует системного подхода при проектировании объекта. В частности, поскольку сеть связи становится частью контура управления, проектировщику необходимо уделять особое внимание следующим вопросам:

- распределение выполняемых функций ПАУ по устройствам;
- планирование структуры сети связи подстанции;
- оценка показателей надежности сети связи, как в части физического обеспечения надежности, так и в части устойчивости сети по отношению к резкому возрастанию объемов передаваемой информации в различных режимах работы, в том числе необходимо учитывать и возрастание трафика при сбоях в работе активного сетевого оборудования;
- определение необходимых объемов передаваемой информации (все измеряемые параметры объекта должны, согласно данному стандарту, фигурировать в файле описания объекта);
- сопряжение устройств различных производителей.

С точки зрения производителей оборудования, актуальными при внедрении стандарта МЭК 61850 на сегодняшний день являются следующие вопросы:

- на данный момент не все части международного стандарта IEC 61850 имеют аналогичный ГОСТ;
- недостаточная четкость определений и формулировок в стандарте и, как следствие, разночтения в поддержке его различными производителями оборудования;
- отсутствие на отечественном рынке аппаратных решений, позволяющих организовать готовые шлюзы из/в МЭК 61850 для других протоколов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, в процессе разработки и последующего внедрения унифицированных программно-технических комплексов для решения задач ПАУ, перед разработчиками, с одной стороны, и проектировщиками, с другой стороны, возникает ряд определенных вопросов.

С точки зрения разработчика, основными вопросами являются поддержка в актуальном состоянии всей линейки стандартных комплектующих, используемых при выпуске изделия, и реализация различных протоколов взаимодействия с внешними по отношению к изделию устройствами ввода-вывода информации. Одним из перспективных подходов является постепенный отказ от собственного мелкосерийного производства комплектующих в пользу стандартных готовых решений, при доступности их на рынке.

С точки зрения проектировщика, основной задачей является интеграция устройств различных производителей в систему ПАУ проектируемого объекта. В соответствии с современными тенденциями, для решения данной задачи требуется прежде всего применение системного подхода к объекту в части распределения функций ПАУ между устройствами, проектирования сети связи объекта, сопряжения устройств различных производителей между собой.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] А.К. Ландман, А.М. Петров, А.Э. Петров, О.О. Сакаев. Подходы к созданию интегрированных систем противоаварийного управления на базе унифицированных программно-технических комплексов ПА. // Сборник докладов международной научно-технической конференции «Современные

направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем». – М., 2009. - С. 535-542.

- [2] СТО 59012820.29.240.001-2011. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования. М., 2011.
- [3] СТО 56947007-29.120.40.102-2011. Методические указания по инженерным расчетам в системах оперативного постоянного тока для предотвращения неправильной работы дискретных входов микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики, при замыканиях на землю в цепях оперативного постоянного тока подстанций ЕНЭС. – М., ОАО «ФСК ЕЭС», 2011.

ПОДХОДЫ К СОЗДАНИЮ АВТОМАТИЧЕСКОГО ГРУППОВОГО РЕГУЛЯТОРА НАПРЯЖЕНИЙ ДЛЯ ЭНЕРГОРАЙОНА С ФУНКЦИЕЙ КООРДИНАЦИИ ЛОКАЛЬНОЙ ПА

Воропай Н.И., Осак А.Б., Домышев А.В., Панасецкий Д.А., Бузина Е.Я.
(ИСЭМ СО РАН, г. Иркутск)

Электроэнергетическая система России в целом, а энергосистемы регионов Сибири и Дальнего Востока в особенности, характеризуются протяженными воздушными линиями (ВЛ) электропередачи, сочетанием крупных и мелких потребителей, расположенных на больших расстояниях друг от друга и от генерирующих источников. Как правило, электрическая сеть данных регионов России имеет незначительное резервирование, вследствие чего перетоки мощности в контролируемых сечениях ограничиваются МДП по критериям устойчивости даже при наличии противоаварийной автоматики (ПА). В некоторых энергорайонах в нормальном режиме работы эксплуатация электропередач осуществляется при перетоках, близких к МДП.

В последнее десятилетие существенно увеличились объемы ввода новых электросетевых объектов как в Сибири, так и на Дальнем Востоке. Осуществляется строительство схемы внешнего электроснабжения трубопроводной системы ВСТО, разрабатываются проекты электроснабжения новых горнодобывающих и перерабатывающих предприятий.

В таких условиях актуальной становится задача поддержания допустимых уровней напряжения на подстанциях при изменении режимных условий в широком диапазоне, в том числе в послеаварийных режимах. Для решения данной задачи массово устанавливаются плавно и дискретно управляемые источники реактивной мощности (ИРМ): статические тиристорные компенсаторы реактивной мощности (СТК), управляемые шунтирующие реакторы (УШР), батареи статических конденсаторов (БСК) и другие устройства, которые можно отнести к устройствам типа FACTS.

Для минимизации затрат на электросетевое строительство (строительство и реконструкцию ВЛ, установку ИРМ) предлагается помимо локальных регуляторов напряжения (ЛРН) и локальных устройств противоаварийной автоматики (ЛПА) создавать автоматические групповые регуляторы напряжений для энергорайона с функцией координации локальных регуляторов и локальной ПА. Общая идея заключается в получении системного эффекта от совместного и согласованного использования управляемого оборудования нескольких энергообъектов в отдельных тяжелых и критических режимах. Ожидается, что такие групповые регуляторы районного масштаба позволят уменьшить избыточное электросетевое строительство

ВЛ, сократят необходимые объемы ввода в эксплуатацию установок ИРМ с низким числом часов использования (использование либо в пиковых режимах, либо в минимальных режимах), а также повысят пропускную способность существующих электрических сетей.

В настоящей работе авторами рассматриваются подходы к созданию автоматического группового регулятора напряжения (ГРН) для энергорайона с функцией координации локальных регуляторов ИРМ (для УШР, СТК и др.) и локальной ПА типа автоматики ограничения снижения напряжения (АОСН), автоматики ограничения повышения напряжения (АОПН) и автоматики управления реактором (АУР). Основная идея заключается в том, что групповой регулятор определяет согласованные уставки локальных регуляторов и локальной ПА, и самостоятельно не управляет электрооборудованием, выполняя только функции верхнего уровня автоматической системы управления.

Групповой регулятор напряжений для энергорайона представляет собой вычислительный комплекс, установленный на узловой подстанции или в диспетчерском пункте, работающий в автоматическом режиме, оснащенный цифровыми каналами связи с локальными регуляторами ИРМ и локальной ПА на энергообъектах. Источниками информации о текущих режимах может выступать:

- система сбора и передачи информации (ССПИ), используемая для ПА;
- системы телемеханики для районных и региональных диспетчерских пунктов.

В нормальном режиме работы ГРН выполняет в реальном времени расчеты уставок и передает их по каналам связи в ЛРН и ЛПА на энергообъекты. При нарушении работы каналов связи, спустя заданную выдержку времени, ЛРН и ЛПА переходят на заранее заданные уставки. Также в ЛРН и ЛПА осуществляется контроль допустимости значений получаемых от ГРН уставок.

На функциональном уровне ГРН состоит из следующих подсистем:

- подсистема сбора телеинформации и ее первичной обработки;
- подсистема оценивания состояния (ОС);
- подсистема анализа режима, расчета уставок и выработки управляющих воздействий (УВ) на смену уставок ЛРН и ЛПА;
- подсистема выдачи УВ и анализа фактической работы ЛРН и ЛПА;
- общая информационная платформа ГРН.

Далее каждая подсистема ГРН будет рассмотрена подробнее. В качестве базового программного обеспечения для ГРН авторами предлагаются программные блоки ПВК АНАРЭС, а в качестве общей информационной платформы SCADA-АНАРЭС [1, 2], а также ППО «ПЛАТФОРМА-АПК» [3, 4].

Подсистема сбора телеинформации и ее первичной обработки выполняет следующие функции:

- получение телеинформации:
 - телеизмерения (ТИ) параметров режима;
 - телесостояния (ТС) элементов сети;
 - ТИ и ТС по ИРМ, управление которыми выполняется ЛРН и ЛПА, для которых ГРН выдает уставки.
 - ТИ и ТС от ЛРН и ЛПА по доступности управления и наличию запасов по регулированию.
- первичная обработка телеинформации и хранение ретроспективной информации в архивах.

Подсистема оценивания состояния выполняет задачу оценивания состояния [5] на нескольких расчетных схемах:

- сокращенная расчетная схема энергорайона (уровень объектов ЕНЭС);
- расширенная (подробная) расчетная схема энергорайона (с объектами 35 кВ и выше);
- сокращенная расчетная схема ЭЭС (уровень объектов ЕНЭС);
- расширенная (подробная) расчетная схема ЭЭС (с объектами 110 кВ и выше);
- динамически формируемая расчетная схема сети по критерию наблюдаемости для задачи ОС.

Для каждой расчетной схемы выполняется:

- первичная достоверизация;
- оценивание состояния;
- автоматический контроль оцененного режима (проверка балансов, оценка отклонения от измерений, нахождение параметров режима в технологических пределах, сравнение с предыдущим успешным расчетом).

По итогам расчета на нескольких схемах сети выполняется сопоставление результатов, и выбираются схемы, пригодные для дальнейших расчетов.

Подсистема анализа режима для каждой расчетной схемы, полученной из блока ОС и одобренной для решения технологических задач выполняет:

- оценку режима по качественным критериям, основанным на формальных логических правилах, с последующей его классификацией (нормальный, ремонтный, аварийный, послеаварийный, вынужденный и т.п.);

- оценку режима по количественным критериям, с последующей его классификацией (нормальный, аварийный, вынужденный и т.п.). К таким критериям можно отнести:
 - устойчивость к набору нагрузки с учетом ограничений (определяется методом утяжеления);
 - оценку резервов по реактивной мощности при утяжелении режима;
 - оценку резервов по реактивной мощности по критерию n-1 (отключение ИРМ или отключение секций шин с ИРМ);
- обобщенную классификацию режима на основании качественной и количественной оценки.

Выполняется сверка полученной классификации для разных расчетных схем, после чего может выполняться оптимизация по нескольким направлениям:

- экономический критерий (снижение потерь электроэнергии во всей сети или в заданном фрагменте сети);
- качество электроэнергии и допустимость режима (ввод режима в допустимую область по напряжению с учетом ограничений по перегрузке оборудования);
- оценка надежности режима (перебор нормативных возмущений в сети с оценкой допустимости/недопустимости послеаварийного режима, в случае недопустимости послеаварийного режима осуществляется совместный ввод послеаварийного и исходного режима в допустимую область).

В зависимости от классификации режима, выполняется или не выполняется оптимизация. Оптимизация может выполняться по нескольким направлениям:

- в нормальном режиме снижаются потери, оценивается и повышается режимная надежность,
- в тяжелом режиме выполняется ввод в допустимую область,
- в вынужденном режиме обеспечиваем резервы быстрого управления для повышения надежности и устойчивости ЭЭС в целом и устойчивости узлов нагрузки.

Далее выполняется совместная оценка нескольких вариантов оптимизации режима и сопоставление УВ. При оптимизации учитывается состояние управляемых элементов сети, ресурсы их управления, состояние ЛРН и ЛПА. Осуществляется минимизация ресурсоемких УВ (отключение выключателей БСК и ШР, переключения РПН). Выполняется оценка волатильности режимных параметров, для исключения многократных переключений выключателей, РПН. Осуществляется формирование оптимальных УВ, в соответствии с рассмотренными выше критериями. На основании комплексной оптимизации и оптимальных УВ рассчитываются уставки ЛРН и ЛПА для их последующей передачи на объекты.

Далее выполняется моделирование рассчитанных уставок ЛРН и ЛПА на разных расчетных схемах, моделируется возникновение нормативных возмущений.

Выполняется оценка достижения эффекта по разным критериям. Оценка совокупной эффективности от смены уставок ЛРН и ЛПА. Возможно, в случае неудачи потребуется итеративный перебор для гармонизации взаимопротиворечивых УВ по разным критериям.

Подсистема выдачи УВ и анализа фактической работы ЛРН и ЛПА выполняет следующие функции:

- осуществляет проверку отсутствия сбоев в расчетных алгоритмах (на основании данных самодиагностики);
- передает рассчитанные уставки ЛРН и ЛПА на энергообъекты;
- получает сигналы подтверждения смены уставок ЛРН и ЛПА;
- осуществляет оценку смены уставок ЛРН, оценивает адекватность реализованного управления;
- выполняет сравнение ожидаемого расчетного эффекта и реального эффекта от смены уставок ЛРН и ЛПА, осуществляет классификацию УВ, в случае неадекватности выдает сигнализацию и блокирует некоторые алгоритмы оптимизации (до их перенастройки со стороны эксплуатации).

Общую информационную платформу ГРН предлагается построить на технологическом ядре SCADA-АНАРЭС и ППО «ПЛАТФОРМА-АПК». Основные функции информационной платформы:

- запуск и контроль программных модулей (выполняет сервер приложений SCADA АНАРЭС);
- обеспечение функционирования базы данных реального времени для всех задач ГРН (выполняет сервер каналов SCADA АНАРЭС);
- самоконтроль системы (возможно совмещенный со сторожевым таймером при его наличии), блокировка управления и сигнализации;
- стыковка с ССПИ и системами телемеханики;
- выдача команд на УВ, на смену уставок ЛРН и ЛПА, контроль прохождения команд;
- запуск и контроль расчетных задач (включая автоматическое принудительное снятие при их зависании), блокировка управления при сбоях.

В настоящее время разрабатывается лабораторный прототип системы, в соответствии с предложенным подходом к созданию автоматического ГРН для энергорайона с функцией координации ЛРН и ЛПА. При разработке особое внимание уделяется вопросам надежной работы программных блоков, функциям их самодиагностики. Предполагается, что разрабатываемая система должна работать без участия обслуживающего персонала.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Осак А.Б., Домышев А.В., Сорокин И.В. Автоматизация систем диспетчерского управления электроэнергетическими объектами на основе SCADA-АНАРЭС. // Современные программные средства для расчётов нормальных и аварийных режимов, надёжности, оценивания состояния, проектирования электроэнергетических систем: Сборник докладов шестого научно-практического семинара. - Новосибирск: ИДУЭС, 2006.
- [2] Осак А.Б., Домышев А.В., Сорокин И.В. Опыт создания и внедрения современных устройств противоаварийной автоматики АПНУ и перспективы их развития. // Журнал «Оперативное управление в электроэнергетике. Подготовка персонала и поддержание его квалификации». 2009. №1, с.55-58.
- [3] Осак А.Б., Домышев А.В., Бузина Е.Я. Современные подходы к созданию аппаратно-программного комплекса управления нормальными и аварийными режимами большого энергообъединения. // Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем. Сборник докладов Международной научно-технической конференции (Москва, 7-10 сентября 2009).
- [4] Осак А.Б., Бузина Е.Я. Создание распределенных систем автоматизированного и автоматического управления нового поколения в электроэнергетике. // Энергетики глазами молодежи: научные труды всероссийской научно-технической конференции: сборник статей. В 2 т. Екатеринбург: УрФУ, 2010. Т.1. С. 324 –328.
- [5] Гамм А.З., Глазунова А.М., Гришин Ю.А., Колосок И. Н., Коркина Е.С. Развитие алгоритмов оценивания состояния электроэнергетической системы. // Электричество №6 , 2009, с. 2 – 10.

УСТРОЙСТВА ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ ООО «НПП «ЭКРА» ДЛЯ ЦИФРОВОЙ ПОДСТАНЦИИ И ИХ ИСПЫТАНИЯ НА RTDS.

*Наумов В.А., Петров В.С., Пономарев Е.А., Разумов Р.В.,
(ООО НПП ЭКРА, г. Чебоксары)*

1. Введение

Огромное влияние на противоаварийную автоматику (ПА) оказало и еще окажет применение микропроцессорной техники. Ее использование дает возможность повысить техническое совершенство и надежность автоматики, позволяя объединять разные функции автоматики и оперативного управления в едином терминале и в единой системе управления объектом. Появилась также возможность объединять устройства автоматики в большие территориально-распределенные комплексы для централизованного решения задачи с использованием большого количества информации от нескольких объектов [1]. С развитием микропроцессорной техники стало возможным реализовывать новые алгоритмы, учитывающие большее количество параметров.

Концепция построения новых цифровых систем противоаварийной автоматики уже учитывает их применение в интеллектуальных электрических сетях, получивших название Smart Grid. Разрабатываемые устройства учитывают то обстоятельство, что энергетическая система на базе концепции Smart Grid является единым энергоинформационным комплексом, где управляемые объекты должны позволять осуществлять дистанционное управление, а системы оценивания ситуации и противоаварийной автоматики — уменьшать избыточные требования к резервам силовых и информационных мощностей [2]. Внешний интерфейс новых устройств ПА ориентирован на эффективное использование стандарта IEC 61850 — основу коммуникаций этих объектов, обеспечивающую функциональную совместимость между устройствами различных производителей.

Именно широкое внедрение единого протокола обмена информацией — IEC 61850 открывает перспективы реализации Инновационной программы «Цифровая подстанция». Это будет подстанция с применением интегрированных цифровых систем измерения, релейной защиты, противоаварийной автоматики, управления высоковольтным оборудованием, цифровых трансформаторов тока и напряжения и схем управления, встроенных в коммутационную аппаратуру.

В докладе рассмотрены устройства противоаварийной автоматики энергосистем производства ООО «НПП «ЭКРА», представленные линейкой шкафов серии ШЭЭ 220. Они полностью основаны на цифровых технологиях и

предназначены для использования в качестве локальных устройств противоаварийного управления и устройств управления аварийными режимами энергоузла (АВСН, АДВ, АПНУ), в том числе и на подстанциях нового типа.

2. Решения по ПА

Применение в составе шкафа терминалов РЗА и ПА серии ЭКРА 200 позволяет реализовывать любые проекты по индивидуальным требованиям Заказчика. Аппаратно это обеспечивается модульной архитектурой терминала, что позволяет в зависимости от требований Заказчика определять необходимое количество аналоговых и дискретных входов, а программную среду терминала настраивать на особенности задачи Заказчика за счет поддержки свободно-конфигурируемой логики при разработке и настройке терминалов (этим же инструментом могут быть внесены изменения в процессе эксплуатации).

Типовые решения в области ПА, предлагаемые на базе шкафов серии ШЭЭ 220 в настоящее время, представлены следующей линейкой:

1. **ШЭЭ 223 0301** – шкаф линейной ПА с линейным шунтирующим реактором либо без него с функциями основного и резервного АЛАР, АОПН, УРОВ АОПН, АРПМ и АРПТ, АУЛР (рис.1,а и б). Исполнение ШЭЭ 223 0302 с фиксацией команд с параллельной ВЛ.

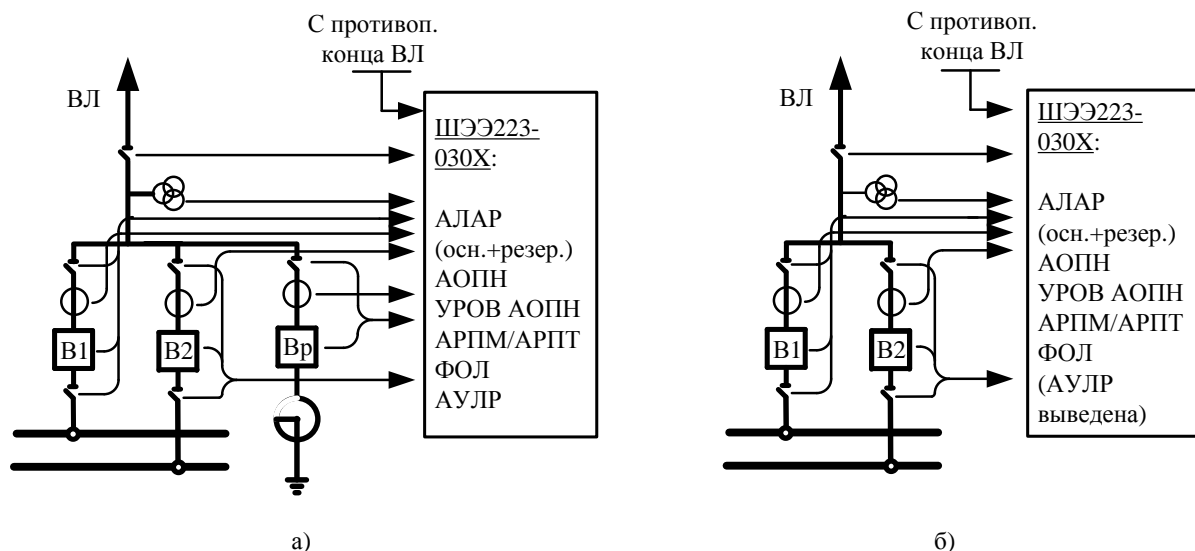


Рис. 1. Структурная схема подключения ШЭЭ 223 0301 с линейным шунтирующим реактором (а) и для линии без реакторов (б).

2. ШЭЭ 223 0401 – шкаф линейной ПА с шинными шунтирующими реакторами с функциями основного и резервного АЛАР, АОПН, УРОВ АОПН, АРПМ и АРПТ, АУШР (рис.2). Исполнение ШЭЭ 223 0402 с фиксацией команд с параллельной ВЛ.

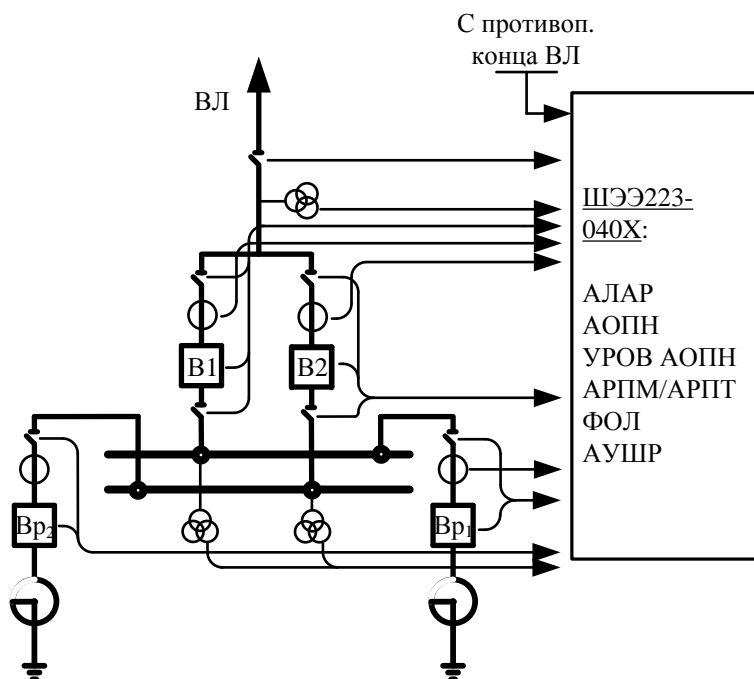


Рис. 2. Структурная схема подключения ШЭЭ 223 0401 с шинными шунтирующим реактором

3. ШЭЭ 221 0102 – шкаф линейной ПА с функциями основной и резервной АЛАР, построенные на разных принципах, для присоединений 110 кВ и выше с первичными схемами с одним выключателем на присоединение, двумя выключателями на присоединение, а также одним выключателем с обходной системой шин. Также могут быть использованы для генераторов и генераторных блоков.
4. ШЭЭ 221 0107 – шкаф линейной ПА с функциями АРПТ и АРПМ для присоединений 110кВ и выше с первичными схемами с одним выключателем на присоединение, двумя выключателями на присоединение, а также одним выключателем с обходной системой шин.
5. ШЭЭ 221 0502 – шкаф линейной ПА с функциями основной и резервной АЛАР, основанных на разных принципах, а также фиксации отключения присоединения (ФОЛ, ФОТ, ФОБ), для присоединений 110кВ и выше с первичными схемами с одним выключателем на присоединение с двумя выключателями на присоединение, а также с одним выключателем с обходной системой шин. Шкаф может быть использован также для генераторов и генераторных блоков.

6. **ШЭЭ 221 0507** – шкаф линейной ПА функциями АРПТ и АРПМ, а также с фиксацией отключения присоединения (ФОЛ, ФОТ, ФОБ), для присоединений 110кВ и выше с первичными схемами с одним выключателем на присоединение, двумя выключателями на присоединение, а также одним выключателем с обходной системой шин.
7. **ШЭЭ 221 0601 и ШЭЭ 221 0701** – шкафы ПА с функциями АЧР и АОСН, а также автоматического повторного включения по частоте и напряжению ЧАПВ и АПВн соответственно с блокировкой по питающему вводу. Шкафы модификации 0601 предназначены для контроля до двух систем шин или секций, шкафы модификации 0701 предназначены для одновременного контроля до 4 секций.

