



ОАО «СО ЕЭС»



ОАО «ФСК ЕЭС»



ОАО ВП «Электрификация»

Выставка и XX конференция

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ЭНЕРГОСИСТЕМ 2010

СБОРНИК ДОКЛАДОВ

1–4 июня 2010

ВП «Электрификация», ВВЦ, Москва

При поддержке:



МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

www.rza2010.ru



РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ЭНЕРГОСИСТЕМ

Сборник докладов
XX конференции

(Москва, 1–4 июня 2010)

Научно-инженерное
информационное агентство
Москва
2010

ББК 31.27-05
УДК 621.316.925:681.5:621.311(06)
С56

С56 Релейная защита и автоматика энергосистем: Сборник докладов XX конференции (Москва, 1–4 июня 2010). – Москва: «Научно-инженерное информационное агентство», 2010. – 368 с.

ISBN 978-5-903564-04-0

© «Научно-инженерное информационное
агентство» – оформление, 2010

СОДЕРЖАНИЕ

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ПРОДУКЦИИ РЗА

| | |
|---|----|
| Опыт эксплуатации устройств РЗА «ИЦ «БРЕСЛЕР» (Ефремов В.А., Шевелев А.В., Иванов С.В., Подшивалин Н.В., ООО «Исследовательский центр «Бреслер») | 8 |
| Опыт применения шкафов серии ШЭ2710 для защиты линий электропередачи 330-750 кВ (Дони Н.А., Шурупов А.А.) | 15 |
| Особенности совместного использования микропроцессорного и электромеханического полуккомплектов ДФЗ ВЛ (Дони А.Н., Дони Н.А., ООО НПП «ЭКРА»; Левиуш А.И., ОАО «НТЦэлектроэнергетики») | 19 |
| Опыт разработки и применения терминалов РЗА для комплектных распределительных устройств 6 (10) кВ (Г.П. Варганов, П.Г. Варганов, Н.А. Иванов, ЗАО «ЧЭАЗ») | 22 |
| Опыт реализации проектов релейной защиты и автоматики с использованием МП-терминалов зарубежного производства (Шапеев А.А., Фролов С.Е., ООО «Центр Управления Проектами ЧЭАЗ») | 27 |
| Опыт внедрения РЗА ЗАО «РТСофт» на ПС МЭС Востока (Савельев С.Г., ЗАО «РТСофт») | 32 |
| Опыт внедрения в Самарском РДУ системы сбора и анализа аварийных режимов (Юров В.В., ЗАО НПФ «ЭНЕРГОСОЮЗ», г. Санкт-Петербург; Лозе А.Б., ОДУ Средней Волги, г. Самара; Тюрников В.А., Самарское РДУ) | 35 |

ПРОТИВОАВАРИЙНАЯ И СИСТЕМНАЯ АВТОМАТИКА

| | |
|---|----|
| Перспективы применения векторной регистрации параметров в управлении режимами ЕЭС России (Куликов Ю.А., Жуков А.В., Мацкевич И.Е., ОАО «СО ЕЭС») | 39 |
| Развитие системы мониторинга переходных процессов ОЭС Урала (А.Т. Демчук, А.В. Жуков, П.В. Легкоконец, ОАО «СО ЕЭС»; С.В. Бровко, В.В. Курмак, В.Г. Наровлянский, ОАО «Институт «ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ») | 48 |
| Разработка интегрированной системы ПА ОЭС Сибири (А.К. Ландман, А.М. Петров, А.Э. Петров, О.О. Сакаев, ЗАО «Институт автоматизации энергетических систем») | 52 |
| Применение методов топологического анализа при разработке устройств ПА (Р.С. Ильиных, А.К. Ландман, А.М. Петров, А.Э. Петров, О.О. Сакаев, ЗАО «Институт автоматизации энергетических систем») | 60 |
| Реализация функций локальной противоаварийной автоматики на терминалах серии REx670 (Калачев Ю.Н., Колобродов Е., Сдобин А.В., ОАО «ВНИИР») | 65 |
| Шкафы противоаварийной автоматики ООО «НПП «ЭКРА» (Наумов В.А., Доронин А.В., ООО «НПП «ЭКРА») | 73 |

Опыт использования цифро-аналого-физического комплекса для испытания цифровых устройств автоматики ликвидации асинхронных режимов (А.А. Кузьмина, Д.А. Кабанов, ОАО «Научно-исследовательский институт постоянного тока») 77

МЭК 61850

Реализация сервера МЭК 61850 (Горелик Т.Г., Кириенко О.В., ОАО «НИИПТ») 85

Использование специальных программных инструментов для тестирования систем, построенных на основе МЭК 61850 (Маслов А.М., Маслов В.А., Лобанов П.Л., ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы») 90

Практический опыт применения и реализации стандарта МЭК 61850 в устройствах противоаварийной автоматики. Современное состояние и перспективы (Ю.В. Иванов, О.С. Бородин, А.Е. Леснов, К.И. Апросин, ООО «Прософт-Системы», г. Екатеринбург) 95

ПТК SMART-SPRECON для построения АСУТП И ССПИ подстанций. Опыт реализации комплексных проектов АСУТП И РЗА на базе технологии МЭК 61850 (Орлов Л.Л., ЗАО «РТСофт») 102

Комплекс программ для практической работы со стандартом МЭК 61850 и опыт его применения (Липкин Л.Г., Подобреев В.Н., НПК «Дельфин-Информатика») 112

Тестирование и испытания устройств релейной защиты и автоматики на функциональную совместимость по условиям стандарта МЭК 61850 (Б.К. Максимов, А.О. Аношин, А.В. Головин, МЭИ(ТУ), кафедра релейной защиты и автоматизации энергосистем) 116

Опыт интеграции различных микропроцессорных устройств по стандарту МЭК 61850 на стенде ООО «Энергопромавтоматизация» (Кириенко О.В., Чернов Д.В., ООО «Энергопромавтоматизация») 122

Достоинства гибкой настройки МЭК 61850 в устройствах МП РЗА AREVA MiCOM (Баглейбтер О.И., ЗАО «АРЕВА Передача и Распределение») 126

НОВЫЕ РАЗРАБОТКИ

Комплекс микропроцессорных устройств релейной защиты, автоматики, диагностики установок плавки гололеда постоянным током на ВЛ 220-500 кВ (Аллилуев А.А., Филиал ОАО «ЮИЦЭ» «Южэнергосетьпроект»; Засыпкин А.С., Левченко И.И., Сацук Е.И., ЮРГТУ(НПИ)) 130

Централизованная АСТУ для интегрированной электро-информационной сети района мегаполиса (Я.Л. Арцишевский, С.А. Вострокнутов, А.А. Земцов Московский Энергетический Институт (Технический Университет)) 136

Программные продукты ООО «ИЦ «БРЕСЛЕР» для служб РЗА (Подшивалин Н.В., Ефремов В.А., Макаров А.В., Подшивалина И.С., ООО «Исследовательский центр «Бреслер») 143

Методики и программы расчета уставок (Ефремов В.А., Петрова О.В., Подшивалина И.С., ООО «Исследовательский центр «Бреслер») 147

Москва, 1–4 июня 2010 г.

| | |
|--|-----|
| Новые интегрированные решения для автоматизации подстанций на базе оборудования различных фирм-изготовителей (Дроздова Т.В., Окунев В.Л., Ладик Т.И., Пичурин С.С., ООО «Энергопромавтоматизация») | 149 |
| Два в одном — совмещение функций управления ДГР и ОПФ (Козлов В.Н., Петров М.И., Соловьев И.В., ООО «НПП «Бреслер»). | 153 |
| Устройства защиты и управления для сетей 110-220 кВ серии 650 (Сабатаров А.В., Арсентьев А.П., ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы») | 156 |
| Шкафы защит и автоматики генераторов, трансформаторов и блоков генератор-трансформатор типов ШЭ1110...ШЭ1113 (Наумов В.А., Доронин А.В., ООО «НПП «ЭКРА»). | 161 |
| Комплексное решение РЗА НПП «ЭКРА» для объектов малой генерации (Доронин А.В., Иванов Н.А., Исаев В.В., ООО НПП «ЭКРА») | 166 |
| Комплекс типовых шкафов РЗА для подстанций 110 (220) кВ (Г.П. Варганов, П.Г. Варганов, Н.А. Иванов, ЗАО «ЧЭАЗ») | 172 |
| Защита от замыканий на землю в сетях 6-10 кВ. Расширение функциональных возможностей (А.В. Украинцев, В.И. Нагай, Г.Н. Чмыхалов, В.С. Зимовец, Южно-Российский государственный технический университет (Новочеркасский политехнический институт) | 175 |
| Быстродействующие оптико-электрические дуговые защиты электроустановок 6-10 кВ (В.И. Нагай, С.В. Сарры, А.В. Луконин, А.С. Рыбников, ГОУ ВПО Южно-Российский государственный технический университет (Новочеркасский политехнический институт) | 178 |
| Быстродействующая дуговая защита с волоконно-оптическими датчиками на основе шины CAN (В.Е. Милохин, Б.В. Михайлов, В.А. Григорьев, А.В. Рожков, ООО НПП «ПРОЭЛ») | 184 |
| Источники питания и Системы Оперативного Постоянного Тока (СОПТ) производства ЗАО МПОТК «Технокомплект» (С.А. Тюленев, И.А. Денисов, ЗАО МПОТК «Технокомплект») | 188 |
| Варианты решения задач РЗА в сетях 6-35 кВ на инновационных изделиях «РЕЛСИС» (Колесник С.П., ПАО «Электротехнический завод» РЕЛСИС, г. Киев). | 196 |
| Развитие микропроцессорных устройств релейной защиты, автоматики и управления (МП РЗАУ) электрических систем (Гарке В.Г., Жегалов А.А., Иванов И.Ю., Исаков Р.Г., Конова Е.А., Куракин С.В., Петрухин С.Б., Хазбулатов З.З.) | 203 |
| Общесистемные решения при проектировании комплексов ПА на базе программно-аппаратных средств завода «ЭЗАН» (Горбунов В.Г., ФГУП «ЭЗАН»; Овласюк И.Я., ООО «НТП «Технософт-М») | 210 |
| РЕЗУЛЬТАТЫ НАУЧНЫХ И ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ РАБОТ | |
| Развитие теоретических основ микропроцессорной релейной защиты (Ю.Я. Лямец, А.Н. Подшивалин, Г.С. Нудельман, ООО «Исследовательский центр «Бреслер», ОАО «ВНИИР»). | 217 |
| Стратегия построения защиты от однофазных замыканий на землю в сетях собственных нужд сверхмощных энергоблоков электрических станций (Виштитбеев А.В., ОАО «Сибирский энергетический научно-технический центр») | 223 |

| | |
|--|-----|
| Оценка жесткости узлов при ограничении токов короткого замыкания в сетях мегаполисов (О.В. Фролов, Н.Ш. Чемборисова, ОАО «Научно-исследовательский институт постоянного тока») | 230 |
| Расчет стационарных режимов электрических систем для целей релейной защиты с использованием программно-вычислительного комплекса PSS/E (Бульчев А.В., Константинов Е.П., Онисова О.А., ОАО «ВНИИР») | 234 |
| Вопросы создания подстанции на базе волоконно-оптических трансформаторов тока и напряжения (Кузин А.С., Рябко М.В., Горожанкин П.А., ООО «Уникальные волоконные приборы» ОАО «Институт «Энергосетьпроект») | 240 |
| Концепция использования цифровых измерительных трансформаторов тока и напряжения на подстанциях 110-750 кВ (Гречухин В.Н., ООО НППЦ«МИКРОН-2»)..... | 247 |
| Использование новых функций программного комплекса RASTRWIN для расчета токов коротких замыканий и шунтов (Неуймин В.Г., Александров А.С., филиал ОАО «НИИПТ» «Системы Управления Энергией», г. Екатеринбург) | 254 |
| Предотвращение многоместных повреждений кабельных линий напряжением 6-10 кВ средствами релейной защиты и электроавтоматики (Кужеков С.Л., Хнычев В.А., Корогод А.А., Шарапов А.Н., Шуников А.А., Бураков И.Ф., Сенчуков А.А., Южно-Российский государственный технический университет (Новочеркасский политехнический институт), ОАО «Пятигорские электрические сети») | 259 |
| Построение многопараметрических защит дальнего резервирования с повышенной распознаваемостью повреждений (И.В. Нагай, Южно-Российский государственный технический университет (Новочеркасский политехнический институт)) | 264 |
| Построение резервных защит, использующих закон Кирхгофа и сравнение знака мощности (Клецель М.Я., Стинский А.С., Шахаев К.Т., Павлодарский государственный университет им. С. Торайгырова; Никитин К.И., Омский государственный технический университет) | 267 |
| Программа для расчета переходных и установившихся процессов в токовых цепях продольных дифференциальных токовых защит (Кургузов Н.Н., Кургузова Л.И., Павлодарский государственный университет; Кургузова М.Н., ТОО «Проектный институт ТЭЛПРО») | 272 |
| Анализ эффективности применения устройства продольной компенсации, отключения генераторов и электрического торможения как способов повышения устойчивости Саяно-Шушенской ГЭС (Абакумов С.А., Виштитбеев А.В., Королюк Е.А., ОАО «Сибирский энергетический научно-технический центр») | 274 |

ОМП И РЕГИСТРАЦИИ СОБЫТИЙ И АВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ

| | |
|---|-----|
| Иерархическая система сбора и просмотра аварийной информации от разнородных распределенных источников. Новые технические решения и опыт внедрения (Горелик Т.Г., Лобанов С.В., Могилевкин Д.В., ОАО «НИИПТ»)..... | 280 |
| Определение места повреждения на линиях ФСК ЕЭС (Козлов В.Н., Павлов А.О., Ефимов Е.Б., ООО «НПП Бреслер»)..... | 286 |

Москва, 1–4 июня 2010 г.

Аппаратный комплекс двухстороннего ОМП ВЛ (Козлов В.Н., Павлов А.О., Бычков Ю.В., ООО «НПП Бреслер») 291

ВОПРОСЫ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ

Обеспечение ЭМС на электрических подстанциях (Борисов Р.К., Смирнов М.Н., ООО «НПФ ЭЛНАП») 296

Использование программно-аппаратного комплекса RTDS для настройки и проверки действия средств релейной защиты и автоматики энергосистем (Булычев А.В., Наволочный А.А., Нудельман Г.С., Онисова О.А., ОАО «ВНИИР») 303

Проверка и метрологическая классификация цифровых измерительных трансформаторов тока и напряжения 110-750 кВ для систем релейной защиты и учета электроэнергии (Гречухин В.Н., ООО НПЦ «МИКРОН-2») 310

Динамическая устойчивость токовых защит от однофазных замыканий на землю (Шуин В.А., Сарбеева О.А., Чугрова Е.С., Ивановский государственный энергетический университет (ИГЭУ)) 317

Техническое перевооружение релейной защиты и автоматики подстанций с применением новых статических реле (Ерохин Е.Ю., ОАО «ВНИИР») 325

Исследование электромагнитной совместимости цифровых трансформаторов тока и напряжения 220 кВ (Лебедев В.Д., Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина) 329

Автоматическое определение параметров дефектов электрической изоляции в сети с изолированной нейтралью (Н.В. Гребченко, А.А. Сидоренко, И.В. Бельчев, Донецкий национальный технический университет, Украина) 336

Методики и программы расчетов уставок устройств РЗА и ОМП ВЛ ЕНЭС в ОАО «ФСК ЕЭС» (Козлов В.М., ОАО «ФСК ЕЭС») 340

«ЭКРА-АВТОТЕСТ» — система автоматизированной комплексной проверки оборудования РЗА и ПА (Соловьев М.Ю., ООО НПП «Экра») 347

Система контроля и измерения сопротивления изоляции в цепях оперативного постоянного тока 220 В «ЭКРА-СКИ» (Алимов Ю.Н., Галкин И.А., Шаварин Н.И., ООО НПП «ЭКРА») 350

Электромагнитная совместимость шкафов защит серии ШЭ2607 и ШЭ2710 (В.Ф. Ильин, В.Ф. Сетойкин, НОУ «НОЦ «ЭКРА»; В.Н. Сарылов, филиал ОАО «ВНИИАЭС-АСУТП»; О.В. Сарылов, ИЦНИИИТ) 358

Устойчивость устройства автоматики на основе реле тока типа РТБ к воздействию импульсных помех (В.Ф. Ильин, А.Г. Котельников, НОУ «НОЦ «ЭКРА»; Г.Д. Гуцин, филиал ОАО «РусГидро» — «Чебоксарская ГЭС») 363

ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ УСТРОЙСТВ РЗА «ИЦ «БРЕСЛЕР»

ЕФРЕМОВ В.А., ШЕВЕЛЕВ А.В., ИВАНОВ С.В., ПОДШИВАЛИН Н.В.

ООО «Исследовательский центр «Бреслер»

ООО «ИЦ «БРЕСЛЕР». ООО «ИЦ «Бреслер» многопрофильное предприятие, ориентированное на исследование, разработку и производство устройств релейной защиты, линейной и противоаварийной автоматики, автоматизированных систем управления и коммерческого учета электроэнергии. Отличительной чертой предприятия является комплексный подход к решению поставленных задач. Такая концепция предполагает оказание различных инженерных услуг, связанных с типовым и с комплексным проектированием, расчетом режимов и токов короткого замыкания, разработкой методических указаний и программных комплексов по автоматизированному расчету параметров срабатывания, созданием различных приложений для работы релейного персонала со справочными материалами и автоматизированным формированием необходимых отчетов и справок.

Предприятие ежегодно производит несколько сотен шкафов РЗА различного функционального назначения, а также несколько тысяч терминалов для 0,4/6-35 кВ серии «ТЭМП», TOP 100, TOP 200. Широкий функциональный набор в терминалах позволяет выбрать необходимое устройство как по критериям цена/функция, приближаясь по этому показателю к электромеханике, так и универсальное устройство защиты для энергообъектов любой сложности. При этом пользователь на безвозмездной основе получает в терминалах функции регистрации, осциллографирования и диагностики. Современные устройства РЗА производства ООО «ИЦ «Бреслер» предлагают неограниченные возможности по регистрации аварийных процессов.

Наличие разветвленной функции диагностики позволяет постоянно контролировать состояние всех элементов и модулей терминала, за исключением целостности обмоток аналоговых датчиков и контактов выходных реле. Такая глубина самодиагностики устройств РЗА значительно сокращает сроки проведения профилактических работ на МП устройствах РЗА. На практике это достоинство оборачивается тем, что любой неисправный элемент, например выходное реле, которое конфигурационным файлом выведено из работы, вызывает появление сигнала «Неисправность» и, как следствие, блокирование защиты. Особенно такое часто происходит при проведении неквалифицированных пуско-наладочных работ.

Комплексный подход на предприятии к решению задач по поставке оборудования предполагает и проведение обучения навыкам работы на поставляемом оборудовании. На предприятии сегодня открыт учебный центр, заканчивается оснащение данного центра оргтехникой, современным испытательным и поверочным оборудованием и разнообразными защитами собственного производства. В учебном центре практикуются гибкие системы обучения в зависимости от квалификации обучаемых, сложности защит и специализации обучаемых. Обычно курс варьируется от 32 до 72 часов и заканчивается зачетом.

В дальнейшем предполагается, что в учебном центре «ИЦ «Бреслер» будут проходить лекции и семинары по всему спектру МП РЗА, представленных на рынке энергетики страны. Сегодня же важной составляющей процесса обучения является проведение занятий с релейным персоналом непосредственно на объектах во время монтажных и пуско-наладочных работ.

В многогранной деятельности предприятия особое внимание уделяется формированию полного пакета технической документации на изделие, который сегодня включает:

- различные инструкции и методики проверки изделия — до 3 документов в зависимости от вида изделия;
- бланки уставок и бланки протоколов — до 3 документов;

- рекомендации или методические указания по расчету параметров срабатывания – 1 документ;
- руководство по эксплуатации, краткое описание – 2 документа;
- инструментальные программы и описания к ним, поставляемые на безвозмездной основе – 2 документа;
- схемы принципиальные, логики, рядов зажимов, спецификации, конструкторская документация и т. д. – до 8 документов;
- инженерное программное обеспечение и описания к ним, поставляемые на коммерческой основе – до 4 документов.

Надо признать, что сегодня мы еще не в полной мере по уровню документации, качеству описания, количеству документации отвечаем требованиям эксплуатации.

Еще одна проблема, с которой сталкивается предприятие – не соответствие характеристик комплектующих, применяемых в устройствах защиты, заявленным параметрам. Наряду с ошибочными действиями персонала это второй по значимости параметр, который оказывает существенное влияние на параметр потока отказов изделий ООО «ИЦ «Бреслер». Причем отказ комплектующих происходит обычно через 0,5–3 года после ввода защиты в работу. Изделия, на которых установлены партии комплектующих с выявленными дефектными параметрами компонентов, предприятие упреждающе заменяет на исправные без срока давности и наличия гарантии на изделие.

ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНО-ФАЗНЫЕ ЗАЩИТЫ «БРЕСЛЕР». Наиболее интересным с точки зрения опыта эксплуатации являются шкафы защит ДФЗ. Причин здесь две:

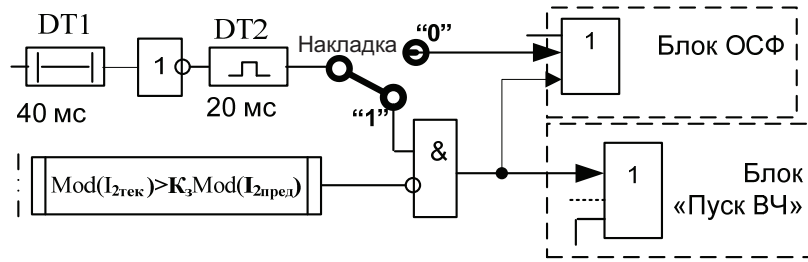
- на линиях 110–220 кВ часто микропроцессорное ДФЗ (МП ДФЗ) «Бреслер» устанавливается вместе с электромеханическим ДФЗ-201 (ДФЗ-2) на разных концах одной и той же ВЛ;
- для ЛЭП 220–500 кВ с пофазным управлением в МП ДФЗ реализована функция ОАПВ с адаптивной паузой и токовые избиратели поврежденных фаз и вида повреждения (ИПФ).

Основная проблема, возникающая при совместной работе ДФЗ разных производителей, в частности при работе с ДФЗ-201, заключается в вероятности неселективного отключения при изменении направления потока мощности после отключения внешнего КЗ на ЛЭП с обходными связями. Причина здесь кроется в разном характере протекания переходных процессов в органе манипуляции разных защит. Один из предлагаемых путей решения заключается в наличии модуля в МП ДФЗ защиты со свойствами, аналогичными свойствам органа манипуляции (ОМ) ДФЗ противоположного конца линии. Подобное реализовано в МП ДФЗ «Бреслер» для работы с электромеханическим ДФЗ-201. Основным недостатком такого подхода заключается в необходимости подстройки ОМ МП ДФЗ к каждому устройству ДФЗ-201.

Другой подход, предложенный и реализованный в МП ДФЗ «Бреслер», предполагает использование возможностей микропроцессорной техники для выявления режима внешнего КЗ и блокирования посредством ВЧ-канала не только собственного, но и противоположного полукомплекта защит на время переходного режима (до 20 мс) в МП ДФЗ (рис. 1). Кроме того, в ДФЗ «Бреслер» разработана и реализована функция деблокирования канала в момент возникновения «вторичного КЗ» на контролируемой линии¹.

Еще один способ отстройки от неселективного действия ДФЗ при отключении внешних КЗ был предложен и реализован на устройствах защиты, поставленные на ПС «Калининская» и «Бологое» МЭС Центра. Здесь использовано свойство органа сравнения фаз МП ДФЗ «Бреслер», который выполнен трехканальным с разными задержками на срабатывание по каналам. Ввод в работу второго канала автоматически переводит МП ДФЗ на срабатывание только по второй паузе в ВЧ-канале. Таким образом, в цепи отключения включается задержка до 20 мс, которая оказывается достаточной для отстройки от переходного режима ОМ. На рис. 2 показана осциллограмма внешнего КЗ, в момент отключения которого возникает пауза в ВЧ-канале длительностью около 4 мс, что соответствует 72 эл. гр. Угол блокировки для этих защит около 40 эл.гр., однако неселективного отключения не происходит, т. к. здесь наблюдается только одна пауза в ВЧ-канале.

¹ Вторичное КЗ – повреждение, возникающее на линии вследствие протекания по ней больших токов КЗ.