Шкафы серии ШЭЭ 221 0601 и ШЭЭ 221 0701 содержат повышенное число ступеней АЧР и АОСН, что позволяет реализовать требуемое количество ступеней в одном терминале, в то время как раньше требовалось 2-3 терминала.

Интеграция шкафов ПА в АСУ ТП осуществляется по стандартным протоколам связи Modbus RTU/TCP, IEC 60870-5-103, IEC 60870-5-104, IEC 61850.

Реализация и практическое применение стандарта IEC 61850-8-1 и IEC 61850-9-2LE открывает возможность интегрирования разработанных устройств ПА в концепцию создания Цифровой ПС. Соответствие устройств стандарту IEC 61850 подтверждена ОАО «НИИПТ», ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС» в рамках аттестации устройств ПА, а также подтверждена совместимость работы с волоконно-оптическими преобразователями тока и напряжения (цифровыми измерительными трансформаторами) NXT Phase, и ЗАО «Профотек».

Комплексность решений РЗА и ПА, поддержка IEC 61850-8-1 и IEC 61850-9-2LE, предлагаемые основные типовые решения, возможность реализации любого нетипового решения позволяют максимально удовлетворять требования Заказчиков при реконструкции и строительстве новых объектов энергетики, в том числе и создании Цифровых ПС.

3. Электромагнитная совместимость (ЭМС)

Согласно требованиям ОАО «ФСК ЕЭС» аттестуемая продукция предусматривает обязательные стандартные ЭМС испытания в аккредитованных испытательных центрах. Основным нормативным документом, призванный урегулировать проблемы ЭМС на объектах сетевых компаний является стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.0442010 [3]. Он регламентирует требования по 14 видам испытаний на помехоустойчивость и по 2 видам на помехоэмиссию и существенно расширяет объем типовых испытаний в

области ЭМС относительно введенного в действие в 2007 году государственного стандарта ГОСТ Р 51317.6.5, обязательного при поставках на электростанции и подстанции среднего и высокого напряжения. В [4] утверждается, что вышеупомянутый СТО сориентирован на стандарты РФ, соответствующие стандартам МЭК группы 61000 и других групп, не являющихся специализированными в области релейной защиты, а для релейной защиты и с учетом ее специфики ТК-95 МЭК (техническим комитетом, специализированным в области релейной защиты) разработана отдельная группа стандартов 60255, которая активно используется ведущими мировыми производителями РЗА.

НПП «ЭКРА» в своих разработках учла весь спектр требований вышеупомянутых стандартов и, на базе собственной лаборатории ЭМС, с проведенными затем испытаниями в аккредитованных испытательных центрах, добилась полного соответствия шкафов типа ШЭЭ как стандартам организации ОАО «ФСК», ГК «Росатом» (согласно стандарту ГОСТ Р 50746-2000 «Совместимость технических средств электромагнитная. Технические средства для атомных станций. Требования и методы испытаний»), так и международным стандартам группы 60255. Отметим, что отдельные испытания по российским стандартам являются более жесткими, чем стандарты группы 60255: например, по испытаниям на устойчивость к наносекундным и микросекундным помехам, предусматривающих 4 кВ для коммуникационных портов связи вместо 2 кВ, определенных в группе 60255.

Таким образом, испытания, проведенные в аккредитованных испытательных центрах, подтвердили соответствие новой линейки шкафов всем требованиям по ЭМС для атомных станций, подстанций высокого напряжения, а также группе стандартов 60255, что позволяет использовать их на станциях и подстанциях нового поколения.

4. Испытания на RTDS

Программно-аппаратный комплекс цифрового моделирования в реальном масштабе времени RTDS (Real Time Digital Simulator) является передовым решением в области моделирования, сочетающим преимущества как математических, так и физических моделей, и предоставляющим широкие возможности для испытания устройств РЗА в различных режимах. Средства RTDS позволяют использовать весьма точные модели элементов сети, регуляторов, производить переключения или регулирование моделируемой в реальной времени математической модели от сигналов срабатывания проверяемого устройства, подключённого к аналоговым и дискретным входам и выходам комплекса RTDS. Предприятием ООО НПП «ЭКРА» впервые в России создана математическая модель энергосистемы на RTDS, на которой были проведены полномасштабные

испытания микропроцессорных устройств ПА ООО «НПП «ЭКРА». Одной из наиболее сложных функций, испытанной на модели, является автоматика ликвидации асинхронного режима (АЛАР). АЛАР, разработанная ООО НПП «ЭКРА», фиксирует изменение угла передачи в процессе асинхронного режима, имеет три ступени и способна функционировать в условиях существенной несимметрии тока и напряжения, в частности, в затянутой паузе ОАПВ. Расчёты при выборе уставок сведены к минимуму и требуют лишь определения параметров защищаемой линии. Устройство корректно функционирует при больших частотах скольжения (вплоть до 12 Гц).

Алгоритм основан на моделировании напряжений по концам защищаемого участка [5], принцип функционирования поясняется на рис. 3.

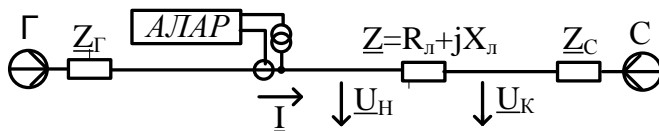


Рис. 3: Пояснение принципа функционирования АЛАР, $\underline{U}_Н$ и \underline{I} – напряжение и ток в месте установки АЛАР, $\underline{Z} = R_л + jX_л$ – электрическое сопротивление защищаемой линии.

По известным токам и напряжениям в начале линии и сопротивлению самой линии вычисляется напряжение $\underline{U}_К$ в конце линии $\underline{U}_К = \underline{U}_Н - \underline{Z} * \underline{I}$, и определяется угол передачи $\delta = \underline{U}_Н \wedge \underline{U}_К$. АР выявляется по факту достижения углом передачи значений $\pm 180^\circ$. В зависимости от знака скорости изменения угла выдаются различные управляющие сигналы: АР с положительным скольжением, АР с отрицательным скольжением. По факту достижения углом передачи значений $\pm 180^\circ$ отсчитываются провороты в процессе АР.

Устройство АЛАР прошло испытания согласно программе, утверждённой ОАО «СО ЕЭС», на разработанной в среде RTDS модели энергосистемы (рис. 4).

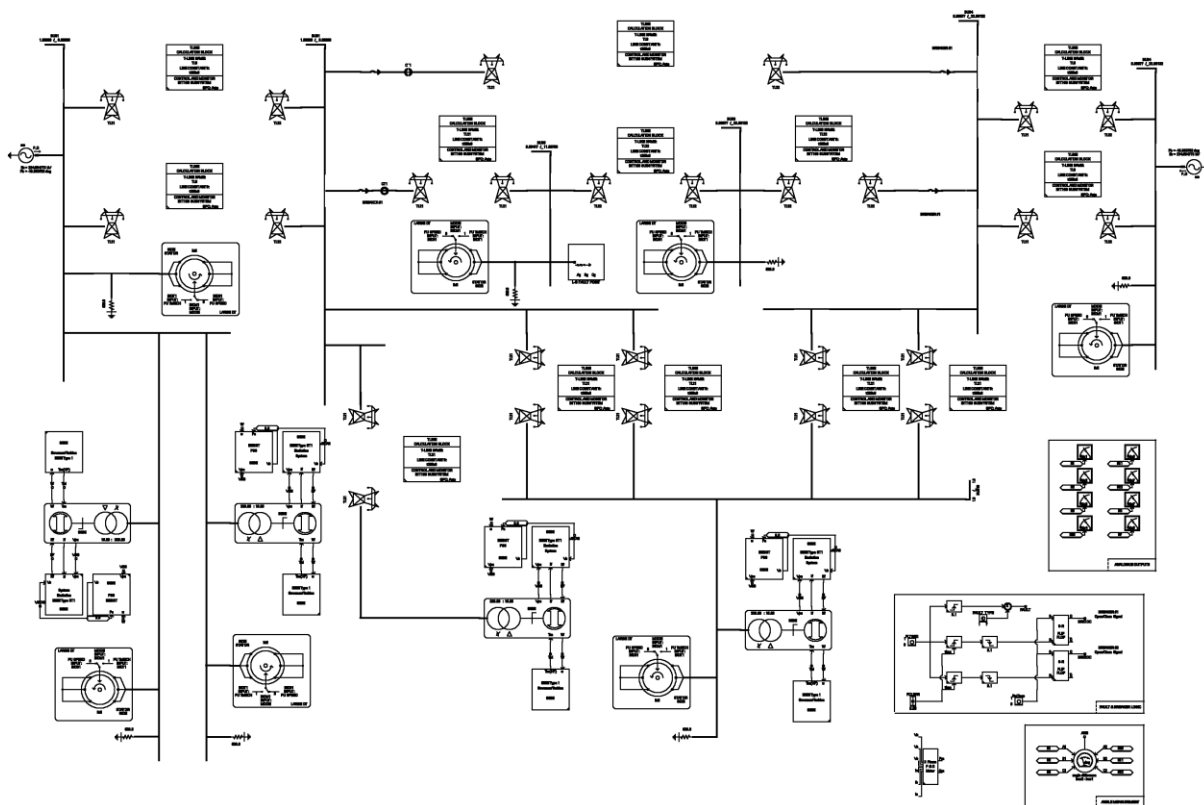


Рис. 4. Модель энергосистемы на RTDS

Модель энергосистемы включает в себя 4 синхронных генератора, а также их блочные трансформаторы, 7 комплексных нагрузок и 14 линий электропередач. Генераторы Г1 и Г2 моделируют атомную электростанцию (АЭС), Г3 – тепловую станцию (ТЭС), Г4 – гидростанцию (ГЭС), модели эквивалентных энергосистем С1 и С2 представляются идеальными источниками напряжений. Энергоблок представлен математической моделью синхронного генератора, турбины с регулятором скорости, системы возбуждения и блочного трансформатора. Многообразие задания параметров позволяет моделировать различные типы генераторов. Стандартная библиотека RTDS содержит различные типы систем возбуждения генераторов пропорционального и сильного действия. В модели генераторы оснащены АРВ сильного действия. Блочный трансформатор представлен моделью трехфазного трансформатора с типом соединения обмоток Y_0/Δ . Линии электропередач уровнем напряжения 330 кВ представлены моделями с распределенными параметрами. Комплексные нагрузки смоделированы совокупностью активного шунта и асинхронного двигателя.

Путем отключения отдельных линий, генераторов и нагрузок исходная схема приводилась к различным тестовым случаям. Нарушения устойчивости генераторов достигалось путем установления КЗ на линиях. В ходе испытаний были смоделированы следующие аварийные режимы:

- аварийные режимы с расположением сечения асинхронного хода на защищаемом участке сети без промежуточных отборов мощности;
- аварийные режимы с расположением сечения асинхронного хода вне защищаемого участка без промежуточных отборов мощности;
- аварийные режимы с расположением сечения асинхронного хода на защищаемом участке с промежуточными отборами мощности.

В качестве примера, на рис.6 показаны величины токов и напряжений, угла, а также активной и реактивной мощностей в опыте КЗ фазы «А» вблизи шин с отключением КЗ и последующей затянутой паузой ОАПВ, во время паузы ОАПВ наступает потеря устойчивости. На осциллограмме можно видеть правильное функционирование всех трёх ступеней, настроенных на срабатывание после 2, 4 и 6 проворотов, устройства АЛАР.

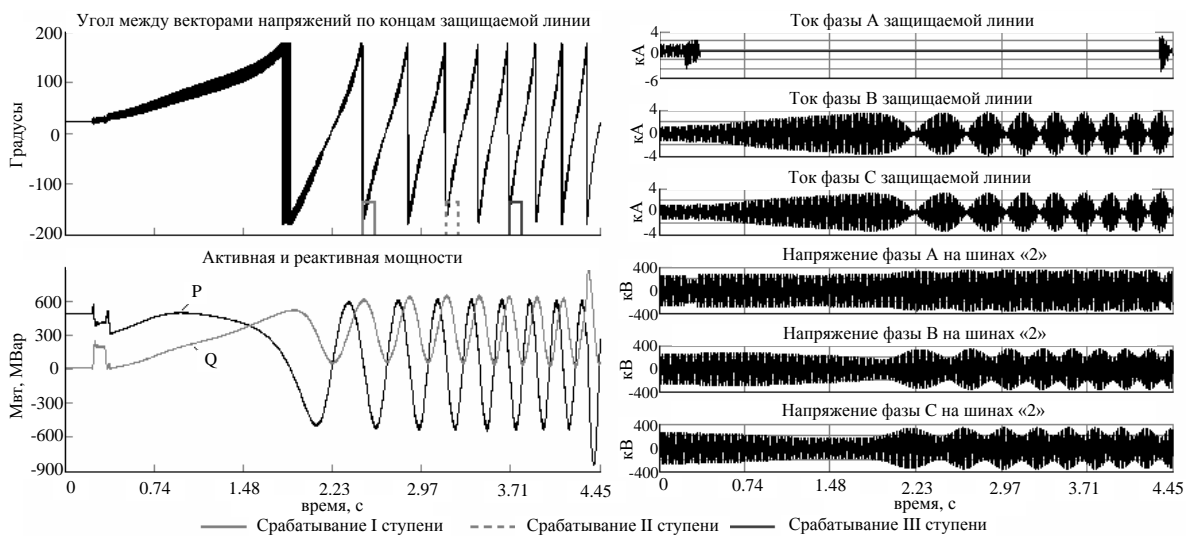


Рис. 5. Нарушение устойчивости во время паузы ОАПВ

5. Заключение

1. Устройства противоаварийной автоматики энергосистем производства ООО «НПП «ЭКРА», представленные линейкой шкафов серии ШЭЭ 220, предназначены для использования в качестве локальных устройств противоаварийного управления, а также устройств управления аварийными

- режимами энергоузла (АВСН, АДВ, АПНУ), в том числе и на подстанциях нового типа.
2. Комплексность решений РЗА и ПА, поддержка IEC 61850-8-1 и IEC 61850-9-2, предлагаемые основные типовые решения, возможность реализации любого нетипового решения позволяют использовать новые устройства при реконструкции и строительстве новых объектов энергетики, в том числе и создания Цифровых ПС.
 3. Испытания, проведенных в аккредитованных испытательных центрах показали соответствие новой линейки шкафов всем требованиям по ЭМС для атомных станций, подстанций высокого напряжения, а также группе стандартов IEC 60255, что позволяет использовать их на станциях и подстанциях нового поколения.
 4. Проверка работоспособности устройств ПА ООО «НПП «ЭКРА» проходят в условиях, максимально приближенных к реальным, на основе испытаний с имитацией основных расчетных повреждений на объекте. Это позволяет выявить как ошибки проектирования, так и конфигурировании микропроцессорных устройств ПА. С этой целью в ООО «НПП «ЭКРА» применяется программно-аппаратный комплекс RTDS, позволяющий использовать высокоточные модели элементов сети, регуляторов, производить переключения и изменение сигналов регулирования моделируемой в реальном масштабе энергосистемы от сигналов срабатывания проверяемого устройства, подключённого к аналоговым и дискретным входам и выходам комплекса RTDS.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Глускин И.З., Иофьев Б.И. Противоаварийная автоматика в энергосистемах. Том 1. – М.: Знак, 2009.
- [2] Кобец Б. Б., Волкова И. О. Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции Smart Grid. — М.: ИАЦ Энергия, 2010. — 208 с.
- [3] Методические указания по обеспечению электромагнитной совместимости на объектах электросетевого хозяйства. Стандарт организации СТО 56947007-29.240.044-2010. - М.: ОАО «ФСК ЕЭС», 2010.
- [4] Гуревич В. И. Проблемы стандартизации в области микропроцессорных устройств релейной защиты. - "Компоненты и технологии", 2012, № 1, с. 6 - 9.
- [5] Овчаренко Н.И. Автоматика электрических станций и электроэнергетических систем. 2000. – М.: НЦ ЭНАС.

АВТОРЫ

Наумов Владимир Александрович окончил в 2001 г. электроэнергетический факультет Чувашского государственного университета. В 2005 г. защитил в ОАО «Всесоюзный научно-исследовательский институт электроэнергетики «Анализ и разработка дифференциальных защит генераторов и блоков генератор-трансформатор». Заведующий отделом РЗА стационарного оборудования и противоаварийной автоматики ООО «НПП «ЭКРА».

Понамарев Евгений Алексеевич окончил в 2006 г. Энергоэнергетический факультет Оренбургского государственного университета. В 2010 г. защитил диссертацию в Томском политехническом университете «Совершенствование защиты от замыканий на землю в обмотке статора гидрогенераторов укрупнённого блока». Ведущий инженер технического отдела ООО «НПП «ЭКРА».

Петров Владимир Сергеевич окончил в 2010 г. электроэнергетический факультет Чувашского государственного университета. Инженер 2 категории ООО «НПП «ЭКРА».

Разумов Роман Вадимович – окончил в 2008 г. Энергоэнергетический факультет Чувашского государственного университета. Инженер 2 категории ООО «НПП «ЭКРА».

МОДУЛЬ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МДП НА БАЗЕ RASTRWIN В ПРОЕКТЕ СМЗУ СРТО

Неуймин В.Г., Александров А.С., Максименко Д.М.

(филиал ОАО «НИИПТ» «Системы Управления Энергией», г. Екатеринбург)

ВВЕДЕНИЕ

Программный комплекс RastrWin используется во всех РДУ и ОДУ России, а так же во множестве проектных и учебных организаций. Он позволяет рассчитывать установившиеся режимы, оптимизировать их по активной и реактивной мощности, моделировать динамический переходный процесс, а также обладает мощной графической системой. На базе программного комплекса в 2008 году компания "Техсистемгруп" разработала и внедрила в Тюменском РДУ расчетный модуль определения максимально допустимых перетоков мощности (МДП) по данным WAMS и телеизмерений для мониторинга запасов устойчивости северных районов.

Определение максимально допустимых перетоков и опасных сечений (ОС) представляет собой важную компоненту советчика диспетчера (СД). К этой задаче предъявляются повышенные требования по надежности, быстродействию и отказоустойчивости. Данный алгоритм должен работать в цикле оперативного ведения режима, помогая диспетчеру обеспечивать надежность электроснабжения потребителей.

Разработанный алгоритм определения ОС и МДП можно представить тремя основными этапами:

1. Получение предельного режима для исходного режима электрической сети в направлении вектора изменения режима (ВИР).
2. Расчет маркеров ОС для линий основного наблюдаемого фрагмента схемы (ОНФ) и формирование из линий опасного сечения. Полученное ОС анализируется на соответствие ОНФ и ВИР.
3. Ослабление полученного режима до допустимого перетока, равного МДП по данному ОС.

ПОЛУЧЕНИЕ ПРЕДЕЛЬНОГО РЕЖИМА

Каждый ВИР должен быть сбалансирован по мощности. Поэтому для каждой его составляющей задается безразмерный коэффициент участия либо в нагрузке (K_H), либо в генерации (K_G). Например, в табл. 1 задан ВИР. Коэффициенты его левой и правой частей нормируются относительно единицы. Коэффициенты

нормируются $K_{норм} = K_G - K_H$ по каждой составляющей ВИР, затем отдельно суммируются по нагрузочной (отрицательной) и генераторной (положительной) части.

Таблица 1

Задание ВИР с помощью коэффициентов

№	Тип	Название	K_H	K_G	$K_{норм}$
54	Узел	РефтГРЭС		10	10
1140	Узел	СГРЭС-1		1	1
989	Узел	Жи.ГЭС		-5	-5
957	Узел	ЗАИГРЭС		-1	-1
2	Район	Свердловэнерго	-2	2	4
5	Район	Курганэнерго	-1	1	2
9	Район	Тюменьэнерго	-1	1	2
15	Район	Ср-Волга	5	-5	-10

Сумма по генераторной части $K_G^{\Sigma} = 19$, сумма по нагрузочной части $K_H^{\Sigma} = 16$. Соответственно делим генераторную часть на K_G^{Σ} , а нагрузочную – на K_H^{Σ} , и получаем нормированные коэффициенты ВИР, приведенные в табл. 2.

Таблица 2

Нормированные коэффициенты ВИР

№	Тип	Название	K_H	K_G
54	Узел	РефтГРЭС		0,526
1140	Узел	СГРЭС-1		0,053
989	Узел	Жи.ГЭС		-0,313
957	Узел	ЗАИГРЭС		-0,063
2	Район	Свердловэнерго	-0,105	0,105
5	Район	Курганэнерго	-0,053	0,053
9	Район	Тюменьэнерго	-0,053	0,053
15	Район	Ср-Волга	0,313	-0,313

Определяется ближайший к пределу компонент ВИР, величина траектории утяжеления выбирается равной расстоянию до него и выполняется шаг утяжеления по ней. Например, модуль ВИР равен 1000 МВт, тогда по компонентам ВИР получатся мощности, приведенные в табл. 3.

Таблица 3

Разнесение модуля ВИР по его элементам

№	Тип	Название	$\Delta P_H,$ МВт	$\Delta P_T,$ МВт
54	Узел	РефтГРЭС		526
1140	Узел	СГРЭС-1		53
989	Узел	Жи.ГЭС		-313
957	Узел	ЗАИГРЭС		-63
2	Район	Свердловэнерго	-105	105
5	Район	Курганэнерго	-53	53
9	Район	Тюменьэнерго	-53	53
15	Район	Ср-Волга	313	-313

После того как выполнен шаг утяжеления, компонента ВИР достигает своего ограничения и выходит из ВИР. В дальнейшем ВИР пересчитывается до следующей компоненты и так далее, пока не будет получен несбалансированный режим. После получения несбалансированного режима сформированный вектор утяжеления дробится, пока не будет получен режим, который максимально близок к предельному. Необходимо отметить, что при утяжелении требуется контролировать неизменность знака якобиана, так как могут быть получены «запредельные» режимы [1].

ФОРМИРОВАНИЕ ОПАСНОГО СЕЧЕНИЯ

Расчет маркеров ОС для линий электрической сети выполняется на основе собственных векторов матрицы Якоби для режима, близкого к пределу своего существования по статической устойчивости [2]. Используется следующий итерационный алгоритм поиска правого собственного вектора матрицы [3]. Задается начальное приближение $H^0 = 100$ для элементов собственного вектора матрицы Якоби установившегося режима $[J]$ и организуется цикл из решения системы линейных уравнений вида:

$$[J] \cdot H^K = H^{K-1}, \quad (1)$$

с последующим нормированием вектора H^K

$$H^K = \frac{H^K}{H_{MAX}^K}. \quad (2)$$

Когда H^K между итерациями изменяется достаточно мало, они прекращаются, при этом полученный вектор H^K совпадает с правым собственным вектором матрицы Якоби. Полученные элементы формируют маркеры линий ОС, как разницу элементов собственного вектора по концам линии.

Выбирается линия с максимальным маркером ОС, разрезается, находится кратчайший путь между узлом начала и конца первой линии ОС, на данном кратчайшем пути находится линия с максимальным маркером и тоже разрезается, процесс продолжается, пока не будет связи между узлом начала первой линии ОС и узлом конца [4]. Таким образом, в ОНФ образуются как минимум два графа сети, разделенные полученным ОС. Производится проверка полученного ОС на соответствие заданному ВИР, ОНФ и другим условиям. Рассчитывается мощность нерегулярных колебаний мощности:

$$P_{НК} = K_{НК} \cdot \sqrt{\frac{P_{H_1}^\Sigma \cdot P_{H_2}^\Sigma}{P_{H_1}^\Sigma + P_{H_2}^\Sigma}}, \quad (3)$$

где $K_{НК}$ – коэффициент расчета нерегулярных колебаний, а $P_{H_1}^\Sigma$ и $P_{H_2}^\Sigma$ – суммарные нагрузки полученных несинхронных частей схемы.

Можем рассмотреть пример работы данного алгоритма на схеме Тюменского РДУ, представленной на рис. 1. Максимальный маркер ОС находится на ВЛ "Прогресс (64)–Тавричес(69)", она виртуально разъединяется, после чего ищется наикратчайший путь в графе сети, соединяющий узлы ее начала и конца. На данном пути выбирается линия с максимальным значением маркера ОС. Это ВЛ "Ватъеган(68)–Кириллов(901)". Процесс повторяется. Находится ВЛ "Инга(118)–Ватъеган(60)". Анализ разделенности графа показывает образование сечения в схеме – формирование прошло успешно.

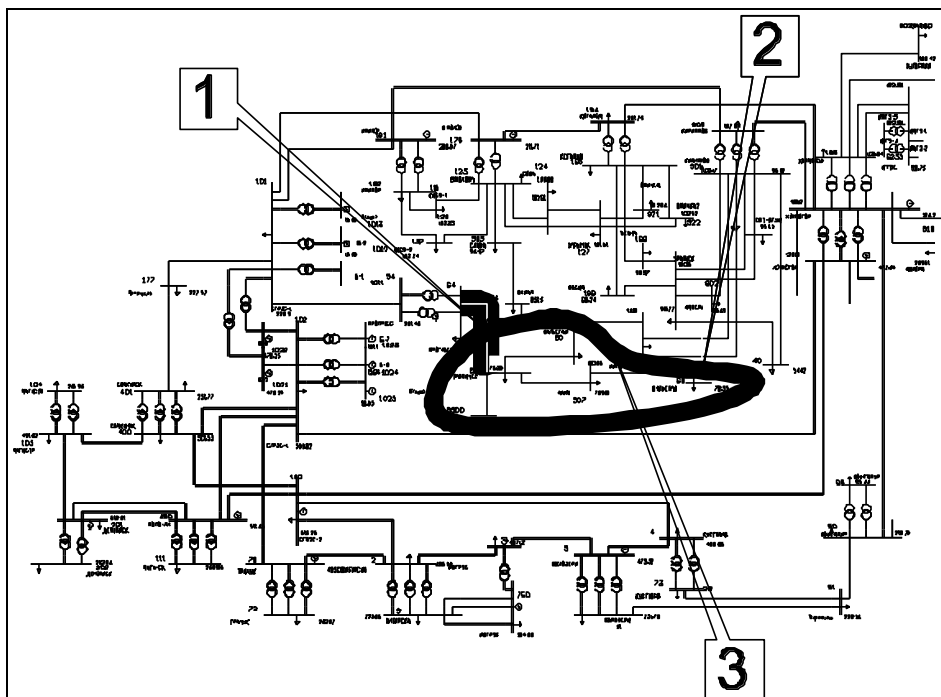


Рис. 1. Поиск ОС.

ОСЛАБЛЕНИЕ ПРЕДЕЛЬНОГО РЕЖИМА

Рассчитывается максимально допустимы переток мощности по полученному ОС (МДП) $P_C^{МДП}$:

$$P_C^{МДП} = 0.8 \cdot P_C^{ПРЕД} - P_{НК} , \quad (4)$$

где $P_C^{ПРЕД}$ – переток мощности по ОС в предельном режиме; $P_{НК}$ – мощность нерегулярных колебаний нагрузки по данному ОС.

Формируется траектория ослабления предельного режима. В качестве примера рассмотрим один шаг ослабления режима, как это показано на рис. 2. Получен переток по сечению, равный 1543 МВт, мощность нерегулярных колебаний нагрузки 69 МВт, следовательно, $P_C^{МДП} = 0.8 \cdot 1543 - 69 = 1165$ МВт, предполагаем, что при уменьшении длины ВИР на 20 % мы получим переток по данному сечению, близкий $P_C^{МДП}$. Модуль ВИР в предельном режиме равен 878 МВт, следовательно, требуется перейти к режиму, соответствующему $M_{ВИР} = 878 \cdot 0.8 = 702$ МВт. При этом необходимо помнить о том, что ВИР может состоять из нескольких отрезков, соответствующих разным наборам его составляющих.

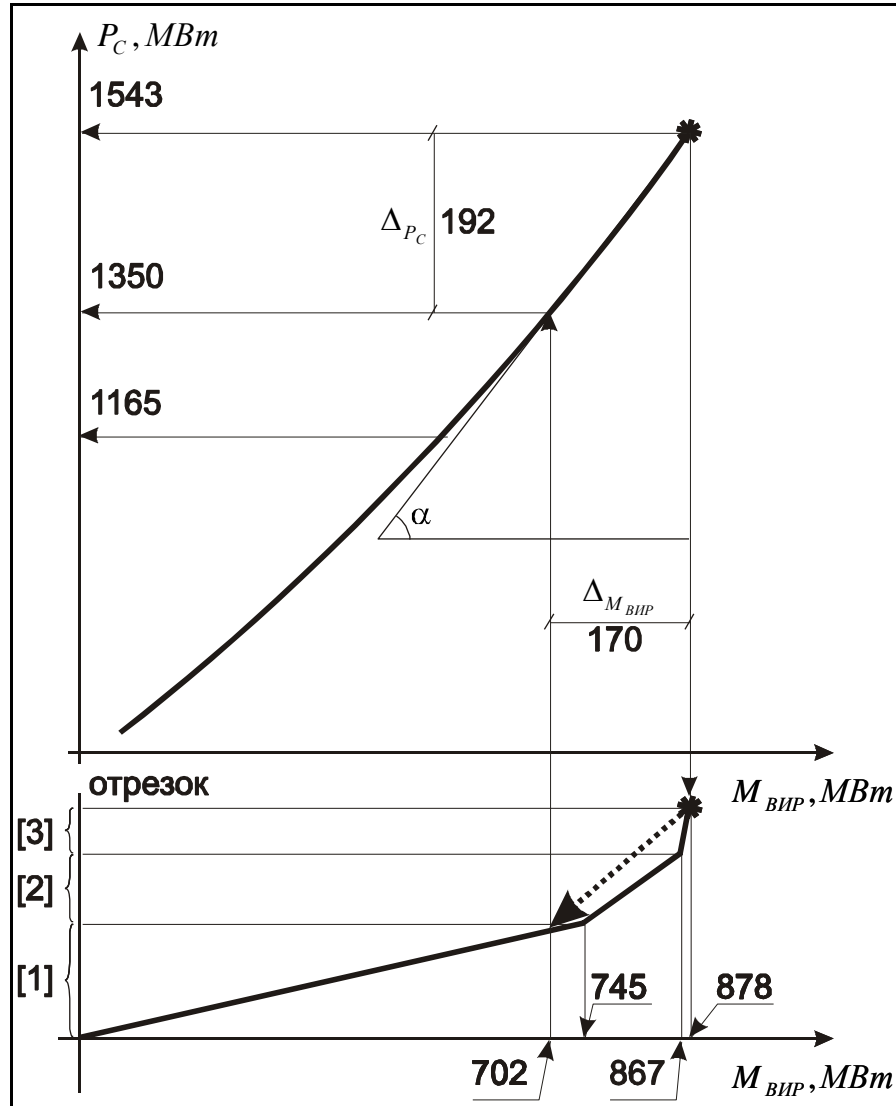


Рис. 2. Шаг ослабления режима до МДП по найденному ОС.

После выполнения шага ослабления режима получаем переток по сечению, равный 1350 МВт, рассчитываем примерный тангенс угла наклона зависимости перетока по сечению от модуля ВИР, он равен:

$$\alpha = \frac{\Delta_{P_c}}{\Delta_{M_{VIP}}} = \frac{192}{170} = 1.09, \quad (5)$$

где Δ_{P_c} – изменение перетока по сечению, соответствующее изменению модуля ВИР $\Delta_{M_{VIP}}$. Теперь можно уточнить требуемое дальнейшее изменение модуля ВИР: до МДП осталось $\Delta_{P_c} = 1350 - 1165 = 185$ МВт, примерный тангенс наклона считаем неизменным $\alpha = 1.09$ и вычисляем изменение модуля ВИР $\Delta_{M_{VIP}} = \frac{\Delta_{P_c}}{\alpha} = 169.48$ МВт. Этот метод позволяет достичь приемлемой точности МДП по заданному сечению примерно за 3–5 итераций изменения модуля ВИР.

ПРАКТИЧЕСКАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ

На основе разработанного алгоритма был создан программный комплекс мониторинга запасов устойчивости северных районов Тюменской области (СМЗУ СРТО). Внешний вид результатов поиска в нем ОС и МДП представлен на рис. 3.

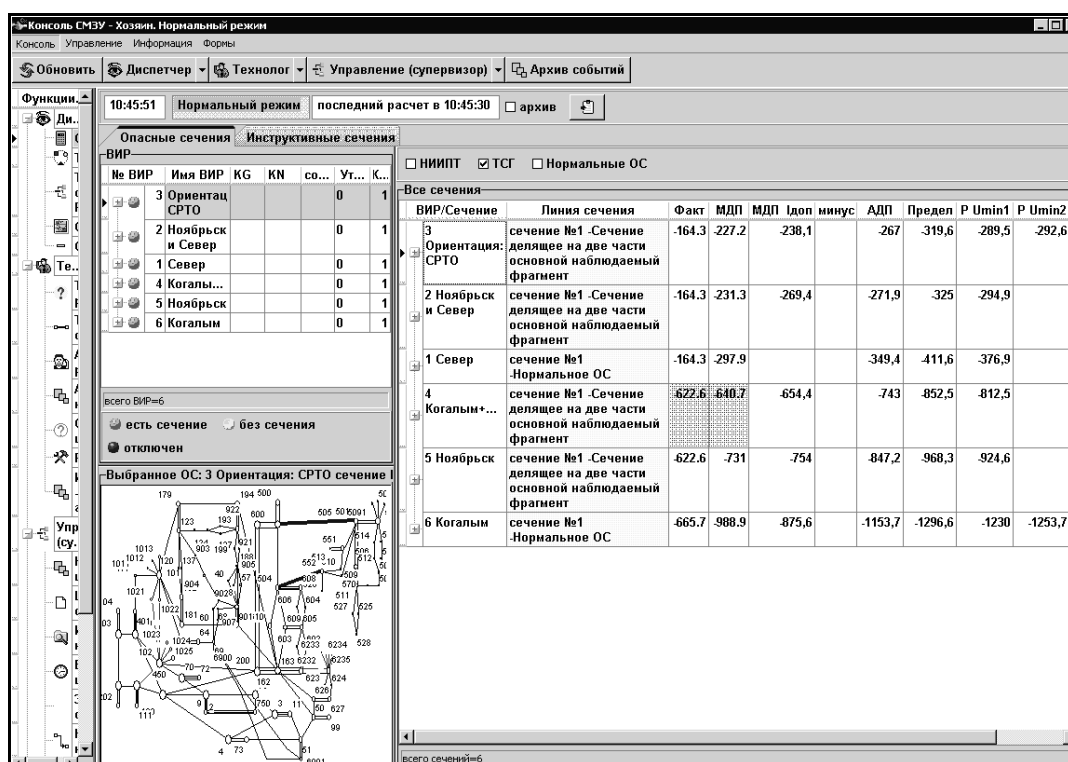


Рис. 3. Результаты работы алгоритма поиска ОС и МДП в Тюменском РДУ.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработано программное обеспечение, осуществляющее поиск ОС и МДП в реальном времени поступления и обработки телеизмерений в Тюменском РДУ. Программный комплекс пущен в 2008 году и по настоящее время находится в работе, его информация предоставляется диспетчерам и службе электрических режимов.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Баринов В.А., Совалов С.А. Режимы систем: методы анализа и управления. – М.: Энергоатомиздат, 1990. 440 с.
- [2] Давыдов В.В., Неуймин В.Г., Сактоев В.Е. Определение критических сечений энергосистем в предельных режимах // Изв. РАН. Энергетика и транспорт. 1992. №1. С. 74–80.
- [3] Кристофидес К. Теория графов. Алгоритмический подход. – М.: Мир, 1978. 432 с.
- [4] Парлет В. Симметрическая проблема собственных значений. Численные методы. – М.: Мир, 1983. 384 с.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

Неуймин Владимир Геннадьевич – к.т.н., заместитель директора филиала ОАО «НИИПТ» «Системы Управления Энергией», г. Екатеринбург, +7 (343) 362-92-57, vlad@niipt-ems.ru .

Александров Александр Сергеевич – к.т.н., н.о. электротехнических расчетов филиала ОАО «НИИПТ» «Системы Управления Энергией», системный (ЦДУ)-664-585-22-64, ICQ: 168 942 203, г. Екатеринбург, +7 (343) 362-92-64, ustas@niipt-ems.ru.

Максименко Дмитрий Михайлович – программист филиала ОАО «НИИПТ» «Системы Управления Энергией», 22-71, +7 343 362-92-71, maksimenko@niipt-ems.ru

К ВОПРОСУ О ВОССТАНОВЛЕНИИ ЭЭС МЕГАПОЛИСОВ ПОСЛЕ АВАРИЙ

Фролов О.В., Коровкин Н.В. (ОАО «НИИПТ»)

Эффективное регулирование, оптимизация потоков мощности и связанное с ними восстановление энергосистем после аварий - актуальные направления развития электроэнергетики и их технические и организационные аспекты представляли и представляют собой объект многочисленных научных исследований. Трудности в решении этих проблем в системах переменного тока связаны с взаимозависимостью всех протекающих процессов. В общем случае задача анализа режима энергосистемы сводится к решению системы нелинейных алгебраических уравнений (уравнений баланса мощностей), которая может быть линеаризована при ряде допущений. Зависимости потоков мощности, а также токов ветвей, напряжений узлов и других параметров режима, от управляющих воздействий, к которым, будем относить:

- изменение (включение, отключение) нагрузок в узлах энергосистемы;
- изменение напряжений в узлах, путем регулирования ЭДС генераторов;
- изменение реактанса передающих линий или угла сдвига фаз напряжений между оконечными зажимами линий;

рассчитываются большинством исследователей путем последовательного решения уравнений баланса мощности при различных значениях управляющих воздействий.

В настоящем докладе авторами рассматривается новая методология, состоящая в поиске и дальнейшем использовании аналитических зависимостей параметров режима энергосистемы от управляющих воздействий и использовании этих зависимостей для оптимизации режима или его восстановления. В частности эта методология позволит в оперативном режиме предлагать диспетчеру набор действий, для последовательного восстановления и оптимизации режима ЭЭС после аварии. В целом наш подход имеет цели:

- повышение качества диспетчерского управления энергосистемой, за счет оптимального использования управляющих воздействий;
- сокращение времени выработки команд управления системой;
- уменьшение ущерба от возможных аварий и сокращение недоотпуска электроэнергии потребителям.

В докладе мы кратко рассмотрим структуру зависимостей характеристик статических режимов энергосистем от управляющих воздействий (раздел 1),

выполним формализацию представлений об оптимальности статических режимов, записав их в виде некоторых функционалов, минимум которых соответствует наилучшему режиму (раздел 2), приведем примеры оптимальных режимов и покажем возможность их использования в послеаварийной ситуации (раздел 3).

1. ВИД ЗАВИСИМОСТЕЙ ХАРАКТЕРИСТИК СТАТИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ ЭНЕРГОСИСТЕМ ОТ УПРАВЛЯЮЩИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ

Связь характеристик статических режимов энергосистем с управляющими воздействиями предлагаемая в настоящей работе имеет дробно-полиномиальный вид. Числитель и знаменатель дроби представляют собой полиномы первого порядка от нескольких переменных (управляющих воздействий) коэффициенты которых определяются из расчета статических режимов энергосистемы. Пусть N число управляющих воздействий, тогда определение коэффициентов обоих полиномов потребует расчета $2^{N+1}-1$ статических режимов. Последнее соотношение показывает, что мы ориентируемся на рассмотрение не большого (не более пяти) числа управляющих воздействий одновременно.

Предлагаемый нами вид связи характеристик статических режимов энергосистем с управляющими воздействиями дает теоретически точные значения в предположении о линейности уравнений, описывающих режим в энергосистеме. В общем случае эти дробно-полиномиальные соотношения следует рассматривать как аппроксимирующие выражения. Как показали наши исследования, для энергосистемы Санкт-Петербурга и Ленинградской области, являющейся типичной энергосистемой мегаполиса, погрешность воспроизведения нашими аналитическими соотношениями параметров режима не превосходила точности задания параметров элементов энергосистемы – 1-2%. Столь хорошая точность аппроксимации следствие:

- значительного преобладания в энергосистеме потоков активной мощности над потоками реактивной мощности;
- способа определения коэффициентов полиномов числителя и знаменателя, основанного на расчете серии статических режимов, выполненных без допущения о линейности уравнений, описывающих режим;
- удачного вида аппроксимирующего выражения.

Аналитические соотношения между характеристиками (токами, напряжениями, активными и реактивными мощностями) статического режима энергосистемы и управляющими воздействиями дает возможность эффективного определения и значительно более сложных характеристик режима, таких, например, как запас статической устойчивости энергосистемы, суммарные потери мощности в

ней, интегральные оценки загруженности (эффективной эксплуатации) оборудования и т.п. Причем перечисленные характеристики также будут иметь дробно-полиномиальный вид. Эти свойства предлагаемых нами выражений позволяют выполнять оптимизацию статических режимов энергосистем.

2. ЦЕЛЕВЫЕ ФУНКЦИИ ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ СТАТИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ

Аналитические зависимости для токов и напряжений необходимы для записи различных целевых функций и исключения из процесса оптимизации программ расчета режимов электрических сетей, так как многократное обращение к программам расчета режимов катастрофически затягивает расчеты. В докладе мы рассматриваем следующие виды целевых функций, формулируемые как некоторые интегральные критерии:

- максимизация по управляющим параметрам запаса статической устойчивости энергосистемы;
- определение значений управляющих параметров, обеспечивающих:
 - заданный переток мощности через заданное сечение;
 - поддержание заданных уровней напряжений в заданных узлах (токов в ветвях);
 - оптимальную по субъективной оценке диспетчера загрузку оборудования энергосистемы;
- прогноз значений управляющих параметров подключаемого фрагмента энергосистемы, обеспечивающий наилучший режим по вышеприведенным критериям 1 и 2.

В рамках нашего подхода могут рассматриваться (и рассматриваются нашими коллегами) и другие функции цели, из которых отметим здесь минимизацию потерь в энергосистеме и оптимизацию (по различным критериям) расположения активно-адаптивных устройств. Нельзя не отметить также активно разрабатываемую в настоящее время возможность определения управляющих воздействий из векторных критериев, включающих, например, одновременно все критерии, перечисленные выше. Решением таких задач будет, естественно, не один набор управляющих воздействий, а несколько таких наборов, образующих так называемое множество Парето.

3. ПРИМЕРЫ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ И ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ В ПОСЛЕАВАРИЙНОЙ СИТУАЦИИ

В докладе рассматриваются применение полученных теоретических результатов к задачам двух типов. Первый из них представляет собой тесты – малые (по числу узлов) фрагменты реальных энергосистем, на которых мы показываем принципиальную возможность решения поставленных задач с помощью предложенного подхода. Здесь мы использовали рекомендованные IEEE тестовые схемы энергосистем, по расчетам которых другими авторами накоплен значительный материал. Второй тип задач, это задачи, имеющие практическое значение. Здесь мы использовали перспективную схему энергосистемы Санкт-Петербурга и Ленинградской области.

Для тестовых задач приводятся результаты расчетов, показывающие, как оптимальный выбор значений управляющих воздействий позволяет достичь улучшения режима энергосистемы по всем критериям, сформулированным в разделе 2 доклада. Также мы даем решение задач (множества Парето) с векторными критериями. Для энергосистемы Санкт-Петербурга и Ленинградской области приводятся решения задачи 1 и задачи 3, то есть задачи прогноза наилучших (по выбранному критерию) значений управляющих параметров подключаемого фрагмента энергосистемы.

Расчеты значений управляющих параметров, обеспечивающих те или иные улучшения характеристик режима, с использованием нашего подхода могут выполняться в режиме реального времени. Это, по мнению авторов, позволяет рассматривать его как весьма перспективную базу для решения востребованных практикой задач оптимального ведения и восстановления режима энергосети после аварии. Последовательный и плавный переход с текущего режима на «новый режим» с целью улучшения текущего состояния и с известными характеристиками «нового режима» может быть реализован в несколько шагов, обеспечивающих отсутствие жесткого переходного процесса. Аналогично, восстановление энергосистемы после аварии будет продвигаться более эффективно при известном режиме, к которому следует стремиться после подключения очередного фрагмента энергосистемы.

Сведения об авторах:

Коровкин Николай Владимирович, д.т.н., проф, научн. сотр. ОАО «НИИПТ»,
Фролов Олег Валерьевич, к.т.н., генеральный директор ОАО «НИИПТ».

1.ИНДИКАТОР КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ ИКЗ-1

Направление поиска повреждения определяется путем анализа расположения индикаторов, зафиксировавших аварию. В случае фиксации аварии флажок индикатора повернут к наблюдателю стороной, окрашенной светоотражающим покрытием ярко-жёлтого цвета. Наблюдение состояния индикатора может осуществляться с расстояния до 50 м от опоры, на которой установлен индикатор. В тёмное время суток для получения информации указатель необходимо осветить.

2.ИНДИКАТОР КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ ИКЗ-2

Дополнительно к функциям ИКЗ-1, в модификации ИКЗ-2 состояние индикатора можно определить с помощью переносного пульта. Расстояние связи между устройством и пультом не менее 300 м при прямой видимости и отсутствии помех в эфире. Питание ИКЗ-2 обеспечивается от внутренней батареи. Установленная батарея рассчитана на непрерывную работу прибора сроком не менее 7 лет (в режиме ожидания). Индикатор ИКЗ-2 сохраняет во внутренней памяти направление потока мощности, значения аварийных напряжений и токов, точное время КЗ. Указанные параметры сохраняются для пятидесяти последних аварий. Возможно дистанционное изменение порога срабатывания посредством беспроводного канала связи. Индикатор ИКЗ-2 постоянно работает в режиме пониженной потребляемой мощности (дежурный режим), переключаясь в нормальный режим работы при обнаружении датчиком бросков тока в линии или при обращении к ИКЗ-2 по беспроводному интерфейсу. Контроль работы индикатора и изменение внутренних настроек может производиться посредством беспроводного канала связи. Кроме того, используя переносной пульт в качестве передатчика, можно подключиться к индикатору через персональный компьютер. С помощью программы «ИКЗ-терминал», пользователь получает возможность считывать параметры зафиксированных аварий и менять настройки прибора.

3.ИНДИКАТОР КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ ИКЗ-2М

Модификация ИКЗ-2М обладает встроенным GSM-передатчиком, что позволяет интегрировать данные в систему телемеханики.

Прибор ИКЗ-2М для управления, настройки и считывания показаний использует GSM модуль, позволяющий передавать данные на диспетчерский терминал на больших расстояниях. Система организована по принципу централизованной клиент-серверной сети, где приборы и диспетчерские терминалы являются клиентами для единого сервера данных. Передача данных от прибора серверу осуществляется через сеть Internet, для чего используется GPRS подключение. Подключение диспетчерского терминала к серверу может осуществляться через Internet, локальную сеть, или локальный сокет в зависимости от их взаимного расположения. Если данные между терминалом и сервером передаются через Internet, для повышения безопасности возможно использование защищённого канала VPN.

ОПТИМИЗАЦИЯ СТРУКТУРЫ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ЦИФРОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ

Орлов Л.Л. (ЗАО «РТСофт», г. Москва, РФ)

Технология «Цифровой подстанции» (ЦПС) не только открывает множество новых перспектив, но и ставит перед Заказчиками и производителями множество вопросов, требующих углубленной проработки. Одним из важнейших вопросов является анализ технико-экономических характеристик, как в сравнении ЦПС с традиционными решениями, так и сравнительный анализ различных вариантов архитектуры ЦПС с точки зрения стоимости реализации и дальнейшей эксплуатации. Сегодня технология ЦПС апробируется в рамках пилотных проектов, и применяемые решения отличаются существенно более высокой стоимостью реализации по сравнению с классическими РЗА и АСУТП, что обусловлено и высокой стоимостью нового оборудования, и избыточностью предлагаемых архитектур ЦПС. Для серийного внедрения данный подход неприменим, и необходима оптимизация структуры и стоимости реализации цифровых подстанций, тем более что сама технология ЦПС и стандарт МЭК 61850 предоставляют множество возможностей для такой оптимизации. В данном докладе приведен краткий анализ различных вариантов подходов к созданию ЦПС и ее возможных архитектур с точки зрения прогнозируемой стоимости их реализации.

В качестве отправной точки для анализа примем ПС с организацией вторичных цепей и систем по традиционному принципу (Рис.1), N – количество присоединений ВН.