$\text{Mod}(I_{2\text{тек}})$, $\text{Mod}(I_{2\text{пред}})$ - рассчитываются в каждый момент времени, предшествующее значению тока отстает на период;
 K_3 – задается в файле уставок. $K_3 = 1.2$

Рис. 1. Усовершенствованная логическая схема блока реверса ДФЗ «Бреслер»

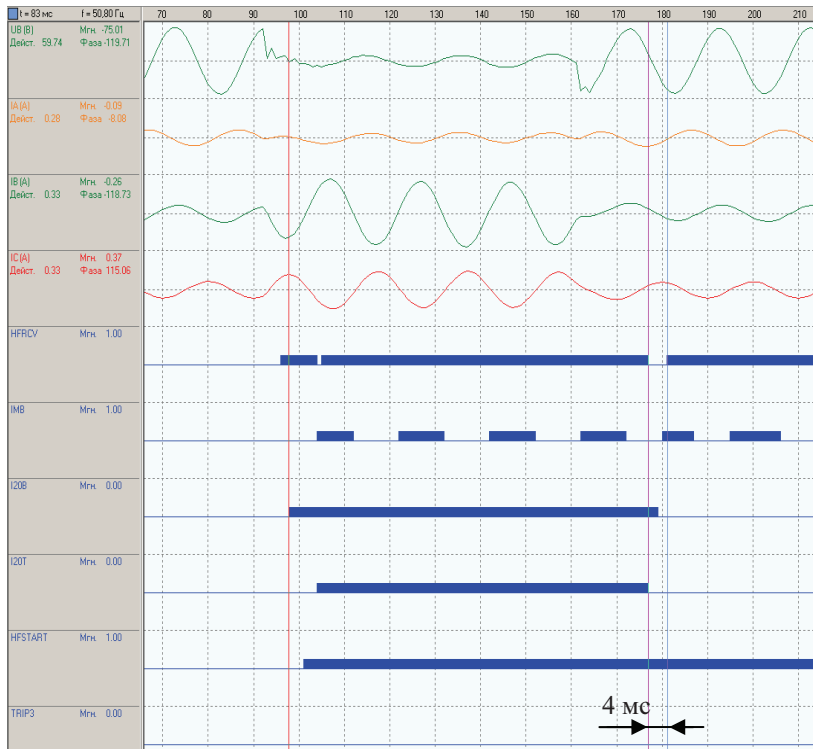


Рис. 2. Аварийная осциллограмма МП ДФЗ «Бреслер» при отключении внешнего КЗ

Анализируя возможность совместной работы МП ДФЗ и ДФЗ-201, наряду с разным характером протекания переходного процесса в органе манипуляции у указанных защит, обратим внимание и на различное время срабатывания пусковых (отключающих) измерительных органов (ИО) защит. Более высокое по сравнению ДФЗ-201 быстродействие МП ДФЗ «Бреслер» устраняется путем введения задержек в ее цепи отключения.

Говоря об особенностях применения ДФЗ с ОАПВ на ЛЭП-220 кВ, следует отметить, что у МП ДФЗ «Бреслер»:

✓ использованы только токовые избиратели на базе аварийных составляющих, которые не только позволяют выполнять полный цикл ОАПВ при потере цепей напряжения, но и имеют великолепные

характеристики по определению поврежденных фаз и вида повреждения. За более чем десятилетний период эксплуатаций неизвестно ни одного случая неверной работы токовых избирателей. При этом следует заметить, что ИО избирателей практически не требуют расчета уставок. Например, на всех линиях 330-500 кВ установлены уставки 5% по I_2 и по I_0 , т. е. выполнена стандартная отстройка от небаланса в токовых цепях;

✓ реализована возможность выбора адаптивной паузы в цикле ОАПВ. Такая функция значительно сокращает бестоковую паузу в цикле ОАПВ, увеличивая тем самым предел динамической устойчивости системы. В качестве примеров на рис. 3 и 4 показаны осциллограммы работы адаптивного ОАПВ

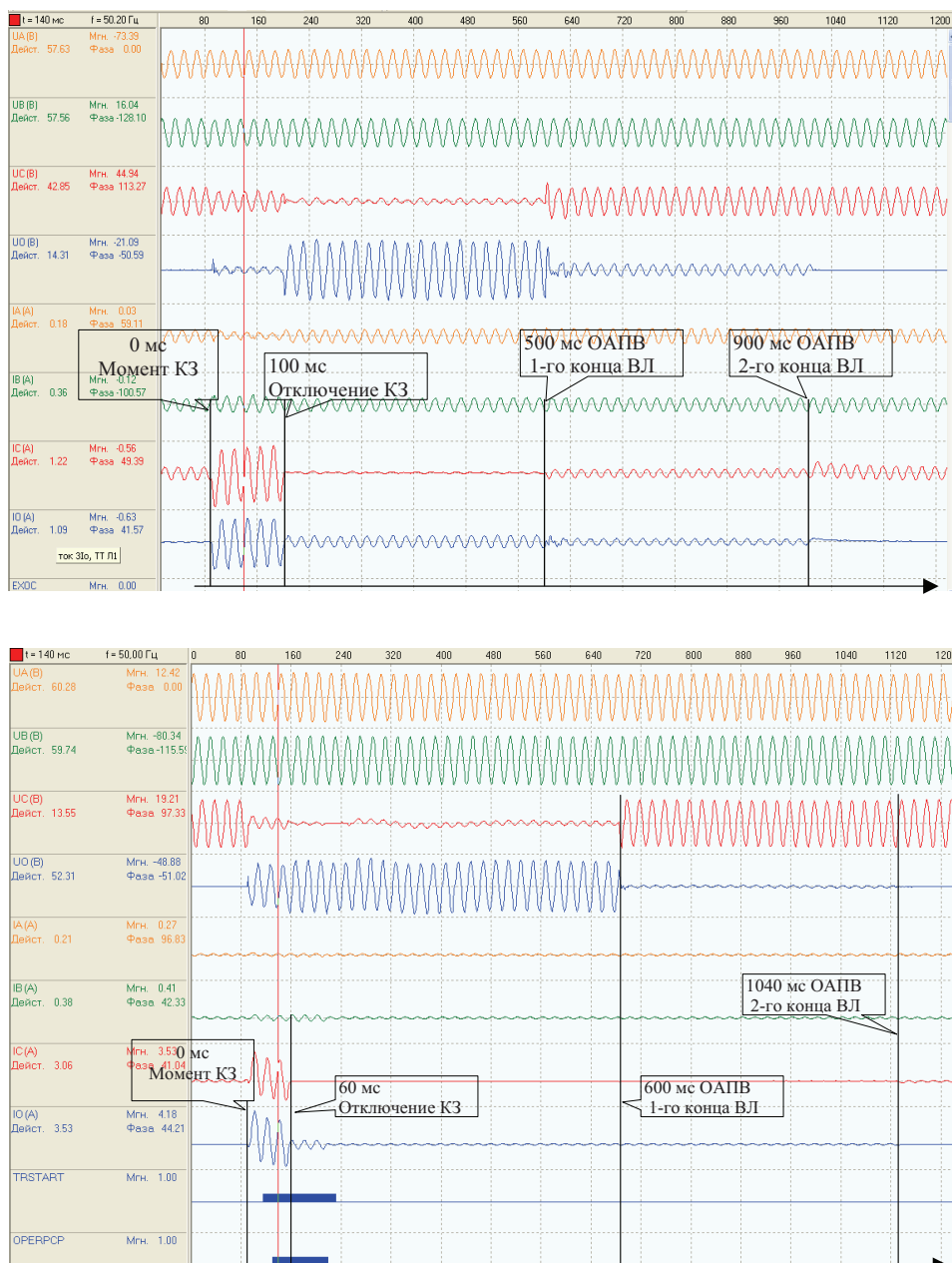


Рис. 3 и 4. Осциллограмма работы адаптивного ОАПВ на ЛЭП «Хабаровская-Буря»

на ЛЭП «Хабаровская-Бурея» в МЭС Востока и «Калининская-Новая» в МЭС Центра. С учетом особенностей работы выключателей и необходимого времени на деионизацию канала дуги подпитки время бестоковой паузы составляет всего около 0,5 сек.

При всех достоинствах адаптивной паузы иногда возникают необъяснимые на сегодня случаи пробоя дуги после повторного включения фазы, которые является основной причиной перевода адаптивной паузы из работы на сигнал. Такая ситуация наблюдается на ЛЭП-500 МЭС Востока. В то же время на ЛЭП-330 МЭС Центра адаптивная пауза функционирует успешно.

Выбор уставок для ИО адаптивной паузы представляет значительные сложности, в том числе и по причине отсутствия методик расчета неполнофазного режима на ЛЭП с реакторами.

Мы считаем, что этой проблеме следует уделить особое внимание с соответствующим финансированием исследований по этой тематике.

ЗАЩИТЫ ТРАНСФОРМАТОРОВ И АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ. При выполнении схем защит силовых трансформаторов и автотрансформаторов довольно часто приходится сталкиваться с тем, что первичные схемы защищаемого объекта довольно разнообразны. В различных комбинациях могут присутствовать токоограничивающие реакторы, линейные регулировочные трансформаторы. Количество и места расположения измерительных трансформаторов тока и напряжения также может иметь свои особенности от объекта к объекту. Аналогичная ситуация с требованиями к составу защит и их схемам подключения. Это актуально как для реконструируемых подстанций, так и для вновь вводимых.

ООО «ИЦ Бреслер» разработал ряд типовых схем защит трансформаторов и автотрансформаторов собственного производства для широкого спектра первичных схем подстанций. Возможность конфигурирования логической и аналоговой частей защит позволяет обеспечить применение данных шкафов и для иных вариантов.

Наличие токоограничивающих реакторов и/или линейных регулировочных трансформаторов (ЛРТ) на стороне НН автотрансформаторов (трансформаторов), часто предполагает установку отдельного комплекта его дифференциальной защиты в соответствии с требованиями заказчика. В этом случае удобно и выгодно применять шкафы защит «Бреслер ШТ 2108.2Х» и «Бреслер ШТ 2108.4Х», которые содержат один МП терминал, реализующий функции сразу двух дифференциальных зон защиты (рис. 5): автотрансформатора (трансформатора) и его ошиновки (ЛРТ и/или реактора).

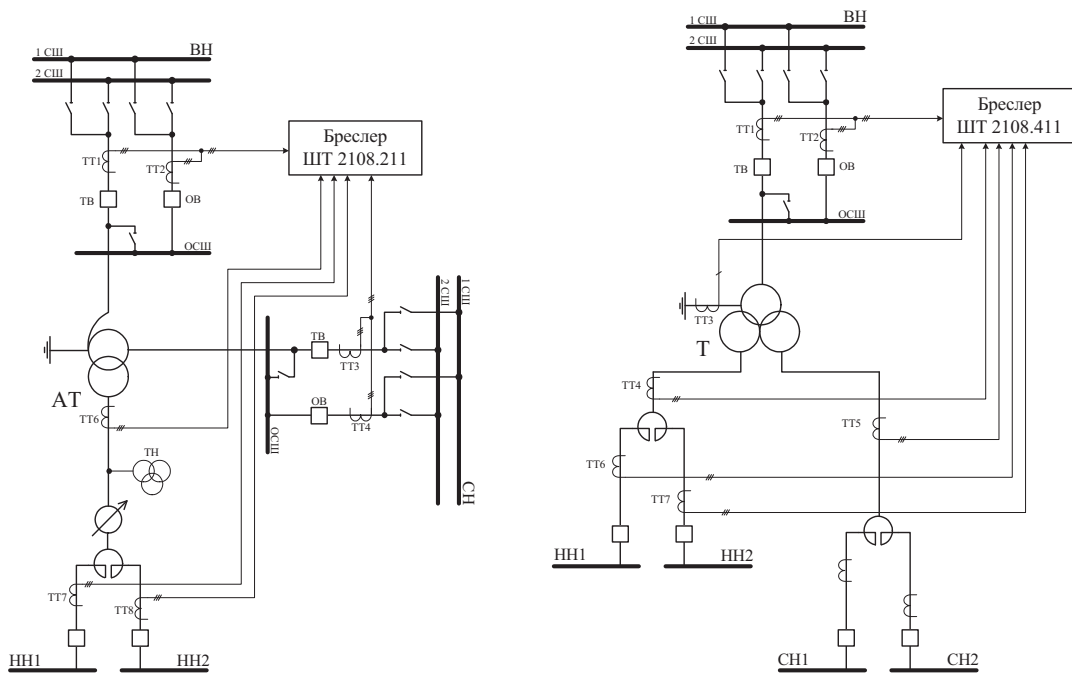


Рис. 5. Применение защит АТ(Т) с двумя дифференциальными зонами

Особенно это актуально для тех объектов, для которых требуется установка двух комплектов основных защит, т. к. позволяет уменьшить количество шкафов и терминалов при выполнении всех требований по надежности, селективности и ближнему резервированию.

Защиты шин и ошиновок. При проектировании дифференциальной защиты шин (ДЗШ) распределительных устройств подстанции, в которых вместо ШСВ используется «развилка» из двух выключателей и при этом имеется возможность перефиксации хотя бы одного присоединения с помощью шинных разъединителей, следует учитывать чувствительность пускового органа ДЗШ в наихудшем режиме, когда весь ток КЗ протекает через выключатели «развилки» [1]. Характеристика срабатывания пускового органа ДЗШ типа «Бреслер ШШ 2310» имеет такой вид, что обеспечивается коэффициент чувствительности не менее двух [2].

Имеется опыт работы шкафов защиты шин и ошиновок «Бреслер ШШ 2310» при развивающихся КЗ. На рис. 6 показаны диаграммы работы защиты в таком режиме, записанные при повреждении в масляном выключателе. При этом защита была установлена в опытную эксплуатацию и действовала на сигнал. Из диаграммы работы видно, что повреждение началось как внутреннее для ДЗШ, при этом время срабатывания в логической части составило 3 мс. Через два периода промышленной частоты КЗ перешло во внешнее с сильным насыщением трансформатора тока, при этом измерительный орган ДЗШ возвращается. Затем через четыре периода КЗ снова переходит во внешнее, и время повторного срабатывания измерительного органа ДЗШ составляет около 15 мс. Последний режим показывает высокое быстродействие «Бреслер ШШ 2310», например, в таких случаях, когда повреждается мас-

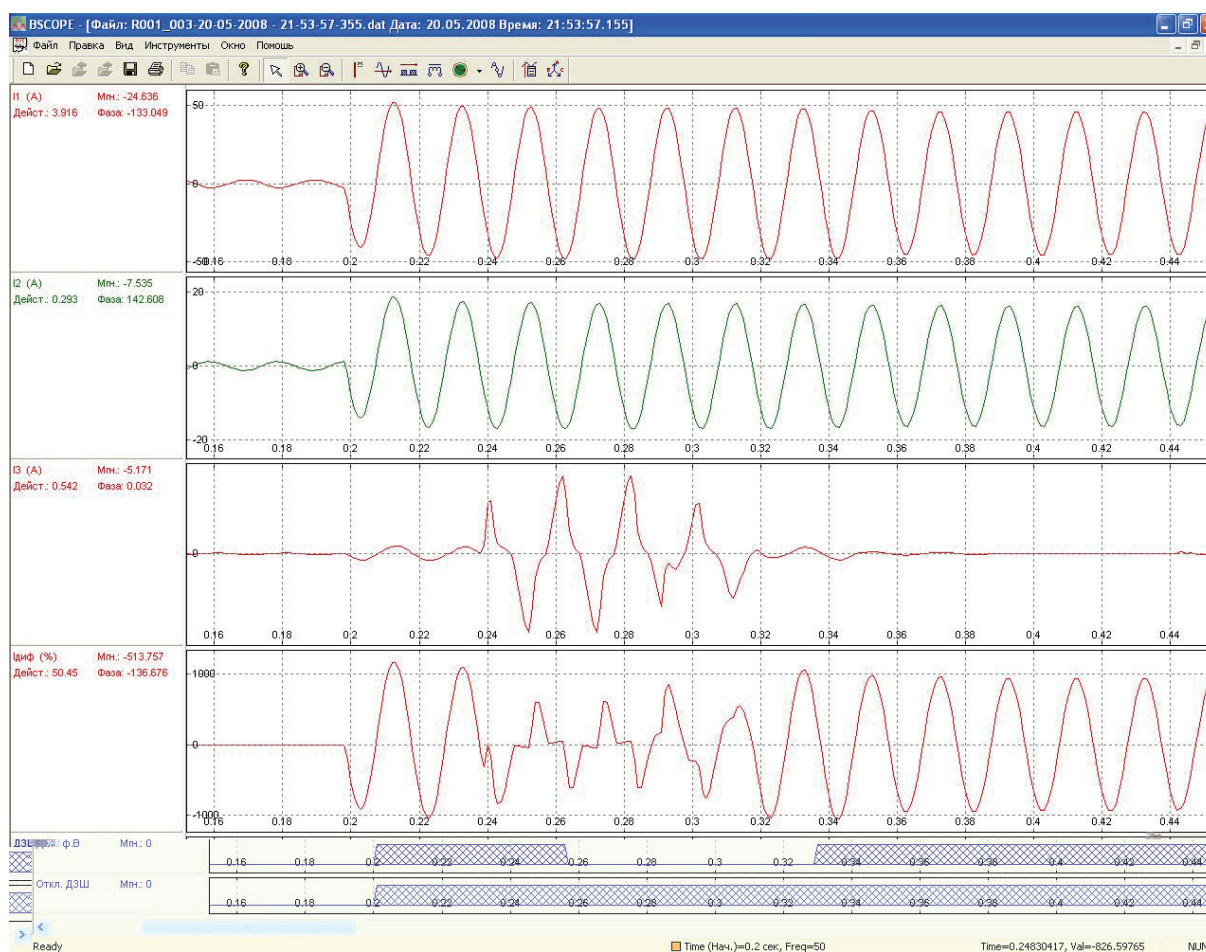


Рис. 6. Работа шкафа «Бреслер ШШ 2310» при развивающемся КЗ

льный ТТ с последующим взрывом и переходом КЗ в зону ДЗШ. В начальный же момент появления КЗ «Бреслер ШШ 2310» показывает сверхбыстродействие.

ВЫВОДЫ

1. Комплексный подход на предприятии к решению задач по поставке оборудования предполагает предоставление полного объема технической документации, проведение обучения и оказание инженерных услуг.

2. На предприятии разработаны различные способы адаптации МП ДФЗ к электромеханическим ДФЗ. Внесение некоторых задержек в каналы отключения в большинстве случаев снимает проблему неселективных срабатываний при отключении внешних коротких замыканий.

3. Применение токовых избирателей в устройствах защиты «Бреслер» позволяет при потере цепей напряжения выполнять полный цикл ОАПВ. Адаптивная пауза в цикле ОАПВ значительно сокращает бестоковую паузы, что увеличивает динамическую устойчивость системы.

4. Решения в дифференциальных защитах трансформаторов и автотрансформаторов позволяют сократить количество шкафов на подстанции.

5. Защита шин (ошиновок) «ИЦ «Бреслер» имеет времена срабатывания не более 10 мс с учетом времени срабатывания выходного реле, при этом отстроены от бросков тока намагничивания силового трансформатора и селективно работают при внешних КЗ с насыщением ТТ.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Кужеков С.Л., Синельников В.Я. Защита шин электростанций и подстанций. М.: Энергоатомиздат, 1983.
- [2] Шевелев А.В. Быстродействующая микропроцессорная защита шин и УРОВ // Электрические станции. 2009. № 8.

ООО «ИЦ «Бреслер»

428020, Россия, г. Чебоксары, пр. И. Яковлева, 1

Тел.: (8352) 57-43-20, 57-43-21, 57-43-23...57-43-29. Факс: (8352) 57-43-22

E-mail: rza@ic-bresler.ru

<http://www.ic-bresler.ru>

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ШКАФОВ СЕРИИ ШЭ2710 ДЛЯ ЗАЩИТЫ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ 330-750 кВ

ДОНИ Н.А., ШУРУПОВ А.А.

ООО НПП «ЭКРА»

Предлагаемый НПП «ЭКРА» комплекс шкафов защит и автоматики для воздушных линий электропередачи (ВЛ) напряжением 330-750 кВ серии ШЭ2710 содержит следующие типоразмеры шкафов:

ШЭ2710 582 – основная дифференциально-фазная защита линии (ДФЗ) и функция однофазного автоматического повторного включения (ОАПВ);

ШЭ2710 521 – комплект ступенчатых защит линии (КСЗ) с возможностью телеускорения и функция ОАПВ;

ШЭ2710 511 – автоматика управления выключателем (АУВ) с пофазным приводом, функция трехфазного автоматического повторного включения (ТАПВ), устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ), защиты от непереключения фаз (ЗНФ) и неполнофазного режима работы (ЗНФР) выключателя.

В соответствии с требованиями [1, 2] для защиты ВЛ, отходящий от атомных электростанций, необходима установка двух шкафов ступенчатых защит: ШЭ2710 521(1) и ШЭ2710 521(2), причем второй шкаф может не содержать функцию ОАПВ.

В апреле 2004 года комплекс шкафов защит ВЛ 330-750 кВ принят межведомственной комиссией (МВК) и рекомендован к применению в РАО ЕЭС. В феврале 2010 года ОАО «ФСК ЕЭС» срок действия аттестации шкафов серии ШЭ2710 продлен до февраля 2015 г.

За период с 2004 по 2010 годы предприятием поставлено около 250 шкафов основных и резервных защит для ВЛ 220-1150 кВ в регионы обслуживания пяти ОДУ, а также энергосистемы Казахстана, Узбекистана и Украины (см. таблицы 1, 2).

Таблица 1

Количество объектов, оснащенных шкафами защит линий серии ШЭ2710

| ОДУ | Всего объектов | | ШЭ2710 582 | | Комплекс ШЭ2710 | | С др. защитами *) | |
|---------------|----------------|-----|------------|-----|-----------------|-----|-------------------|-----|
| | 330-1150 | 220 | 330-1150 | 220 | 330-1150 | 220 | 330-1150 | 220 |
| Центра | 14 | - | 10 | - | 4 | - | - | - |
| Средней Волги | 12 | - | 4 | - | 7 | - | 1 | - |
| Юга | 3 | 8 | - | 2 | 3 | 1 | - | 5 |
| Урала | 9 | 2 | 8 | - | 1 | 2 | - | - |
| Сибири | 9 | - | 2 | - | 7 | - | - | - |
| Казахстан | 6 | - | 6 | - | - | - | - | - |
| Узбекистан | 8 | - | - | - | 8 | - | - | - |
| Украина | 11 | - | 11 | - | - | - | - | - |

*) в составе комплекса имеется шкаф другого производителя (ABB, GE).

Таблица 2

Количество линий, оснащенных шкафами защит линий серии ШЭ2710 *)

| ОДУ | Всего ВЛ | | ШЭ2710 582 | | Комплекс ШЭ2710 | | С др. защитами | |
|---------------|----------|-----|------------|-----|-----------------|-----|----------------|-----|
| | 330-1150 | 220 | 330-1150 | 220 | 330-1150 | 220 | 330-1150 | 220 |
| Центра | 14 | - | 10 | - | 4 | - | - | - |
| Средней Волги | 15 | - | - | - | 14 | - | 1 | - |
| Юга | 4 | 7 | - | 4 | 4 | - | - | 3 |
| Урала | 13 | 1 | 8 | - | 5 | 1 | - | - |
| Сибири | 10 | - | 3 | - | 7 | - | - | - |
| Казахстан | 6 | - | 6 | - | - | - | - | - |
| Узбекистан | 5 | - | - | - | 5 | - | - | - |
| Украина | 5 | - | 5 | - | - | - | - | - |

*) проектируются: две ВЛ 330 кВ от Калининградской ТЭЦ-1 (Янтарьэнерго), две ВЛ 500 кВ от Сургутской ГРЭС-2 (ОДУ Урала).

Наибольшее количество объектов, оснащенных шкафами защит ВЛ серии ШЭ2710 в ОДУ Центра, ОДУ Средней Волги и в Украине. Использование только шкафов ДФЗ (ШЭ2710 582) в составе комплексов защит ВЛ с импортными терминалами (АВВ, Сименс и др.) характерно для ОДУ Центра, ОДУ Урала и Казахстана. Полноценные комплексы защит ВЛ на базе шкафов серии ШЭ2710 наибольшее распространение получили в Казахстане, ОДУ Средней Волги и ОДУ Сибири.

По количеству ВЛ, защищаемых шкафами серии ШЭ2710 лидируют ОДУ Средней Волги (используются полноценные комплексы), ОДУ Центра (только шкафы ДФЗ) и ОДУ Урала (полноценные комплексы и только шкафы ДФЗ). Всего по ЕЭС России и СНГ 41 линия защищены комплексами ШЭ2710 и 36 линий – шкафами ДФЗ в составе комплексов защит других производителей.

Основные технические решения в предлагаемом комплексе защит ВЛ 330-750 кВ на базе шкафов серии ШЭ2710:

- дублирование функции ОАПВ;
- размещение функций ОАПВ и ТАПВ в разных терминалах;
- формирование сигнала на включение отключенной фазы ВЛ от функции ОАПВ;
- возможность применения адаптивного ОАПВ с контролем погасания дуги (для конца ВЛ, включаемого первым) и успешности включения ВЛ (для конца ВЛ, включаемого вторым).

Отмеченные выше особенности реализации функции ОАПВ в шкафах серии ШЭ2710 отличаются от аналогичной функции в терминалах ином фирм. В последних на ОАПВ возлагается, в основном, задача выбора поврежденной фазы с выдачей соответствующей команды на отключение через терминал АУВ. Последующее включение отключенной фазы выполняется функцией ТАПВ, которая выдает команды одновременно на включение всех трех фаз выключателя через время, соответствующее расчетной паузе ОАПВ.

В ОДУ Юга (регион Сочи), а затем и в ОДУ Урала (Вынгапур, Зима) получила распространение идеология выполнения ОАПВ на ВЛ 220 кВ с применением шкафов серии ШЭ2710, причем на ряде ВЛ ОДУ Юга в качестве основной защиты использована продольная дифференциальная защита линий (ДЗЛ) производства GE (терминал L90) или НПП «ЭКРА» (ШЭ2607 091). Так как в составе терминалов ДЗЛ имеется комплект ступенчатых защит, то в данных проектах предусмотрены пуски ОАПВ, расположенного в шкафу ШЭ2710 521, от ДЗЛ и первых ступеней КЗС в составе терминала ДЗЛ.