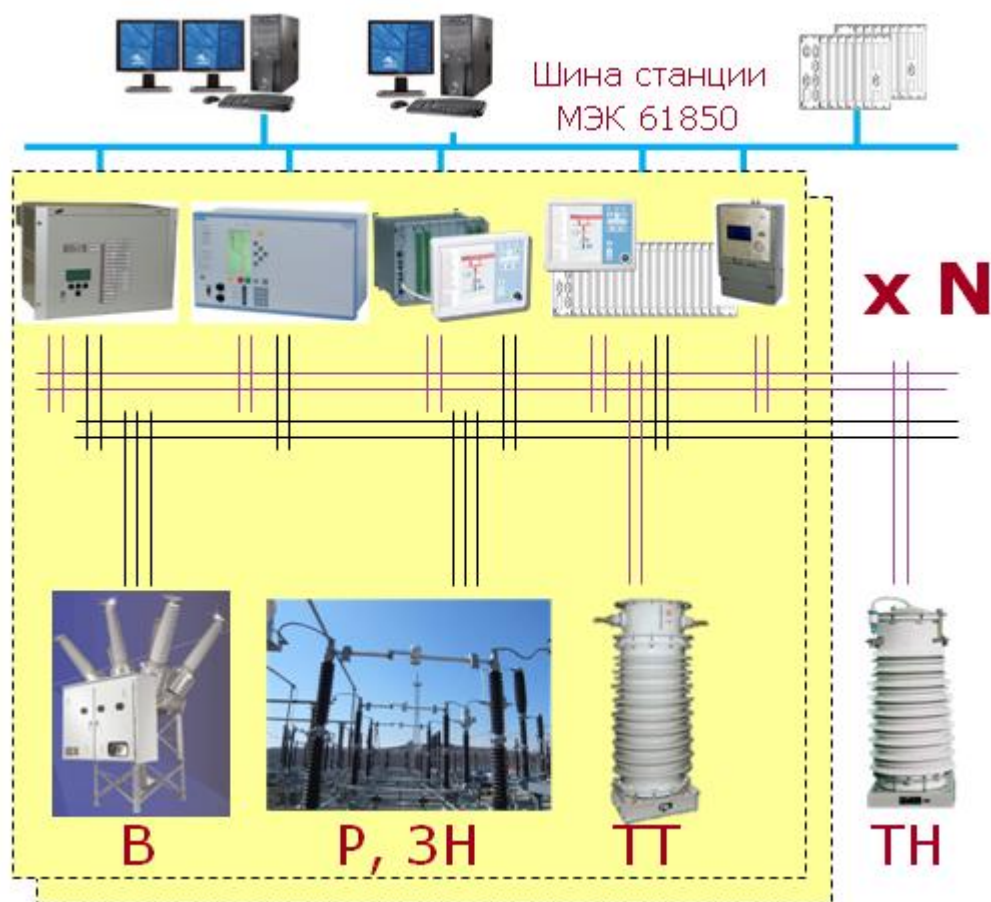


Рис.1. Классическое РЗА и АСУТП для традиционной ПС

Рассмотрим кратко основные принципы создания ЦПС и их влияние на стоимость реализации.

1. С точки зрения аппаратной архитектуры:

1.1. Появление дополнительных цифровых (интеллектуальных) устройств, приближенных к силовому оборудованию:

1.1.1. Объединительных устройств (МУ) в составе измерительных трансформаторов (ЦИТ);

1.1.2. Отдельных объединительных устройств (SAMU), подключаемых к традиционным ТТ, ТН;

1.1.3. Интеллектуальных полевых контроллеров или УСО для коммутационных аппаратов (Ю);

1.2. Сокращение объема контрольных кабелей (вплоть до полного отказа от них) и связанных с этим затрат на СМР и ПНР;

1.3. Увеличение объема цифровых связей и потребности в активном сетевом оборудовании для организации технологической ЛВС (шины процесса);

1.4. Возможность отказа от модулей УСО и измерений в интеллектуальных устройствах (IED) РЗА и АСУТП.

Относительно влияния аппаратной архитектуры ЦПС на стоимость реализации можно отметить следующее:

- Зачастую основное внимание уделяется именно «цифровизации» измерений (п.1.1.1-1.1.2), несмотря на довольно высокую стоимость ее реализации, в то время как «цифровизация» коммутационных аппаратов уже сейчас реализуема с использованием серийно выпускаемого, аттестованного и многократно внедренного оборудования, дает существенный экономический эффект и обеспечивает сокращение потребности в кабельной продукции на 30-40%.
- Увеличение общего количества интеллектуальных устройств на ПС неизбежно приводит к росту затрат на данные устройства.
- Сокращение потребности в кабельной продукции (п.1.2) само по себе дает ощутимую экономическую выгоду, но данный эффект нивелируется увеличением затрат на цифровые связи (п.1.3).
- Затраты на цифровые связи прямо пропорциональны количеству цифровых устройств в системе.
- Возможность отказа от модулей УСО и измерений в IED (п.1.4) существует, но ее использование не в интересах производителей данных устройств, поэтому данному вопросу не уделяется особое внимание.

Общее количество цифровых устройств (полевых устройств и IED) в составе вторичных систем можно использовать в качестве основного индикатора для оценки стоимости создания и последующей эксплуатации цифровых подстанций.

В большинстве предлагаемых на сегодня решений цифровые устройства четко разделены на две группы: полевые (УСО, МУ) и функциональные (IED). Сегодня разработчики IED (оборудования РЗА, АСУТП, измерений и учета) идут, как правило, по пути наименьшего сопротивления, добавляя новые порты, интерфейсы и протоколы шины процесса к существующим устройствам. Данную архитектуру можно условно назвать канонической, поскольку она предлагается большинством производителей (Рис.2).

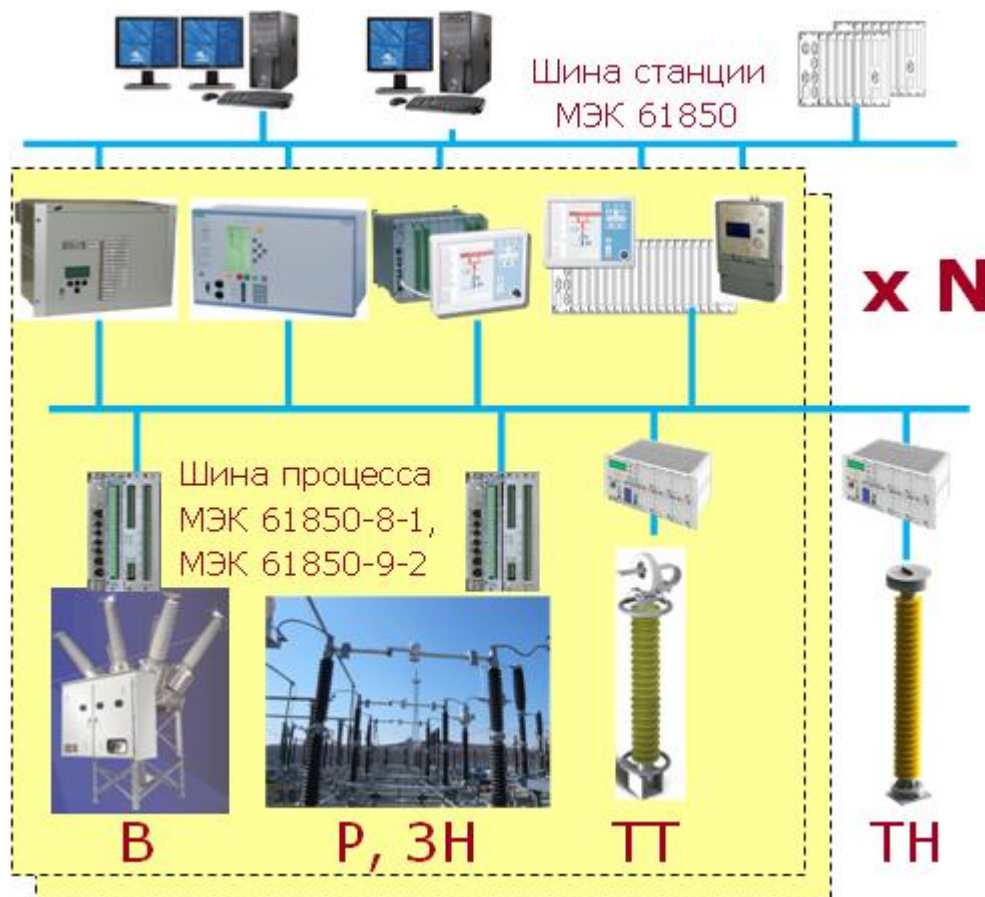


Рис.2. «Каноническая» архитектура ЦПС

В результате применения такого подхода получаются системы, в которых количество интеллектуальных устройств почти в 2 раза больше, чем на традиционных ПС.

Возникает резонный вопрос: стоит ли считать данную архитектуру оптимальной и принимать ее в качестве типовой для промышленного внедрения? На наш взгляд, предложенная архитектура несомненно требует пересмотра, уточнения и оптимизации.

При анализе возможностей оптимизации архитектуры и стоимости ЦПС необходимо обратить внимание на тот факт, что цифровая ПС в ее полном развитии – это не только добавление шины процесса к уже существующим системам защиты, управления, измерений, но и возможность пересмотра и совершенствования функциональности этих систем и их элементов. Основной «двигатель прогресса» – это наличие на уровне IED цифровых устройств с мощным процессором и минимальным количеством модулей ввода-вывода, которое дает возможность реализации более компактных и многофункциональных устройств.

Рассмотрим основные принципы создания ЦПС с точки зрения усовершенствования функциональной архитектуры и возможность их применения для оптимизации состава и стоимости систем.

2. Варианты оптимизации ЦПС с точки зрения функциональной архитектуры:

2.1. Укрупнение и централизация IED (реализация в одном устройстве определенного набора функций применительно к нескольким присоединениям или РУ одного класса напряжения) становится возможным в очень широких пределах, в первую очередь для функций измерений и управления.

2.2. Функциональная интеграция IED (сочетание в одном устройстве множества функций применительно к одному присоединению) становится возможной в более широких пределах, чем это принято для классических ПС. При этом требуется пересмотр действующих НТД, в первую очередь в области систем РЗА и учета электроэнергии.

2.3. Функциональная интеграция между IED и полевыми устройствами (реализация в полевом устройстве части функций измерения, управления или даже защит, стандартно реализуемых в IED) – также может представлять интерес при использовании достаточно производительных, интеллектуальных и гибко конфигурируемых устройств на полевом уровне. Возможные варианты такой интеграции требуют дополнительной проработки, согласования и корректировки действующих НТД.

2.4. В перспективе возможна полная виртуализация IED с реализацией большинства или всех функций измерения, регистрации, управления, защиты на кластере высокопроизводительных серверов (Рис.3).

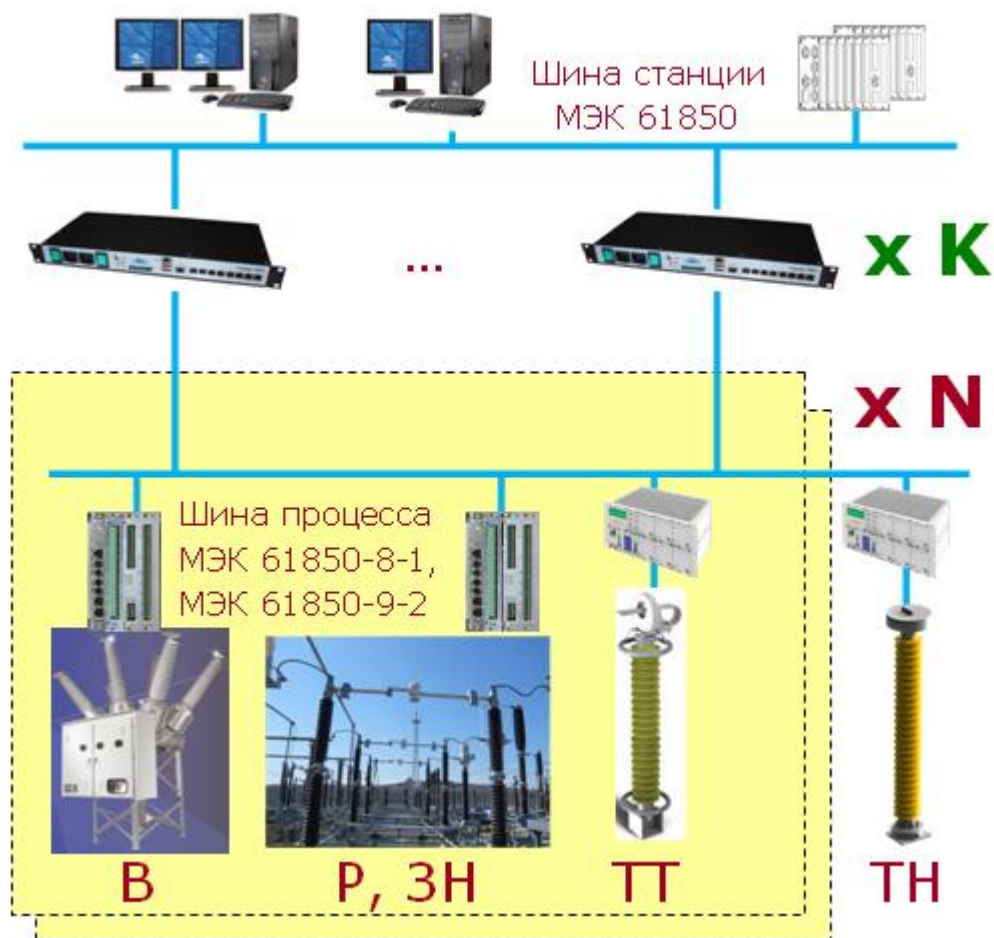


Рис.3. Гипотетическая архитектура «будущей» ЦПС

В результате выполненного анализа и оценки стоимости реализации различных вариантов ЦПС становится очевидно, что оптимизация функциональной архитектуры – основной путь к достижению оптимальных технико-экономических характеристик построения цифровых подстанций, сопоставимых с традиционными решениями и даже превосходящих их. Столь же очевидно, что мы не можем сегодня же перейти к архитектуре будущего, показанной на Рис.3. Остается ответить на вопросы:

- Можно ли оптимизировать архитектуру цифровой подстанции уже сегодня, без коренного пересмотра принципов организации систем РЗА и учета?
- Каков будет экономический эффект от этой оптимизации?
- Какие варианты дальнейшей оптимизации архитектуры могут быть целесообразны в ближайшей перспективе?
- Какой экономический эффект могут принести эти дальнейшие шаги?

Рассмотрим состав основных цифровых устройств (функциональных и полевых) в традиционной и цифровой подстанции.

Функциональные устройства (IED):

- терминал основных защит
- терминал резервных защит
- терминал АУВ
- контроллер присоединения
- измерительный преобразователь
- устройство контроля ПКЭ
- устройство векторных измерений (PMU)
- регистратор аварийных событий.
- счетчик электроэнергии

В традиционной подстанции возможности оптимизации состава IED ограничены как физически (ввиду необходимости наличия цепей ввода-вывода в составе каждого устройства), так и формально (положениями действующих НТД).

Функциональные устройства в указанном составе применяются как на традиционных, так и (предположительно) на цифровых ПС. Кроме того, в составе ЦПС дополнительно появляются интеллектуальные полевые устройства:

- МУ в составе ЦИТ
- отдельные МУ (SAMU)
- интеллектуальные полевые контроллеры или УСО для коммутационных аппаратов (Ю).

Основной способ оптимизации стоимости ЦПС – сокращение количества цифровых устройств. Предлагаются к рассмотрению следующие варианты оптимизации:

- Укрупнение и централизация IED
- Функциональная интеграция IED
- Функциональная интеграция между IED и полевыми устройствами
- Виртуализация IED.

В качестве первого шага оптимизации, который не противоречит действующим НТД в области РЗА и коммерческого учета, предлагается оптимизация устройств АСУТП и измерений следующим образом:

- Укрупнение контроллеров присоединений (переход от традиционной концепции «контроллера присоединения» к «контроллеру группы присоединений»)

- Централизация и функциональная интеграция измерительных устройств, принимающих мгновенные значения из шины процесса по протоколу МЭК 61850-9-2 (использование специализированного высокопроизводительного многофункционального «сервера измерений» вместо отдельных измерительных устройств или модулей в составе контроллеров).

Предлагаемый вариант оптимизации архитектуры ЦПС показан на Рис.4.

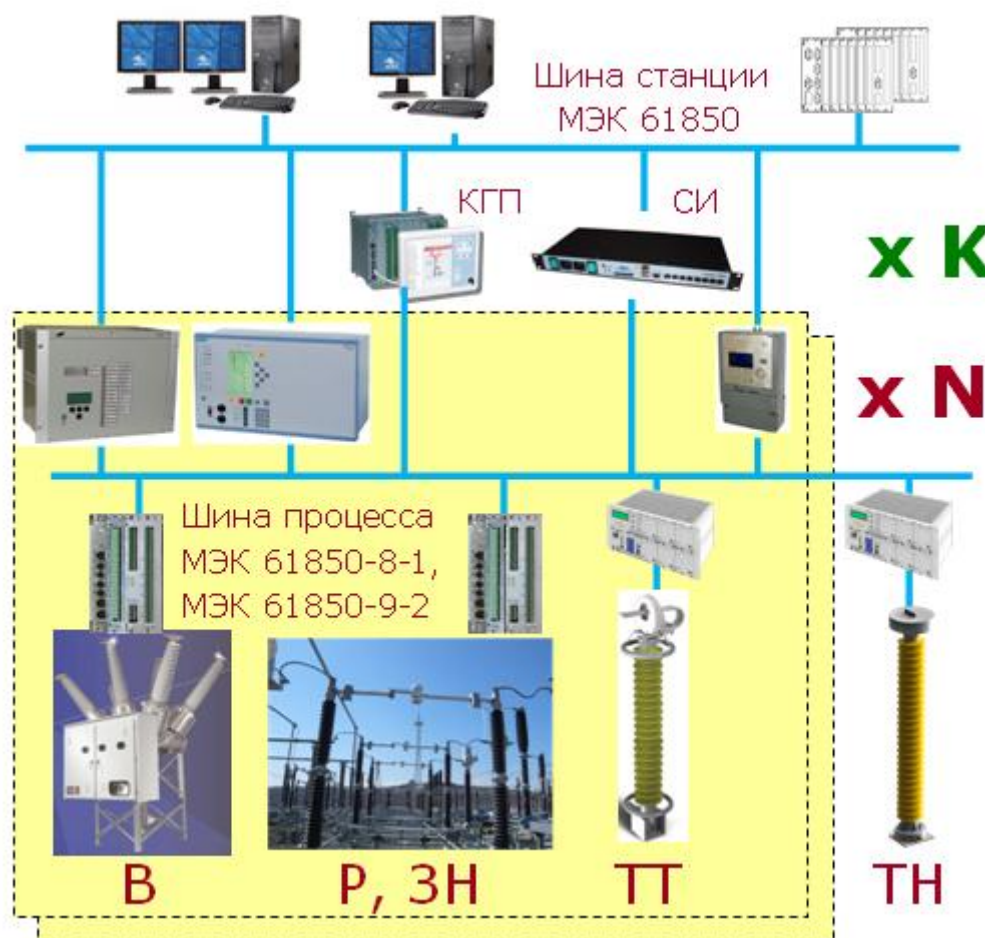


Рис.4. Вариант оптимизации архитектуры ЦПС.

Данное техническое решение реализуется компанией «РТСофт» и предлагается к применению в рамках пилотных проектов по созданию цифровых подстанций. Контроллер группы присоединений и полевое УСО реализованы на унифицированной платформе SMART-SPRECON с использованием оборудования серийно выпускаемого, сертифицированного и аттестованного в ОАО «ФСК ЕЭС» и уже внедренного более чем на 100 объектах российской энергетики. Сервер измерений реализуется на базе аппаратного и программного обеспечения собственной разработки «РТСофт» с использованием опыта и наработок компании в

области измерительных систем и систем сбора и передачи информации. На текущий момент реализован прототип сервера измерений с базовой функциональностью.

Данный вариант реализации уже обеспечит сокращение количества цифровых устройств в ЦПС на 15-20% и сокращение стоимости нижнего уровня АСУТП цифровой ПС на 20-30%.

Но не стоит останавливаться на достигнутом. В целях дальнейшей оптимизации архитектуры ЦПС и постепенного перехода к архитектуре «ЦПС будущего», предлагаем к рассмотрению и обсуждению экспертным сообществом несколько других, возможно более радикальных вариантов функциональной интеграции IED и полевых устройств:

- Совмещение функций резервных защит и АУВ
- Централизация функций резервных защит и/или АУВ на несколько присоединений
- Реализация функций контроля ПКЭ и/или векторных измерений (PMU) в составе SAMU
- Совмещение функций полевого ИО и SAMU
- Реализация функций резервных защит и/или АУВ в полевом устройстве.

Данные предложения не вполне соответствуют «канону» ЦПС и действующим НТД в области систем РЗА, но, на наш взгляд, заслуживают внимания и обсуждения.

Выводы и заключения:

- Основной фактор, влияющий на стоимость реализации цифровой ПС – общее количество цифровых устройств в системе.
- Цифровая подстанция «канонической» архитектуры отличается существенно большим количеством цифровых устройств по сравнению с традиционной технологией и, соответственно, более высокой стоимостью реализации и эксплуатации.
- Для перехода к серийному внедрению цифровых ПС, необходима оптимизация их архитектуры и стоимости. Высокая производительность современных микропроцессорных устройств делает технически возможным сокращение их общего количества без потери функциональности.
- Основные варианты оптимизации архитектуры ЦПС:
 - Укрупнение и централизация IED
 - Функциональная интеграция IED

- Функциональная интеграция между IED и полевыми устройствами
- Виртуализация IED.
- Некоторые из указанных вариантов оптимизации реализованы в настоящее время и уже сегодня могут обеспечить существенный экономический эффект. Наиболее эффективны следующие мероприятия:
 - Переход от традиционной концепции «контроллера присоединения» к «контроллеру группы присоединений».
 - Использование специализированных «серверов измерений» для приема и обработки потоков данных МЭК 61850-9-2.
- Некоторые варианты оптимизации представляют большой интерес и в перспективе могут принести еще больший экономический эффект, но требуют детальной проработки и согласования.

Сведения об авторе:

Орлов Леонид Леонидович.

Директор направления автоматизации подстанций ЗАО «РТСофт».

ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ ПОДСИСТЕМ ЦИФРОВОЙ ПОДСТАНЦИИ

Летуновский Д.Н. (ЗАО «НОВИНТЕХ»)

При разработке основных технических решений по проекту цифровой подстанции Надежда МЭС Урала и по пилотному проекту группы цифровых подстанций кластера Эльгауголь МЭС Востока специалисты компании столкнулись с отсутствием разработанных концептуальных решений и руководящих указаний, регламентирующих функционирование подсистем цифровой подстанции. Несмотря на опубликованные протоколы передачи цифровой информации МЭК 61850-9-2 и МЭК 61850-8-1, резервирования сетевой инфраструктуры МЭК 62439-4 PRP и МЭК 62439-5 HSR, синхронизации по времени IEEE 1588v2, до сих пор отсутствуют руководящие указания по конкретному применению указанных стандартов как в рамках подсистем цифровой подстанции, так и в комплексе. Исключением является спецификация МЭК 61850-9-2LE, разработанная USA, благодаря данному документу производители оборудования сумели достичь совместимости при работе по шине процесса.

Стандарт МЭК 61850 определяет единую информационную шину процесса для всех функций релейной защиты, управления и учета на подстанции. Источниками шины процесса служат устройства сопряжения с шиной процесса (УСШ) для датчиков тока и напряжения на традиционном принципе и блоки электронных преобразователей для оптических датчиков. В рамках пилотных проектов цифровой подстанции опробуется три различных принципа построения шины процесса:

- С помощью оптических ТТ и ТН с цифровым выходом в соответствии с МЭК 61850-9-2LE.
- С помощью традиционных ТТ и ТН посредством устройств сопряжения с шиной процесса в соответствии с МЭК 61850-9-2LE.
- Построение системы РЗА на базе решения HardFiber GE Multilin.

В связи с тем что в РФ принято разделение подсистем РЗА, АСУ ТП и АИИСКУЭ по датчикам тока напряжения с использованием отдельных кернах ТТ и вторичных обмоток ТН, возникает расхождение с базовыми принципами единой информационной шины процесса в соответствии с МЭК 61850. Также возникают трудности с обеспечением разделения основных и резервных защит как по источникам шины процесса так и по сетевой инфраструктуре. Данные решения должны быть отражены в схемах распределения источников шины процесса по

кернам ТТ и обмоткам ТН с указанием соответствующих приемников шины процесса.

В связи с тем, что шина процесса требует организации высокоскоростных и надежных каналов цифровой связи особое внимание должно быть уделено проектированию сетевой инфраструктуры шины процесса. В состав проектной документации должны быть включены таблицы SV потоков с указанием источников и приемников информации, расчеты пропускной способности по каждому каналу сетевых коммутаторов, решения по оптимизации распределения потоков с помощью разделения по виртуальным подсетям, фильтрации по MAC адресам и назначению приоритетов.

В составе проектной документации требуется проработка состава передаваемых фреймов SV потоков, несмотря на опубликованные рабочей группой USA спецификация IEC 61850-9-2LE. Решение по формированию потоков содержащих (4I;4U) не является оптимальным в связи с отсутствием в одной точке замера датчиков и тока и напряжения для большинства схем распределительных устройств высокого напряжения, поскольку это приводит к излишней информационной нагрузке сетевой инфраструктуры и излишнему количеству устройств сопряжения с шиной процесса. В свою очередь состав передаваемых фреймов SV потоков оказывает непосредственное влияние на аппаратное исполнение источников шины процесса. Кроме того, некоторые из приемников не поддерживают прием нескольких потоков, что накладывает на источники шины процесса требование формирования полного набора аналоговых данных путем одновременной подписки на недостающие аналоговые значения и публикации полного набора аналоговых величин.

С применением шины процесса каждое ИЭУ получает доступ к большому количеству информации, а возможности современной МП техники позволяют выполнять ее обработку и использовать для реализации комплекса функций в одном ИЭУ. Оптимальная декомпозиция функций автоматики и управления по ИЭУ позволяет сократить занимаемое цифровой системой управления на ОПУ место, повысить экономический эффект, упростить проектирование, обслуживание и ввод в работу. В соответствии с МЭК 61850 шина процесса и подстанционная шина являются информационными шинами обмена общими для всех подсистем автоматизации подстанции, что открывает возможности интеграции функций управления различных подсистем в одном ИЭУ или нескольких ИЭУ. Так например, в рамках проекта Эльгауголь комплексная система автоматизации подстанции iSAS производства компании ЛИСИС будет выполнять полный набор функций релейной защиты, в том числе дифференциальную защиту шин и дистанционные защиты ряда присоединений, и управления 14 присоединениями КРУ 35кВ.

Сокращение протяженности кабельных связей приводит к уменьшению значимости кабельного журнала и необходимости наглядного и однозначного

представления передаваемых информационных потоков, как по шине процесса, так и по подстанционной шине. Данную задачу решают схемы подстанционной цифровой коммуникации, а их создание должно быть максимально автоматизировано применением системных конфигураторов МЭК 61850.

Схемы внутренней функциональной логики ИЭУ должны учитывать требования стандарта МЭК 61850-7-500, определяющего применение концепции логических узлов для моделирования простых и распределенных функций автоматизации, а также структуру обмена информацией между функциями.

В докладе приводятся решения по обозначенным задачам применяемые специалистами компании НОВИНТЕХ в ходе разработки проектов цифровой подстанции Надежда и группы цифровых подстанций кластера Эльгауголь. Особое внимание уделено составу проектной документации цифровой подстанции, требованиям к содержанию составных частей проекта. Обозначаются проблемы, требующие совместной проработки с точки зрения концепции цифровой подстанции инжиниринговыми компаниями, производителями оборудования и сетевыми компаниями. Также поднимается проблема несоответствия требований международных стандартов требованиям эксплуатационных организаций РФ.

ИНТЕГРАЦИЯ И ВЗАИМОСВЯЗЬ КОМПЛЕКСОВ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ С УСТРОЙСТВАМИ РЗА И АСУ ТП ПОДСТАНЦИИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СОВРЕМЕННЫХ СТАНДАРТОВ И ПРОТОКОЛОВ. ВОПРОСЫ И РЕШЕНИЯ

Апросин К.И., Иванов Ю.В., Бородин О.С. (ООО «Прософт-Системы»)

ВВЕДЕНИЕ

С момента принятия стандарта МЭК 61850 интерес к нему со стороны специалистов отечественной энергетики постоянно возрастал. А в последние два года, решения на базе стандарта МЭК 61850 получили первые промышленные внедрения. За это же время значительно увеличилось количество публикаций и различных мероприятий, посвященных стандарту МЭК 61850, таких как научно-технические конференции, семинары, курсы обучения, круглые столы. В частности на международной научно-технической конференции CIGRE 2009, проходившей в Москве, большое количество докладов было посвящено вопросам практического применения стандарта МЭК 61850. В интернете открылся специализированный русскоязычный ресурс посвященный стандарту МЭК 61850.

Целью данного доклада является анализ результатов промышленного освоения стандарта МЭК 61850, многочисленных публикаций и материалов, посвященных этому стандарту, перспективы его применения в отечественной энергетике.

1. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ В ОБЛАСТИ ПРАКТИЧЕСКОГО ПРИМЕНЕНИЯ СТАНДАРТА МЭК 61850

Поскольку стандарт МЭК 61850 охватывает большое количество аспектов, таких как описание и передача данных, инжиниринг, пуско-наладка устройств поддерживающих стандарт МЭК 61850 и т.д., рассмотрим текущее состояние дел, с точки зрения практической реализации, каждого из этих аспектов в отдельности.

1.1. Шина процесса согласно стандарту МЭК 61850

Шина процесса согласно МЭК 61850 предназначена для организации быстрого и надежного обмена информацией между различными устройствами релейной защиты (РЗ) и противоаварийной автоматики (ПА).

На данный момент всё необходимое оборудование для организации шины процесса согласно МЭК 61850 предлагается на рынке. Различные производители разработали свои устройства и принципы организации шины процесса согласно стандарту МЭК 61850, например, такие как HardFiber Process Bus System от General Electric.

Тем не менее, ни одного проекта, в рамках которого в полном объеме реализуется и используется шина процесса согласно МЭК 61850 пока не осуществлено. Трудности, связанные с реализацией шины процесса согласно МЭК 61850, о которых много говорилось и писалось в последнее время, до сих пор не преодолены.

Попробуем разобраться в причинах такого положения дел.

На основе анализа публикаций и различных материалов на эту тему можно составить целый список многочисленных трудностей, препятствующих практической реализации шины процесса согласно МЭК 61850. Все эти трудности можно разделить на три группы: экономические, организационно-нормативные и чисто технические.

Оставляя за рамками рассмотрения экономические и организационно-нормативные трудности, отметим технические, которые наиболее часто обсуждаются в публикациях. Это различные вопросы надежности архитектуры шины процесса и её недостаточной пропускной способности, вопросы, связанные с функциональной совместимостью устройств различных производителей, необходимость точной синхронизации времени, сюда же можно отнести и неудовлетворительную скорость передачи GOOSE-сообщений. Все эти вопросы достаточно активно обсуждаются и предлагаются различные пути их технического решения.

Анализируя весь спектр технических аспектов связанных с построением шины процесса согласно стандарту МЭК 61850, приходим к следующему выводу: за относительно простой концептуальной моделью шины процесса согласно стандарту МЭК 61850 скрывается большое количество технических аспектов и нюансов, относящихся непосредственно к реализации шина процесса, которые требуют серьезной технической проработки и тестирования. Кроме этого, к шине процесса предъявляются требования со стороны других технических областей, регламентируемых стандартом МЭК 61850. Например, невозможен инжиниринг в соответствии со стандартом МЭК 61850, если не создана шина процесса согласно стандарту МЭК 61850. И наоборот, нет необходимости в шине процесса, если отсутствует функциональная совместимость устройств различных производителей.

Таким образом, на основании проведенного анализа, можно сказать, что главной причиной, по которой шина процесса согласно МЭК 61850 до сих пор не реализована, является техническая сложность и многогранность этого

технологического объекта. Требуется одновременная и комплексная проработка и реализация абсолютно всех технических аспектов связанных с шиной процесса согласно МЭК 61850. Недоработка или упущение из виду одного из аспектов ведет к невозможности построения всей системы в целом. Кроме этого, требуется серьезная подготовка специалистов самых разных областей – эксплуатации, наладки, проектирования, разработки устройств РЗ и ПА.

Очевидно, что технически невозможно такое количество вопросов решить за год – два. На это потребуется больше времени. И важно в этой связи отметить, очевидный прогресс в этом вопросе и постепенную проработку всех технических аспектов необходимых для реализации полноценной шины процесса согласно МЭК 61850.

1.2. Функциональная совместимость устройств различных производителей согласно стандарту МЭК 61850

Одним из важнейших принципов стандарта МЭК 61850 является функциональная совместимость (interoperability) устройств различных производителей.

Исследования отечественных специалистов на предмет функциональной совместимости устройств различных производителей дали неожиданный результат – два разных устройства не обеспечивают взаимной функциональной совместимости, даже при наличии у них сертификатов на соответствие стандарту МЭК 61850. О причинах такого состояния дел подробно освещается в соответствующих публикациях, например [3].

То есть, на данный момент о полной функциональной совместимости устройств различных производителей в рамках стандарта МЭК 61850 говорить пока не приходится.

Безусловно, одним из важных событий в деле достижения функциональной совместимости устройств различных производителей является создание на базе кафедры «Релейной защиты и автоматизации энергосистем» Московского Энергетического Института специализированной лаборатории. Целью этой лаборатории является практические исследования и испытания устройств различных производителей на предмет их функциональной совместимости в соответствии со стандартом МЭК 61850.

Совершенно очевидно, что рассматриваемая проблема имеет техническое решение. Для этого необходимо только, чтобы производители устройств выразили заинтересованность в этом вопросе и провели соответствующую доработку своих

устройств до состояния полной взаимной функциональной совместимости в соответствии со стандартом МЭК 61850.

1.3. Пуско-наладка устройств поддерживающих стандарт МЭК 61850

Предполагалось, что внедрение стандарта МЭК 61850 приведет к упрощению пуско-наладочных работ. Во многом, как показала практика, так и произошло. В то же время выявились определенные трудности, связанные с тем, что пуско-наладка устройств, принимающих сигналы по цифровым протоколам, имеет свою специфику.

Вопросы, связанные со спецификой пуско-наладки устройств поддерживающих стандарт МЭК 61850, активно осуждались в публикациях и на различных мероприятиях.

И на данный момент можно говорить о значительном прогрессе в этом вопросе. Появилось достаточное количество пуско-наладочных средств и методик, как программных, так и аппаратных, в том числе и от отечественных производителей. Накоплен приличный практический опыт.

Таким образом, можно констатировать, что данный вопрос если и не решен окончательно, то очень близок к этому.

1.4. Интеграция в АСУ ТП с использованием стандарта МЭК 61850

Рассматриваемый аспект предполагает интеграцию устройств различных производителей в систему АСУ ТП с использованием протокола MMS стандарта МЭК 61850. В этой области стандарт МЭК 61850 получил свое наибольшее распространение и практическое применение.

На данный момент протокол MMS поддержан большинством производителей устройств РЗ и ПА, в том числе и некоторыми отечественными. Заказчики в своих планах по реконструкции или вводу новых объектов в вопросах построения АСУ ТП ориентируются исключительно на стандарт МЭК 61850.

Различные публикации и материалы на эту тему говорят о большой проделанной совместной работе в этой области производителями устройств РЗ и ПА и разработчиками SCADA систем.

Таким образом, вопрос интеграция в АСУ ТП устройств РЗ и ПА с использованием стандарта МЭК 61850 на данный момент очень хорошо проработан. В промышленную эксплуатацию внедряется все большее количество систем АСУ

ТП с поддержкой стандарта МЭК 61850, а возникающие некоторые трудности устраняются в рабочем порядке.

1.5. Использование GOOSE-сообщений

Одним из инструментов, предоставляемых стандартом МЭК 61850, который получил широкое применение, является протокол GOOSE-сообщений.

Подчеркнем, что в данный момент речь идет именно о промышленной эксплуатации устройств РЗ и ПА, которые введены в работу на многочисленных объектах энергетики и используют при этом инструмент GOOSE-сообщений.

Обсуждению протокола GOOSE-сообщений посвящено огромное количество публикаций и материалов, в которых анализируется опыт его практического применения и перспективы использования.

Именно наличие инструмента GOOSE-сообщений позволяет значительно сократить расходы на кабельное хозяйство и монтажные работы, увеличить надежность передачи сигналов в части ЭМС, повысить масштабируемость системы РЗ и ПА в целом и т.д.

Вместе с тем, несмотря на активное использование GOOSE-сообщений в отечественной энергетике, необходимо отметить ограниченность применения этого инструмента. Используется небольшая часть функций и возможностей из всех тех, что регламентирует стандарт МЭК 61850. На практике это означает, что посредством GOOSE-сообщений передаются только наименее ответственные сигналы.

Причины, из-за которых инструмент GOOSE-сообщений используется с ограничением, наиболее полно отражены в документе “Рекомендации для СРЗА предприятий МЭС Центра при проведении всего комплекса работ по техническому перевооружению и строительству новых ПС 220 (110) кВ в части устройств РЗА”.

Заметим, что для преодоления трудностей, связанных с полноценным использованием инструмента GOOSE-сообщений, необходимы доработки как в самом стандарте МЭК 61850, так и непосредственно устройств РЗ и ПА. И такие доработки в настоящий момент ведутся.

Вторая редакция стандарта МЭК 61850 призвана решить некоторые из рассматриваемых трудностей, а производители устройств РЗ и ПА проводят необходимые доработки с целью повышения скорости и гарантированности доставки и приема GOOSE-сообщений.

1.6. Инжиниринг согласно стандарту МЭК 61850

Инжиниринг в соответствии со стандартом МЭК 61850 предполагает построение полной информационной модели энергообъекта, которая состоит из необходимых логических узлов и информационных связей между ними.

На данный момент, полноценный инжиниринг согласно стандарту МЭК 61850 практического применения не получил.

Причина заключается в том, что в данных условиях практического освоения стандарта МЭК 61850, осуществить полноценный процесс инжиниринга невозможно.

Для того чтобы осуществить полноценный проект инжиниринга в соответствии со стандартом МЭК 61850 необходима практическая апробация и доведение до необходимого технологического уровня целого спектра различных аспектов стандарта МЭК 61850. В частности для этого совершенно необходимо разрешить упоминавшиеся выше такие технические проблемы как построение полноценной шины процесса согласно стандарту МЭК 61850 и достижение необходимой степени функциональной совместимости устройств РЗ и ПА различных производителей.

Вывод о не востребованности инжиниринга согласно стандарту МЭК 61850 можно сделать и на основе анализа публикаций и различных материалов на эту тему. Содержательные публикации и материалы на эту тему отсутствуют, поскольку отечественные проектные организации не наработали достаточного опыта для дискуссий и обсуждения различных специфических вопросов, связанных непосредственно с процессом инжиниринга в соответствии со стандартом МЭК 61850.

1.7. Научно-технические вопросы, связанные с распространением стандарта МЭК 61850

Если проанализировать публикации и материалы различных мероприятий посвященных дальнейшему развитию и совершенствованию средств РЗ и ПА, то можно отметить что интерес к этой теме со временем не ослабевает, а количество публикаций не уменьшается. Высказывается большое количество идей, публикуются результаты различных теоретических и практических разработок в этой области. Однако различные аспекты в области совершенствования средств РЗ и ПА поднимаются в основном в связи с широким внедрением микропроцессорных устройств. И в основном научно-технические дискуссии ведутся в разрезе как можно большего освоения возможностей микропроцессорных устройств.

Что же касается, научно-технических эффектов от внедрения собственно стандарта МЭК 61850, то на данный момент они из общей дискуссии выпадают.

Например, такой вопрос как, возможность использования вычислительных ресурсов различных устройств РЗ и ПА с целью реализации более надежных и затратных алгоритмов дальнейшей теоретической проработки пока не получил. А такую возможность может предоставить только стандарт МЭК 61850.

Возможно, это объясняется преждевременностью изучения этого вопроса и необходимостью получения практических результатов промышленного внедрения стандарта МЭК 61850, а может быть неполным пониманием всех возможностей предоставляемых стандартом МЭК 61850.

Немногочисленные статьи на эту тему, такие как [1], дальнейшего обсуждения не получили.

Возможно с более широким распространением стандарта МЭК 61850 в отечественной энергетике, рассматриваемая тема заслужит должного изучения.

Подводя итоги анализа практического освоения стандарта МЭК 61850 отечественной энергетикой, главный вывод можно сделать такой: на данный момент различные аспекты стандарта получили разную степень практической реализации. Скорость практического освоения того или иного аспекта зависит как от его экономической необходимости так и от возможности его технической реализации. При этом в результате практического освоения стандарта МЭК 61850 получен богатый опыт, который позволяет отечественным специалистам не только определять дальнейший вектор развития, но и предъявить определенные требования, которые вызвали необходимость доработки самого стандарта МЭК 61850.

ПЕРСПЕКТИВЫ

В последнее время, в качестве перспективного направления, все больше обсуждаются возможности протокола Sampled Values стандарта МЭК 61850, который предназначен для передачи мгновенных значений сигналов от полевых устройств посредством шины процесса в устройства РЗ и ПА.

Не отрицая необходимость рассматриваемого инструмента в целом, оценим целесообразность масштабного использования данного протокола в системе РЗ и ПА. Заметим, и это неоднократно обсуждалось в публикациях, что протокол Sampled Values предъявляет очень высокие требования к пропускной способности шины процесса. В тоже время, пропускная способность шины процесса должна быть рассчитана на пиковые аварийные нагрузки, когда устройства РЗ и ПА обмениваются очень большим количеством GOOSE-сообщений. Как показывает практика, в момент аварии пиковая нагрузка на пропускную способность шины процесса может оказаться столь велика, что это может привести к невозможности

прохождения GOOSE-сообщения и это без учета требований со стороны протокола Sampled Values.

С другой стороны, определим место протокола Sampled Values в системе РЗ и ПА в целом. Представляется не совсем правильным такое решение, при котором, архитектура системы РЗ и ПА строится исходя из соображений, что полевые устройства занимаются только оцифровкой данных и передачей их на устройства РЗ и ПА посредством протокола Sampled Values. Гораздо перспективнее видится такая архитектура системы РЗ и ПА, при которой полевые устройства занимались бы не только оцифровкой данных, но и первичной обработкой, а именно фильтрацией и получением векторов. При таком подходе нет необходимости заниматься первичной обработкой данных на каждом устройстве, которому они нужны. Первичная обработка данных осуществляется только один раз и на одном устройстве, а все остальные получают требуемые им вектора посредством шины процесса. Учитывая возможности, предоставляемые стандартом IEEE 1588 в части точности синхронизации времени вполне реально в ближайшей перспективе построить такую систему РЗ и ПА, в которой полевые устройства оцифровывают данные, осуществляют первичную обработку и пересылают вектора с меткой времени достаточной точности всем устройствам РЗ и ПА которые в них нуждаются. Точность синхронизации времени, заявленная в стандарте IEEE 1588, составляет 1 мкс, что более чем достаточно для построения распределенной системы РЗ и ПА.

В качестве протокола передачи векторов с меткой времени можно использовать тот же протокол GOOSE-сообщений. В этом случае нагрузка на шину процесса сокращается как минимум на порядок по сравнению с протоколом Sampled Values. Дополнительно к этому более рационально используются вычислительные ресурсы всех устройств системы РЗ и ПА, которые можно потратить на повышение качества и надежности реализации протокола GOOSE-сообщений.

Таким образом, более активное и широкое использование протокола GOOSE-сообщений позволит в перспективе понизить требования к шине процесса, что сделает ее технологически менее сложной, а значит более осуществимой; расширить функциональные возможности всех устройств входящих в систему РЗ и ПА. Что позволит использовать протокол Sampled Values крайне ограниченно и в исключительных случаях.

Вместе с тем, протокол Sampled Values часто упоминается в связи с построением системы аварийной регистрации событий. Возможно, для решения этого вопроса имеет смысл рассмотреть концепцию построения системы аварийной регистрации событий, в рамках которой она существовала бы параллельно системе РЗ и ПА, использовала бы свою отдельную часть шины процесса и имела возможность запуска на осциллографирование от любого устройства РЗ и ПА по цифровому протоколу. Таким образом, информационные потоки системы

противоаварийного управления и системы аварийной регистрации были бы разнесены, а взаимодействие на уровне команд сохранилось бы.

Совершенно определенно можно говорить о том, что процесс инжиниринга – одно из перспективных направлений освоения стандарта МЭК 61850. Несмотря на то, что на данный момент он не получил должного распространения в отечественной энергетике, разработка новых методик и программного обеспечения, которые призваны облегчить и формализовать процесс инжиниринга в соответствии со стандартом МЭК 61850, говорит о том, что к этому вопросу в мире проявляют большое внимание и тратят большие ресурсы.. Что же касается отечественной энергетики, то мере того как стандарт МЭК 61850 будет находить все большее промышленное применения, переход на проектирование энергообъектов в соответствии с этим стандартом видится неизбежным.

ВЫВОДЫ

За последние годы силами отечественных специалистов самых разных областей была проделана огромная работа в деле промышленного освоения стандарта МЭК 61850. Практические результаты освоения разных аспектов стандарта МЭК 61850 сильно различаются. В каких-то областях решения в соответствии со стандартом МЭК 61850 утвердились безоговорочно, как например, в области интеграции в АСУ ТП. В каких-то областях степень практической реализации стандарта близка к нулю как, например, в области инжиниринга. Особенно обращает на себя внимание тот факт, что результаты промышленного внедрения стандарта МЭК 62850 выявили ряд недостатков непосредственно в самом стандарте, что вызвало необходимость его доработки. Это говорит о том, что стандарт МЭК 61850 получил свое дальнейшее развитие, и, учитывая, что далеко не все возможности стандарта освоены на данный момент, можно с уверенностью говорить о том, что степень проникновения стандарта в отечественную энергетику в ближайшие годы будет только увеличиваться.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Бородин О. С., Копылов П. А., Иванов Ю. В., Леснов А. Е., Апросин К. И. Противоаварийная автоматика энергосистем, современные технические решения. Стандарт IEC 61850 и его влияние на функции релейной защиты и противоаварийной автоматики. Энергетик. 2009, № 9.
- [2] Материалы международной научно-технической конференции CIGRE, 2009, Москва.

[3] Аношин А.О., Головин А.В., Максимов Б.К. Исследование функциональной совместимости устройств РЗА по условиям стандарта МЭК 61850. Релейщик, 2009, № 4.

[4] IEC 61850. Part 8-1: Specific Communication Service Mapping (SCSM) – Mappings to MMS (ISO 9506-1 and ISO 9506-2) and to ISO/IEC 8802-3.

[5] IEC 61850. Part 9-1: Specific Communication Service Mapping (SCSM) – Sampled values over serial unidirectional multidrop point to point link.

[6] IEC 61850. Part 6: Configuration description language for communication in electrical substations related to IEDs.

[7] <http://news.iec61850.ru/>

Контактная информация:

620102, г.Екатеринбург, ул. Волгоградская, 194а

Телефон: (343) 356-51-11, факс: (343) 310-01-06

E-mail: info@prosoftsystems.ru; Web: www.prosoftsystems.ru

ПРИМЕНЕНИЕ ПРОТОКОЛА IEEE 1588 В СЕТЯХ ОБМЕНА ДАННЫМИ С ВЫСОКОЙ ГОТОВНОСТЬЮ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ

Серрато А.Э. (ЗАО «НОВИНТЕХ»)

1.1 ВВЕДЕНИЕ

Значительным преимуществом построения сетей с высокой готовностью функционирования, является возможность обеспечения минимального времени реконфигурации сети в случае нарушения исправности линий связи, Ethernet-коммутаторов или сетевых интерфейсов. Поскольку протокол Precision Time (PTP) [1] основан на измерении задержки передаваемых сообщений, изменения в топологии сети не должны оказывать влияния на его работу. Второй версией протокола PTP, был определен механизм т.н. прозрачных часов работающих в режиме «точка-точка», обеспечивающий заблаговременное измерение задержек между соседними узлами схемы. Такой подход позволяет облегчить работу алгоритма синхронизации в процессе изменения топологии сети.

1.2 1. Применение РАЗЛИЧНЫХ протоколов

Требование к работе систем автоматизации в режиме реального времени, обычно сочетается с требованием обеспечения высокой готовности функционирования. Потеря синхронизации может привести к потере функциональности, что критично при реализации шины процесса с передачей мгновенных значений тока и напряжения согласно стандарту МЭК 61850-9-2. В этом случае в системе, синхронизированной по протоколу PTP, может произойти полная потеря связи с мастер-часами, или части сигналов точного времени передаваемых по сети. Применение протоколов резервирования является ключом к решению данных проблем.

1.2.1 1.1. Протоколы резервирования

В случае потери связи с мастер-часами, устройство клиент должно переключиться на другой источник точного времени по алгоритмам (BMC), определенные стандартом PTP. Для восстановления работы после сетевого сбоя, предполагается применение стандартизированных протоколов резервирования, таких как: Rapid Spanning Tree Protocol (RSTP), Media Redundancy Protocol (MRP), Parallel Redundancy Protocol (PRP).

Протокол RSTP, является усовершенствованной версией протокола STP, устойчиво функционирующий при различных топологиях сети обмена данными, но при большем числе коммутаторов. Время переключения с одной цепи передачи данных на другую составляет порядка 1 с. Однако RSTP не гарантирует время восстановления сети – время зависит от места возникновения нарушения и физической структуры сети. Поэтому применение протокола, стремятся ограничить кольцевыми схемами с предварительно заданными параметрами восстановления. В таких схемах время восстановления достигает порядка 100 мс.

Протокол MRP работает исключительно в сетях с кольцевой топологией, и гарантирует определенное время переключения с одной цепи передачи данных на другую: 500 мс, 200 мс или 10 мс, даже если число Ethernet-коммутаторов в сети превышает 50. Принцип работы MRP заключается в возложении на один из узлов функций наблюдения и контроля работы сети - Media Redundancy Manager (MRM). MRM осуществляет передачу пакетов данных через один порт, прием через другой, в прямом и обратном направлениях. Остальные узлы системы выполняют функции Media Redundancy Clients (MRC), обрабатывая пакеты данных реконфигурации MRM и информирующих его об изменении на своих портах.