Практика показала, что на реконструируемых объектах при поэтапном переходе от традиционных комплексов защит ВЛ к микропроцессорным на базе шкафов серии ШЭ2710 допускается длительная совместная работа микропроцессорных шкафов ступенчатых защит с электромеханической панелью

ДФЗ, если на другом конце ВЛ еще не установлен микропроцессорный шкаф ДФЗ, или микропроцессорного шкафа ДФЗ с электромеханическими панелями ступенчатых защит и автоматики, если замена последних предполагается на более позднем этапе. В первом варианте работы электромеханическая панель ДФЗ действует через ОАПВ в шкафу ШЭ2710 521(1), а после ввода микропроцессорного шкафа ДФЗ (ШЭ2710 582) выполняется переход к работе с двумя ОАПВ. Во втором варианте – функция ОАПВ в шкафу ШЭ2710 582 не используется (выводится оперативным переключателем), а защита действует через электромеханическую панель ОАПВ.

Второй шкаф ступенчатых защит ШЭ2710 521(2), используемый в целях дальнего резервирования при выводе из работы первого шкафа ШЭ2710 521(1), чаще всего не имеет собственной функции ОАПВ, поэтому первыми ступенями дистанционной и токовой защит действует через ОАПВ других шкафов комплекса (ШЭ2710 582 и ШЭ2710 521(1)). Если требование дополнительного обеспечения дальнего резервирования не ставится, то в составе комплекса используется только один шкаф ступенчатых защит ШЭ2710 521(1).

Предложенный идеологией построения комплекса защит ВЛ 330–1150 кВ на базе шкафов серии ШЭ2710 переход к дублированию функции ОАПВ не привел к большим трудностям как при проектировании, так и при эксплуатации. Однако, в ряде ОДУ приняты решения о ином расположении функций и действии защит. Так в ОДУ Центра используются функции ОАПВ в двух шкафах ступенчатых защит с действием через них шкафа ДФЗ с выведенным собственным ОАПВ. В ОДУ Сибири на одной из ВЛ 500 кВ было реализовано действие быстродействующих ступеней второго шкафа ступенчатых защит ШЭ2710 521(2) только через ОАПВ первого шкафа ШЭ2710 521(1), что при выводе из работы последнего может привести к срыву ОАПВ по причине действия ШЭ2710 521(2) на трехфазное отключение независимо от наличия функции ОАПВ в шкафу ДФЗ ШЭ2710 582.

В соответствии с требованиями [1] в части обеспечения фазоселективности каждого терминала защиты, применительно к комплексу на базе шкафов серии ШЭ2710, необходимо иметь функцию ОАПВ в каждом шкафу защиты. То есть при использовании трех шкафов защит ВЛ должно быть три функции ОАПВ. Проектная реализация данного положения не представляет трудностей, а с точки зрения эксплуатации имеет преимущества, т. к. оба шкафа ШЭ2710 521(1) и ШЭ2710 521(2) становятся одинаковыми. Комплексы на базе шкафов ШЭ2710 с тремя ОАПВ уже запроектированы для ВЛ 500 кВ «Нижекамская ГЭС–Удмуртская» (ОДУ Средней Волги – ОДУ Урала) и межгосударственных ВЛ в ОДУ Сибири.

На этапе проектирования комплексов защит ВЛ 330–1150 кВ на базе шкафов серии ШЭ2710 особое внимание следует уделить вопросам согласования логики сигналов телеускорения по ВЧ каналу (ВЧС). В [2, 3] данная проблема не конкретизируется, а развернутая в [4, 5] дискуссия показала большой разброс мнений ведущих специалистов разных ОДУ. Поэтому нередки случаи, когда перед вводом шкафов в работу на объектах приходится корректировать идеологию ВЧС, что связано с изменением программ терминалов.

В варианте использования трех шкафов защит ВЛ с тремя ОАПВ шкаф ШЭ2710 521(2) должен иметь такую же возможность выдачи и приема ВЧС, как и шкаф ШЭ2710 521(1). При этом возможна работа ШЭ2710 521(2) через общую со шкафом ШЭ2710 521(1) аппаратуру ВЧ связи или отдельную. Следует также учитывать возможность самостоятельного действия шкафа ШЭ2710 521(2) без ОАПВ на отключение трех фаз с выдачей соответствующего ВЧС на противоположный конец ВЛ.

Особенностью использования двух (или трех) ОАПВ является обязательное условие обмена между шкафами защит сигналами состояния ОАПВ и фиксации цикла отключения (ФЦО) поврежденной фазы, так как всегда имеется вероятность одновременной работы одинаковых функций в разных шкафах или даже их отказ. Прием сигнала о работе ОАПВ смежного шкафа должен блокировать работу любого шкафа защит, который может принять самостоятельное решение о действии на отключение трех фаз (на время, достаточное для отключения поврежденной фазы через ОАПВ). Аналогично прием сигнала ФЦО от смежного шкафа должен блокировать работу ступеней защит, не отстроенных от неполнофазного режима работы в цикле ОАПВ. Сигналы ФЦО всех шкафов защит должны блокировать работу функций ЗНФ и ЗНФР в шкафу АУВ.

Опыт включений и эксплуатации комплексов защит с различными типами выключателей линии показал, что выдержка времени формирования сигнала ФЦО должна быть согласована с временем действия выключателя с учетом времени возврата реле тока междуфазной токовой отсечки, действующей на отключение трех фаз. Задержка на возврат сигнала ФЦО должна быть больше времени возврата схемы пуска ЗНФ на блок-контактах выключателя. По этой причине в новых версиях программ терминалов защит линий на базе шкафов ШЭ2710 указанные выдержки времени выполнены регулируемы.

В последнее время в связи с распространением цифровых каналов по волоконнооптической линии связи (ВОЛС) предпочтение в качестве основной защиты ВЛ 330-750 кВ отдается ДЗЛ. При этом, если на ВЛ устанавливается один комплект ступенчатых защит, требуется [2, 3], чтобы в терминалах ДФЗ и ДЗЛ имелись функции ступенчатых защит. Для основных защит ВЛ 110-220 кВ серии ШЭ2607 данное требование уже реализовано. В соответствии с [2] в терминалах ДФЗ и ДЗЛ должны быть также реализованы функции ОАПВ, причем с возможностью контроля погасания дуги на отключенной фазе. Шкафы ДФЗ и ДЗЛ с учетом указанных требований в настоящее время разрабатываются предприятием. В ближайших планах также разработка микропроцессорного аналога панели ПДЭ2003 – комбинированной направленной высокочастотной и дифференциально-фазной защиты, которая до настоящего времени востребована заказчиками. Новые исполнения шкафов будут рекомендованы к применению в составе комплексов защит ВЛ серии ШЭ2710.

Опыт применения шкафов ШЭ2710 для защит ВЛ требует безотлагательного обсуждения специалистами идеологии построения ОАПВ и назначения ВЧС для принятия общих решений и отражения их в [3].

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Приложение 1 к приказу ОАО РАО «ЕЭС России» от 11.02.2008 № 57. Общие требования к системам противоаварийной и режимной автоматики, релейной защиты и автоматики, телеметрической информации, технологической связи в ЕЭС России.
- [2] Приложение к приказу ОАО «ФСК ЕЭС» от 13.04.2009 № 136. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. Стандарт организации.
- [3] Проект стандарта ОАО ФСК ЕЭС. Типовые проектные решения по релейной защите и автоматике линий 10-750 кВ. ООО ИЦ «Бреслер», 2009 г.
- [4] Головин А.В. Проблема выполнения телеускорения защит линий 330-500 кВ // Релейщик. 2009. № 1. С. 74-76.
- [5] Головин А.В. Схемы телеускорения резервных защит линий 330-500 кВ // Релейщик. 2009. № 2. С. 56-60.

ОСОБЕННОСТИ СОВМЕСТНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МИКРОПРОЦЕССОРНОГО И ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКОГО ПОЛУКОМПЛЕКТОВ ДФЗ ВЛ

ДОНИ А.Н., ДОНИ Н.А.
ООО НПП «ЭКРА»

ЛЕВИУШ А.И.
ОАО «НТЦ электроэнергетики»

В качестве основной защиты от всех видов замыканий на ВЛ 110...500 кВ в России традиционно применяется дифференциально-фазная защита (ДФЗ). В настоящее время в эксплуатации находится большое количество ДФЗ, выполненных на электромеханической (ЭМ) базе.

При переходе на микропроцессорные защиты (МП), в частности при модернизации подстанций с заменой существующего оборудования, возникают определенные сложности, вызванные различной ведомственной принадлежностью двух разных концов ВЛ. Поэтому была поставлена задача оценки возможности совместной работы двух полукомплектов защиты, если замене на микропроцессорный аналог подлежит только один из них.

В 2004 г. были проведены совместные испытания МП ДФЗ типа ШЭ2607 081 и ЭМ ДФЗ-201 и ДФЗ-504 с моделированием внешних и внутренних повреждений, в результате которых был сделан вывод о надежном правильном действии защиты во всех проверенных режимах.

Начиная с 2005 г., в МП ДФЗ типа ШЭ2607 081 был предусмотрен специальный режим совместимости с ЭМ ДФЗ, при входе в который создаются необходимые условия их совместной работы на одной ВЛ.

В указанном режиме в МП ДФЗ автоматически выводятся из действия пусковые органы (ПО), реагирующие на ток нулевой последовательности и на приращение токов прямой или обратной последовательности. Поскольку частотные и динамические свойства ПО ЭМ и МП ДФЗ отличаются, причем реально ПО МП ДФЗ более быстродействующие, в режиме совмещения автоматически увеличивается задержка сигнала на входе органа сравнения фаз (ОСФ) с 0,01 с до 0,02 с.

Однако длительный опыт эксплуатации ДФЗ в режиме совместимости показал, что 2-5% внешних повреждений сопровождаются излишними действиями ЭМ ДФЗ-201.

Анализ реальных осциллограмм при ложных срабатываниях выявил, что причиной излишних действий является несогласованность переходных характеристик ОМ обоих полукомплектов и возможность значительного увеличения времени возврата ПО ДФЗ при ликвидации внешних повреждений. Увеличение времени возврата связано с пониженным коэффициентом возврата ПО ДФЗ-201 и с одновременностью отключения фаз выключателей. Из-за разного характера переходных процессов в ОМ по концам ВЛ в ВЧ сигнале может появиться одиночная пауза длительностью 3...5 мс, а выходные сигналы ПО могут остаться в активном состоянии еще некоторое время. В результате происходит излишнее срабатывание ЭМ ДФЗ.

МП ДФЗ в момент ликвидации внешних повреждений ложно не действует, так как снабжено устройством, фиксирующим внешнее повреждение. После фиксации внешнего повреждения автоматически вводится дополнительная задержка в цепь отключения защиты на время 0,05 с. Отключение второго конца линии от МП ДФЗ происходит только после действия панели ДФЗ-201 на запрет посылки ВЧ сигнала при отключении выключателя ВЛ.

Кроме того, несогласованность характеристик ОМ определяется разной частотной зависимостью коэффициента K комбинированного фильтра тока $I_2 + 1/K \cdot I_1$ для МП и ЭМ ДФЗ. Частотная зависимость коэффициента K для обоих типов ДФЗ приведена на рис. 1.

Значительная зависимость коэффициента K от частоты входного сигнала объясняется тем, что в качестве комбинированного фильтра в ДФЗ-201 использован фильтр тока обратной последовательности с частотой настройки, отличной от номинальной частоты (так, например, для $K = 8$ частота настройки фильтра приблизительно равна 64 Гц).

Зависимость от частоты коэффициента K комбинированного фильтра тока МП ДФЗ в диапазоне (45...55) Гц практически отсутствует.

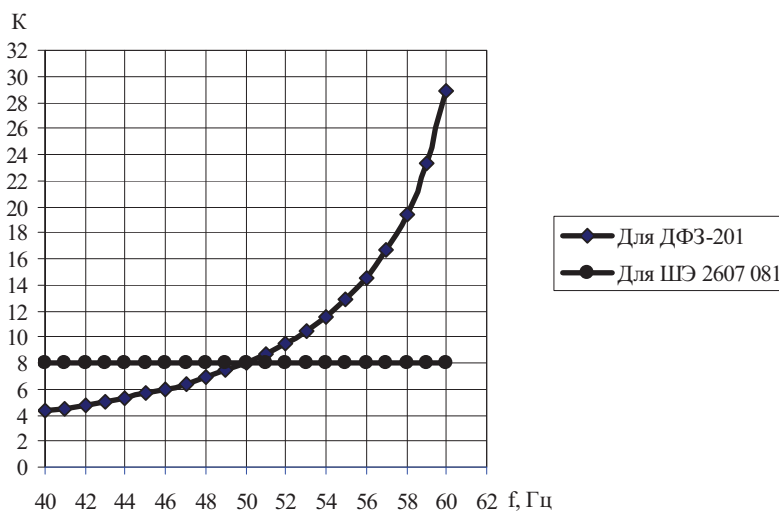


Рис. 1. Зависимость коэффициента K комбинированного фильтра токов от частоты входных сигналов

В результате проведенных исследований, для МП ДФЗ был разработан алгоритм нового ОМ, являющийся математической моделью комбинированного фильтра тока, используемого в ЭМ ДФЗ-201, и детектор наличия переходного процесса в ОМ. Указанный алгоритм используется только для режима совместимости ЭМ и МП ДФЗ.

Частотные свойства реального устройства ОМ ДФЗ-201 и моделируемого ОМ в МП ДФЗ совпадают, что обеспечивает одинаковое изменение коэффициента K комбинированных фильтров при изменении частоты и близкие переходные характеристики устройств по обоим концам линии.

В логической части МП ДФЗ обеспечивается блокирование ЭМ комплекса путем принужденной посылки ВЧ сигнала ограниченной длительности при фиксации внешнего повреждения и наличии сигнала от детектора переходного режима в ОМ. Указанная посылка ВЧ сигнала перекрывает упомянутую ранее возможную паузу в ВЧ сигнале, и ложные действия ДФЗ при ликвидации внешних повреждений отсутствуют.

Испытания реальных модернизированных МП устройств и ЭМ ДФЗ-201 путем подачи токов и напряжений, соответствующих осциллограммам, в которых ранее было излишнее действие ЭМ защиты, показали надежную отстройку от ложных действий ДФЗ без принятия дополнительных мер по замедлению ДФЗ-201 в соответствии с существующими циркулярами.

Испытания также показали, что на ВЛ, при переходе внешнего повреждения во внутреннее, надежное отключение КЗ происходит с дополнительной задержкой на время (0,04-0,05) с.

Подобные изменения были введены в МП ДФЗ для режима совместимости с ЭМ ДФЗ-504 с учетом частотных свойств ее ОМ. Также проведены испытания модернизированных МП устройств совместно с ЭМ ДФЗ-504, показавшие аналогичные результаты при испытаниях с ДФЗ-201.

Следует отметить, что с целью повышения надежности ДФЗ в режиме совместимости, при вводе защиты в эксплуатацию необходимо, путем подачи трехфазных симметричных составляющих тока с помощью испытательного устройства, произвести проверку реального коэффициента K комбиниро-

Москва, 1–4 июня 2010 г.

ванного фильтра тока и компенсацию тока нулевой последовательности в ОМ ДФЗ-201. При подаче тока нулевой последовательности, равного $3I_{\text{НОМ}}$, выходное напряжение ОМ должно составлять не более 0,05 от этого же напряжения, определенного при подаче тока обратной последовательности, равного $I_{\text{НОМ}}$.

Необходимо также снять реальную характеристику блокирования полукомплектов ДФЗ с помощью двух источников тока, синхронизированных с помощью системы GPS. Следует определить обе зоны блокирования защиты по отношению к начальному углу между токами по концам линии 180° . В этом случае будут учтены все фазовые сдвиги в ОМ обоих полукомплектов ДФЗ и реальные искажения фазы токов, вносимые аппаратурой передачи и приема ВЧ сигналов.

В настоящее время, с целью увеличения надежности, возможна замена программного обеспечения в действующих МП ДФЗ, работающих в режиме совместимости с ЭМ ДФЗ.

ОПЫТ РАЗРАБОТКИ И ПРИМЕНЕНИЯ ТЕРМИНАЛОВ РЗА ДЛЯ КОМПЛЕКТНЫХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ 6 (10) кВ

Г.П. ВАРГАНОВ, П.Г. ВАРГАНОВ, Н.А. ИВАНОВ

ЗАО «ЧЭАЗ»

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Со второго полугодия 2005 г. ЗАО «ЧЭАЗ» по собственной разработке выпускает микропроцессорные блоки РЗА серии БЭМП 1 для комплектных распределительных устройств 6(10) кВ. Уже в 2007 г. по накопленному опыту применения БЭМП модернизирован в части улучшения некоторых технических характеристик и интерфейсов. С марта 2010 г. начат серийный выпуск микропроцессорных устройств серии «БЭМП-РУ» предназначенный в первую очередь для КРУ (КСО) 6(10) кВ.

Разработка БЭМП 1 являлась инициативной, поэтому основная концепция разрабатывалась специалистами завода. Для большей серийности и охвата большей части электроэнергетики в устройства БЭМП 1 закладывались следующие основные принципы:

- возможность применения на энергообъектах как с постоянным, так и с переменным оперативным током;
- широкий рабочий температурный диапазон для возможности эксплуатации КРУ как внутренней, так и наружной установки;
- высокая устойчивость к электромагнитным помехам, для возможности применения как при строительстве новых, так при реконструкции старых энергообъектов;
- свободно-конфигурируемая логика для быстрого наращивания типовых исполнений по виду защищаемого присоединения, и разработки функциональных схем нетиповых исполнений во время цикла производства аппаратной части;
- модульная структура и гибкая конфигурация аппаратной части при заказе для обеспечения широкой номенклатуры аппаратных исполнений, унифицированных по основным модулям (блокам печатного монтажа).

Все основные принципы, заложенные при разработке, были одобрены при согласовании технических условий с ведущими организациями в области электроэнергетики: ОРГРЭС, ВНИПИ Тяжпромэлектропроект им. Ф.Б. Якубовского и извещения об изменениях ТУ в части введения дифференциальных токовых защит с ВНИИЭ.

2. ОПЕРАТИВНОЕ ПИТАНИЕ

Как правило, на подстанциях с постоянным оперативным током никаких проблем с применением микропроцессорных устройств не возникает, особое внимание требует применение этих устройств на переменном оперативном токе или, точнее, выпрямленном, сглаженном оперативном токе.

Большинство БЭМП, находящихся в эксплуатации, применяется на подстанциях (ПС) МРСК, где широко распространены переменный оперативный ток и КРУ наружной установки. Особенности применения на переменном оперативном токе является то, что не всегда применяются комбинированные блоки питания. Зачастую из-за малого финансирования при реконструкции ПС сохраняется существующая схема выпрямленного переменного оперативного тока на блоках питания БПН, БПТ, БПНС. При сохранении существующей схемы выпрямленного оперативного тока главной опасностью для микропроцессорных устройств становится размах пульсаций напряжения питания, а точнее пи-

ковое значение пульсирующего напряжения, которое в некоторых случаях, при неисправных или не отрегулированных блоках питания, может достигать 400–440 В. Конечно, в длительном режиме дискретные входы и блоки питания микропроцессорных устройств не выдерживают таких напряжений (перенапряжений). От импульсных перенапряжений в БЭМП предусмотрена защита и по дискретным входам и входных цепей питания.

Комбинированные блоки питания, которые так же выпускаются ЧЭАЗ, для питания БЭМП от переменного напряжения и обеспечения подпитки от токов при близких КЗ с просадкой напряжения, решают еще некоторые задачи:

- БПНТ-3 – комбинированный блок питания со встроенной контактной группой реле РП361, выполняющей функцию дешунтирования, для выключателей с токовыми катушками управления,
- БПНТ-4 – комбинированный блок питания со встроенным устройством заряда для выключателей управляемых от предварительно заряженных конденсаторов.

Для уменьшения нагрузки на трансформаторы тока можно выбрать между БПНТ-1 с выходной мощностью до 32 Вт (здесь значения выходной мощности указаны для минимального входного тока и напряжения) для БЭМП 1-03 (ВВ), БЭМП 1-02 (СВ) или БПНТ-2 с выходной мощностью до 23 Вт для БЭМП 1-01 (ВЛ, КЛ) или БЭМП 1-04 (ЭД) в минимальной аппаратной конфигурации.

3. КЛИМАТИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

Эксплуатация БЭМП в КРУН наружной установки нареканий со стороны эксплуатации не вызвала. Вся комплектация и схемотехника БЭМП рассчитана на рабочий температурный диапазон от -40 до $+55$ °С, при этом обеспечивается и работоспособность всех функций и холодное включение при любой температуре. Кроме этого, БЭМП может эксплуатироваться в условиях резко континентального климата, т. к. обеспечивается его нормальная работа при перепадах температуры окружающего воздуха на ± 20 °С в течение 2 ч. О работоспособности всех функций при температуре во всем рабочем температурном диапазоне можно отметить то, что применение вакуумно-люминесцентного алфавитно-цифрового индикатора и гибкой пленочной клавиатуры позволяет БЭМП выполнять и функции индикации при -40 °С. Данный индикатор так же четко отображает информацию и в условиях плохой освещенности.

4. ЭЛЕКТРОМАГНИТНАЯ СОВМЕСТИМОСТЬ

По электромагнитной совместимости БЭМП соответствуют 11 стандартам, выполнение которых обязательно в соответствии с ГОСТ Р 51317.6.5-2006. Эти требования закладывались в БЭМП изначально еще в 2004 г., когда не было этого объединяющего стандарта, а в РД34.35.310-97 были перечислены лишь основные виды помех. Эксплуатация БЭМП в различных условиях по электромагнитной обстановке на подстанциях так же не вызвала нареканий.

5. СВОБОДНО-ПРОГРАММИРУЕМАЯ ЛОГИКА

Свободно-программируемая логика (СПЛ) — это мощнейший инструмент для проектантов, однако, требующий освоения и постоянной практики работы с соответствующим программным обеспечением. Для БЭМП это интегральная среда разработки функциональных схем RAD ТП©. Этот инструментарий используется, специалистами ЧЭАЗ, т. к. проектные организации не имеют времени и средств на освоение этого продукта. Кроме того, вновь созданная или измененная типовая функциональная схема требует тестирования, которое удобнее выполнять на предприятии изготовителе устройств. Свободно-программируемая логика позволила силами двух специалистов по РЗА разработать, проверить и внедрить в серийное производство 10 функциональных исполнений БЭМП в течении 1,5 лет.

Но среда RAD ТП© распространения за пределами завода не получила, а по результатам работы с проектными организациями выработано ряд типовых функциональных схем, в которые введен элемент гибкой конфигурации – так называемая матрица конфигурации, которая позволяет пере-назначить дискретные входы, выходные реле, светодиоды устройства от любой функции защиты, автоматики, управления, сигнализации БЭМП, при этом перечень функций не изменяется. Таким образом, были удовлетворены практически все потребности при наладке устройств.

6. АППАРАТНАЯ КОНФИГУРАЦИЯ

Модульная структура аппаратной части, как и СПЛ позволила освоить выпуск всех исполнений БЭМП для защиты присоединений КРУ 6(10) кВ, обеспечивала достаточную степень ремонтпригодности заменой модулей. По результатам разработки типовых проектов крупными проектными организациями для каждого вида защищаемого присоединения было определены типоисполнения со своим набором входных и выходных сигналов. Не смотря на то, что другие проектные организации пользовались типовыми проектами как примерами и применяли их с учетом своих заданий на проектирование, типоисполнения БЭМП по виду защищаемого присоединения оставались неизменными, т. к. матрица конфигурации позволяет выполнять переназначение входных выходных сигналов.

7. НОВЫЕ РАЗРАБОТКИ

Накопленный опыт разработки, серийного выпуска, эксплуатации устройств серии БЭМП 1, был учтен в новой серии БЭМП-РУ (блок для объектов энергетики микропроцессорный для распределительных устройств). Сохранены лучшие технические характеристики:

- функциональный набор РЗА, необходимый и достаточный для КРУ 6(10) кВ,
- высокая термическая стойкость входных цепей тока,
- универсальные дискретные входы,
- высокая помехоустойчивость,
- широкий рабочий температурный диапазон,
- высокая пыле- влагозащищенность,
- применение нескольких групп уставок.

При этом имеются принципиальные отличия от БЭМП 1, приведенные в таблице 1 [2, 3, 4]. Следует отметить, что в БЭМП-РУ-ОЛ наименьшая глубина установки (100 мм) в своем классе устройств.