Протокол PRP, в отличие от методов, описанных выше, не вносит изменений в сетевую топологию. Устройство работает с двумя независимыми подсетями. Разница между основным и резервным путем передачи данных отсутствует, следовательно, переключение не вызывает прерываний передаваемой информации. Для удовлетворения требований сетевой инфраструктуры, протокол PRP определяет различные виды узлов. Устройство-издатель DAN отправляет дублированные пакеты данных одновременно через обе локальные сети. В устройствах-подписчиках DAN пакеты данных, принимаемые обоими портами, сравниваются на канальном уровне и представляются в стеке как одиночный пакет, т.е. одна из копий пакета данных отклоняется устройством. Неважно, какой из пакетов данных будет принят, а какой отклонен, т.к. они полностью идентичны. Устройство-подписчик SAN (Singly Attached Node), устройство с одним портом связи), подключенное к сети с поддержкой протокола PRP с помощью устройства резервирования RedBox (Redundancy Box), принимает только одну из копий пакетов данных.

Выбор протокола резервирования зависит от требований используемых приложений. Время восстановления после потери связи должно быть настолько коротким, чтобы переключение осталось незамеченным на уровне приложения. Устройства, работающие с шиной процесса, критичны к этому времени и могут требовать быстрогодействия по переключению порядка нескольких микросекунд. Протоколы RSTP или MRP вынуждены затрачивать время на обнаружение отказа, выполнение алгоритмов реконфигурации, очистку и восстановление базы данных переадресации (таблиц MAC-адресов). В результате, переключение может оказаться слишком медленным для большинства приложений с высокими требованиями к

готовности функционирования. В этом случае, возникает необходимость применения «бесшовных» протоколов резервирования, таких как PRP.

1.2.2 2.2. RTP в сочетании с протоколами резервирования

В случае повреждения сети, протоколы RSTP и MRP меняют маршрут между ведущим и ведомым устройством. В результате реконфигурации, задержка передаваемых сообщений сильно меняется.

Измерение задержки по принципу Peer-To-Peer осуществляется независимо от пути синхронизации, т.к. измерения задержек между соседними узлами производятся заблаговременно. Переключение на резервный контур по протоколу PRP не вызывает изменений топологии, операция является незаметной для всех подключенных узлов. Однако, для сообщений RTP, концепция дублирования/отклонения пакетов не может быть применена. В случае переключения, каждая сеть имеет собственный маршрут между ведущим и ведомым устройством. Для каждого из этих маршрутов RTP-сообщения передаются с различной задержкой. Следовательно, для правильного функционирования протокола RTP, необходимо наличие двух независимых сетей, и не являющихся прозрачными для RTP-сообщений.

1.2.3 2.3. PRP и RTP: вопросы реализации

Объединение протоколов RTP и PRP приводит к основной проблеме - использование двух сетей по принципу PRP является скрытым для приложений верхнего уровня. Для RTP такой подход не может быть применим, т.к. для обеспечения точной синхронизации протоколу необходимо измерять задержки конкретных путей, в результате чего, сообщения каждой сети должны идентифицироваться отдельно. Другим аспектом является то, что при быстром переключении на резервные мастер-часы, задержки между сетевыми узлами должны быть измерены до возникновения неисправности.

1.3 3. ТОПОЛОГИЯ СЕТИ И РЕЗЕРВИРОВАНИЕ МАСТЕР-ЧАСОВ

Протокол PRP не вводит ограничений на применение сетевых топологий, однако для протокола RTP возможно использование только определенных схем. В данном контексте, топология означает конфигурацию связи между ведущими и ведомыми устройствами. Для RTP возможно применение трех основных вариантов.

1.3.1 3.1. Два устройства мастер-часов, по одному в каждой сети

В случае повреждения сети, алгоритм ВМС PRP-узла обнаруживает потерю мастер-часов и переключается исправную сеть. В этой топологии изменяется не только маршрут синхронизации, но и ведущее устройство мастер-часов. Узлы типа SAN, находящиеся в поврежденной сети, вероятно, потеряют синхронизацию.

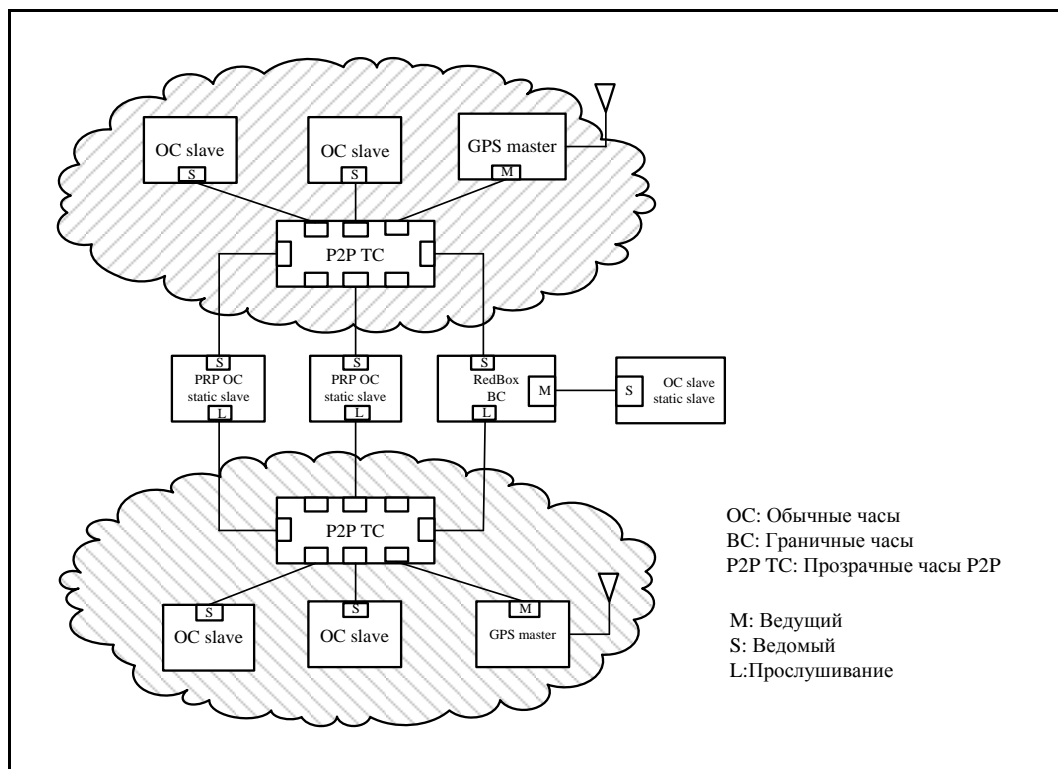


Рис.1. Топология с двумя устройствами мастер-часов, по одному в каждой сети

1.3.2 3.2. Одно устройство DAN мастер-часов

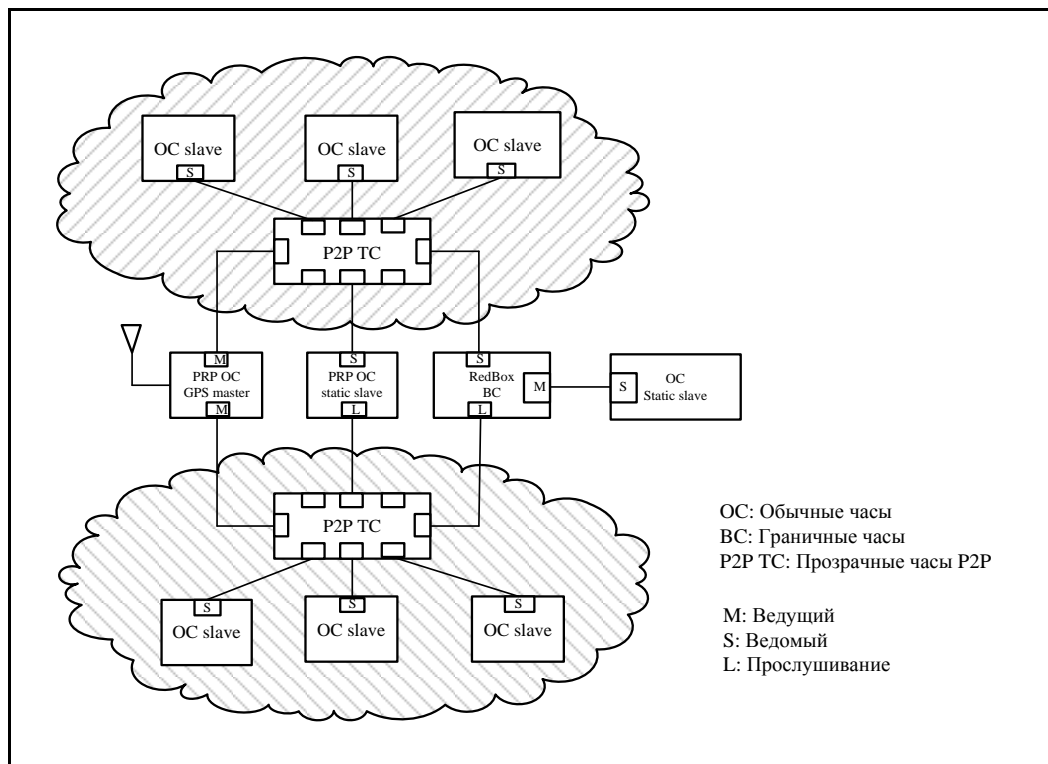


Рис.2. Топология с одним устройством DAN мастер-часов

В случае повреждения сети, алгоритм ВМС обнаруживает потерю маршрута и переключается на другую исправную сеть. В этой топологии устройство мастер-часов остается прежним, меняется только маршрут передачи сообщений синхронизации. Однако алгоритм ВМС, ведет себя точно так же, как и в режиме переключения между мастер-часами. Узлы типа SAN, находящиеся в поврежденной сети, вероятно, потеряют синхронизацию.

1.3.3 3.3. Одно устройство мастер-часов, подключенное через RedBox

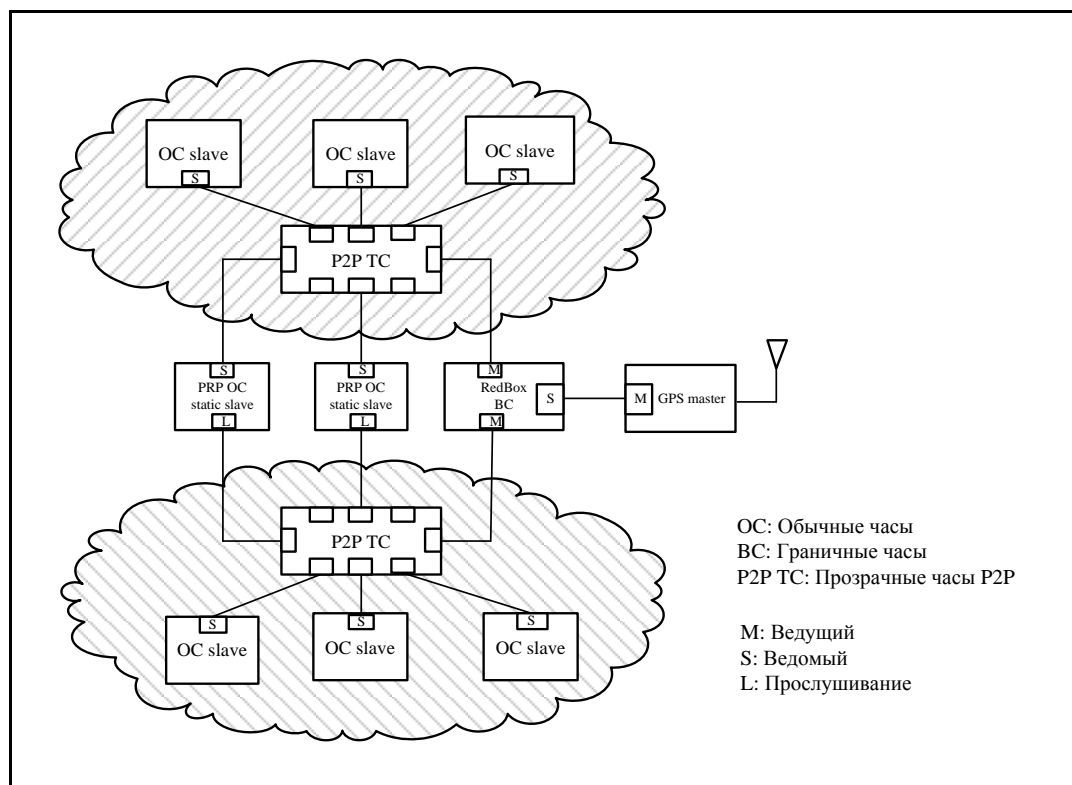


Рис.3. Топология с одним устройством мастер-часов, подключенное через RedBox

В случае повреждения сети, алгоритм BMC PRP-узла обнаруживает потерю мастер-часов (если отсутствует связь между RedBox и мастер-часами, в противном случае, он ведет себя так же, как и в схеме рис.2.) Алгоритм BMC определит новое ведущее устройство, что может привести к формированию непредсказуемой топологии синхронизации.

1.3.4 3.4. Резервирование мастер-часов

Все три топологии могут справляться с повреждениями сети, однако первая схема обеспечивает переключение на другое ведущее устройство. При подключении двух независимых синхронизированных мастеров (например, через GPS, PTP, IRIG и т.д.), по одному для каждой сети, может быть обеспечено активное резервирование. Преимущество такой схемы заключается в том, что оба мастера находятся в активном состоянии. Каждое устройство посылает сообщения типа «Sync» и «Announce», при этом порты обоих устройств являются ведущими. При пассивном резервировании, существует только один активный мастер. Переключение в схеме активного резервирования происходит гораздо быстрее - после обнаружения повреждения, переключение между мастер-часами происходит без дополнительных задержек.

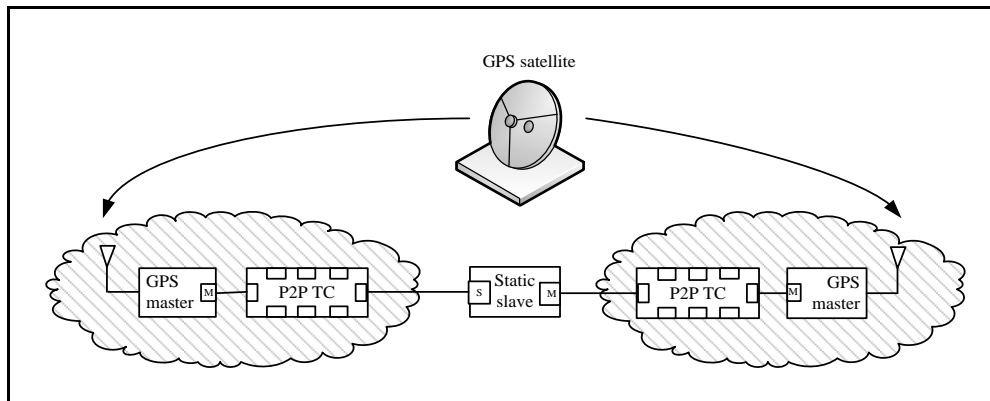


Рис.4. Топология активного резервирования мастер-часов

1.4 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В докладе были рассмотрены вопросы синхронизации в среде PRP, с учетом оптимального применения возможностей протокола PTP. Были проанализированы различные подходы по конфигурации топологии сети. По полученным результатам, возможно обеспечение точной временной синхронизации в сетях обмена данными с высокой готовностью функционирования.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] IEEE 1588 Ed. 2: Precision clock synchronization protocol for networked measurement and control systems, February 2009.
- [2] IEC 62439 Ed. 1: Industrial communication networks – High availability automation networks – Part 3: Parallel Redundancy Protocol (PRP) and High-availability Seamless Redundancy (HSR) Industrial communication networks – High availability automation networks, February 2010.
- [3] Meier S., Weibel H., “IEEE 1588 applied in the environment of high availability LANs”.

1.5 СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ

Серрато Александр Эрнанович - ведущий инженер отдела R&D систем РЗА ЗАО «НОВИНТЕХ»

ЭКСПЕРТНАЯ СИСТЕМА АНАЛИЗА НЕШТАТНЫХ СИТУАЦИЙ НА ПОДСТАНЦИИ

Анашкин С.В., Карташов С.В., Любарский Ю.Я., Мирошкин А.Г.

(ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС»)

1. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Создание активно-адаптивных электрических сетей [1] предполагает интеллектуализацию функций информационной поддержки деятельности оперативного персонала, осуществляющего управление электрическими сетями и, в первую очередь, работами по предотвращению развития и ликвидации технологических нарушений на объектах. При этом диспетчерский и дежурный персонал для эффективного и надежного управления электросетями нуждается в средствах для автоматического формирования обобщенного описания ситуации на подстанциях сети с указанием технологических нарушений [2]. Такие средства в существующих отечественных оперативно-информационных комплексах (ОИК) пока отсутствуют. Причина этому – отсутствие в ОИК оперативной информации о срабатываниях устройств релейной защиты и автоматики (РЗА). В последнее время эта ситуация изменилась в лучшую сторону с появлением цифровых защит на ряде подстанций.

Стало актуальным создание интеллектуальной системы именно для диспетчерского экспресс-анализа с целью автоматического формирования обобщенного описания ситуации и идентификации технологических нарушений.

2. ДИСПЕТЧЕРСКИЙ ЭКСПРЕСС-АНАЛИЗ СИТУАЦИИ

Используя информацию о переключениях выключателей и срабатываниях устройств РЗА на подстанциях, интеллектуальная система может производить *анализ ситуаций*, выделяя важные для оперативного управления *нештатные ситуации*, связанные с технологическими нарушениями. При этом система должна распознавать именно штатные ситуации, отделяя их от штатных, таких как отключения элементов оборудования для вывода в ремонт по заявкам.

При анализе штатных ситуаций система должна определять (приведенный ниже перечень не претендует на полноту):

- источник технологических нарушений (например, короткое замыкание на одном из элементов оборудования),
- работа АПВ (успешная или неуспешная),
- отказы в срабатывании выключателей,
- «затягивание» переключений выключателей,
- отказы срабатывания РЗА,
- «излишняя» или неселективная работа РЗА,
- отключения элементов оборудования (линий, трансформаторов, шин).

Перечисленная информация – именно те данные, которые минимально необходимы диспетчерскому и оперативному персоналу, чтобы оценить ситуацию с электрической сети и начать планирование мероприятий по предотвращению развития и ликвидации технологических нарушений.

Выдаваемый диспетчеру текст экспресс-анализа должен быть кратким, при необходимости диспетчер может запросить у интеллектуальной системы более подробную информацию.

Приведем пример описания нештатной ситуации:

---Нештатная ситуация

Предположительно КЗ на трансформаторе Чагино АТ-1

Работа защиты трансформатора Чагино ДЗТ АТ-1

Отказ выключателя Чагино В 510

Работа УРОВ

Отключение:

ВЛ 500 кВ Ногинск-Чагино

Чагино АТ-1

Из примера видно, что текст анализа в «свернутом» виде отражает последовательность событий, произошедших в схеме подстанции.

В базах данных отечественных ОИК непосредственно не содержится информация, позволяющая фиксировать события такого вида (короткие замыкания, работа РЗА, отказы, отключения элементов оборудования). Однако эти события могут быть установлены из имеющейся в ОИК информации с помощью логических выводов по определенным правилам. Для этого необходимо использовать технологию интеллектуальных систем, работающих на основе правил – экспертных систем [3]

3. ИСХОДНАЯ ИНФОРМАЦИЯ ДЛЯ АНАЛИЗА

Рассмотрим отдельно оперативную и нормативную информацию, необходимую для анализа.

Оперативная информация включает:

- положения выключателей (эта информация имеется в ОИК),
- архив событий – последовательность срабатываний РЗА и переключений выключателей.

Архивы событий (АС) формируются в ОИК подстанций, оснащенных цифровыми защитами.

Нормативная информация включает:

- семантическую модель электрической сети (подстанции) – СМС,
- семантическую модель РЗА – СМР.

Построение СМС описано в работе [4], построение СМР – в работе [5].

Пример текстового описания фрагмента СМС (связи узлов, элементов некоммутиционного оборудования, выключателей, номинальных уровней напряжения):

Чагино АТ-1

----- узел 6 ----

Уровень напряжения : 500 кВ

Узел связан с выключателями :

Чагино В 511

Чагино В 510

----- узел 9 ----

Уровень напряжения :220 кВ

Узел связан с выключателями :

Чагино В 221

Чагино В 220

=====
ВЛ 500 кВ Ногинск-Чагино

----- узел 1 ----

Уровень напряжения :500 кВ

Узел связан с выключателями :

Чагино В 510

Чагино В 512

Пример текстового описания фрагментов СМР (связи: РЗА, подстанции, вид РЗА, защищаемое оборудование, воздействие на выключатели):

Логический номер РЗА 9

Чагино ДЗТ АТ-1

Чагино

Защита трансформатора

Чагино АТ-1

Воздействие на отключение выключателей

Чагино В 511

Чагино В 510

Чагино В 221

Чагино В 220

4. ОБЩИЙ АЛГОРИТМ РАБОТЫ СИСТЕМЫ

Основными этапами работы системы являются:

- 1.Задание интервала анализа АС (например, 1 час от текущего времени)
- 2.Определение положения выключателей на текущее время (из базы данных ОИК)
- 3.Импорт архива событий АС за заданный интервал
- 4.Определение начального положения выключателей («обратным» сканированием событий переключений выключателей из архива событий)
- 5.Анализ топологии – определение отключенных элементов некоммутиационного оборудования
- 6.Анализ ситуаций на основе АС по логическим правилам
- 7.Формирование описания ситуации

Анализ АС по логическим правилам иллюстрирует фрагмент алгоритма, показанный на рис 1.

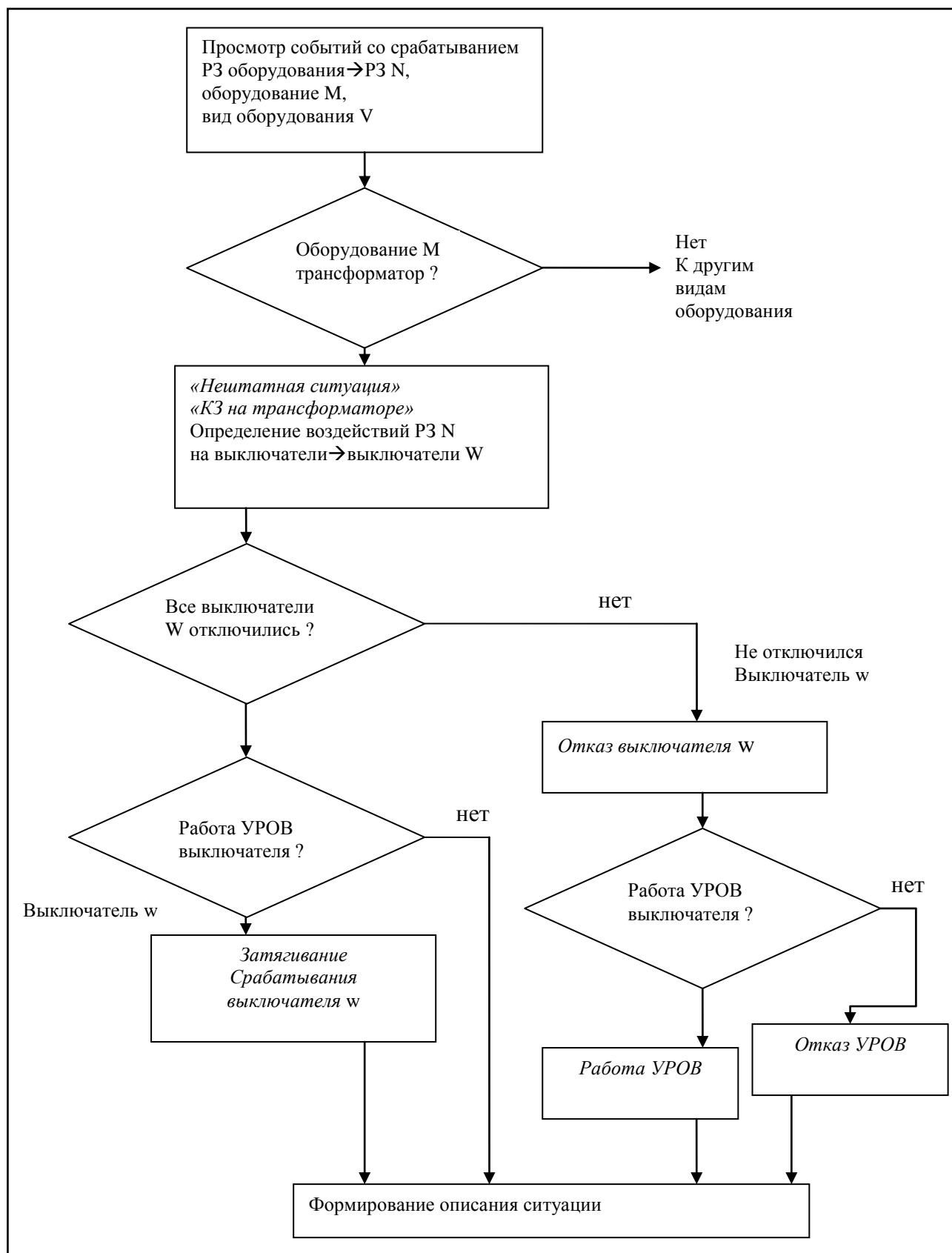


Рис.1. Фрагмент алгоритма анализа нештатной ситуации.