Также между БЭМП 1 и БЭМП-РУ имеются различия в подключении дискретных входов и выходных реле. В БЭМП 1 все дискретные входы гальванически изолированы друг от друга, а в БЭМП-РУ часть дискретных входов объединены в группы, в каждой группе входы гальванически связаны общей клеммой. То же относится и к выходным реле, контакты каждого реле БЭМП 1 гальванически изолированы от контактов других выходных реле и имеют переключающий контакт, в БЭМП-РУ часть реле объединены в группы с общей точкой подключения, либо имеют несколько контактов, изолированных друг от друга. При этом следует отметить, что в БЭМП-РУ предусмотрено необходимое и достаточное количество изолированных дискретных входов и выходных реле, обеспечивающих применение БЭМП РУ в любых схемах. Таким образом, в БЭМП 1 все дискретные входы независимы и могут переназначаться, но оптимизированное использование клеммника в цепях дискретных входов и выходных цепях обеспечивает преимущество БЭМП-РУ в упрощении и ускорении монтажа.

Отличительные параметры БЭМП-РУ

| Параметр | БЭМП 1 | БЭМП-РУ | Изменение параметра в БЭМП-РУ |
|--|--------------------------|-----------------------|--|
| Время готовности, с | 0,5 | 0,2 | время готовности меньше |
| Выдерживаемые перерывы питания без перезапуска, с | 0,5 | 3,0 | выдерживаемые перерывы больше |
| Основные типоразмеры по количеству дискретных входов / выходных реле | 8/8, 16/16, 24/16, 24/24 | только 12/10 и 26/18 | жесткая аппаратная конфигурация конкретных функциональных исполнений |
| Потребляемая мощность по цепям питания (минимальное исполнение), Вт | | | |
| - дежурный режим | 10 | 2,5 | потребляемая мощность меньше |
| - режим срабатывания всех реле | 15 | 6,0 | |
| Габаритные размеры (Ш×В×Г), мм | | | |
| - минимальное исполнение | 270×134×220 | 185×205×102 | общие габариты меньше |
| - максимальное исполнение | 270×267×220 | 185×205×130 | |
| Масса (не более), кг | | | |
| - минимальное исполнение | 7,5 | 3,8 | масса меньше |
| - максимальное исполнение | 10,5 | 4,5 | |
| Присоединение проводников | заднее* | переднее / заднее | универсализация |
| Установка на дверь, панель | утопленное* | утопленное / навесное | универсализация |

* Имеется отдельное типоразмерное исполнение БЭМП 1 с выносным пультом управления и индикации для навесного крепления на панель основного блока с передним присоединением проводников

8. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Микропроцессорные блоки РЗА серии БЭМП 1 и БЭМП-РУ в ряде случаев равнозначны в части области применения в КРУ (КСО) 6(10) кВ. Устройства БЭМП 1 как имеющие большую гибкость больше применимы сложных, или точнее насыщенных, схемах защит. Также они нашли применение в шкафах и панелях РЗА для энергообъектов напряжением 35 кВ и в качестве резервных защит в шкафах и панелях защит для энергообъектов напряжением до 110 кВ.

Специфика области применения микропроцессорных устройств РЗА, безусловно, формирует основные требования, как по функциональности, так и по техническим характеристикам и конструктивным особенностям. Наиболее оптимально этим требованиям для устройств РЗА, применяемых в КРУ 6(10) кВ соответствуют БЭМП-РУ.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Гельфанд Я.С. Релейная защита распределительных сетей. М.: Энергоатомиздат, 1987.
- [2] БКЖИ.656316.001 РЭ1. Микропроцессорные блоки РЗА серии БЭМП. Руководство по эксплуатации часть 1. Чебоксары: ЧЭАЗ, 2009.

- [3] БКЖИ.656316.004-01 РЭ. Микропроцессорные блоки РЗА типа БЭМП-РУ-ОЛ. Руководство по эксплуатации. Чебоксары: ЧЭАЗ, 2010.
- [4] БКЖИ.656316.004-03 РЭ. Микропроцессорные блоки РЗА типа БЭМП-РУ-ВВ. Руководство по эксплуатации. Чебоксары: ЧЭАЗ, 2010.

Контактная информация

ЗАО «Чебоксарский электроаппаратный завод»
428000, г. Чебоксары, пр. И.Яковлева, д. 5
тел. (8352) 39-59-12, 39-56-20, 62-54-78
факс (8352) 62-72-67, 62-73-24, 62-73-24
e-mail: cheaz@cheaz.ru
<http://www.cheaz.ru>

ОПЫТ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТОВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МП-ТЕРМИНАЛОВ ЗАРУБЕЖНОГО ПРОИЗВОДСТВА

ШАПЕЕВ А.А., ФРОЛОВ С.Е.

*ООО «Центр Управления
Проектами ЧЭАЗ»*

В 2007 году в составе управляющей предприятиями холдинга ЧЭАЗ компании – Центр управления проектами ЧЭАЗ (ЦУП ЧЭАЗ) – был создан Департамент РЗА. Важнейшей предпосылкой создания Департамента РЗА явилась необходимость выхода предприятия на рынок производителей современных устройств РЗА на микропроцессорной (МП) базе. Это направление развивается сегодня на ЧЭАЗ как путем разработки и выпуска шкафов РЗА на базе МП-терминалов собственного производства (ШМЗх на базе терминалов серии БЭМП), так и с использованием МП-терминалов различного назначения зарубежных производителей. Основным партнером предприятия на сегодняшний день является компания SIEMENS – в 2004 году был подписан договор о сотрудничестве, и освоено производство шкафов РЗА для выполнения защит линий электропередачи 110–220 кВ на базе терминалов SIPROTEC. С 2005 года начат выпуск шкафов защит силовых трансформаторов и автотрансформаторов, шин и ошиновок напряжением 110–220 кВ [1].

Большое внимание в ЦУП ЧЭАЗ уделяется комплексной реализации проектов, начиная от проектно-изыскательских работ и заканчивая вводом оборудования в эксплуатацию, гарантийным и послегарантийным обслуживанием, что продиктовано требованиями Заказчика на современном рынке оборудования для электроэнергетики [1]. Силами Департамента РЗА выполняются проекты по РЗА и в ряде случаев по противоаварийной автоматике (ПА).

На сегодняшний день предприятием накоплен существенный опыт реализации проектов и поставки своей продукции на различные электроэнергетические объекты предприятий России и ближнего зарубежья. В качестве примеров можно назвать следующие объекты: Кольская АЭС (РЗА ЛЭП-330 кВ), Ярославская ТЭЦ-2 ТГК-2 (РЗА энергоблока), ТЭЦ-9, ТЭЦ-27 Мосэнерго (РЗА энергоблоков № 3, 4), ПС 220 Ростилово МЭС Северо-Запада (РЗА ВЛ-110 кВ), ПС 500 кВ Нижегородская МЭС Центра (РЗА АТ-2, шин 220, 500 кВ), ТЭЦ Атырау в Казахстане (РЗА Энергоблока), Волгодонская АЭС (РЗА шинных реакторов) и т. д.

В ходе реализации проектов специалистами предприятия выполнялись работы по предпроектному обследованию объектов, участию в проектировании, расчету и выбору уставок МП-защит, изготовлению и заводскому тестированию продукции, организации и проведению приемосдаточных испытаний на заводе, шеф-наладке оборудования на объекте Заказчика, участию в анализах работы защит, обучению персонала. В последнее время также имеются прецеденты по выполнению периодического обслуживания устройств РЗА зарубежного производства, находящихся в эксплуатации (профилактический контроль, техническое восстановление). В качестве примера можно привести ПС Беркут 500 кВ МЭС Западной Сибири. Работы выполняются квалифицированными сотрудниками, имеющими стаж работы по специальности не менее 5 лет, а также прошедшими спецподготовку в учебных центрах компаний-производителей МП-терминалов.

При применении МП-терминалов производства фирмы SIEMENS рассматривался широкий круг вопросов, возникавших как со стороны Заказчика, так и со стороны проектных организаций и специализированных наладочных организаций. По нашему мнению, особо следует выделить следующие вопросы.

1. РАСЧЕТ УСТАВОК И ВЫБОР АЛГОРИТМОВ РАБОТЫ ЗАЩИТ

Расчет уставок защит можно разделить на два этапа – выбор (проверка) трансформаторов тока и напряжения, к которым должны подключаться устройства РЗА; расчет параметров срабатывания измерительных органов и определение логики работы защит. Следует отметить, что проверка трансформаторов тока выполняется по традиционной для отечественной практики методике – определение коэффициентов предельной кратности. Отличие заключается в том, что производитель (фирма SIEMENS) вводит понятие коэффициентов переходного процесса K_{id} , которые рекомендованы для различных устройств защиты для различных случаев. Указанный коэффициент, являясь обобщенным параметром, учитывает особенности алгоритмов МП-терминалов, и как результат – особенности поведения ТТ в переходных режимах, влияющие на работу защиты. Коэффициенты выступают в качестве справочных данных по терминалам, заданных производителем [2, 3]. Трансформаторы тока классов 5P, 10P рассматриваются применительно к переходным режимам для защитных функций терминалов SIEMENS как ТТ класса TPX (согласно стандарту МЭК 60044-6).

Алгоритмы и логика работы защит несколько отличаются от алгоритмов традиционных устройств РЗА, исторически применяемых на территории РФ. Однако возможности свободно-конфигурируемой логики, как правило, позволяют без труда адаптировать логику работы защиты к требуемым локальным условиям. Указанное касается не только ранжирования входных и выходных сигналов, но также и взаимодействие внутренних сигналов защиты [3]. Особое удобство заключается в том, что такое изменение можно выполнить штатным программным обеспечением, поставляемым с терминалов, конечно, при наличии навыков и опыта работы.

2. ВЫПОЛНЕНИЕ ЗАЩИТ ЛЭП

В качестве основных защит линий фирма SIEMENS предлагает продольную дифференциальную защиту с цифровым каналом связи. Опыт применения терминалов 7SD5xx для защиты двух-концевых и многоконцевых линий показал, что особое внимание при вводе защит в работу следует уделить настройкам канала связи. Как правило, настройка канала связи осуществляется без участия специалистов-релейщиков, а ввод защит в работу – через определенное время после настройки каналов связи. Главным параметром для обеспечения надежной работы защиты является разница времени в приеме (Rx) и передаче (Tx) информации по цифровому каналу связи. Терминалы имеют адаптивный алгоритм торможения, который также учитывает некоторые технические характеристики канала связи. Основные рабочие величины защиты соответственно определяются как:

$$I_{Diff} = \underline{I}_1 + \underline{I}_2 + \underline{I}_3, \quad (1)$$

$$I_{Stab} = I_{Diff.ycm} + \Sigma Sync.Err + |\underline{I}_1| \times f_{CT1} + |\underline{I}_2| \times f_{CT2} + |\underline{I}_3| \times f_{CT3}, \quad (2)$$

где I_{Diff} – определяемый дифференциальный ток в защите, I_{Stab} – тормозной (стабилизирующий) ток в защите, $\underline{I}_1, \underline{I}_2, \underline{I}_3$ – токи по концам линии, $I_{Diff.ycm}$ – ток уставки чувствительного органа ДЗЛ, $\Sigma Sync.Err$ – суммарная погрешность синхронизации терминалов ДЗЛ, $f_{CT1}, f_{CT2}, f_{CT3}$ – значения погрешностей ТТ концов линии, соответствующие протекающим по ним токам при определении тока торможения I_{Stab} .

Величина $\Sigma Sync.Err$ определяется терминалом на основе замеров времен задержки в приеме сигналов по каналу связи, значения $f_{CT1}, f_{CT2}, f_{CT3}$ – на базе предварительно заданных значений погрешностей ТТ в нагруженном режиме и при насыщении ТТ в случае КЗ. Таким образом, терминал автоматически учитывает погрешности, вызванные задержками передачи информации по каналу связи, а также погрешности трансформаторов тока, которые могут привести к неправильной работе защиты.

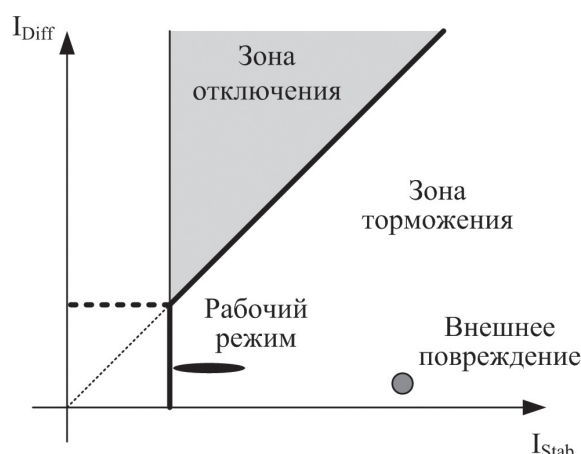


Рис. 1. Адаптивное торможение дифференциальной защиты линии

Кроме традиционного алгоритма дифференциальной защиты в терминале предусмотрен быстродействующий алгоритм, который использует величины электрических зарядов. Электрический заряд рассчитывается каждые 5 мс в соответствии с формулой:

$$Q = \int_{t_1}^{t_2} i(t) dt \quad (3)$$

Опыт эксплуатации терминалов 7SD5xx показал, что распознавание повреждения выполняется алгоритмом не более чем за 8-10 мс, а сигнал на отключение выключателя терминалом формируется через 10-13 мс. Таким образом, при использовании современных быстродействующих выключателей и функции дифференциальной защиты, реагирующей на электрические заряды, можно обеспечить быстрое отключение повреждения на защищаемом объекте.

Следует также отметить, что расчет и ввод уставок дифференциальной защиты линии, по опыту работы, удобнее выполнять в первичных величинах (терминалы позволяют задавать все уставки как в первичных, так и во вторичных величинах), что особенно важно для защит многоконцевых линий, где коэффициенты трансформации по сторонам защищаемой линии, как правило, отличаются.

При расчете уставок дистанционной защиты важным параметром является коэффициент компенсации возврата тока через землю дистанционных измерительных органов от замыканий на землю. Данный коэффициент рассчитывается по параметрам защищаемой линии и может задаваться различными способами — в полярных или ортогональных величинах. Следует учитывать данный коэффициент при проверке измерительных органов от испытательных установок в ходе наладки защиты [2, 3].

По опыту применения терминалов дистанционной защиты имелись некоторые замечания к работе функции блокировки при неисправностях цепей переменного напряжения (FFM). Последняя версия внутреннего программного обеспечения 4.65 терминалов 7SA522, по нашим сведениям, указанным недостатком не обладает. Кроме того, была проведена проверка работы блокировки в характерных режимах в лабораторных условиях. Результаты проверки подтвердили правильную работу органов, реагирующих на изменение измеряемых величин во времени (органы, реагирующие на приращение токов и напряжений). В ходе проверок было установлено, что функция обеспечивает правильную работу защит при переходе одного вида повреждения цепей переменного напряжения в другое (например, режим замыкания одной фазы цепей ТН и последующее действие защитного автоматического выключателя, либо перевод цепей напряжения с помощью рубильника, имеющего кратковременную разновременность переключения полюсов).

Реализация и состав токовых ступенчатых защит позволяет применять их для любого типа ЛЭП. Поскольку существенных принципиальных отличий от традиционных защит в построении этих функций не имеется, то адаптация к объекту заключается в выборе вводимых ступеней, обеспечении (при помощи имеющихся возможностей и дополнительной СФС-логики) требуемых режимов их работы (направленность, ускорение, блокировки и т. д.). Расчет и выбор уставок токовых защит соответствует, в основном, требованиям отечественных руководящих указаний.

3. ВЫПОЛНЕНИЕ ЗАЩИТ ТРАНСФОРМАТОРОВ И АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ

Особенностью защит трансформаторов и автотрансформаторов является наличие дополнительного торможения дифференциальной защиты, которое вводится в работу по оригинальному алгоритму. Указанная функция обеспечивает корректную работу дифференциальной защиты в случае насыщения трансформаторов тока. Область дополнительного торможения показана на рисунке 2.

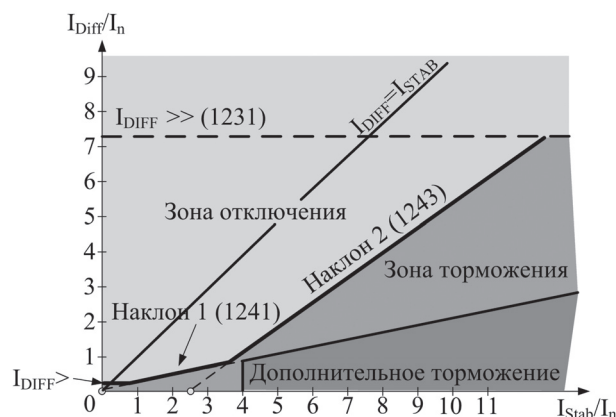


Рис. 2. Характеристика срабатывания дифференциальной защиты трансформатора

В терминалах также предусмотрены функции защиты, которые отсутствовали в отечественной практике, но в настоящее время начинают широко применяться. К ним относятся ограниченная защита от замыканий на землю (дифференциальная защита нулевой последовательности), защита от перевозбуждения, защита от тепловой перегрузки и т. д. Также следует отметить, широкий частотный диапазон работы измерительных органов 10-66 Гц (при $f_{ном} = 50$ Гц) [2, 3], что обеспечивает возможность применения терминалов для различных случаев (например, газотурбинные установки).

Для реализации резервных защит автотрансформаторов наиболее употребительны универсальные терминалы ступенчатых защит 7SA522, включающие в свой состав комплекты дистанционных и токовых защит, для резервных защит трансформаторов — терминалы токовых защит и управления серии 7SJ6xx.

Выбор основных уставок дифференциальных защит производится по рекомендациям фирмы-производителя терминалов и может быть заменен, в частных случаях, использованием предустановленных значений (уставки «по умолчанию»), которые применимы для простых типовых случаев. Уставки резервных защит определяются согласно требованиям руководящих документов и общепринятой практике их расчетов.

4. ВЫПОЛНЕНИЕ ЗАЩИТ ШИН

Защита шин может быть выполнена двумя способами — на централизованном принципе (используются универсальные терминалы дифференциальной защиты трансформаторов, автотрансформаторов,

шин серии 7УТбхх) и на децентрализованном принципе (система защиты 7SS522). В первом случае защита шин выполняется традиционным для РФ способом – в случае необходимости перефиксации присоединений с одной системы шин на другую перевод цепей тока выполняется вручную с помощью схем перевода (испытательными блоками). Второй вариант предполагает программное переключение цепей тока в главном терминале с учетом положения шинных разъединителей, которое фиксируется терминалом присоединения. В данном случае цепи тока подключаются жестко, коммутации в цепях тока при переводе не выполняются.

В обоих случаях применения защиты шин возникал вопрос реализации чувствительного органа дифференциальной защиты шин в ряде режимов. В первом варианте чувствительный орган реализовывался путем ввода дополнительной группы уставок, а также в некоторых режимах путем ввода токовых органов, контролирующих протекание тока в плечах защиты. Второй вариант подразумевает использование специального органа EF, который может вводиться любым дискретным сигналом внешним или внутренним. Время ввода в работу чувствительного органа не превышает 2 мс [2, 3]. Необходимо отметить, что специальный орган EF терминала 7SS522 действует не только при однофазных повреждениях. В руководстве по эксплуатации указан лишь предлагаемый пример использования чувствительного органа. Чувствительный орган EF терминала 7SS522 действует при всех видах повреждений.

Реализация чувствительных органов в терминалах позволила выполнить алгоритмы действия защиты при опробовании систем шин, а также учесть возможность возврата дифференциальных измерительных органов при поочередном отключении выключателей. Указанные алгоритмы были разработаны ведущей проектной организацией по РЗА при выполнении проекта ПС Нижегородская 500 кВ и в настоящий момент вводятся в эксплуатацию.

В докладе перечислены основные особенности применения терминалов SIPROTEC с учетом отечественных требований. В заключении хотелось отметить, что широкие функциональные возможности терминалов, как правило, позволяют выполнить их адаптацию к традиционным российским принципам построения РЗА, а в ряде случаев и дополнить их некоторыми возможностями. При этом необходимо понимать, что все реализуемые решения не являются типовыми и требуют проверки как в лабораторных условиях, например в ходе заводских испытаний, либо в ходе пусконаладочных испытаний при включении оборудования в работу. Это может незначительно увеличить время реализации системы РЗА, но не ведет к снижению функциональности комплекса защит объекта.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Шапеев А.А. Реализация проектов ООО «ЦУП ЧЭАЗ» с использованием МП-техники (на примере ТЭЦ-27, МОСЭНЕРГО). Инновационное оборудование для комплексного оснащения энергообъектов до 500 кВ, техническая конференция ЧЭАЗ: Сборник докладов, 7-10 октября 2008 г., Чебоксары.
- [2] SIPROTEC Numerical Protection Relays. Protection Systems. Catalog SIP, Siemens AG, 2008.
- [3] Applications for SIPROTEC Protection Relays. Siemens AG, 2005.

ОПЫТ ВНЕДРЕНИЯ РЗА ЗАО «РТСОФТ» НА ПС МЭС ВОСТОКА

САВЕЛЬЕВ С.Г.

ЗАО «РТСофт»

Компания РТСофт сегодня:

- один из лидеров российского рынка систем автоматизации для энергетики;
- 17 лет на рынке автоматизации;
- более 500 сотрудников (в энергетике – 180);
- региональные филиалы и представительства: Екатеринбург, Уфа, Новочеркасск, Красноярск, Хабаровск;
- инженерные центры, проектные офисы: Москва, Чебоксары;
- собственное производство, г. Черноголовка (Московская область);
- учебный центр.

Основные направления:

- комплексные проекты по вторичным системам подстанций, электростанций;
- системы РЗА;
- АСУ ТП подстанций;
- АСУ Э электростанций;
- система связи;
- система сбора и передачи информации (ССПИ, СОТИ);
- решения по АСДТУ (ДП, ЦУС);
- противоаварийная автоматика (ССПИ ПА);
- системы мониторинга переходных режимов (WAMS).

В 2007 г. назрела необходимость развития направления РЗА, дабы иметь больший приоритет на рынке энергетики, предлагая комплексные решения для энергетики (РЗА+АСУТП), начиная от предпроектного обследования и заканчивая сборкой шкафов, наладкой их на объекте и оказанием сервисных услуг и гарантийного обслуживания.

Согласно стратегии развития направления РЗА в качестве основных продуктовых линеек были выбраны следующие платформы:

- Siemens (Siprotec 4);
- GE Multilin (UR);
- Sprecher-Automation (E-P).

С данными компаниями заключены партнерские соглашения, на основании которых компания и работает на рынке энергетике РФ по сегодняшний день.

Все специалисты РЗА прошли обучение по РЗА Siemens (Siprotec 4), GE Multilin (UR), Sprecher-Automation (E-P).

SIPROTEC 4 от компании Siemens – серия многофункциональных устройств РЗА и управления присоединением с новой аппаратной платформой на базе микропроцессоров фирмы “Motorola”, широкими коммуникационными возможностями и эргономичным унифицированным пользовательским интерфейсом (светодиодная сигнализация, четырехстрочный или графический дисплей с подсветкой, функциональные клавиши), обеспечивающая гибкий выбор требуемого пользователю устройства с оптимальной по затратам аппаратной конфигурацией. С помощью данного дисплея возможно одновременное отображение мнемосхемы и текущих параметров режима присоединения. Предлагается конструктивное исполнение устройств как для навесного монтажа на релейной панели, так и для встраивания в шкаф/панель.

Применение самой современной элементной базы, технологий разработки и производства позволило реализовать в новой серии МП РЗА повышенные требования по устойчивости к электромагнитным воздействиям и обеспечить более широкий температурный диапазон. При разработке серии заложены перспективные возможности использования нетрадиционных измерительных трансформаторов – оптоэлектронные ТТ и ТН.

Техника защиты и управления фирмы Siemens удовлетворяет современным требованиям и реализует коммуникации по принятым международным стандартам. Для реализации коммуникаций между устройствами МП РЗА и координирующим ядром системы контроля управления (АСУ ТП) применяется стандартные протоколы МЭК: IEC 60870-5-103, IEC 61850, которые поддерживаются многими ведущими производителями техники управления и позволяет использовать устройства МП РЗА различных производителей в составе единой системы управления.

В SIPROTEC 4 реализован модульный принцип организации коммуникационных интерфейсов, который позволяет гибко встраивать устройства МП РЗА в системы управления с различной архитектурой и коммуникационными протоколами. Наряду со стандартами IEC 60870-5-103, IEC 61850 и Profibus, устройства SIPROTEC 4 поддерживают такие протоколы как DNP.3, Ethernet или Modbus.

Данное решение позволяет пользователям полностью перейти в перспективе на международные коммуникационные стандарты и отказаться от значительной доли затрат, связанной с необходимостью интеграции средств автоматизации различных производителей.

Семейство UR от компании General Electric Multilin – это новое поколение реле модульной конструкции, построенные на общей платформе. С конструированные служить «локомотивом» для автоматизации подстанций, все устройства семейства имеют отличительные черты: высокое быстродействие и точность защиты и высокая скорость обмена данным в одноранговой сети согласно открытым стандартам. Реле серии UR – необходимый компонент построения подстанций XXI века.

Логическая схема, определяющая взаимодействие входов, органов защиты и выходов является перенастраиваемой путем использования логических выражений (FlexLogic™, «гибкая логика»). Сочетание сигналов от удаленных входов и выходов (посылаемых по локальной сети) и аппаратных входов и выходов позволяют строить сложные логические схемы и в то же время уменьшают количество вспомогательных компонентов и проводов. Количество аппаратных входов и выходов может увеличиваться.

Реле UR имеют три коммуникационных порта, которые работают независимо и одновременно. Порт RS232 доступен с лицевой панели реле. Порт RS485 поддерживает протоколы ModBus™ RTU и DNP 3.0 на скорости до 115 кб/с. Третий коммуникационный порт может быть заказан либо как аналогичный порт RS485 либо как порт Ethernet 10 Мб/с, поддерживающий протоколы MMS/UCA2. DNP 3.0 и ModBus/TCP, IEC 61850. Порт Ethernet может быть заказан с физическим интерфейсом как 10BaseF так и резервированный 10BaseF (одна или две пары оптоволокон). Высокая скорость передачи данных этих портов позволяет строить системы с широким использованием коммуникаций, не снижая быстродействия. Программное обеспечение URPC на платформе Windows™ обеспечивает полный доступ ко всей информации реле и отображает данные в удобной графической форме.

Функции диагностики UR включают запись до 1024 события с отметками времени, аварийный осциллограф с памятью на 64 записи (условия запуска, каналы записи и частота дискретизации программируются) и регистратор на 16 каналов максимум (содержание и частота дискретизации программируются). Для просмотра записей используется простое в использовании программное обеспечение для ПК.

UR использует технологию флэш-памяти, которая вместе с модульной конструкцией аппаратуры, позволяет будущее обновление без замены реле в целом. Функции самодиагностики определяют состояние реле и выдают сигнал тревоги, если реле работает неправильно, прежде чем случится авария.

На сегодня в сборочно-конструкторском бюро (СКБ РТСофт, г. Черноголовка, Московская область) освоено и идет производство всех шкафов РЗА для ПС 220-500 кВ. РТСофт выполняет полный цикл работ, начиная от получения задания заводу на изготовление шкафов, разработки рабочей

конструкторской документации (РКД), закупок и заканчивая проведением заводского тестирования, ПСИ с участием заказчика, упаковки и отгрузки.

В МЭС Востока ЗАО «РТСофт» ведет работы по следующим объектам:

- ПС 220/110/6 кВ «Береговая-2»;
- ПС 220/110/35/10 кВ «Спасск»;
- ПС 220/110/35/6 кВ «Широкая»;
- ПС 500/220/35/10 «Лозовая».

На данных ПС ЗАО «РТСофт» осуществляет поставку РЗА Siemens, АСУТП Smart-Sprecon и ПА. Так как по 3 ПС из 4 с ЗАО «РТСофт» был заключен договор на разработку РД по РЗА, АСУ ТП и ПА, то на всех объектах удалось применить не только однотипные технические решения по РЗА, АСУ ТП и ПА, но и на 95% унифицировать комплектацию внутришкафного оборудования.

В качестве особенностей пусковых этапов на ПС «Широкая», «Береговая-2», «Спасск» МЭС Востока следует выделить следующее:

- первые интеграции в ОАО «ФСК ЕЭС» РЗА Siemens в АСУ ТП Smart-Sprecon (МЭК 61850);
- впервые в ОАО «ФСК ЕЭС» ПНР РЗА проводились с использованием ПО «Комплекс», разработки ООО «НПП Селект», г. Чебоксары;
- первые внедрение в ОАО «ФСК ЕЭС» РЗА Siemens с русифицированными ИЧМ;
- реализация посредством GOOSE-сообщений только ОБР;
- полноценная приемка комплекса РЗА, АСУ ТП, ПА пусковых этапов специалистам МЭС Востока;
- проведение ПНР в сжатые сроки.

При проведении пусконаладочных работ специалисты ЗАО «РТСофт» использовали специализированное ПО «Комплекс», позволяющее автоматизировать процесс проверки типовых шкафов.

Преимущество использования ПО «Комплекс» очевидны и они следующие:

- повышение качества и достоверности проверки, вследствие возможности подведения к РЗА набора последовательностей, содержащих значительное количество аналоговых и дискретных сигналов, необходимых для полноценной проверки отдельных функций РЗА;
- необходимый объем проверки многочисленных функций РЗА и фиксацию результатов проверки, отображаемых в генерируемом протоколе;
- существенное снижение затрат времени и средств на проверку РЗА однотипных объектов;
- снижение возможных ошибок, обусловленных «человеческим фактором»;
- запоминание хода и результатов проверки на носители информации, возможность повторения при эксплуатационном обслуживании.

Особо хотелось заметить, что терминалы серии Siprotec 4 имеют широкие функциональные возможности, позволяя адаптировать устройства РЗА под всевозможные предъявляемые условия. В этом случае, учитывая сложность конфигурирования, параметрирования и наличия большого количества скрытых возможностей, при проведении пусконаладочных работ РЗА следует досконально и подробно проверить работу всей внутренней логики терминалов, дабы исключить при дальнейшей эксплуатации случаи нештатной работы защит.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ

Савельев С.Г. – директор направления РЗА ЗАО «РТСофт».

ОПЫТ ВНЕДРЕНИЯ В САМАРСКОМ РДУ СИСТЕМЫ СБОРА И АНАЛИЗА АВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ

ЮРОВ В.В.

ЗАО НПФ «ЭНЕРГОСОЮЗ», г. Санкт-Петербург

ЛОЗЕ А.Б.

ОДУ Средней Волги, г. Самара

ТЮРНИКОВ В.А.

Самарское РДУ, нач. службы РЗА

Массовое внедрение в энергетике цифровых регистраторов аварийных событий (РАС) позволило быстро получать достоверную информацию об авариях как на станциях и подстанциях, так и в диспетчерских управлениях (РДУ, ОДУ, ЦДУ). Это бесспорное достижение в цифровой технике последних десятилетий.

Однако при этом возникли и определенные проблемы. В диспетчерские службы и службы СРЗА Системного оператора стало поступать столько осциллограмм, что только процесс их просмотра и отбора для последующего анализа стал занимать значительное время. Это затрудняет возможность оперативно реагировать на нарушения в энергосистемах. Для решения этой проблемы Самарское РДУ обратилось в ЗАО «НПФ «ЭНЕРГОСОЮЗ» (поскольку в Самарском регионе установлено более 70 регистраторов «НЕВА», производимых этой фирмой) с предложением модернизировать алгоритм получения информации об аварийных событиях.

При рассмотрении проблем анализа осциллограмм появилось предложение предоставлять персоналу РДУ не сами осциллограммы аварии, а их наиболее важные характеристики, на основании которых можно было бы сразу оперативно принимать решения, а в случае необходимости запросить осциллограммы для анализа.

В результате был разработан программный продукт «Система сбора параметров аварийных режимов» (далее ССПАР), который позволяет персоналу в кратчайший срок после аварии получать экспресс-отчет с данными, необходимыми для анализа и оперативного принятия решений.

Программное обеспечение (ПО) ССПАР устанавливается на серверах РАС энергообъекта или на отдельных серверах. Программа осуществляет поиск в локальном или сетевом каталоге новых осциллограмм аварийных процессов и автоматически анализирует их. Если аварийный процесс сопровождался множественными запусками нескольких регистраторов, то программа учтет этот факт и проанализирует все осциллограммы, относящиеся к аварии. В ходе анализа определяется когда, и в какой последовательности сработали защиты, выключатели и противоаварийная автоматика. Программа рассчитывает действующие значения токов и напряжений по соответствующим линиям в моменты коммутации, определяет вид повреждения ЛЭП и расстояние до места повреждения, а также экстремальные значения токов и напряжений. Результаты анализа сохраняются в файл данных отчета в формате XML. Этот формат широко используется в информационных технологиях. Файлы XML могут обрабатываться всеми современными системами управления базами данных, и это дает возможность заказчику при желании самостоятельно расширять функциональность системы, а также экспортировать данные отчетов в другие системы.

Алгоритмы анализа работают сравнительно быстро. Опыт эксплуатации программы ССПАР показывает, что время анализа одной осциллограммы длительностью 10 секунд составляет приблизительно 20 секунд.

Результаты обработки осциллограмм выдаются пользователям в виде короткого табличного отчета, который программа формирует на основе файла данных и файла шаблона. Файл шаблона пред-

ставляет собой специальный файл формата XSL, определяющий форму и содержание отчета. Файл отчета формируется в формате HTML, что позволяет просматривать его в любом Интернет браузере, не используя специальное ПО. Размер файла отчета, как правило, не превышает 100 килобайт, что позволяет передать его даже по самым «узким» линиям связи за короткое время. При этом, в отличие от файлов осциллограмм, размер файла отчета никак не связан с техническими характеристиками регистраторов.

Сформированные отчеты могут быть доступны путем удаленного доступа по сети обмена технологической информацией или через Internet, а также могут отправляться по электронной почте согласно заданному списку e-mail адресов. Таким образом, объективная, сжатая, представленная в удобной хронологической форме информация может быть получена непосредственно после прошедшего события как персоналом энергообъектов, так и персоналом и руководством управляющих энергокомпаний и Системного оператора.

Пример отчета программы ССПАР приведен на рис. 1. В начале отчета выводится наименование объекта (п. 1), дата и время аварии (п. 2). В разделе 3 содержится список осциллограмм, на основании которых был создан отчет. Для каждой осциллограммы указываются наименование и номер регистратора, причина запуска на осциллографирование. В разделе 4 содержится таблица дискретных событий, произошедших в ходе аварии с указанием даты/времени, регистратора, линии, значений токов и напряжений соответствующей линии в момент коммутации. В таблицу дискретных событий для моментов коммутации можно вывести и другие параметры: мощности, напряжения и токи обратной последовательности, фазовые сдвиги, гармонические составляющие и многое другое. В разделе 5 выводится вид, участок и расстояние до места повреждения линий. В последнем разделе сведены данные о максимальных токах и минимальных напряжениях по линиям за время аварийного процесса с указанием наименования сигнала, значения и соответствующей ему метки времени.

Программное обеспечение ССПАР может работать не только с осциллограммами, записанными регистраторами «НЕВА» (производства ЗАО «НПФ «ЭНЕРГОСОЮЗ»), но и с любыми осциллограммами в стандартном формате COMTRADE, записанными аварийными регистраторами других производителей. Однако важно, чтобы система РАС поддерживала автоматический экспорт осциллограмм в формат COMTRADE.

Впервые система была внедрена в филиале ОАО СО ЕЭС – «Самарское РДУ», которое осуществляет функции диспетчерского управления на территории Самарской области. В управлении и ведении Самарского РДУ находятся объекты генерации установленной электрической мощностью почти 6000 МВт, более 150 линий электропередачи класса напряжения 220, 110 и 35 кВ, объекты диспетчеризации на 101 трансформаторной подстанции и распределительных устройствах электростанций с суммарной мощностью трансформаторов почти 14 000 МВА.

«Проблема быстрого анализа большого массива данных для Самарского РДУ была весьма актуальна, поскольку в его ведении находятся крупные объекты с большим количеством регистраторов», — отметил А.Б. Лозе, заместитель начальника релейной службы. Сейчас, когда внедрение ССПАР успешно завершено на большинстве объектов, можно говорить о его результатах:

- Уменьшилось время реагирования на аварийное событие. Готовый отчет можно получить практически сразу после аварии.
- Снизилась непроизводительная нагрузка на специалистов службы релейной защиты и автоматики РДУ.
- Существенно расширился круг лиц, которые напрямую могут получить информацию о ходе и причинах аварии. Это дает более достоверную картину аварии за счет исключения субъективного фактора из анализа и интерпретации данных с регистратора.
- Появилась возможность выявлять пробелы в выдаче информации от объектов энергетики. На практике не всегда требуемое число сигналов подключено к регистратору, особенно это касается дискретных сигналов. А по отчетам ССПАР можно определить недостатки контроля оборудования и объекта в целом.
- Снизилась нагрузка на каналы связи за счет снижения объема передаваемой информации.

ОТЧЕТ

1. **Объект:** Безымянская ТЭЦ
2. **Дата:** 18.02.2009 **Время:** 13:08:44
3. **Проанализированы файлы осциллограмм:**

| Файл | Регистратор, № | Причина запуска |
|-----------------------------|----------------|------------------------|
| 18.02.2009_13.08.44.229.os1 | БРКУ №1 БТЭЦ | БРКУ №1 от Пуск от ПДЭ |
| 18.02.2009_13.08.44.247.os3 | БРКУ №3 БТЭЦ | БРКУ №3 от 6Г Ia |
| 18.02.2009_13.08.44.239.os2 | БРКУ №2 БТЭЦ | БРКУ №2 от БРКУ №1 |

4. Таблица событий

| Дата, время | Регистратор, Линия | Событие | Параметры | | | | |
|-----------------------------|---------------------------|--|---------------|-----|-----|-----|------|
| | | | A | B | C | O | |
| 18.02.2009, 13:08:44.250 | БРКУ №3 "ВЛ-110 Кир-4" | Срабат. Выходн. реле защит Кир 4 | I (A) | 712 | 626 | 199 | 13.0 |
| | | | U (кВ) | 110 | 110 | 110 | 30 |
| 18.02.2009, 13:08:44.420 | БРКУ №3 "ВЛ-110 Кир-4" | Откл. МВ ВЛ-110 Кир-4 | I (A) | 712 | 626 | 199 | 13.0 |
| | | | U (кВ) | 110 | 110 | 110 | 30 |
| ... | | | | | | | |

5. Обнаружение места повреждения линий

| Регистратор, Линия | Результат | | | |
|-------------------------|---------------|----------------------------------|---------------------------------|---------|
| | Повреждение | Расстояние от начала участка, км | Расстояние от конца участка, км | Участок |
| БРКУ №2 ВЛ-110 Мет-3 | НЕ ОБНАРУЖЕНО | - | - | - |
| БРКУ №3 ВЛ-110 Кир-4 | НЕ ОБНАРУЖЕНО | - | - | - |
| ... | | | | |

6. Экстремальные значения токов и напряжений

| Линия | I _{max} (параметр, значение, время) | U _{min} (параметр, значение, время) |
|--------------------------|---|---|
| БРКУ №2, ВЛ-110 Мет-3 | ВЛ-110 Мет-3 Ia, 3518 А , 13:08:47.471 | ВЛ-110 Мет-3 Ua, 107 кВ , 13:08:47.591 |
| БРКУ №2, ВЛ-110 Реч-1 | ВЛ-110 Реч-1 Ia, 4550 А , 13:08:47.471 | ВЛ-110 Мет-3 Ub, 109 кВ , 13:08:47.581 |
| ... | | |

Рис. 1. Пример отчета сформированный программой ССПАР

Сотрудники Самарского РДУ отмечают, что стало намного удобнее работать, проще «отсекать» избыточную информацию и быстро принимать решения, связанные с повышением надежности работы энергосистемы.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

Юров В.В. — руководитель группы программистов ЗАО «НПФ «ЭНЕРГОСОЮЗ»

Лозе А.Б. — ведущий специалист ОДУ Средней Волги

ЗАО «НПФ «ЭНЕРГОСОЮЗ»

194354, Санкт-Петербург, ул. Есенина, д. 5 «Б»

Тел. /факс: (812) 320-00-99, 591-62-45

E-mail: mail@energsoyuz.spb.ru

www.energsoyuz.spb.ru

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ВЕКТОРНОЙ РЕГИСТРАЦИИ ПАРАМЕТРОВ В УПРАВЛЕНИИ РЕЖИМАМИ ЕЭС РОССИИ

КУЛИКОВ Ю.А., ЖУКОВ А.В., МАЦКЕВИЧ И.Е.

ОАО «СО ЕЭС»

ВВЕДЕНИЕ

Система мониторинга переходных режимов (далее – СМПР), использующая технологию синхронизированной векторной регистрации параметров электрического режима (технология СВРП) электроэнергетической системы, впервые начала внедряться как подсистема информационного обеспечения управления режимами ЭЭС в конце 80-х годов прошлого столетия [1]. Ее появление и развитие было обусловлено несколькими факторами:

- усложнением топологии и структуры генерации и потребления электроэнергетических систем, приводящим к усложнению динамических процессов, происходящих в них при технологических нарушениях;

- повышением количества и увеличением тяжести крупных системных аварий. Для разработки мер по их предотвращению и восстановлению систем после аварий необходим глубокий анализ причин возникновения этих аварий и характера их протекания, что невозможно без детального анализа динамического поведения системы;

- появлением и широким внедрением технологии глобального позиционирования (Global Positioning System, GPS), которая позволила синхронизировать измерения и получить такой важный для динамического анализа параметр, как взаимный угол напряжения, который не удавалось получить с помощью существующих систем информационного обеспечения.

Синхронизация измерений параметров электрического режима в различных сколь угодно удаленных друг от друга точках и определение взаимных углов векторов напряжения – две основные характеристики технологии СМПР, которые отличают ее от существующих систем телеизмерений.

С созданием СМПР появилась возможность получать более детальную информацию о параметрах установившихся и, главным образом, переходных режимов ЕЭС/ОЭС, возникающих вследствие технологических нарушений или аварий. Изучение этой информации дает новые сведения о динамических свойствах системы, позволяет совершенствовать расчетные модели, решать другие задачи по повышению качества и надежности управления режимами.

В объединении энергосистем стран СНГ и Балтии (далее – ЕЭС/ОЭС) СМПР начала развиваться с 2005 года. На 1 января 2010 года в ЕЭС/ОЭС функционировало 39 регистраторов СМПР, в том числе 32 – в ЕЭС России.

В ближайшее время Концерном «Росэнергоатом» запланирован ввод регистраторов на атомных электростанциях ЕЭС России. Планируется также создание СМПР в энергосистемах стран Балтии.

СТРУКТУРА СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА ПЕРЕХОДНЫХ РЕЖИМОВ

СМПР можно разделить на три подсистемы:

1. *Измерительная подсистема.* Аппаратная реализация регистраторов СМПР, алгоритмы вычисления основных параметров электрического режима на основании измерений мгновенных значений токов и напряжений и специализированное программное обеспечение, реализующее данные алгоритмы.



Рис. 1. Схема размещения регистраторов СМПР

Регистраторы устанавливаются в крупных энергоузлах, на межсистемных связях и на электростанциях вторичного регулирования. Ими оснащаются объекты, распределенные по всей территории энергообъединения ЕЭС/ОЭС – с Юга (Южноказахстанская ГРЭС) на Север (ПС Ленинградская) и с Востока (Харанорская ГРЭС) на Запад (ПС Западноукраинская). Схема размещения регистраторов показана на рис. 1.

2. *Транспортная подсистема.* Специализированное программное обеспечение, средства вычислительной техники, активное сетевое оборудование, каналообразующее оборудование, физические каналы передачи данных.

Автоматизированная система сбора информации СМПР представляется на каждом объекте автоматизации (диспетчерском центре, подстанции, станции) двумя подсистемами: «Система приема, обработки и хранения» и «Система межуровневого обмена» (рис. 2).

По аналогии с зарубежными WAMS такой комплекс на каждом объекте является концентратором данных с расширенным объемом выполняемых функций.

3. *Подсистема обработки данных.* Центры обработки данных, выполняющие на основании полученных данных при помощи специализированного программного обеспечения анализ текущих и ретроспективных нормальных и аварийных режимов и выполняющих различные функции в процессах управления режимами энергообъединения.

Принципы создания СМПР и требования к основным ее элементам представлены в [2, 3].

ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ СВРП

Технология СВРП предоставляет значительно больший объем информации по сравнению с существующими системами телеизмерений. Возможность использования этой информации для решения тех или иных задач критическим образом зависит от возможности ее передачи от места регистрации

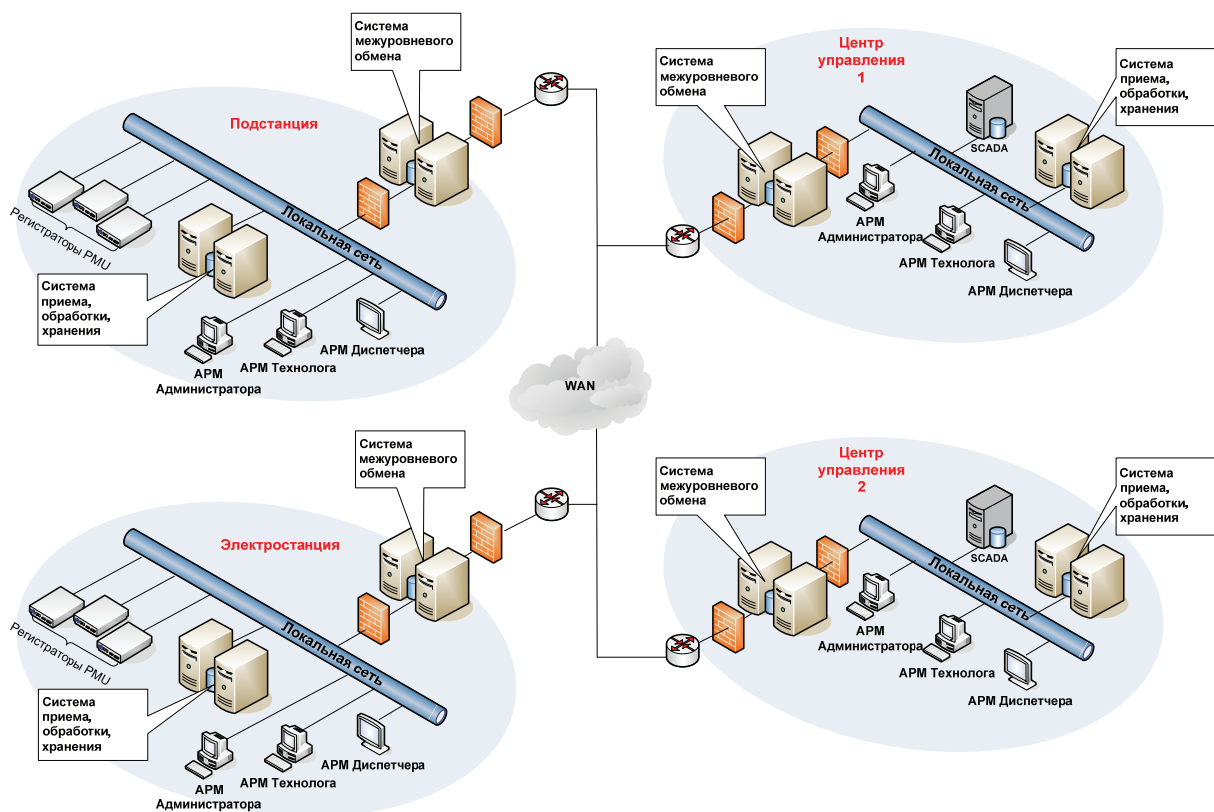


Рис. 2. Архитектура системы сбора информации

в центр обработки. В связи с этим основные области использования технологии СМПР могут быть разделены на две основные категории:

1. Области применения технологии СВРП, не требующие передачи информации в режиме реального времени (Off-line задачи).
2. Области применения технологии СВРП для управления режимами работы энергосистем в режиме реального времени (On-line задачи).

Среди **Off-line** приложений можно выделить следующие:

- верификация динамических моделей;
- мониторинг низкочастотных колебаний энергосистемы;
- анализ технологических нарушений и аварий.

На первом этапе освоения технологии СВРП Системным оператором ЕЭС решены задачи **верификации динамических моделей и мониторинга низкочастотных колебаний** [3, 4]. Процедура верификации динамических моделей реализована в ЕЭС/ОЭС в 2007-2009 гг. для режимов зимнего максимума, летнего минимума, весны, осени.

На рисунке 3 приведены регистрограммы одного из технологических нарушений, которое использовалось для верификации динамической модели – отделения энергосистемы Центральной Азии от ЕЭС/ОЭС с небалансом активной мощности 1000 МВт.

Регистрограммы фиксировались на шинах подстанций Ленинградская, Костромская ГРЭС и Троицкая ГРЭС.

Результаты моделирования этого нарушения с помощью программно-вычислительного комплекса EUROSTAG показаны на рисунке 4.

Кривые расчетов и измерений сравниваются по таким показателям, как:

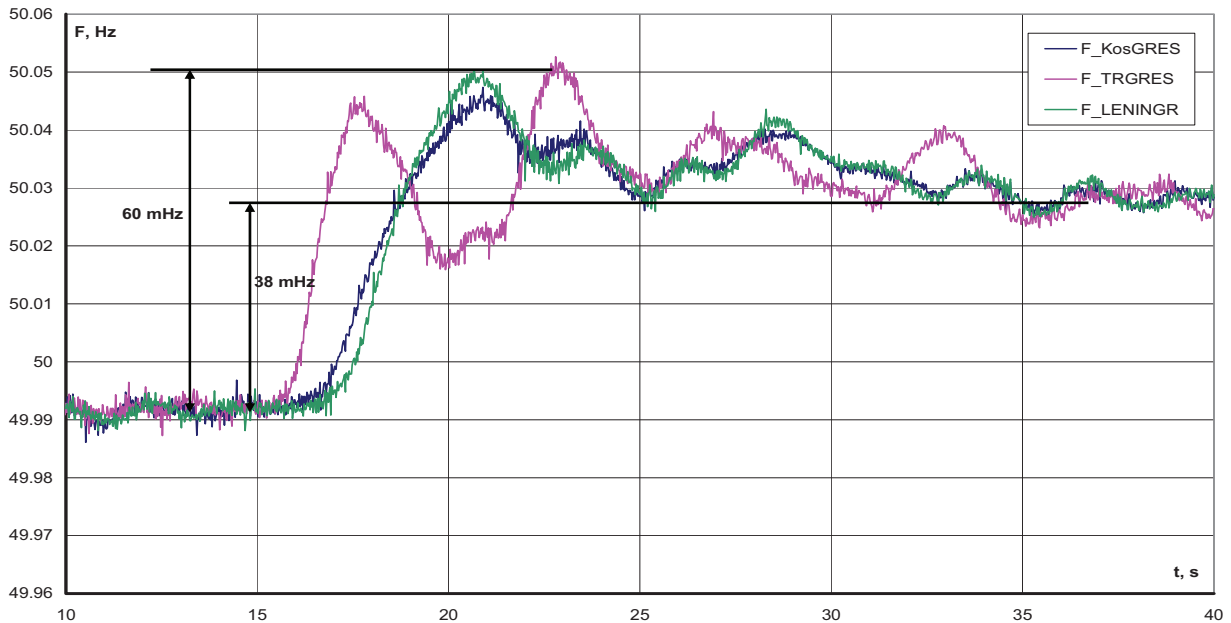


Рис. 3. Натурные регистрограммы изменения частоты при отделении энергосистемы Центральной Азии от ЕЭС/ОЭС

- максимальные отклонения частоты напряжения в точках установки цифровых регистраторов СМПР;
- установившееся значение частоты напряжения;
- максимальные амплитуды колебаний относительных углов напряжения;
- коэффициенты корреляции между измеренными и расчетными изменениями рассматриваемых параметров в точках установки цифровых регистраторов СМПР.