В соответствии с этим алгоритмом, в частности, при содержимом АС

- 1 срабатывание Чагино ДЗТ АТ-1**
- 2 отключение Чагино В 511**
- 3 отключение Чагино В 221**
- 4 отключение Чагино В 220**
- 5 срабатывание Чагино УРОВ В 510**
- 6 отключение Чагино В 512**
- 7 отключение Чагино В 510**

получим следующее описание ситуации

---Нештатная ситуация

КЗ на трансформаторе Чагино АТ-1

Работа защиты трансформатора Чагино ДЗТ АТ-1

Затягивание отключения Чагино В 510

Работа УРОВ

Отключение:

ВЛ 500 кВ Ногинск-Чагино

Чагино АТ-1

С помощью других (не показанных на рис.1) логических процедур алгоритм идентифицирует и описывает другие виды ситуаций, например:

- короткие замыкания на шинах в ячейке линейного выключателя за измерительным трансформатором тока (срабатывание защиты шин и защиты линии),
- короткое замыкание на линии с работой АПВ (различается и фиксируется в описании успешная и неуспешная работа АПВ),
- сочетание нескольких технологических повреждений (замыкания на нескольких элементах оборудования),
- штатные отключения элементов оборудования (без срабатывания РЗ),
- сочетание нештатных и штатных ситуаций.

5. ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ С ПОЛЬЗОВАТЕЛЯМИ

Предусматривается два основных способа предъявления пользователям результатов анализа ситуации:

- текстовое описание ситуаций,

- отображение ситуаций на схемах подстанций.

В последнем случае на схеме отображаются специальные значки, обозначающие работу защит, автоматики, отказы выключателей и РЗА, затягивание срабатывания выключателей.

6. РЕАЛИЗАЦИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ

В настоящее время в ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС» разработана экспертная система диспетчерского экспресс-анализа нештатных ситуаций после технологических повреждений для подстанции Чагино 500 кВ. Источником архива событий является система SCADA Siemens, связанная с цифровыми релейными защитами (сопряжение выполнено фирмой «ТАУ Системы»), функции диалога и отображения возлагаются на программный комплекс КАСКАД [6], функции логического вывода по правилам и формирования описания ситуации – на инструментальную экспертную систему МИМИР [3]. Планируется дальнейшее развитие и внедрение данной интеллектуальной системы на других подстанциях ЕНЭС, оснащенных цифровыми релейными защитами. Одно из основных направлений этого развития – построение системы-советчика для оперативного персонала подстанции на основе инструкций по предотвращению и ликвидации технологических нарушений на энергетических объектах.

Анашкин С.В., Карташов С.В., Любарский Ю.Я.(д.т.н.), Мирошкин А.Г.(аспирант) – работники отдела системного моделирования ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС». В отделе на основе программного комплекса «КАСКАД» разрабатывается широкий спектр информационных систем для поддержки принятия решения диспетчера и управления энергосистемой.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Дорофеев В.В., Макаров А.А. Активно-адаптивная сеть – новое качество ЕЭС России. //Энергоэксперт, 2009.- №4.
- [2] Инструкция по предотвращению и ликвидации аварий в электрической части энергосистем,- М. Изд-во ЭНАС, 2004.
- [3] Любарский Ю.Я. «Интеллектуальные информационные системы», М. «Наука», 1990

- [4] Гикинская А.Е., Любарский Ю.Я. Автоматический анализ топологии схем электрических сетей в АСДУ энергообъединениями //Электрические станции, 2003.-№11, с. 22-26
- [5] Гикинская А.Е., Любарский Ю.Я. Принципы построения интеллектуальной системы для диагностики нештатных ситуаций в электрической сети.//В сборнике «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики» вып.57 Киев, Знания Украины. 2007 г.
- [6] Рабинович М.А. Отображение оперативной информации. Комплекс КАСКАД-НТ.2.0. М. НЦ ЭНАС, 2004

УПРАВЛЕНИЕ СИСТЕМОЙ РАСПРЕДЕЛЕННЫХ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ. МОДЕЛИРОВАНИЕ ИНТЕРФЕЙСОВ ДЛЯ ОПЕРАТОРА СЕТИ В РАМКАХ СТАНДАРТА МЭК61850

Генри Давидзяк («Сименс АГ», Германия), Кристоф Брюннер (ИТ4Пауэр, Швейцария)

Преобразование сети передачи и распределения электроэнергии в интеллектуальную энергосистему - Smart Grid требует более высокого интеллектуального уровня всех компонентов. А это означает повышенные требования к обмену данными, другими словами, коммуникации между сетевыми операторами, операторами распределенных энергоресурсов (РЭР) и потребителями. Для данной цели будут использоваться современные коммуникационные протоколы, такие как МЭК 61850.

Повышение интеллектуального уровня системы планирования и контроля энергопотребления не должно приводить к тому, что все возможные подробные данные о состоянии и функциях распределенных энергетических ресурсов будут передаваться оператору сети.

17-я рабочая группа 57-го Технического комитета МЭК отвечает за развитие концепций для эксплуатации и моделирования РЭР. В рамках данной рабочей группы сформирована целевая рабочая группа для описания модели многофункционального интерфейса для управления РЭР по классификации объектов данных в стандарте МЭК 61850, соответствующей требованиям оператора сети.

В настоящем документе описывается состояние данной работы и ее первые результаты.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: МЭК61850, «Интеллектуальная энергосеть» (Smart Grid), РЭР, моделирование данных, распределенные энергетические ресурсы

Введение

Преобразование сети передачи и распределения электроэнергии в интеллектуальную систему Smart Grid требует более высокого интеллектуального уровня всех компонентов. А это означает повышенные требования к обмену данными, другими словами, коммуникации между сетевыми операторами, операторами распределенных энергоресурсов (РЭР) и потребителями. Для данной

цели будут использоваться современные коммуникационные протоколы, такие как МЭК 61850.

Возникает вопрос, каковы отличия конфигураций подключения РЭР в сети, участвующей в обмене данными с сетевыми операторами.

Существуют РЭР, собранные в виртуальные электростанции (ВЭС) или Микросети. Но существуют также отдельные объекты РЭР, подключенные к низковольтным и иногда средневольтным уровням энергосети, такие как фотоэлектрические станции, ветрофермы, ТЭС и микротурбины, фабрики с ТВЭЛ, накопители электроэнергии и т. д.

Они должны быть подключены к энергосети в соответствии с так называемыми «Сетевыми правилами (Grid Codes)», то есть правилами подключения. Данные правила публикуются в различных регионах и различных странах. Примером может послужить «Сетевые правила к подключению к энергосети, распространяющихся на все генераторы» Европейской сети операторов систем передач электричества, в настоящее время обсуждающийся в черновой версии. В данном случае отдельные объекты РЭР разделены на типы по максимальной выдаваемой мощности. Для различных типов в Сетевых правилах расписаны требования к обмену данными.

Деятельность в области стандартизации, связанная с сетями Smart Grid

В мире существует несколько направлений стандартизационной деятельности, связанной с интеллектуальной энергосетью. На рисунке 1 представлены общие сведения о международной деятельности в европейском, североамериканском и азиатском регионах.

Например, могут быть упомянуты следующие направления:

- В Европе:
 - Объединенная рабочая группа - Интеллектуальная сеть
 - Европейская технологическая платформа
Futured — Испанская платформа электрической энергосети; австрийский План развития интеллектуальных энергосетей; Стратегическая группа электрических сетей (Великобритания), и т.д.

- Европейский мандат М/441 на стандартизацию интеллектуальных систем учета потребления электроэнергии
- Мандат М/461 на электрические транспортные средства

- В Северной Америке:
 - Структура и стратегический план для стандартов взаимодействия интеллектуальных энергосетей Национального института по стандартизации и технологии
 - Каталог стандартов интеллектуальных энергосетей (Smart Grid Interoperability Panel - SGIP)
 - «Гридауайз Эллайнс»

- В Институте инженеров по электротехнике и электронике (Institute of Electrical and Electronics Engineers - IEEE):
 - Координационный комитет по стандартизации топливных элементов, фотоэлектрических устройств, распределенной генерации и сохранении энергии (IEEE SCC21)
 - Стандарт о концепциях взаимодействия интеллектуальных энергосетей (IEEE P2030)

- В Международной электротехнической комиссии (МЭК):
 - МЭК, СТРАТЕГИЧЕСКАЯ Группа 3
 - МЭК ТК 57 (например, МЭК 61850)

- В Китае:
 - Структура интеллектуальных сетей «Государственная корпорация энергосетей Китая» (State Grid Corporation of China - SGCC)

- В Японии:
 - Стратегический план международной стандартизации интеллектуальных сетей Японского комитета по промышленным стандартам (Japanese Industrial Standards Committee - JISC) Министерства экономики, торговли и промышленности Японии (Ministry of Economy, Trade and Industry - METI)

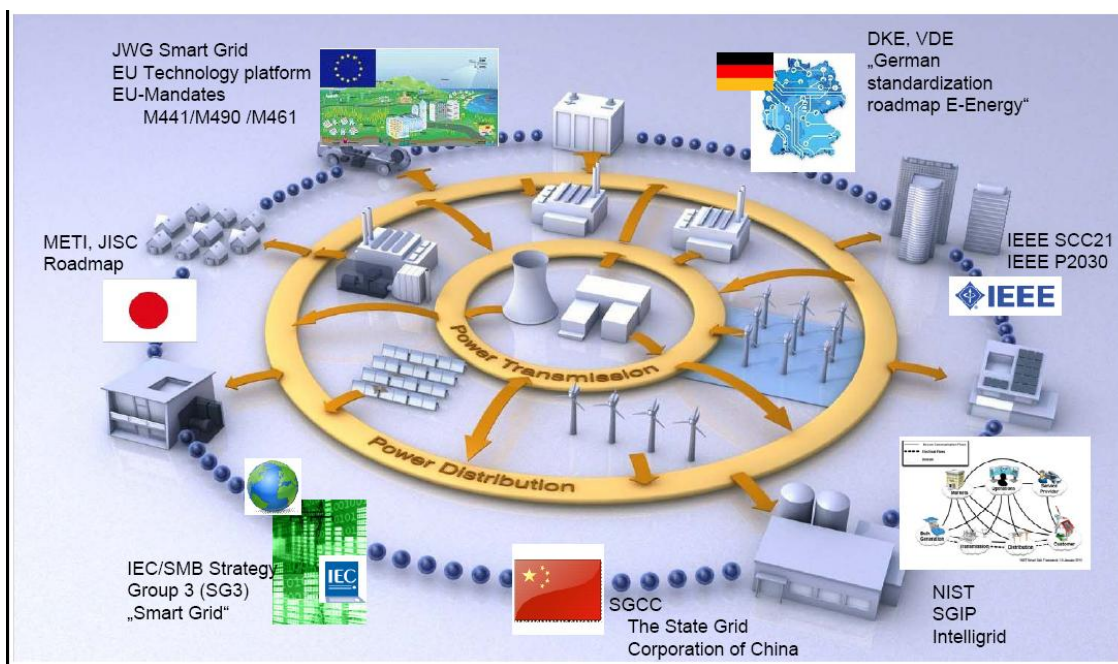


Рис. 1. Направления стандартизационной деятельности, связанные с интеллектуальными энергосетями

Рабочая группа по европейскому мандату M/490 создала универсальную Модель архитектуры интеллектуальной энергосети (Smart Grid Architecture Model - SGAM, рисунок 2), она состоит из различных слоев взаимодействующих в интеллектуальной энергосети.

Она также может:

- представить существующие архитектуры интеллектуальных энергосетей в универсальном виде
- представить текущие и будущие сценарии развития интеллектуальных энергосетей а также пути миграции
- помочь оценить случаи применения интеллектуальных сетей с точки зрения соблюдения стандартов
- объединить итоги деятельности работавших по мандату M490 рабочих групп «Устойчивые процессы», «Первый комплект стандартов» и «Безопасность»

Данная Модель архитектуры интеллектуальной энергосети может использоваться также для выработки требований и информационных моделей для обмена данными между различными типами РЭР и сетевыми операторами.

В стратегическом плане по стандартизации интеллектуальных энергосетей стандартизационных органов МЭК 57-й технический комитет рекомендуется в качестве основы для развития стандартов, регулирующих «Менеджмент энергетических систем и связанный с ним обмен информацией».

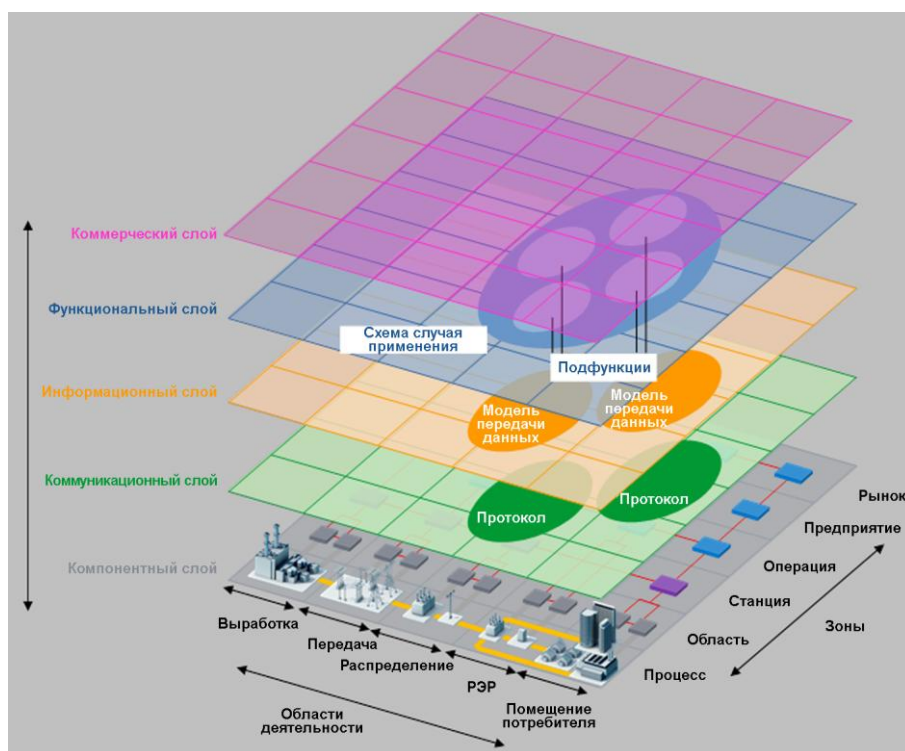


Рис. 2. Модель архитектуры интеллектуальной энергосети

Существует несколько рабочих групп, отвечающих за разработку семейства стандартов МЭК 61850, важнейшие из которых (см. рисунок 3):

- МЭК ТК57 РГ10 — Коммуникация в энергосистемах с помощью интеллектуальных электронных устройств и сопутствующие модели передачи данных
- МЭК ТК57 РГ17 — Коммуникационные системы для распределенных энергоресурсов (РЭР)
- МЭК ТК57 РГ18 — Гидроэлектрические электростанции — Коммуникация для мониторинга и управления
- МЭК ТК57 РГ21 — Интерфейсы и коммуникационные особенности систем, подключенных к электрической энергосети

Дополнительно в ТК88 (Ветроэнергетика) имеется ОРГ25 — Коммуникации для мониторинга и управления в ветроэнергетике, модели обмена информацией для ветровых электростанций.

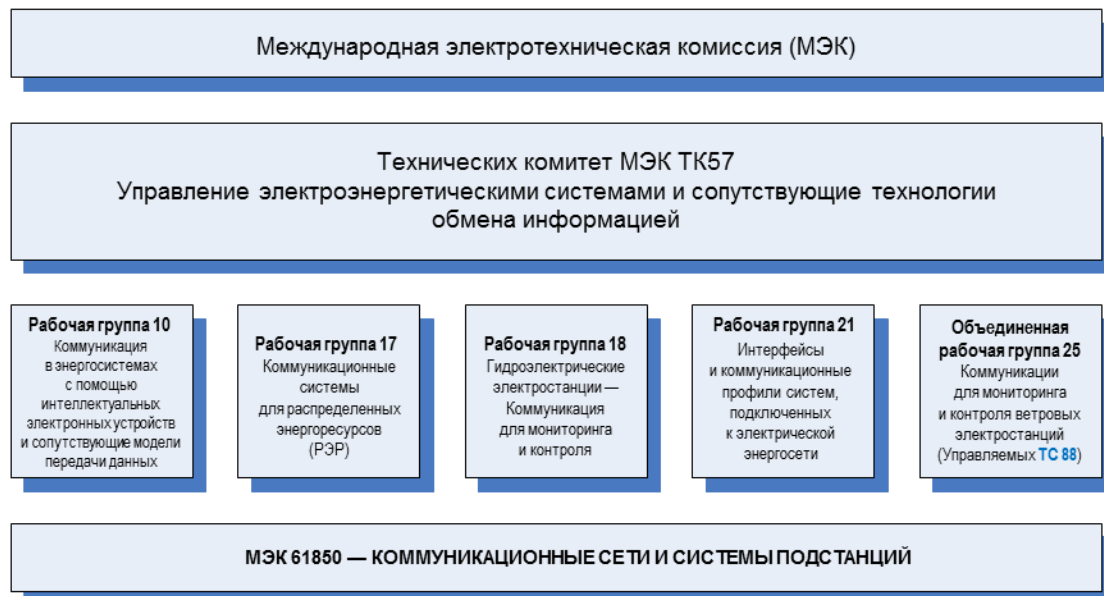


Рис. 3. Структура стандартизационных групп в ТК57 МЭК

Внутри 17-й рабочей группы ТК57 сформирована целевая группа (ЦГ) для составления требований к эксплуатационной и административной¹ функциям и информационной модели системы РЭР, способствующей эффективной эксплуатации интеллектуальной энергосети. Такое применение интеллектуальной сети позволяет собирать в одно целое множество мелкомасштабных РЭР, эксплуатируемых отдельными сторонами, и управлять ими как единой системой. В настоящем документе излагается текущее состояние обсуждения данного вопроса в РГ17.

Концепции архитектуры и интеграции системы РЭР

Система РЭР описывается с помощью концепции, определяющей иерархическую и функциональную структуру различных уровней системы РЭР (как на уровне отдельного узла, так и на уровне составной, иерархической системы РЭР, каждая из которых подключается к высшему уровню иерархии посредством точки электрического подключения (ТЭП). Она включает в себя концепцию объединения различных типов РЭР и различные модели взаимодействия между отдельными уровнями, а также между точкой подключения к энергосети (ТПНП — точке подключения нескольких присоединений; особом типе ТЭП) и оператором сети распределения (ОСР) энергосети.

¹ Например, регистрация на регистрационном сервере, выявление и регистрация отдельных характеристик и т.д.

Системы РЭР могут быть однородными, то есть состоящими из интегрированных между собой узлов РЭР одного типа (например, только из ветряных или только из солнечных электростанций), управляемых системой планирования и контроля энергопотребления, или представлять собой систему из интегрированных узлов РЭР, относящихся к разным типам.

В данном контексте интеграция означает соединение узлов РЭР в одну систему, которая будет управляться оператором сети распределения как единый ресурс.

Выявлены два типа виртуальных электростанций [1]:

1) Техническая виртуальная электростанция (ТВЭС) состоит из РЭР, расположенных в одном регионе распределенной сети. Услуги и функции ТВЭС включают в себя локальную систему управления для оператора сети распределения (ОСР), а также обеспечение оператора сети передачи (ОСП) системой устойчивости, и прочими услугами.

2) Коммерческая виртуальная электростанция (КВЭС) имеет интегрированный профиль и мощность, представляющую собой ценовые и эксплуатационные показатели в составе РЭР. Влияние сети распределения не рассматривается в структуре КВЭС. Услуги/функции КВЭС включают в себя торговые операции на оптовом энергетическом рынке, балансировка торговых портфелей и предоставление услуг (путем предложения цен) системному оператору. Оператором КВЭС может быть любая третья сторона, осуществляющая интеграцию РЭР, или ответственный центр балансировки (ОЦБ) с доступом на рынок; например, поставщик энергии.

Микроэнергосеть предназначена, в целом, для балансировки поставок и спроса в географически замкнутой сети. Она включает в себя сеть распределения, которой необходимо управлять. Кроме того, важное отличие заключается в способности микроэнергосети работать автономно, в островном режиме, а также в параллельном режиме по отношению к электроснабжающей сети. [2]

Модель системы РЭР

Рассмотрим внутреннюю структуру системы РЭР (рисунок 4).

На рисунке 4 показано, что хотя система РЭР может быть иерархически структурирована, она всегда подключена к местной энергосети с помощью как минимум одной точки электрического подключения (ТЭП).

Точка электрического подключения — точка подключения между источником распределенных энергоресурсов (генератором или хранилищем) и любой другой

электроэнергосистемой (ЭЭС). Каждый узел РЭР (генератор, хранилище или локальная нагрузка) имеет ТЭП, подключенную к своей системе РЭР. Система РЭР может состоять из одного или нескольких узлов РЭР. Сама система РЭР подключена с помощью ТЭП к другой ЭЭС, которая может быть еще одной системой РЭР или системой электроснабжения. Если ТЭП служит для подключения к системе электроснабжения, она называется общей точкой нескольких присоединений (ОТНП) [4].

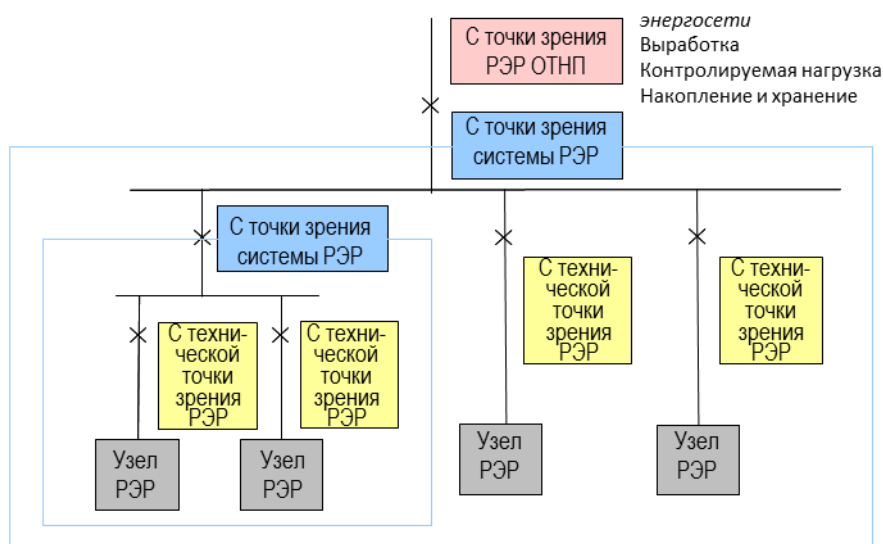


Рисунок 4 Структура системы РЭР на разных уровнях моделирования

На рисунке представлены несколько схем:

- С точки зрения ОТНП

Включает в себя модель данных общих электрических характеристик, выполняемых в ТЭП (управление, регулирование и диспетчерское управление, интеграция) и условиях договоров на подключение между системой РЭР и системой электроснабжения.

- С точки зрения системы РЭР

Включает в себя модель данных общих электрических характеристик, выполняемых в ТЭП (управление, регулирование и диспетчерское управление, интеграция). Режимы работы или функции, предлагаемые на данном уровне, отличаются от предлагаемых на уровне системы энергоснабжения.

- С технической точки зрения РЭР

Это специальная техническая модель данных контроллера РЭР (однотипного).

Данным уровням соответствуют разные части системы РЭР:

- РЭР ОТНП

– особенности подключения системы РЭР к энергосети

– используются общие электрические характеристики из соответствующей системы РЭР

- выполняются требования нормативных документов энергосети
- Система управления РЭР
 - обеспечивает электрические характеристики системы РЭР, ориентированные на многофункциональную электроэнергосистему
 - может объединять несколько систем или узлов РЭР
 - обеспечивает электрическое подключение (переменного или постоянного тока)
 - может содержать инвертеры или другие устройства
- Узел РЭР
 - узел РЭР какого-либо одного типа
 - характеристики зависят от особенностей оборудования

Пример первичного и вторичного использования распределенных энергоресурсов

Если элементы РЭР представляют собой составляющие производственного предприятия или строения заказчика, можно выделить две разновидности использования таких энергетических ресурсов — первичную и вторичную.