В случае значительного отклонения экспериментальных и расчетных показателей производится настройка модели путем изменения настроечных коэффициентов регуляторов скорости вращения турбин и(или) характеристик нагрузки – их коэффициентов чувствительности по частоте и напряжению.

Постоянная верификация и актуализация базовой динамической модели (БДМ) ЕЭС/ОЭС позволит использовать ее как эталонную модель, которая обеспечит создание и актуализацию динамических моделей отдельных ОЭС, применяющихся в службах электрических режимов СО. Это в свою очередь повысит точность анализа электромеханических переходных процессов при решении технологических задач и обеспечит выполнение требований нормативных документов при назначении электрических режимов.

Верификация БДМ и подробных динамических моделей отдельных ОЭС выполняется периодически, на постоянной основе.

Дальнейшее развитие технологии верификации связано с необходимостью автоматизации процедуры подготовки динамической модели, включающей в себя:

- сбор информации с регистраторов СМПР;
- получение предаварийного электрического режима;
- получение данных ОИК о составе и загрузке генерирующего оборудования электростанций на момент возникновения технологического нарушения.

В настоящее время в исполнительном аппарате ОАО «СО ЕЭС» и всех филиалах ОАО «СО ЕЭС» ОДУ (кроме ОДУ Востока) ведутся работы по внедрению автоматической системы сбора информации с регистраторов СМПР в опытную эксплуатацию. Ввод системы в эксплуатацию ожидается в конце

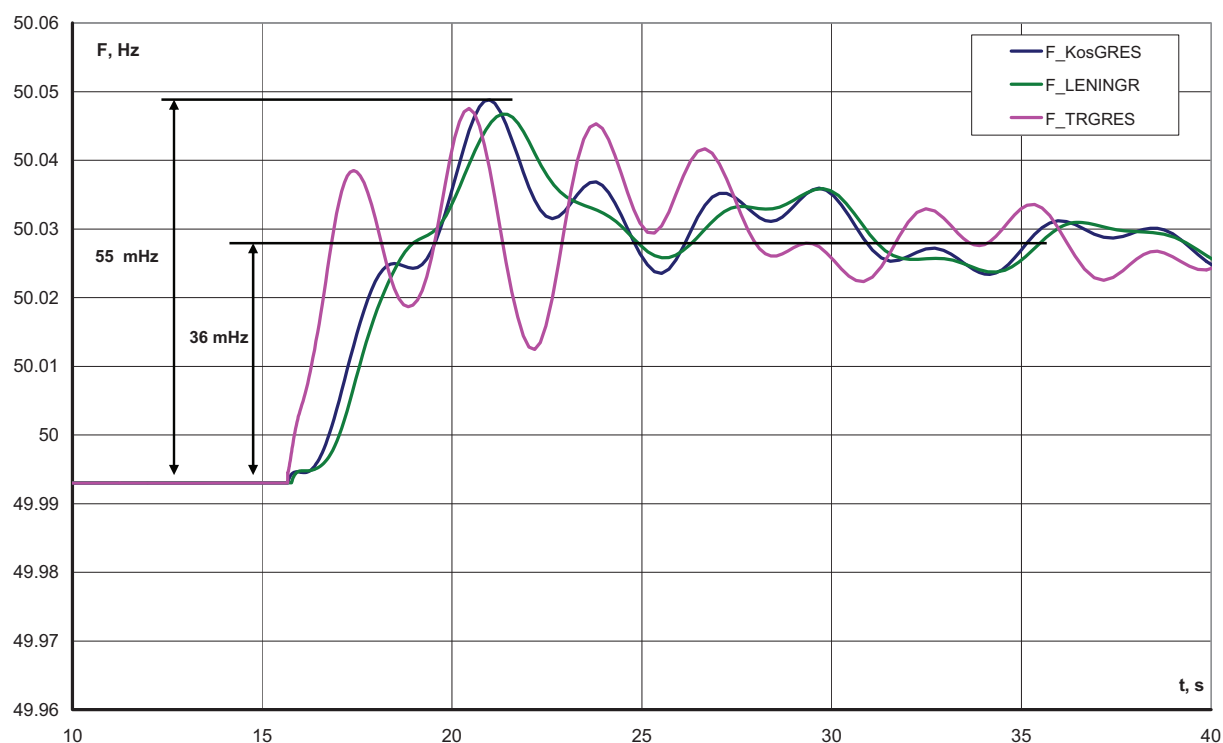


Рис. 4. Расчетные кривые изменения частоты при отделении энергосистемы Центральной Азии от ЕЭС/ОЭС

2010 года. Кроме автоматического сбора информации с регистраторов СМПР система позволит автоматизировать процедуру получения предшествующего электрического режима, что существенно ускорит процесс верификации динамической модели ОЭС/ЕЭС и позволит более качественно выполнять анализ технологических нарушений и аварий.

Процедура мониторинга низкочастотных колебаний разработана как для установившихся режимов, так и для переходных режимов, возникающих в результате значительных небалансов активной мощности в системе.

Например, мониторинг низкочастотных колебаний в установившемся режиме, проведенный 19 декабря 2007 года, позволил построить автоспектр отклонения частоты на 15-минутных интервалах суточной регистрограммы частоты, показанный на рисунке 5. Из рисунка видно, что низкочастотные колебания в диапазоне частот 0,015 герц и выше имеют незначительные амплитуды, находящиеся в пределах погрешности измерений.

Мониторинг динамических свойств энергосистемы необходимо периодически проводить в ОАО «СО ЕЭС» и его филиалах для мониторинга низкочастотных колебаний эксплуатационных электрических режимов, определения «проблемных» мест и разработки рекомендаций по выбору мест установки дополнительных АРВ сильного действия и оптимизации настроек каналов системной стабилизации АРВ на действующих энергообъектах.

Для дальнейшего развития мониторинга динамических свойств энергосистемы в ОАО «СО ЕЭС» разработано и внедрено специализированное ПО для анализа низкочастотных колебаний в эксплуатационных электрических режимах.

Анализ технологических нарушений и аварий проводится в ЕЭС России с использованием данных СМПР. Для дальнейшего развития этого направления необходимо разработать процедуру анализа технологических нарушений и аварий с использованием технологии СВРП и увеличить количество регистраторов СМПР на энергообъектах ЕЭС/ОЭС.

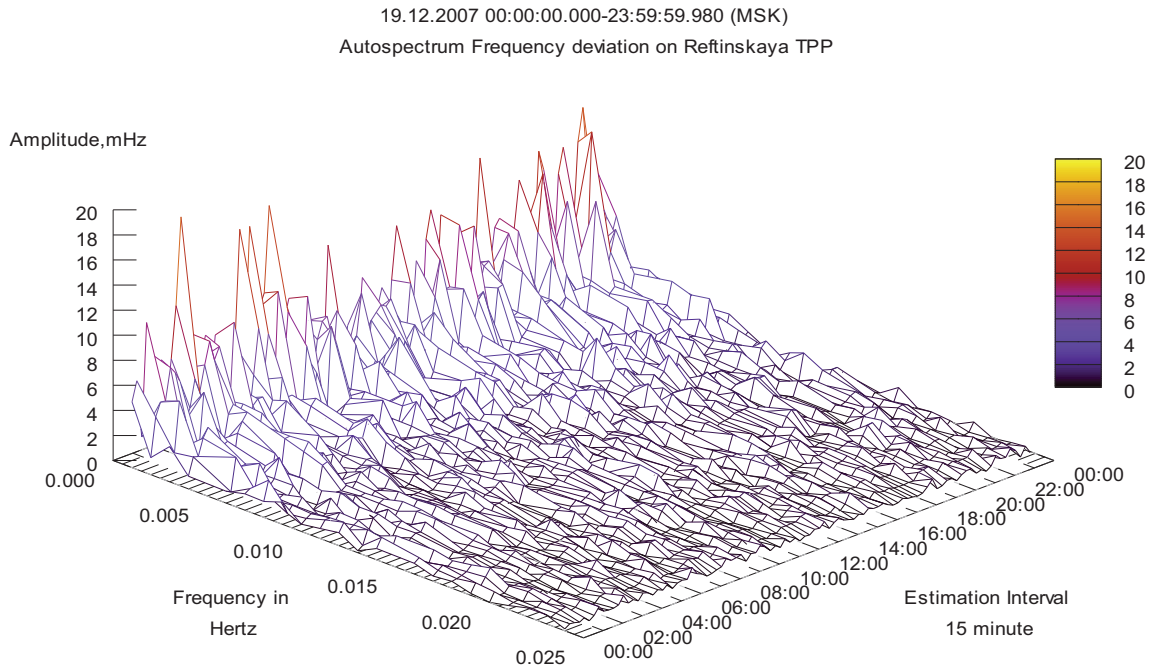


Рис. 5. Автоспектр суточных отклонений частоты на шинах Рефтинской ГРЭС

Это позволит выполнить верификацию динамической модели по технологическому нарушению (данным СМПР) и использовать эту модель как для анализа причин аварий, так и для разработки научно-технических рекомендаций по их предотвращению в будущем.

On-line приложения технологии СВРП предлагается использовать в следующих областях:

- оценивание состояния;
- мониторинг уровней устойчивости;
- мониторинг асинхронных режимов;
- мониторинг функционирования систем возбуждения и автоматических регуляторов возбуждения генераторов электростанций;
- противоаварийное управление.

Задача **оценивания состояния** решается на всех уровнях диспетчерского управления (СО, ОДУ, РДУ) с использованием ПО «Космос». Источником информации для ПО «Космос» является информация из ОИК СК-2003.

Использование данных регистраторов СМПР для ПО «Космос» реализовано в настоящее время в Тюменском РДУ в виде подсистемы системы мониторинга уровней устойчивости. При этом данные регистраторов СМПР используются в качестве информации, дублирующей ОИК.

В перспективе предполагается организовать более широкое использование данных регистраторов СМПР для ПО «Космос» в качестве информации, дополняющей ОИК. Для этого в ОАО «СО ЕЭС» ведутся работы по внедрению в эксплуатацию в 2010 году автоматической системы сбора информации с регистраторов СМПР и ее передачи в ОИК всех уровней диспетчерского управления.

Мониторинг уровней устойчивости реализован в ОЭС Урала в виде Системы мониторинга запасов устойчивости в Северных регионах Тюменской области (СМЗУ в СРТО) [5]. СМЗУ позволяет определять опасные сечения в системообразующей сети и их пропускную способность в условиях реального времени. Расчет МДП текущего режима позволяет диспетчеру принимать решения, опираясь на реальные МДП, и получить экономический эффект, скорректировав ограничения по перетокам мощности в опасных сечениях в реальном времени.

В 2009 году СМЗУ в СРТО введена в промышленную эксплуатацию. В перспективе предполагается организовать внедрение СМЗУ в других операционных зонах СО и в системообразующей сети ЕЭС России.

Мониторинг асинхронных режимов может быть организован на базе измерения взаимных углов векторов напряжений различных ОЭС ЕЭС России. Это позволит повышать уровень исследования длительных асинхронных режимов и разрабатывать новые методы ресинхронизации.

Мониторинг функционирования систем возбуждения и автоматических регуляторов возбуждения генераторов электростанций позволяет оценить правильность работы АРВ в части демпфирования синхронных колебаний в системе и поддержания заданных уровней напряжения на шинах электростанций. При этом АРВ рассматривается как один из основных системных регуляторов, обеспечивающих надежность функционирования ЕЭС России. Этот вид мониторинга предполагается организовывать на всех крупных электростанциях, для чего необходимо:

- разработать технологию мониторинга функционирования систем возбуждения и автоматических регуляторов возбуждения генераторов электростанций с разработкой соответствующей НТД;
- разработать системный проект создания системы мониторинга функционирования систем возбуждения и автоматических регуляторов возбуждения генераторов электростанций.

Мониторинг правильности функционирования АРВ и систем возбуждения генераторов позволит осуществлять контроль соответствия действительности заявляемых электростанциями характеристик установленных на генераторах систем и регуляторов возбуждения, а также правильности выбранных настроек системных стабилизаторов, что в свою очередь позволит повысить уровень системной надежности ЕЭС России.

В настоящее время регистраторы СМПР в целях **противоаварийного управления** в ЕЭС России не используются. Задачами по развитию ПА на основе использования функциональных возможностей СМПР являются:

- создание пусковых органов ПА нового типа на основе технологии СВПР;
- создание ПА с использованием ПУ нового типа;
- создание ПА для выявления и недопущения угрозы возникновения каскадных аварий.

Технологии СВПР позволяют создать координирующие системы ПА предотвращения нарушения устойчивости в ЕЭС.

ПРИНЦИПЫ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ СМПР С ДРУГИМИ ИНФОРМАЦИОННЫМИ СИСТЕМАМИ

Используемый в настоящее время оперативно-информационный комплекс (ОИК) позволяет решать задачи оперативного диспетчерского управления ЕЭС, включая задачи планирования режима, и обеспечивает информационную базу систем противоаварийного (ЦСПА) и режимного (ЦС/ЦКС АРЧМ) управления ЕЭС.

ОИК базируется на существующей системе сбора и передачи информации, обеспечивающей сбор несинхронизированных по времени действующих величин параметров электрического режима ЭЭС.

Внедрение регистраторов СМПР существенно изменяет качество регистрируемых параметров электрического режима, учитывая дискретность измеряемых параметров на периоде частоты электрического тока, длительность фиксации аварийных процессов, синхронизацию по времени измеряемых векторных величин параметров электрического режима.

Учитывая повышение информационного качества измерений электрического режима ЭЭС, достигаемого с помощью внедрения регистраторов СМПР, появляется возможность разработки новых методов управления ЭЭС в нормальных, переходных и аварийных режимах, базирующихся на векторных параметрах режима и на тенденциях использования этих параметров в автоматизированных и автоматических системах управления ЭЭС.

В настоящее время наиболее просто решается проблема интеграции СМПП и ОИК Системного оператора в части использования диспетчером ЕЭС/ОЭС программного обеспечения анализа тяжести режима для принятия решений в процессе оперативно-диспетчерского управления. Эти задачи могут использоваться в качестве советчика диспетчеру и иметь цикл работы в интервале до 5-7 сек.

Более трудной является задача использования информационных регистраторов СМПП для автоматического управления таких сложных иерархических систем, как ЦСПА. Возможность совершенствования функционирования ЦСПА в этой части будет определяться разработкой новых алгоритмов управления и возможностями транспортной системы доставки информации, поскольку технические средства вычислительной техники уже сегодня позволяют достигать требуемого быстродействия системы, построенной на базе многопроцессорного ядра, и решения задачи распараллеливания счета.

Мировые тенденции развития систем управления ЭЭС свидетельствуют об использовании в них векторных параметров электрического режима. Уже сложилась международная терминология средств мониторинга и управления, базирующихся на использовании векторных параметров электрического режима ЭЭС:

- WAMS – системы мониторинга;
- WAPS – системы защиты;
- WACS – системы управления,
- и общие WAMPACS, включающие в себя все направления использования векторов для систем мониторинга и управления в электроэнергетике.

Важно понимать, что между сложившейся практикой создания и внедрения SCADA/EMS и систем типа СМПП (WAMS) и вариантами их дальнейшего развития (WACS, WAPS) противоречия не существует. Указанные системы могут и должны существовать и развиваться в соответствии с принципами взаимодополнения. Конечной точкой такого развития должна стать полная конвергенция подходов и методов данных практик организации сбора и обработки информации.

Разрабатываемые в настоящее время IED (intelligent electronic device) – интеллектуальные электронные устройства, подвидом которых являются регистраторы различных типов – это многофункциональные устройства, способные выполнять функции как систем телемеханики, так и регистраторов СМПП (а также регистраторов аварийных режимов и др.).

Необходимо отметить ряд существенных отличий, которые предоставляют технологии IED и развитие современных систем телекоммуникаций:

- возможность обмена информацией не только по схеме «объект управления – диспетчерский центр», но и «объект управления – объект управления»;
- обеспечение синхронизации измерений по астрономическому времени с применением технологии GPS и ей подобных;
- возможность вычислять полный состав параметров электрического режима (ПЭР) и параметров схемы замещения (ПСЗ) на объектах управления;
- возможность предоставления информации требуемого качества в точке ее потребления («on demand»);
- возможность определения параметров оборудования электрических станций (ЭС), подстанций (ПС) и ЛЭП, ранее совершенно недоступных технологам и специалистам сетевых, генерирующих и диспетчерских компаний.

Такие возможности предоставляют перспективу развития систем мониторинга анализа и управления для систем релейной защиты, противоаварийного и режимного управления ЭЭС. Методы их информационной интеграции предстоит определить и систематизировать в рамках формирования новых национальных стандартов на системы систем релейной защиты, противоаварийной и режимной автоматики.

Реализация таких концепций, как адаптивная модель ЭЭС (использующая в качестве условно-постоянной информации не паспортные характеристики оборудования ЭС, ПС и ЛЭП, а фактические измерения и вычисления ПЭР и ПСЗ на основании информации от WAMS), должны внести существенные изменения в практику управления нормальными, переходными и аварийными режимами ЭЭС.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] A. G. Phadke, J. S. Thorpe and M. G. Adamiak, "A New Measurement Technique of Tracking Voltage Phasors, Local System Frequency and Rate of Change of Frequency," IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-102, No. 5, May 1983.
- [2] Аюев Б.И. О системе мониторинга переходных режимов // Энергорынок. № 2. 2006.
- [3] Куликов Ю.А. Использование технологии векторного измерения параметров в ЕЭС России для информационного обеспечения оперативно-диспетчерского управления // Энергетик. № 1. 2009.
- [4] Аюев Б.И., Герасимов А.С., Есипович А.Х., Куликов Ю.А. Верификация цифровых моделей ЕЭС/ОЭС // Электричество. № 5. 2008.
- [5] 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.

РАЗВИТИЕ СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ ОЭС УРАЛА

А.Т. ДЕМЧУК, А.В. ЖУКОВ, П.В. ЛЕГКОКОНЕЦ
ОАО «СО ЕЭС»

С.В. БРОВКО, В.В. КУРМАК, В.Г. НАРОВЛЯНСКИЙ
ОАО «Институт «ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ»

В данной статье рассмотрены вопросы развития системы мониторинга переходных режимов (СМПР) в ОЭС Урала на основе синхронизированных векторных измерений параметров режима электроэнергетической системы.

Предложена методика и приведены результаты выбора мест размещения регистраторов СМПР на энергообъектах ОЭС Урала.

ВВЕДЕНИЕ

Важной задачей развития энергетики Урала является обеспечение надежного энергоснабжения предприятий отраслей тяжелой промышленности, включая топливно-энергетический и металлургический комплексы (черная и цветная металлургии), а также многоотраслевое машиностроение. Проблемы максимального использования пропускной способности электрических сетей ОЭС Урала, обеспечение надежности их работы является приоритетной задачей, требующей разработки, внедрения и адаптивной настройки средств автоматизации управления режимом ОЭС Урала.

Одним из способов решения этой задачи является возможно более полное использование максимально-допустимых перетоков (МДП) в системообразующей сети операционной зоны ОЭС Урала. Такое техническое решение стало возможным на основе использования средств синхронизированного измерения векторов параметров электрического режима.

Технология синхронизированных по времени векторных измерений параметров электрического режима электроэнергетической системы основывается на так называемых «фазорах» РМУ¹ — средствах цифрового измерения напряжения и тока в узлах и ветвях энергосистемы. Полученные фазором результаты привязываются к метке точного времени посредством использования технологии GPS², которая позволяет синхронизировать измерения и измерить взаимный угол напряжения.

Такая технология стала одним из приоритетов развития диспетчерского управления в крупнейших энергосистемах мира. За рубежом она реализована в системах, получивших название WAMS³. В объединении энергосистем стран СНГ и Балтии аналогичная система, получившая название Система мониторинга переходных режимов (СМПР), начала развиваться с 2005 г.

С развитием СМПР появилась возможность получать более детальную информацию о параметрах установившихся и переходных режимов ЕЭС/ОЭС. Изучение этой информации дает новые сведения о динамических свойствах системы, позволяет совершенствовать расчетные модели, решать другие задачи по повышению качества и надежности управления режимами.

В период 2008–2009 гг. на указанной технической базе была разработана, реализована и введена в эксплуатацию система мониторинга запасов устойчивости в северных районах Тюменской области [1].

В ходе выполнения этого проекта были изложены обобщающие аналитические материалы по рассматриваемой предметной области, приведены сводные результаты по полученным в ходе выполне-

¹ Phasor Measurement Unit.

² Global Positioning System.

³ Wide Area Monitoring System.

ния проекта организационно-техническим решениям, выработаны основные технические решения по объектным средствам измерений, средствам передачи информации и средствам программно-технического комплекса обработки информации.

Установка регистраторов СМПР была выполнена на следующих узлах ЭЭС: ПС-500 кВ Холмогорская, ПС-500 кВ Тарко-Сале, ПС-220 кВ Аврора, ПС-110 кВ Ямбург, ПС-220 кВ Уренгой, Сургутская ГРЭС-1. Основной задачей указанного проекта являлось повышение перетока по системообразующим линиям электропередач в направлении с юга на север.

При выполнении проекта пришлось решать сложную задачу передачи большого потока данных в условиях весьма слабого обеспечения региона наземными цифровыми каналами связи. Задача была решена посредством использования гибридной схемы передачи данных на ПТК ОДУ Тюмени, сочетающей спутниковые каналы связи и отдельные наземные каналы связи по ВОЛС.

Система мониторинга запасов устойчивости введена в промышленную эксплуатацию 29 сентября 2009 г.

СОЗДАНИЕ СМПР В ОЭС УРАЛА

Разработка СМПР ОЭС Урала является дальнейшим развитием применения средств синхронизированного измерения векторов параметров режима для целей наиболее полного использования максимально-допустимых перетоков (МДП) по системообразующей сети энергосистемы [2].

Целью системного проекта развития СМПР ОЭС Урала [2] является повышение максимально-допустимых перетоков (МДП) в системообразующей сети ОЭС Урала за счет разработки и внедрения средств определения текущих значений запасов устойчивости.

ОЭС Урала представляет собой девять энергосистем, связанных сложной многокольцевой сетью 500 кВ и содержащих большое количество объектов генерации и потребителей большой мощности.

В состав передаваемых в диспетчерский центр данных от регистраторов СМПР с каждого энергообъекта должны входить: метка времени, модуль напряжения на шинах, угол сдвига фазы напряжения относительно базовой синусоиды, формируемой по данным, получаемым от GPS или ГЛОНАСС, величины активной и реактивной мощности, частота.

Проектное решение по развитию СМПР ОЭС Урала учитывает результаты анализа режимов работы энергосистемы, требования нормативных документов [3], [4], перечень нормативных контрольных сечений ОЭС Урала [5], а также требований к получению информации от узлов, оказывающих наиболее существенное влияние на режим энергосистемы ОЭС Урала, другие аналитические материалы [6].

В результате разработки проекта были сформулированы требования к расстановке регистраторов СМПР.

Регистраторы СМПР должны обеспечивать контроль:

- электростанций, существенно влияющих на изменение характеристик режима энергорайонов;

- подстанций, фазовые углы которых характеризуют состояние режима энергорайонов;

- межсистемных и межгосударственных линий ОЭС Урала.

Регистраторы СМПР должны устанавливаться:

- на электростанциях мощностью от 500 МВт, если на присоединяемой линии имеется ТМН⁴ (см. [2]) и/или контролируемое сечение, и не имеется электрически близкой электростанции мощностью от 900 МВт;

- на атомных электростанциях;

- на электростанциях мощностью от 500 МВт, если на присоединяемой линии имеется ТМН и/или контролируемое сечение, и если на противоположном конце линии не имеется регистратора СМПР;

⁴ТМН – точка минимального напряжения, т. е. точка на линии передачи с нулевой величиной производной модуля напряжения вдоль линии передачи $d(|U|)/dx = 0$.

- на подстанциях 500 кВ (исключая переключательные пункты), если на присоединяемой линии имеется ТМН и/или контролируемое сечение, и если на противоположном конце линии не имеется регистратора СМПР;
- на подстанциях 500 кВ с нагрузкой от 500 МВт, если рядом нет энергообъекта с установленным регистратором СМПР.

На рис. 1 представлена сводная диаграмма принятия решения о необходимости установки регистраторов СМПР на электроэнергетических объектах.

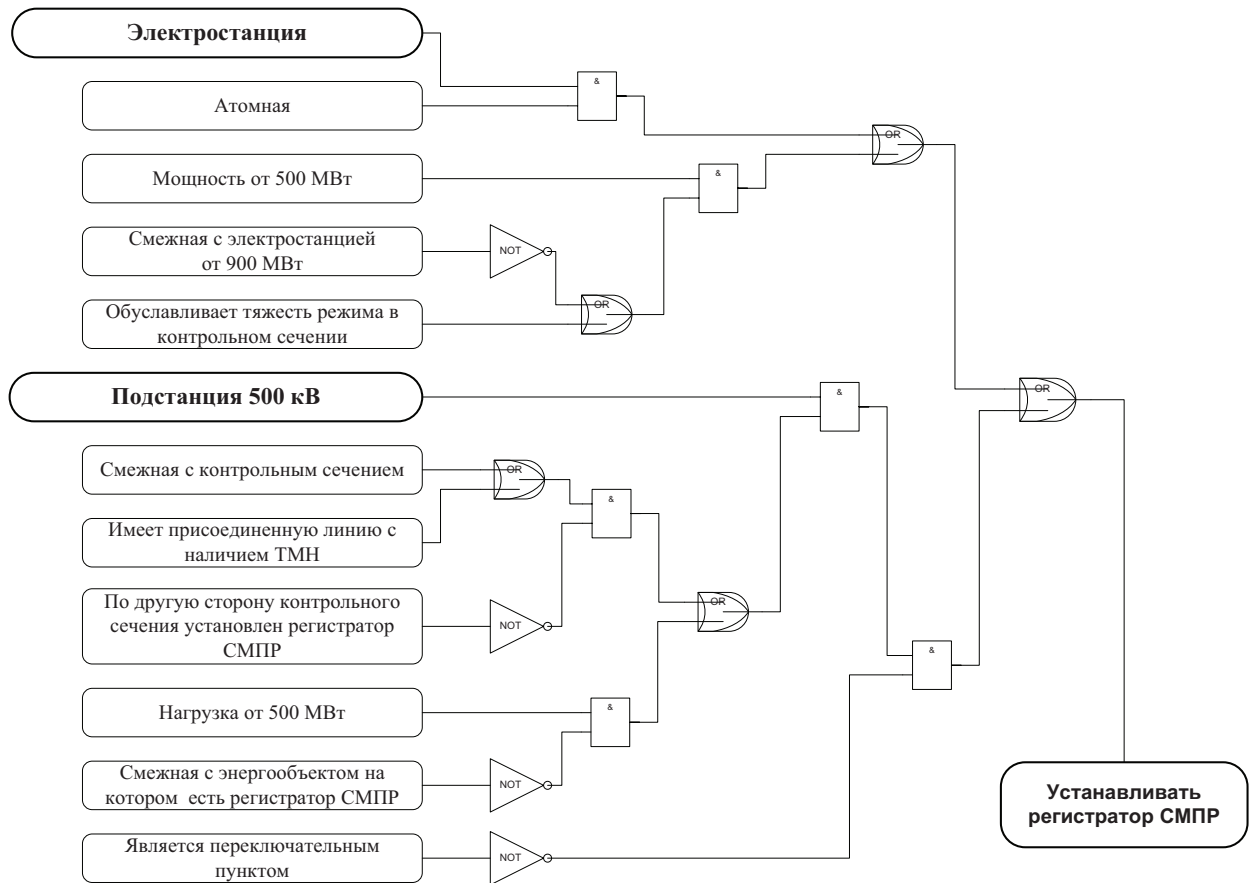


Рис. 1. Диаграмма принятия решения по необходимости установки регистраторов СМПР на электроэнергетических объектах

В результате работы был сформирован перечень объектов, на которых должны устанавливаться регистраторы СМПР, включающий в себя 17 электростанций и 12 подстанций.

ОЖИДАЕМЫЙ ЭФФЕКТ ОТ ВНЕДРЕНИЯ СМПР В ОЭС УРАЛА

Внедрение создаваемой системы позволит:

- наиболее полно использовать пропускную способность электрической сети ОДУ Урала посредством управления режимом с учетом актуальных на текущий момент ограничений с обеспечением нормативных запасов устойчивости;
- обеспечить диспетчера средствами определения в режиме реального времени допустимых пере-токов активной мощности в электрической сети;

Москва, 1–4 июня 2010 г.

- повысить точность решения задачи оценивания состояния энергосистемы с использованием измерений фазовых углов напряжений;
- обеспечить эффективное оперативно-диспетчерское управление электрическим режимом при поддержании требуемого уровня надежности функционирования ОЭС.

Положительный эффект от создания системы будет заключаться в снижении ограничений энергопотребления и создании условий энергоснабжения для дальнейшего развития рассматриваемого региона.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Система мониторинга запасов устойчивости (СМЗУ) в северных районах Тюменской области (СРТО). Системный проект. М.: ОАО «Институт «Энергосетьпроект», 2008.
- [2] Развитие системы мониторинга переходных режимов (СМПР) в ЕЭС для оценки тяжести режима. Системный проект развития СМПР в операционной зоне ОДУ Урала. Части 1-2. ОАО «Институт «Энергосетьпроект». М., 2009.
- [3] Стандарт организации. ОАО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.240.008-2008. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования.
- [4] Методические указания по устойчивости энергосистем. СО 153-34.20.576-2003 (РД 34.20.576). ОАО «СО ЕЭС», Стандарт организации.
- [5] Инструкция по режимам работы электрической сети 500 кВ ОЭС Урала. ОДУ Урала. Екатеринбург 2009 г.
- [6] Материалы заседания секции Научно-технического совета Единой энергетической системы. Москва. 15 марта 2010 г.

РАЗРАБОТКА ИНТЕГРИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ ПА ОЭС СИБИРИ

А.К. ЛАНДМАН, А.М. ПЕТРОВ, А.Э. ПЕТРОВ, О.О. САКАЕВ

ЗАО «Институт автоматизации энергетических систем»

В настоящее время одним из основных и перспективных направлений развития систем противоаварийного управления в энергетике является интеграция устройств ПАУ 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 общих принципах унификации, модульности, масштабируемости, развиваемости, резервирования. При этом многое зависит от применяемых подходов к решению технологических задач.

В течение многих лет ЗАО «ИАЭС» принимает активное участие в разработке интегрированной системы ПА ОЭС Сибири. Рассмотрим технологические подходы, использованные при разработке данной системы.

ИСТОРИЯ ВОПРОСА

В 1995 году начались работы по реконструкции ЦПА ПС 1150 кВ Итатская, обеспечивающей сохранение статической устойчивости при аварийных возмущениях в западной и центральной части ОЭС Сибири [1]. В связи с моральным и физическим износом оборудования было принято решение о переходе на современную микропроцессорную элементную базу. С целью обеспечения большей точности выбора УВ начались разработки математической модели и алгоритмического обеспечения для выбора управляющих воздействий по способу I-ДО. Проектные, научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы проводились сотрудниками ОАО «Сибэнергосетьпроект», позднее составившими основу коллектива ЗАО «ИАЭС».

В 1998 году был изготовлен макет ЦПА на базе промышленного компьютера MicroPC производства фирмы Octagon Systems, на макете разрабатывалось программное обеспечение УВК АДВ, функционирующее под управлением операционной системы реального времени QNX 4. Дальнейшие работы по реконструкции ЦПА ПС Итатская велись уже ЗАО «ИАЭС».

В 2000 году была произведена поставка оборудования на ПС Итатская, а также модернизация ССПИ. В 2001 году ЦПА ПС Итатская была введена в опытную эксплуатацию, с выбором УВ по способу I-ДО с использованием полной и упрощенной математических моделей, а также по способу II-ДО. Одновременно с этим велись работы по разработке АПНУ Таймырской и Норильской энергосистем, в 2001 году был введен в опытную эксплуатацию УВК АДВ Усть-Хантайской ГЭС.

В 2003 году ЦПА ПС Итатская была введена в промышленную эксплуатацию, с выбором УВ по способу II-ДО. Поскольку имеющейся доаварийной информации было недостаточно для выбора УВ по способу I-ДО, были начаты работы по реконструкции ССПИ. В этом же году была разработана концепция развития системы ПА ОЭС Сибири [2, 3], положившая начало ЦКПА ОЭС Сибири. Кроме того, был введен в промышленную эксплуатацию УВК АДВ Усть-Хантайской ГЭС.

В период с 2004 по 2006 год проводились работы по реконструкции ССПИ ЦПА ПС Итатская. В 2005 году был введен в промышленную эксплуатацию УВК АДВ Курейской ГЭС. В 2006 году на-

чались работы по проектированию ЦКПА ОЭС Сибири. Кроме того, с учетом накопленного опыта разработки устройств ПА, в 2007 году был создан и прошел сертификацию МВК, унифицированный ПТК КПА-М, все дальнейшие устройства ЗАО «ИАЭС» выпускает на его базе.

В 2007 году, в рамках концепции развития системы ПА ОЭС Сибири, была введена в промышленную эксплуатацию ЦПА ПС 1150 кВ Алтай, в 2008 году — ЦПА ПС 500 кВ Таврическая. В 2008 году в опытную эксплуатацию на двух районах управления (ПС Алтай и ПС Таврическая) была введена ЦКПА ОЭС Сибири. В это же время ЗАО «ИАЭС» был начат массовый выпуск локальных устройств ПА.

УНИФИЦИРОВАННЫЙ ПТК КПА-М

С 2007 года все устройства ПА, выпускаемые ЗАО «ИАЭС», базируются на ПТК КПА-М, предназначенным для решения задач противоаварийной автоматики и противоаварийного управления различных уровней иерархии и сложности, в зависимости от комплектации. Отличительными особенностями КПА-М являются стандартная структура технических средств, конкретный состав которых определяется функциональностью устройства, стандартная модульная структура программных средств, высокое быстродействие, а также поддержка стандартных протоколов обмена информацией с внешними устройствами.

Рассмотрим подходы, применяемые в устройствах на базе КПА-М на основных уровнях иерархии ПАУ.

ЛОКАЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО ПА

Локальное устройство ПА на базе КПА-М предназначено для выполнения функций локальной автоматики, определяемых при заказе устройства. Так, например, типичной комплектацией является шкаф линейной автоматики, выполняющий функции ФОЛ, АОПН(АОСН), АУЛР с УРОВ, АЛАР.

Ввод аналоговой информации в такой шкаф производится от измерительных цепей трансформаторов тока (1 или 5 А) и напряжения (100 В). Ввод дискретной информации производится сигналами типа «сухой контакт» от контактных устройств. Вывод дискретных сигналов осуществляется сигналами типа «сухой контакт». Связь с устройствами верхнего уровня осуществляется при помощи сетевого интерфейса Ethernet по протоколу МЭК 870-5-104.

Устройство ЛПА на базе КПА-М обладает следующими особенностями. Прежде всего необходимо отметить, что реализация конкретных функций ПА не требует каких-либо средств программирования и компиляции исполняемых модулей. *Функциональность ЛПА на базе КПА-М определяется только таблицами настройки.*

Следующим важным моментом является организация обработки входных сигналов. *Входные сигналы устройства ПА обрабатываются в реальном времени.*

Наконец, в состав программного обеспечения устройства ЛПА входит *модуль топологического анализа*, который позволяет, в частности, организовать контроль состояния схемы любой сложности от отдельной ВЛ до ОРУ в целом. Данный модуль может использоваться и в других задачах, для решения которых требуется анализ топологии.

ЦПА

В рамках задачи построения иерархической системы ПА ОЭС Сибири наибольший интерес представляет собой ЦПА на базе КПА-М. ЦПА выполняет следующие функции:

- районная автоматика дозирования УВ (РАДВ);
- автоматика запоминания дозирования УВ (АЗД).

Рассмотрим подробнее архитектурные особенности ЦПА.

Резервирование ЦПА

Согласно требованиям стандарта [4], в ЦПА предусмотрено аппаратное резервирование нескольких уровней. Прежде всего, в шкаф ЦПА устанавливается два идентичных полукомплекта с отдельным вводом доаварийной информации и независимым расчетом управляющих воздействий (УВ). На каждом цикле выбора УВ производится синхронизация дозировки УВ между полукомплектами.

Следующий уровень резервирования связан с необходимостью производства работ по обслуживанию ЦПА. Возможны два варианта исполнения ЦПА:

- трехшкафное — два шкафа (комплекта) ЦПА с общим кроссовым шкафом;
- четырехшкафное — два шкафа (комплекта) ЦПА, каждый со своим кроссовым шкафом.

Трехшкафный вариант допускает вывод из работы устройства покомпонентно, для производства работ в шкафах ЦПА. Однако при производстве работ в кроссовом шкафу ЦПА необходимо выводить из работы полностью. Устройство в четырехшкафном исполнении лишено этого недостатка, так как в нем входные и выходные цепи разделены между комплектами. В любом случае в штатном режиме один из шкафов находится в работе и осуществляет противоаварийное управление, другой шкаф находится в горячем резерве, т. е. осуществляет выбор УВ, но не фиксирует срабатывания пусковых органов и не выдает сигналов УВ в выходные цепи.

Ввод и первичная обработка доаварийной информации

Ввод аналоговой и дискретной доаварийной информации в ЦПА производится от устройств телемеханики при помощи сетевого интерфейса Ethernet по протоколам МЭК 870-5-104 или Modbus/ТСР. Существует два основных конструкторских варианта организации взаимодействия между комплектами ЦПА и центральной приемно-передающей станцией (ЦППС) телемеханики. Стандартно в каждый шкаф ЦПА устанавливается полукомплект ЦППС, что дает возможность покомпонентного вывода из работы ЦППС вместе с ЦПА с целью обслуживания. При необходимости может быть организована связь ЦПА с внешним шкафом ЦППС, однако в этом случае при выводе шкафа ЦППС на обслуживание оба комплекта ЦПА должны быть также выведены из работы, поскольку ЦПА лишается единственного источника информации.

Получая доаварийную информацию (ТИ и ТС), ЦПА подвергает ее первичной достоверности с целью выделить достоверные значения для дальнейшей технологической обработки. В рамках первичной достоверности ЦПА:

- контролирует состояние канала телемеханики;
- контролирует выход аналоговых параметров за заданные допустимые пределы;
- сравнивает значения вводимых параметров поканально.

При фиксации выхода из строя канала телемеханики всем параметрам, принимаемым по данному каналу, устанавливается признак «недостоверно».

При выходе значения аналогового параметра за допустимые пределы, значению устанавливается признак «недостоверно».

Результатом поканального сравнения всегда является одно значение с признаком достоверности. Выбор значения может производиться по следующим правилам, настраиваемым индивидуально для каждого параметра:

- при расхождении значений аналоговых параметров более заданного, выбор значения с приоритетного канала, или выбор максимального из двух значений;
- при несоответствии значений дискретного параметра, полученных по различным каналам, выбор значения с приоритетного канала, или установка результату признака «недостоверно»;
- если значение, полученное по одному из каналов, недостоверно (например, в результате выхода канала из строя), и если значение, полученное по другому каналу, достоверно, то выбирается достоверное значение.

Кроме того, при первичной достоверизации существует возможность контроля значения аналогового параметра (например, ТИ перетока по ВЛ) по значению дискретного параметра (ТС состояния ВЛ). Если ВЛ отключена, и значение перетока по ней выходит за заданные пределы отклонения от нуля, то значение перетока объявляется недостоверным.

В рамках процедуры первичной достоверизации, может производиться также сглаживание скачков параметра на буфере заданной глубины.

С точки зрения технологических алгоритмов ЦПА, параметры текущего режима могут быть разделены на следующие группы:

- параметры, полученные от ССПИ и прошедшие первичную достоверизацию;
- константы, задаваемые при настройке устройства;
- параметры, вычисляемые на основе двух предыдущих типов;
- параметры на ручном вводе.

Расчет вычисляемых параметров производится при помощи стандартных математических операций над аналоговыми параметрами, стандартных логических операций над дискретными параметрами. Также над дискретными параметрами может выполняться специальная операция «Подсчет включенных элементов», что бывает полезно, например, при вычислении средней загрузки одного агрегата на ГЭС, при условии, что ССПИ доступна суммарная мощность выработки ГЭС и состояния ее агрегатов.

Любой параметр текущего режима может быть переведен на ручной ввод.

Ввод и вывод дискретных сигналов, пусковые органы и управляющие воздействия

Ввод и вывод дискретной информации производится сигналами типа «сухой контакт» от контактных устройств. Все многообразие дискретных сигналов ЦПА может быть разделено на три группы:

- пусковые (аварийные) сигналы и соответствующие пусковые органы ЦПА;
- сигналы управляющих воздействий;
- сигнализация и управление функционированием ЦПА.

Пусковой орган (ПО) ЦПА фиксирует аварийную ситуацию, в которой ЦПА должна сработать согласно текущей настройке, с выдачей сигналов управляющих воздействий (УВ) или без выдачи таковых. Пусковой орган формируется по факту прихода одного или нескольких пусковых сигналов (ПС) одним из следующих способов (рис. 1).

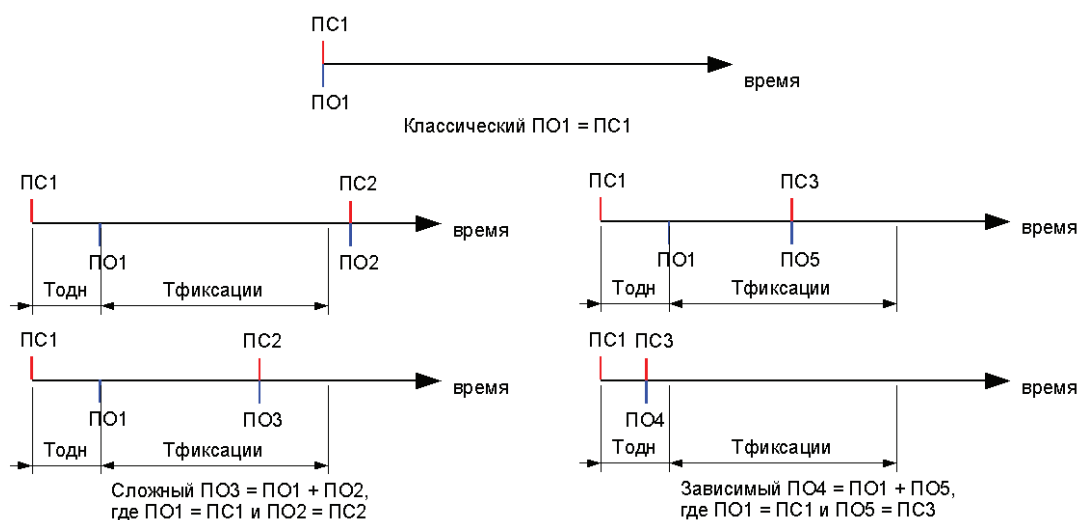


Рис 1. Способы формирования ПО ЦПА

«Классический» ПО фиксируется по факту прихода одного ПС. Сигналы УВ выдаются ЦПА немедленно по факту срабатывания ПО.

Сложный ПО формируется по факту прихода нескольких ПС на заданном интервале времени (интервал фиксации). Сигналы УВ выдаются ЦПА по факту срабатывания каждого ПО, входящего в состав сложного ПО.

Зависимый ПО формируется по факту прихода нескольких ПС на заданном интервале времени (интервал одновременности). Сигналы УВ выдаются ЦПА либо немедленно по факту срабатывания зависимого ПО, либо по окончании интервала одновременности, если с момента прихода первого ПС зависимый ПО не сформировался.

Дозировка УВ для вывода в случае срабатывания ПО формируется на основании выбора УВ одним или несколькими алгоритмами, на каждом цикле расчета. Результирующая дозировка выбирается индивидуально для каждого ПО, при этом, если один из алгоритмов по каким-либо причинам не выбрал УВ для данного ПО, производится автоматический переход к следующему алгоритму согласно заданному приоритету. Выбранная дозировка УВ синхронизируется между полуккомплектами шкафа ЦПА, и уже затем подготавливается к выводу в выходные цепи. В случае неуспешного выбора УВ всеми алгоритмами, а также в случае неуспешной синхронизации дозировки УВ, предусмотрена возможность задания следующей дисциплины поведения:

- оставить последнюю успешно выбранную дозировку в течение заданного интервала времени;
- обнулить дозировку по истечении заданного интервала времени.

Выбор управляющих воздействий

ЦПА может выбирать управление по способам I-ДО и II-ДО. При этом несколько алгоритмов выбора УВ могут функционировать параллельно. Например, при достаточном объеме доаварийной информации выбор управления может осуществляться по способу I-ДО, с автоматическим переходом на резервный алгоритм II-ДО при пропадании существенной части исходной информации, в данной связке способ II-ДО может использоваться и для выбора управления для тех аварийных ситуаций, которые по каким-либо причинам не могут быть предусмотрены математической моделью района управления. В случае, если объем доаварийной информации недостаточен для выбора УВ по способу I-ДО, и увеличение этого объема не планируется в ближайшей перспективе, II-ДО может быть использован в качестве основного.

На этапе подготовки текущего режима к использованию в технологических алгоритмах выбора УВ, в ЦПА имеется возможность использования алгоритма оценивания исходного режима. Данный алгоритм может быть применен как для достоверизации текущего режима для выбора УВ по способу II-ДО, так и, при достаточном объеме исходной информации для формирования оцененного режима для выбора УВ по способу I-ДО.

Алгоритму выбора УВ по способу I-ДО, разработанному ЗАО «ИАЭС», посвящено значительное число публикаций (например, [5]), поэтому остановимся на особенностях реализации алгоритма выбора УВ по способу II-ДО.

Единицей расчета для алгоритма II-ДО является пусковой орган, для которого алгоритм должен выбрать набор управляющих воздействий. Для одного ПО в таблице уставок может быть задано несколько схемно-режимных условий, в которых (и только в которых) будут проверены уставки по мощности для данного ПО:

1. Схемно-режимное условие представляет собой сочетание значений аналоговых параметров и состояний дискретных параметров текущего режима; как правило, сочетание ремонтов ВЛ, в некоторых случаях значение перетока активной мощности по ВЛ или выдачи станции.

1.1. Параметры схемно-режимного условия могут сочетаться при помощи логических операций «И» (например, ремонт ВЛ 1 и ВЛ 2) и «ИЛИ» (например, ремонт одной из ВЛ 1, 2, 3).

1.2. Схемно-режимное условие может включать в себя ссылки на другие схемно-режимные условия. Например, сочетание ремонтов ВЛ может быть описано в соответствующей таблице один раз (такое

условие называется базовым), после чего при описании схемно-режимных условий, включающих это сочетание, употребляется ссылка. Кроме того, в ссылке указывается логический способ сочетания параметров в базовом условии, а также может указываться ограничение на количество параметров, принимающих значение «истина» (например, таким образом может быть задано условие «ремонт двух ВЛ из ВЛ1, ВЛ2, ВЛ3»).

1.3. Результатом проверки, удовлетворяет ли текущая схема схемно-режимному условию, является «истина» (удовлетворяет) или «ложь» (не удовлетворяет).

Если текущая схема удовлетворяет нескольким схемно-режимным условиям, заданным для одного ПО, то уставки по мощности для данного ПО проверяются в порядке задания схемно-режимных условий в таблице уставок. Таким образом, наивысший приоритет имеет последнее схемно-режимное условие из существующих в текущей схеме для данного ПО. Для исключения неоднозначности, в этом случае предусмотрены следующие варианты дисциплины выбора УВ:

- Подрыв — дозировка, выбранная для ПО по предыдущему схемному условию, не сохраняется при переходе к следующему.

- Поглощение большими дозировками — дозировка, выбранная для ПО по предыдущему схемному условию, будет выставлена, если для данного ПО в следующем схемном условии не требуется более высокая ступень воздействия. При этом если места применения воздействий различаются, будут выбраны оба воздействия.

- Поглощение ненулевыми дозировками — дозировка, выбранная для ПО по предыдущему схемному условию, будет выставлена, если для данного ПО в следующем схемном условии уставка не превышена. В случае если уставка превышена, дозировка по следующему схемно-режимному условию полностью замещает предыдущую.

Если текущая схема не удовлетворяет ни одному из схемных условий для данного ПО, для такого ПО выбирается нулевая дозировка.

Для одного ПО и одного схемно-режимного условия может быть задано несколько уставок по мощности:

1. Ограничения по мощности задаются в виде линейных уравнений. Описание уравнения представляет собой набор аналоговых параметров текущего режима. Значение параметра (например, перетока по ВЛ) может быть умножено на заданный коэффициент, после чего результаты умножения арифметически складываются. В большинстве случаев, уравнение представляет собой сумму перетоков активной мощности по ВЛ, входящим в определенное контролируемое сечение. Поэтому употребляемый здесь и далее термин «ограничение» может рассматриваться как «контролируемое сечение».

2. С уставкой сравнивается текущее значение ограничения. Уставка считается превышенной, если текущее значение ограничения больше либо равно заданному значению уставки, с учетом знака.

3. Одной уставке соответствует один фиксированный набор УВ, который будет выбран для данного ПО, если уставка будет превышена текущей мощностью ограничения.