Первичное использование РЭР включает в себя интерес владельца фабрики или здания. Их главная задача — эффективное использование вырабатываемой или потребляемой ими энергии с целью снижения производственных расходов. Поэтому вся необходимая энергия, вырабатываемая их РЭР, будет эффективной, если затраты на выработку такой энергии меньше, чем на ее приобретение у системы энергообеспечения.

Вторичное использование РЭР — обеспечение системы электроснабжения дополнительным количеством энергии для ОРС (оператора распределительной сети).

Чтобы справляться со сложностью такой работы, в состав Системы автоматизации ДЗП² должна входить мощная система планирования и контроля энергопотребления (рисунок 5).

² Д/З/П — Дом/Здание/Промышленность

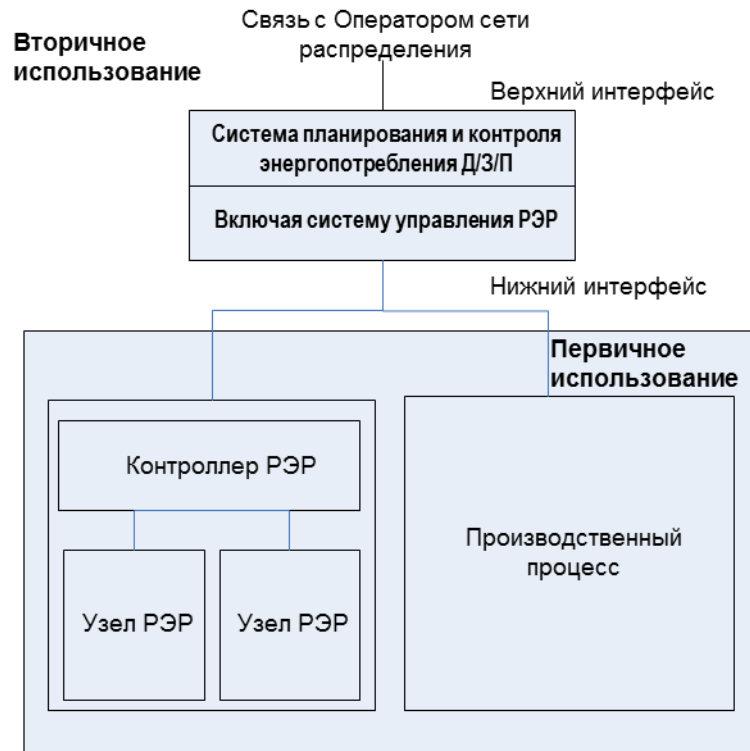


Рисунок 5 Первичное и вторичное использование РЭР

Кроме того, точные данные о производительности РЭР иногда относятся к коммерческим тайнам или личной конфиденциальной информации компаний или групп лиц. Сведения о выработанной, потребленной или хранящейся энергии или состоянии различных РЭР, включая потребителей и хранилища, могут охраняться системой защиты данных. Поэтому владелец РЭР может быть крайне заинтересован в том, чтобы передавать информацию только в обобщенном виде. Более того, владелец может пожелать предоставить только данные о количестве энергии, которое может быть доставлено, и прогнозы относительно выработки или потребления, но не информацию об истинном количестве выработанной, потребляемой и сохраняемой энергии.

Взаимодействие посредством ОСР ограничено первичным и вторичным использованием РЭР. ОСР не сможет напрямую взаимодействовать с отдельными узлами РЭР. Он будет взаимодействовать только с целой системой РЭР в пределах, обозначенных владельцем РЭР для вторичного использования. Все взаимодействия могут быть осуществлены косвенно посредством утвержденного расписания или ограничивающих эксплуатационных режимов.

Описанная в настоящем документе модель системы РЭР представляет типичную модель генерации, потребления и хранения. Возможности РЭР корректируются внутренне используемой электроэнергией. В системах управления РЭР данные об объемах генерации, потребления и хранения будут предоставляться верхним

интерфейсом. Это интерфейс между Системой автоматизации ДЗП и оператором сети распределения.

Типовая модель РЭР предлагает ОСР устойчивую и единообразную картину различных типов РЭР, так как предоставляет одни и те же данные, независимо от типа РЭР. Поэтому ОСР не важно, осуществляется ли выработка тока тем или иным РЭР с помощью ветряных турбин, гелиотермической установки и т.д. Между системой планирования и контроля энергопотребления и ОСР должен происходить обмен данными о текущем состоянии типового оборудования, текущей энергетической производительности, коэффициенте мощности и т.д. и прогнозами относительно необходимых значениях электрических параметров.

Различные взаимодействия между системой управления РЭР и системой планирования и контроля энергопотребления ОСР в общей точке нескольких присоединений (ОТНП)

Системы РЭР подключаются к системе управления верхних уровней в различных режимах взаимодействия. Это означает, что возможности контроля зависят от типа согласованных прямых или непрямых команд и настроек.

Существует три основных типа возможных взаимодействий:

- **Автономное поведение системы управления РЭР**
Система РЭР определяет текущие значения показателей активной и реактивной мощности энергии, поставляемой или потребляемой самой сетью, основанной на модели эксплуатации и местных измерениях.
Например, режимы взаимодействия могут быть обозначены кривыми соотношения активной и реактивной мощности.
- **Прямая эксплуатация системы управления РЭР**
Система управления ОСР определяет значения активной и реактивной мощности, необходимые в текущий момент системе РЭР, основываясь на ее нуждах относительно стабильности сети и других дополнительных услуг.
Изменение значений происходит по расписанию или заданием уставок.
- **Широковещательное/мультивещательное поведение**
Представляет собой одностороннюю систему связи системы планирования и контроля энергопотребления ОСР с несколькими или всеми системами/контроллерами РЭР. При этом могут передаваться расписания работы, информация о тарифах, а в экстренных ситуациях — задания по изменению режимов работы.

Различные типы взаимодействия могут использоваться вместе.

Заключение

Особенностью Издания 1 стандарта МЭК 61850-7-420, главным образом, явились различные технологии РЭР. На сегодняшний день представлено множество характерных черт относительно моделирования различного оборудования РЭР. При интеграции множества систем РЭР в электрическую энергосеть ОЭС требуется типовой метод управления отдельными системами. Для данной цели нужна типовая модель интерфейса с необходимой информацией относительно электрических характеристик подключенных систем. Сюда относятся данные о номинальной активной и реактивной мощности, доступной в текущий момент активной и реактивной мощности — и для спроса, и для предложения — а также уставках и иных механизмах управления.

РГ17 ТК57 МЭК в настоящий момент работает над формированием типовой модели системы РЭР, а также модели данных о системе РЭР с точки зрения электрической сети, к которой она подключена. В качестве первого шага планируется опубликовать отчет. Позднее он будет использован для обновления МЭК 61850-7-420.

Справочные материалы

- [1] Проект FENIX — Гибкие электрические сети, обеспечивающие ожидаемую эволюцию энергетики (FENIX Project, Flexible Electricity Networks to Integrate the expected Energy Evolution), доступный на сайте: <http://www.fenix-project.org/>
- [2] Проект FINSENY — Будущее интернета для интеллектуальной энергетики (Future Internet for Smart Energy), доступный на сайте: <http://www.fi-ppp-finseny.eu/>
- [3] МЭК 61850: Коммуникационные сети и системы подстанций, МЭК Женева, издание 2, 2011 г.

МНОГОКАНАЛЬНОЕ ИЗМЕРЕНИЕ В СИСТЕМАХ КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ. ПЕРЕДАЧА ДАННЫХ ДЛЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ ЭЛЕКТРОСЕТЕЙ

*Андрусевич А.В.
Maxim Integrated Products, Inc.*

1. ПРОБЛЕМЫ МНОГОКАНАЛЬНОГО ИЗМЕРЕНИЯ В СИСТЕМАХ КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ.

Измерительная часть системы контроля качества электроэнергии или системы релейной защиты (далее системы) является наиболее сложной и наиболее важной с точки зрения обеспечения требуемых характеристик систем. Анализ этих характеристик определяет, в конечном итоге, выбор элементной базы, которая, в свою очередь формирует и конечную стоимость изделия. Для наиболее эффективного использования компонентов системы требуется сконцентрироваться на ключевых характеристиках проектируемых систем. На рис.1 изображена функциональная схема одного канала измерения. Сигнал с трансформатора тока или напряжения поступает на фильтр низких частот (ФНЧ), затем на масштабирующий или буферный усилитель и далее на аналогово-цифровой преобразователь. С выхода преобразователя цифровой сигнал поступает на цифровой сигнальный процессор (ЦСП). В большинстве систем процессор осуществляет быстрое преобразование Фурье для анализа спектра измеряемого сигнала. Количество контролируемых гармоник и другие функции процессора могут быть различными.

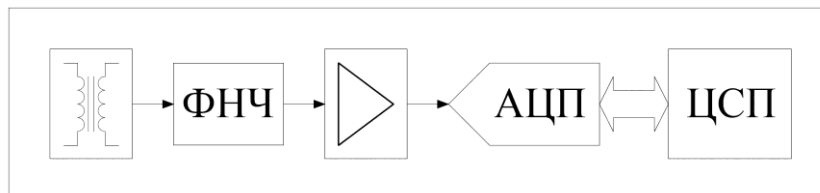


Рис. 1. Типовая функциональная схема одного канала измерения.

1.1. Динамический диапазон.

Одной из наиболее проблемных характеристик канала измерения является динамический диапазон. Измеряемый ток изменяется в широких пределах, поэтому требуется его точное измерение в широком диапазоне. Требуемые значения динамического диапазона могут достигать 80 дБ и более. Трансформатор тока, используемый как первичный измерительный преобразователь и устройство гальванической развязки, проектируется таким образом, чтобы обеспечить максимальное напряжение на нагрузочном резисторе (на практике до +/-10 В). Таким образом, измеряемое напряжение максимально «приподнимается» над шумами и помехами. Требуется также использование высокоразрядного АЦП или усилителя с программируемым коэффициентом усиления.

1.2. Скорость сэмплирования. Возможность управления скоростью сэмплирования.

На практике требования к скорости сэмплирования могут достигать 16 тыс. измерений в секунду и выше. Некоторые компании используют алгоритмы преобразования Фурье, требующие целого числа периодов измерения за полупериод напряжения (тока) электросети. В таких случаях необходим контроль старта измерения или скорости преобразования АЦП.

1.3. Большое количество каналов, одновременное сэмплирование.

Количество измерительных каналов систем может достигать 32, при этом наличие одновременного сэмплирования может значительно упростить задачу анализа поступающей информации, поскольку не требуется учитывать сдвиг фазы сэмплирования от канала к каналу.

2. СТРУКТУРА СОВРЕМЕННЫХ МНОГОКАНАЛЬНЫХ АЦП С ОДНОВРЕМЕННЫМ СЭМПЛИРОВАНИЕМ.

Большинство современных АЦП построены с использованием метода последовательного приближения. Для решения задачи одновременного сэмплирования вместо одного устройства выборки-хранения (УВХ), как в обычных АЦП, вводится по одному УВХ на каждый канал, а встроенный мультиплексор размещается перед преобразователем (рис. 2). Команда синхронизации подается одновременно на все УВХ. Подавая ее одновременно на несколько микросхем, можно наращивать число каналов системы измерения. При этом сэмплирование всех каналов будет происходить одновременно. После сэмплирования преобразователь с помощью мультиплексора последовательно преобразует данные всех каналов в цифровой код, сохраняя его в буферной памяти. Для увеличения скорости преобразования и/или разрядности существуют микросхемы с несколькими АЦП и, соответственно, несколькими синхронизированными УВХ (рис. 3) [1]. Аналогичную архитектуру имеют сигма-дельта преобразователи с одновременным сэмплированием.

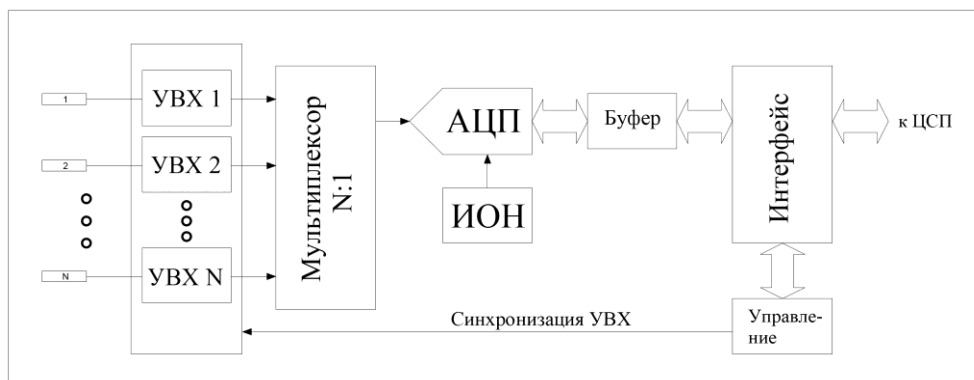


Рис. 2. Схема многоканального АЦП с одновременным сэмплированием и несколькими УВХ.

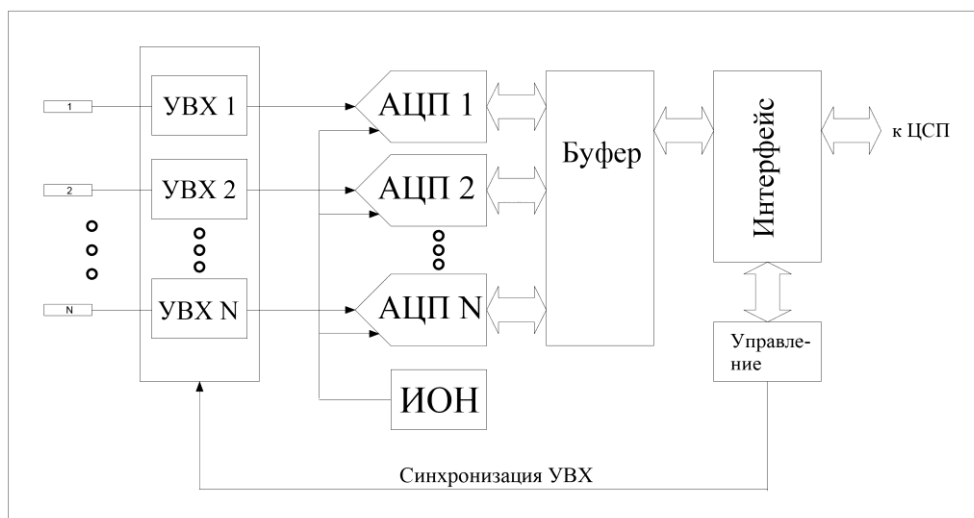


Рис. 3. Схема многоканального АЦП с одновременным сэмплированием и несколькими преобразователями.

3. АНАЛИЗ КЛЮЧЕВЫХ ХАРАКТЕРИСТИК И ВОЗМОЖНОСТЕЙ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫХ АЦП MAX11046 ДЛЯ СИСТЕМ КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ.

3.1. Восьмиканальный 16-битный АЦП с одновременным сэмплированием последовательного приближения MAX11046.

АЦП имеет архитектуру, изображенную на рис.3 и лучшее в отрасли отношение сигнал/шум 92 дБ (для аналогичных устройств). Для систем с использованием разложения сигнала в спектр, интересен также параметр, который называется Spurious-Free Dynamic Range (динамический диапазон, свободный от паразитных составляющих). Эта величина равна отношению мощности полезного сигнала к мощности наиболее мощной паразитной составляющей спектра [2].

Динамический диапазон, свободный от паразитных составляющих у MAX11046 составляет рекордные 104 дБ (98 дБ гарантированное значение) для полезного сигнала частотой 10 кГц. Дополнительно повысить динамический диапазон поможет широкая область входного напряжения +/-5 В. Кроме этого входы микросхемы имеют входной импеданс около 1 ГОм. Это позволяет отказаться от использования буферных усилителей, снизив стоимость системы. Буферные усилители могут также быть дополнительным источником шумов и искажений. Микросхема работает от однополярного источника питания 5 В и имеет встроенный источник опорного напряжения (ИОН). Максимальная скорость преобразования составляет 250 тыс. выборок в секунду.

Имеются различные варианты микросхем с 4 и 6 каналами преобразования и/или с разрешением 14 бит [3]. Кроме этого доступна серия микросхем с диапазоном входного напряжения 0...5 В [4].

3.2. Четырехканальный 24-битный сигма-дельта АЦП с одновременным сэмплированием MAX11040K.

В системах, требующих большей разрядности, чем 16, можно использовать 24-битный сигма-дельта преобразователь MAX11040K. Сигма-дельта архитектура часто накладывает определенные ограничения и не используется в системах контроля качества электроэнергии и релейной защиты. Однако микросхема MAX11040K была специально разработана для таких систем с учетом требований к ним. Она имеет архитектуру, изображенную на рис.3 и допускает подачу сигнала для синхронизации УВХ после каждого измерения. При этом не происходит сброс регистров встроенного в АЦП цифрового фильтра и, соответственно, потерь данных. АЦП позволяет плавно изменять скорость сэмплирования «на лету» также без потерь данных. Количество каналов легко наращивается до 32, в этом случае все 8 микросхем имеют общий последовательный интерфейс, один кварцевый генератор, один общий сигнал Chip Select и один синхронизирующий сигнал для одновременного сэмплирования всех входов. Микросхема оснащена встроенным источником опорного напряжения и имеет дифференциальные входы с возможностью подачи отрицательного напряжения.

С помощью MAX11040K можно достичь истинного одновременного сэмплирования всех каналов. Это реализуется за счет плавного регулирования фазы сэмплирования индивидуально для каждого канала, тем самым полностью компенсируется разница в фазовых сдвигах во входных трансформаторах и/или фильтрах. Задержка может составлять от 0 до 333 мкс с шагом регулирования 1,33 мкс [5].

Встроенные в АЦП цифровые фильтры, традиционные для сигма-дельта архитектуры, позволяют упростить фильтрацию сигнала внешними фильтрами. Максимальная скорость преобразования составляет 64 тыс. выборков в секунду. Отношение сигнал/шум составляет 105 дБ при скорости 16 тыс. выборков в секунду. Доступна также и 16-битная версия преобразователя [6].

4. ПРОБЛЕМЫ РЕАЛИЗАЦИИ СЕТЕЙ ПЕРЕДАЧИ ДАННЫХ ДЛЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ ЭЛЕКТРОСЕТЕЙ.

В интеллектуальных сетях каждое устройство является интеллектуальным и должно быть связано сетью с другими устройствами и концентраторами для обмена данными, получения команд и т.д. Поскольку количество устройств интеллектуальной сети, включающей счетчики электроэнергии, может достигать миллионов, то для связи необходимо максимально использовать существующую энергетическую инфраструктуру. Это позволяет избежать зависимости от операторов мобильных сетей в случае беспроводного GPRS соединения и

существенных ограничений дальности связи в случае беспроводного ISM соединения. Для энергосбытовых компаний самым оптимальным вариантом является использование для связи существующих электросетей. Передача данных по электросетям (Power Line Communication, PLC) – весьма непростая задача. Высокий уровень помех и значительное затухание сигнала, например из-за большого количества не всегда оптимально выполненных ответвлений в жилых домах, накладывают очень высокие требования к PLC-системам. Интеллектуальные сети также требуют высоких скоростей передачи данных и надежности канала передачи для гарантированной доставки информации.

4.1. Международный стандарт передачи данных по электрическим сетям G3-PLC. Характеристики, возможности, сравнение с другими решениями.

При разработке стандарта G3-PLC в первую очередь ставилась задача обеспечения максимально надежной связи по электросети. Применение современных технологий, таких как мультиплексирование с ортогональным частотным разделением каналов (OFDM), адаптивное распределение несущих частот, многоуровневая коррекция ошибок (сверточное кодирование, кодирование Рида-Соломона) позволило добиться очень хороших результатов и превзойти все конкурирующие решения, имеющиеся в настоящий момент. Французская компания ERDF использует стандарт G3-PLC для оснащения своих сетей. Устройства, созданные на базе стандарта G3-PLC, могут быть установлены там, где уже работают PLC решения на основе FSK технологий. При этом сети могут работать одновременно и не «мешать» друг другу. Будучи единственным решением, реализующим поддержку интернет протокола IPv6, стандарт G3-PLC позволяет осуществлять соединение электросетей с интернет-сетями с минимальными затратами. Реализация смешанной сети (mesh network) позволяет построить надежную связь, которая адаптивно автоматически подстраивается к текущим условиям прохождения сигнала. Набор микросхем MAX2991 и MAX2992 компании Maxim предназначен для создания устройств, работающих по стандарту G3-PLC.

Специальный режим Robust позволяет передавать данные в особо сложных случаях, когда амплитуда шумовых составляющих превышает амплитуду полезного сигнала. Максимальная скорость передачи данных при соответствии требованиям CENELEC A составляет 46 кбод, в режиме Rubust – 4,5 кбод.

В таблице приведено сравнение существующих узкополосных (narrow-band) стандартов PLC на основе OFDM технологии [7].

	G3-PLC	PRIME
Базовая технология	OFDM	OFDM
Открытый стандарт	Да	Да
Рабочая полоса частот в стандарте CENELEC A	35–91 кГц	42–89 кГц
Доступная рабочая	10–495 кГц	10–150 кГц

полоса частот		
Адаптивное распределение несущих частот	Да	Нет
Совместная работа с FSK сетями	Да	Нет
Прямое исправление ошибок (путем введения избыточности)	сверточное кодирование, кодирование Рида-Соломона, код с повторениями	сверточное кодирование
Режим Robust	Да	Нет
Поддержка интернет протокола	IPv6	IPv4

Дополнительную информацию о решениях для систем контроля качества электроэнергии и систем релейной защиты можно найти в руководстве разработчика [8].

Автор: Андрусевич Анатолий Викторович, старший инженер по применению компании Maxim Integrated Products, Inc.

- [1] Андрусевич А.В. Многоканальные АЦП с одновременным сэмплированием // Новости Электроники, № 5, 2008.
- [2] What is Spurious-Free Dynamic Range? National Instruments KnowledgeBase; Document ID: 2N8D0BN5. **digital.ni.com**
- [3] MAX11044-MAX11056: 4-/6-/8-Channel, 16-/14-Bit, Simultaneous-Sampling ADCs. Technical Datasheet, 19-5036; Rev 5; 1/11. **максим-ис.рф**
- [4] MAX11047-MAX11059: 4-/6-/8-Channel, 16-/14-Bit, Simultaneous-Sampling ADCs. Technical Datasheet, 19-5106; Rev 2; 1/11. **максим-ис.рф**
- [5] Андрусевич А.В. Сигма-дельта АЦП компании MAXIM // Электронные компоненты, № 12, 2010.
- [6] MAX11040K-MAX11060: 24-/16-Bit, 4-Channel, Simultaneous-Sampling, Cascadable, Sigma-Delta ADCs. Technical Datasheet, 19-5741; Rev 2; 11/11. **максим-ис.рф**
- [7] Martin Hoch. Comparison of PLC G3 and PRIME // 2011 IEEE International Symposium on Power Line Communications, p. 165-169, ©2011 IEEE.
- [8] Интеллектуальные электросети. Руководство разработчика. Выпуск 1, 2011 г. **максим-ис.рф/электросети**

ОСНАЩЕНИЕ ЦИФРОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ УСТРОЙСТВАМИ РЗА ООО «ИЦ «БРЕСЛЕР»

Шевелев В.С., Подшивалин Н.В. (ООО «ИЦ «Бреслер»)

Идеология построения цифровых подстанций открывает широкие возможности по организации наиболее полной и всесторонней защиты энергообъектов. Унифицированность информационного обмена позволяет создавать в значительной степени универсальные устройства защиты, способные выполнять разнообразные задачи, разделять функциональность между устройствами и совмещать алгоритмически сложные функции в едином комплексе без ухудшения надёжности функционирования защит и систем РЗА объекта в целом.

ООО «Исследовательский центр «Бреслер» располагает базовой аппаратной платформой, полностью поддерживающей протокол связи МЭК 61850 и предназначенной для реализации полной линейки защит для цифровых подстанций. Проведены испытания терминалов защиты на совместимость с устройствами сторонних производителей: оптическими измерительными трансформаторами компании «ПРОФОТЕК», устройствами сопряжения с шиной компании «НОВИНТЕХ», SCADA-системами РТ-софт, Siemens, GE и другими.

В настоящее время завершены или находятся в стадии завершения приёмо-сдаточных испытаний защиты сетей 110-220 кВ с поддержкой МЭК 61850-8-1, при этом проведены полноценные функциональные испытания защит, ряд изделий проходит стадию опытной эксплуатации, несколько образцов установлены на объектах заказчиков по договорам поставки. Кроме того, заканчиваются испытания изделий с поддержкой МЭК 61850-9-2 с применением специального оборудования известных мировых фирм. Одновременно с разработкой защит идёт разработка и тестирование специального программного обеспечения для конфигурирования устройств по стандарту МЭК 61850.