4. Уставки для одного ПО и одного схемного условия по одному ограничению должны задаваться в порядке возрастания мощности. При переходе на другую уставку, если предыдущая уставка была превышена, алгоритм работает согласно заданной дисциплине выбора УВ.

5. Для одного ПО и одного схемного условия могут быть заданы уставки по разным ограничениям (например, переток по ВЛ к шинам и от шин некоторой подстанции). В этом случае при переходе к другой уставке, если предыдущая уставка была превышена и дозировка была выбрана, приоритет дозировки может быть согласно заданной дисциплине выбора УВ.

Таким образом, существует три контрольные точки алгоритма, в которых может быть задана дисциплина выбора УВ для одного ПО, а именно:

- 1) переход с одной уставки по мощности сечения на другую;
- 2) переход с одного сечения на другое;
- 3) переход с одного схемно-режимного условия на другое.

Алгоритм не анализирует, не сортирует и не изменяет наборы УВ, он только их выставляет в своей выходной таблице. Имеется возможность задать, какой набор УВ будет выбран, в зависимости

от дополнительного условия, например, с целью обнуления дозировки УВ при выводе ВЛ в ремонт. Проверка условия производится после того, как алгоритм выяснит, что данный ПО в текущей схеме нуждается в дозировке. Дополнительное условие представляет собой схемно-режимное условие, которое алгоритм проверяет согласно правилам, описанным выше. С целью сокращения объема настройки, предусмотрена возможность группировки ПО, требующих одинаковых воздействий.

Взаимодействие с ЦКПА

В рамках иерархической системы ПА, ЦПА может взаимодействовать с ЦКПА. При этом в качестве протокола межмашинного обмена используется стандартный протокол МЭК 870-5-104, что в силу универсальности реализации данного протокола дает возможность передачи на верхний уровень любой аналоговой и дискретной информации из внутренних таблиц ЦПА.

При интеграции в иерархическую систему ПА, ЦПА настраивается прежде всего на:

- прием дозировки УВ от ЦКПА;
- передачу выставленной дозировки УВ в ЦКПА для сравнения и контроля;
- передачу аварийного протокола в ЦКПА.

Кроме того, имеется возможность приема дополнительной информации от ЦКПА для расчета УВ, а также передачи параметров текущего режима в ЦКПА.

Дозировка УВ, принятая от ЦКПА, рассматривается как дозировка от алгоритма выбора УВ с наивысшим приоритетом. Таким образом, обеспечивается автоматический переход на дозировку, выбранную ЦПА по собственной информации, в случае как прекращения связи с ЦКПА, так и неуспешного выбора УВ в ЦКПА для определенных аварий, а также выбор управления для ПО, не обрабатываемых на верхнем уровне.

ЦКПА

ЦКПА на базе КПА-М предназначен для выполнения следующих функций:

- координирующая автоматика дозировки воздействий (КАДВ);
- прочие функции ЦКПА, определенные стандартом [4].

Выбор управления в ЦКПА осуществляется по способу I-ДО на базе полной математической модели ОЭС. Ввод доаварийной информации производится по протоколу МЭК 870-5-104 от ОИК соответствующего подразделения Системного оператора (ОДУ), а также от ЦПА районов управления, поскольку, например, опыт эксплуатации ЦКПА ОЭС Сибири показывает, что качество доаварийной информации ССПИ районов управления в ряде случаев оказывается выше, чем качество аналогичной информации ОИК, в основном за счет детерминированного времени сбора.

На нижний уровень ЦКПА передает рассчитанную дозировку УВ, и, при необходимости, может передавать координирующую информацию для выбора УВ.

ЦКПА также осуществляет автоматический контроль дозировки УВ, выставленной на нижнем уровне, и, при фиксации несовпадения дозировок для каких-либо ПО, оповещает об этом дежурный персонал.

ВНЕДРЕНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ

В настоящее время в опытной эксплуатации находится ЦКПА ОЭС Сибири с центром в ОДУ Сибири, на двух районах управления (ПС 1150 кВ Алтай и ПС 500 кВ Таврическая). ЦПА этих двух районов находятся в промышленной эксплуатации с 2007 и 2008 годов соответственно. На 2010-2011 год запланирована реконструкция ЦПА ПС 1150 кВ Итатская, завершение реконструкции ССПИ ЦПА ПС Итатская, ввод в промышленную эксплуатацию ЦКПА ОЭС Сибири на трех районах управления. Кроме того, запланирована поставка оборудования ЦПА на ПС Камала, в перспективе — установка ЦПА на Саяно-Шушенской ГЭС.

Москва, 1–4 июня 2010 г.

Кроме системной автоматики, в последнее время ЗАО «ИАЭС» выпущено значительное количество локальных устройств ПА для установки в различных регионах Сибири.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Реконструкция вычислительного комплекса противоаварийной автоматики западной и центральной части ОЭС Сибири, установленного на ПС Итатская. Техническое задание. СИЭСП, 1995. Инв. № 230-16-т1.
- [2] Разработка схемы развития противоаварийного управления ОЭС Сибири. Этап 1. Анализ текущего состояния системы противоаварийного управления (ПАУ) ОЭС Сибири, оценка эффективности, общий подход к развитию и совершенствованию, режимы работы, устойчивоспособность и управляемость. Инв. № 01-ОЭС/03-16-т1. ЗАО «ИАЭС», Новосибирск, 2003.
- [3] Разработка схемы развития системы противоаварийного управления ОЭС Сибири. Этап 2. Разработка рекомендаций по выбору модели управления для определения управляющих воздействий (УВ) ПАУ, структуры системы ПАУ на перспективу. Инв № 01-ОЭС/03-16-т2. Новосибирск, ЗАО «ИАЭС», 2003.
- [4] СТО 59012820.29.240.008-2008. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования. М., 2008.
- [5] Аржанников С.Г., Захаркин О.В., Петров А.М. Управление активной мощностью электростанций с целью сохранения устойчивости послеаварийных режимов ЭЭС // Передача энергии переменным током на дальние и сверхдальние расстояния: Труды Международной научно-практической конференции. Т. 2. Новосибирск: СибНИИЭ, 2003.

Контактная информация

ЗАО «Институт автоматизации энергетических систем»
Адрес: Россия, 630091, г. Новосибирск, ул. Крылова, д. 2
Тел./факс: (383) 268-02-23
E-mail: iaes@iaes.ru

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ ТОПОЛОГИЧЕСКОГО АНАЛИЗА ПРИ РАЗРАБОТКЕ УСТРОЙСТВ ПА

**Р.С. ИЛЬИНЫХ, А.К. ЛАНДМАН, А.М. ПЕТРОВ,
А.Э. ПЕТРОВ, О.О. САКАЕВ**

ЗАО «Институт автоматизации энергетических систем»

Решение большинства задач противоаварийного управления (ПАУ) основывается на анализе текущих схемно-режимных условий контролируемой сети. Это характерно как для задач, решаемых локальными устройствами противоаварийной автоматики (ПА) (АОПН, АППП и т. п.), так и для задач общесистемных устройств ПА (АПНУ). Информация о схеме может служить для:

- выявления аварийного возмущения (АВ);
- определения величин требуемых управляющих воздействий (УВ);
- определения мест приключения УВ;
- отстройки от необслуживаемых АВ.

В общем случае следует различать два основных понятия: состояние контролируемой сети, как совокупность (множество) находящихся в работе элементов сети, образующих ее структуру и событие изменения состояния, т. е. переход из одного состояния в другое в результате отключения/включения одного или нескольких элементов сети. Последнее может являться результатом аварийного возмущения в сети и характеризовать ту или иную аварийную ситуацию.

Состояние сети и переход из одного состояния в другое определяется соответствующим состоянием и изменением состояния коммутационных аппаратов, причем не только относящихся к тому или иному элементу, но и смежных.

Существует несколько возможностей получать информацию о требуемых аварийных ситуациях:

1. Использование традиционных устройств фиксации отключения элемента (ФОЭ) электрической схемы электроэнергетической системы (линии (ФЛ), трансформаторов (ФТ), генератора (ФГ) и др).

2. Фиксация аварийных ситуаций непосредственно в устройствах противоаварийного управления, используя релейную логику.

3. Использование устройства контроля состояния схемы (КСС), которое формирует дискретные сигналы об аварийных ситуациях и, одновременно, информацию о состоянии сети.

Первые два подхода фактически сводятся к повторению на новой элементной базе существующих релейных схем со всеми их достоинствами и недостатками (при этом надо учитывать, что принципы и схемы определялись физическими особенностями применяемой элементной базы, а расширение функциональности новых устройств идет в направлении увеличения количества контролируемых параметров, добавление новых сервисных функций, непосредственно не связанных с алгоритмом противоаварийного управления. Данное направление можно охарактеризовать больше как экстенсивное и не приводящее к качественным изменениям в технологии функционирования устройств ПА.

Устройства ФОЭ контролируют только состояние или отключение/включение коммутационных аппаратов конкретного элемента, в то время как состояние этого элемента может зависеть и от состояния или перехода состояния других (смежных) коммутационных аппаратов.

Для того чтобы учесть такие зависимости, требуется создание еще одной логической схемы (внешней, по отношению к ФОЭ) по состояниям и фиксируемым событиям ФОЭ всех контролируемых объектов. Эта логика может быть весьма непростой и она находится в непосредственной зависимости от топологии распреестройства, причем она уникальна для каждого объекта и, соответственно, устройство, ее реализующее также является уникальным.

Более привлекательной и перспективной представляется разработка специализированного устройства контроля состояния схемы (КСС), на базе микропроцессорной техники позволяющего решать весь спектр задач получения информации о текущей схеме, посредством использования топологического анализа.

Рассмотрим задачу контроля состояния схемы на примере реальной подстанции 500 кВ (рис. 1). Схема распреустройства ОРУ ПС 500 кВ представляет собой схему 3/2, состоящую из 7 цепочек. Шины секционированные, делящие ОРУ на две части по 3 и 4 цепочки соответственно. ОРУ содержит 7 ячеек ВЛ 500 кВ, две ячейки шинных реакторов и две — автотрансформаторов. Состояние сети 500 кВ контролируется системной противоаварийной автоматикой, обеспечивающей статическую устойчивость. Важными авариями, требующими осуществления управляющих воздействий являются отключения линий: ВЛ-1, ВЛ-2, ВЛ-3, ВЛ-4, ВЛ-5, ВЛ-6, ВЛ-7, а также такие коммутации в сети, при которых две линии: ВЛ-1 и ВЛ-2 или ВЛ-3 и ВЛ-4, подходящие к шинам подстанции оказываются выделены на самостоятельную работу и не связаны с шинами подстанции.

Аварией, требующей фиксации, также является деление шин 500 кВ по секционным выключателям СВ-1 и СВ-2. Кроме того, необходимо формировать сигналы о длительной фиксации ремонтного либо рабочего состояния ВЛ.

В соответствии с [1] приведенная на рис. 1 схема может быть представлена в виде ненаправленного графа (рис. 2). Граф состоит из вершин и соединяющих их ветвей. Вершинам соответствуют при-

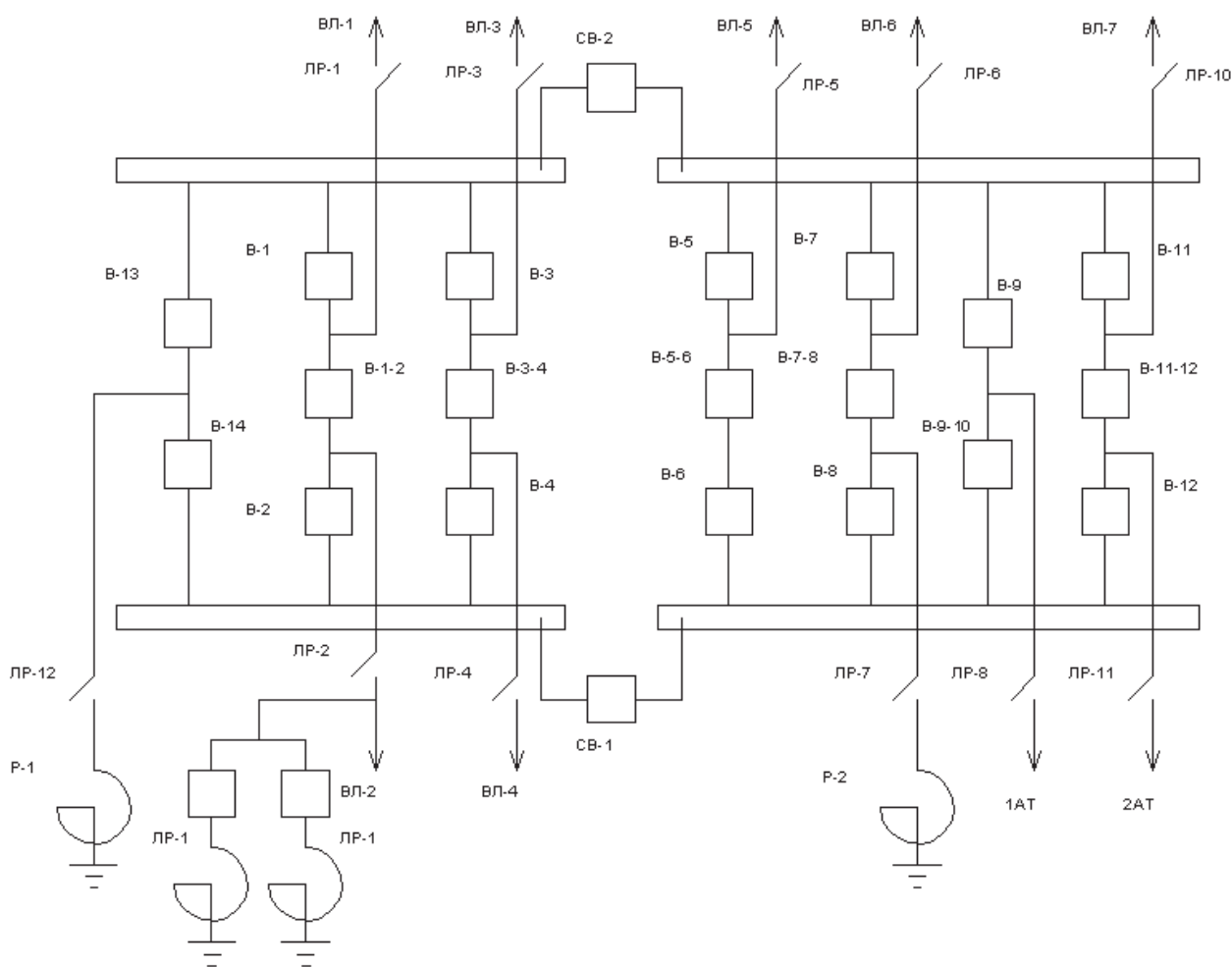


Рис. 1. Схема ОРУ 500 кВ

соединения (элементы) схемы, между которыми требуется оценить связность, а ветвям соответствуют коммутационные аппараты. В табличном виде граф выглядит следующим образом (табл. 1).

Таблица 1

Представление графа схемы ОРУ 500 кВ

| Вершина 1 | Вершина 2 | Наименование коммутационного аппарата, определяющего состояние ветви |
|-----------|-----------|--|
| 1 | 14 | ЛР-1 |
| 2 | 16 | ЛР-2 |
| 3 | 15 | ЛР-12 |
| 4 | 17 | ЛР-3 |
| 5 | 18 | ЛР-4 |
| 6 | 21 | ЛР-5 |
| 7 | 22 | ЛР-6 |
| 8 | 23 | ЛР-7 |
| 9 | 24 | ЛР-8 |
| 10 | 26 | ЛР-9 |
| 11 | 25 | ЛР-10 |
| 12 | 19 | СВ-2 |
| 13 | 20 | СВ-1 |
| 12 | 15 | В-13 |
| 15 | 13 | В-14 |
| 13 | 16 | В-1 |
| 16 | 14 | В-1-2 |
| 14 | 12 | В-2 |
| 12 | 17 | В-3 |
| 17 | 18 | В-3-4 |
| 18 | 13 | В-4 |
| 19 | 22 | В-5 |
| 22 | 20 | В-5-6 |
| 20 | 23 | В-8 |
| 23 | 21 | В-7-8 |
| 21 | 19 | В-7 |
| 19 | 24 | В-11 |
| 24 | 25 | В-11-12 |
| 25 | 20 | В-112 |
| 20 | 26 | В-10 |
| 26 | 19 | В-9 |

Каждая аварийная ситуация может быть задана в виде двух множеств узлов [2]. Одно множество (базовое) описывает набор вершин (элементов схемы), относительно которых контролируется отде-

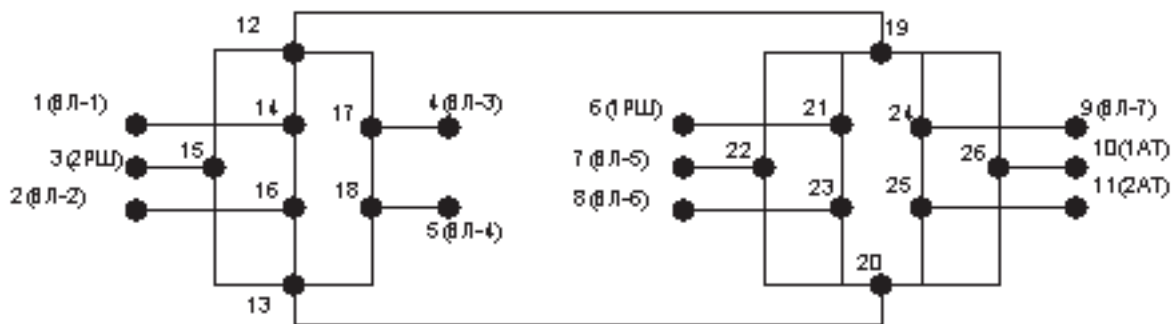


Рис. 2. Схема ОРУ 500 кВ в виде ненаправленного графа

ление одной или нескольких вершин (элементов), второе множество задает непосредственно набор вершин (элементов), отделение которых необходимо контролировать. В таблице 2 приведено описание этих множеств для рассматриваемого примера.

Таблица 2

Описание множеств элементов схемы

| № | Наименование аварийной ситуации | Базовое множество | Множество отделившихся элементов |
|----|---------------------------------|-------------------|----------------------------------|
| 1 | Отключение ВЛ-1 | 2,4,5,7,8,9,10,11 | 1 |
| 2 | Отключение ВЛ-2 | 1,4,5,7,8,9,10,11 | 2 |
| 3 | Отключение ВЛ-3 | 1,2,5,7,8,9,10,11 | 4 |
| 4 | Отключение ВЛ-4 | 1,2,4,7,8,9,10,11 | 5 |
| 5 | Отключение ВЛ-5 | 1,2,4,5,8,9,10,11 | 7 |
| 6 | Отключение ВЛ-6 | 1,2,4,5,7,9,10,11 | 8 |
| 7 | Отключение ВЛ-7 | 1,2,4,5,7,8,10,11 | 9 |
| 8 | Выделение ВЛ-1 и ВЛ-2 | 4,5,7,8,9,10,11 | 1,2 |
| 9 | Выделение ВЛ-3 и ВЛ-4 | 1,2,7,8,9,10,11 | 4,5 |
| 10 | Деление шин 500 кВ | 12,13 | 19,20 |

Случаи отключения линии являются однотипными и описываются одинаковым образом:

Каждая линия в рассматриваемом примере коммутируется двумя выключателями, также необходимо учитывать наличие разъединителей. При коммутациях, приводящих к отключению ВЛ, линия оказывается несвязанной с другими линиями, а также автотрансформаторами, т. е. элементами расщепления, обеспечивающими связь с другими объектами ОЭС Сибири. Из рис. 2 видно, что, например, для ВЛ-1 в качестве базовых вершин необходимо выбрать вершины, соответствующие 2, 4, 5, 7, 8, 9, 10, 11, а в качестве отделяющейся — вершину за линейным разъединителем.

Для аварий, связанных с выделением двух линий, в множество отделившихся вершин входят вершины за линейными разъединителями соответствующих линий (см. таблицу 2, п. 8, 9).

Деление шин подстанции:

В случае с делением шин подстанции необходимо контролировать связность между узлами, соответствующими шинам подстанции. Это вершины 12,13,19,20. Вершины 12 и 13 принимаются в качестве множества базовых вершин, а вершины 19 и 20 в качестве множества отделившихся (см. таблицу 2, п. 10).

Тонким моментом при реализации устройства КСС является необходимость обеспечить функционирование данного устройства в реальном времени [3]. Это накладывает жесткие требования к алгоритму топологического анализа, особенно с учетом желаяния обеспечить анализ для достаточно больших схем.

Устройство КСС, разработанное ЗАО «ИАЭС», реализовано на базе КПА-М. Используемые алгоритмы топологического анализа [2] позволяют в жестком реальном времени выполнять пересчет связности схемы распреустройства при каждой коммутации любого из коммутационных аппаратов, введенных в устройство. Реализованный в устройстве подход позволил разделить задачи выявления аварийных ситуаций и реализации задержек, необходимых при формировании информации ремонт/не ремонт для элементов схемы, что в свою очередь позволило формализовать задачу контроля состояния схемы.

Устройство КСС может выступать в качестве самостоятельного устройства или, при необходимости, может быть интегрирована в любое устройство ПА на базе КПА-М (например, в устройство ЛАДВ или устройство выбора очередности отключения генераторов).

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Кристофидес Н. Теория графов. Алгоритмический подход. М.: Мир, 1978.
- [2] Ильиных Р.С., Ландман А.К., Петров А.М., Петров А.Э., Сакаев О.О. Устройство контроля состояния схемы на базе КПА-М // Энергосистема: управление, конкуренция, образование. Сборник докладов III Международно-практической конференции. Том 1. Екатеринбург, 2008. С. 221-224.
- [3] Петров А.Э., Сакаев О.О., Чумаков В.А. Организация управления в реальном масштабе времени в микропроцессорных устройствах противоаварийной автоматики на базе многозадачных операционных систем реального времени // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. 2009. № 1. С. 195-198.

Контактная информация

ЗАО «Институт автоматизации энергетических систем»
Адрес: Россия, г. Новосибирск, 630091, ул. Крылова, д. 2
Тел./факс: (383) 268-02-23
E-mail: iaes@iaes.ru

РЕАЛИЗАЦИЯ ФУНКЦИЙ ЛОКАЛЬНОЙ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ НА ТЕРМИНАЛАХ СЕРИИ REx670

КАЛАЧЕВ Ю.Н., КОЛОБРОДОВ Е., СДОБИН А.В.

ОАО «ВНИИР»

Свойства терминалов со свободно программируемой логикой обеспечивают хорошие перспективы их применения. Эти терминалы могут использоваться как для целей релейной защиты (РЗ), так и для выполнения функций противоаварийной автоматики (ПА).

Широкие возможности библиотечных функций терминалов и свободно программируемой логики позволяют реализовать практически полный набор локальных устройств ПА. Причем, это доступно проектным организациям, которые могут изменять алгоритмы ПА, адаптируя их под конкретные условия применения. С другой стороны, при проектировании иногда невозможно учесть все особенности режимов и настроек.

В ОАО «ВНИИР» разработан ряд типовых решений в части реализации функций ПА (АЛАР, АОПН, АОСН, ФОЛ и др.). Представленные решения основаны на хорошо зарекомендовавших себя в процессе эксплуатации традиционных алгоритмах ПА [1], [2], [3], [4], прошедших усовершенствование с учетом возможностей свободно программируемой логики, стандартных функций библиотеки терминалов серии REx670 и особенностей указанных микропроцессорных устройств. Правильность функционирования подтверждена комплексом испытаний, проведенных как с использованием программы PSCAD и устройства РЕТОМ51, так и с применением устройства RTDS.

1. ФУНКЦИЯ АВТОМАТИКИ ЛИКВИДАЦИИ АСИНХРОННОГО ХОДА

Функция АЛАР предназначена для выявления асинхронного режима (АР) в пределах защищаемой зоны и его ликвидации путем формирования управляющих воздействий, способствующих ресинхронизации электроэнергетической системы (ЭЭС), или деления ЭЭС на две несинхронно работающие части. Основное требование, предъявляемое к комплексу АЛАР — это обеспечение селективного срабатывания при возникновении АР с электрическим центром качаний (ЭЦК) в защищаемой зоне с предотвращением срабатывания в нагруженном режиме при реверсе мощности и при коротком замыкании (КЗ).

При разработке функции АЛАР за основу был принят алгоритм, примененный в Pole Slip Protection (PSP) библиотеки терминалов серии REx670. Указанная функция обеспечивает фиксацию асинхронного проворота, подсчет числа циклов асинхронного хода с учетом направления передачи мощности и местонахождения ЭЦК. Фиксация асинхронного проворота обеспечивается контролем годографа сопротивления прямой последовательности (рис. 1) по принципу широко известному и описанному в литературе [5].

Схема алгоритма АЛАР, разработанного ОАО «ВНИИР», представлена на рис. 2. Структурная схема включает в себя модули блокировки при качаниях (PSD), защиты широкого назначения (GF1-3), защиту от асинхронного хода (PSP1-2) и логику управления режимом работы функции АЛАР совместно с логикой формирования выходных сигналов. Разработанный комплекс реализует основной комплект АЛАР, созданный на базе функции PSP и резервирующий токовый АЛАР.

В основном комплекте реализованы три ступени, каждая из которых включает две независимые контрольные зоны:

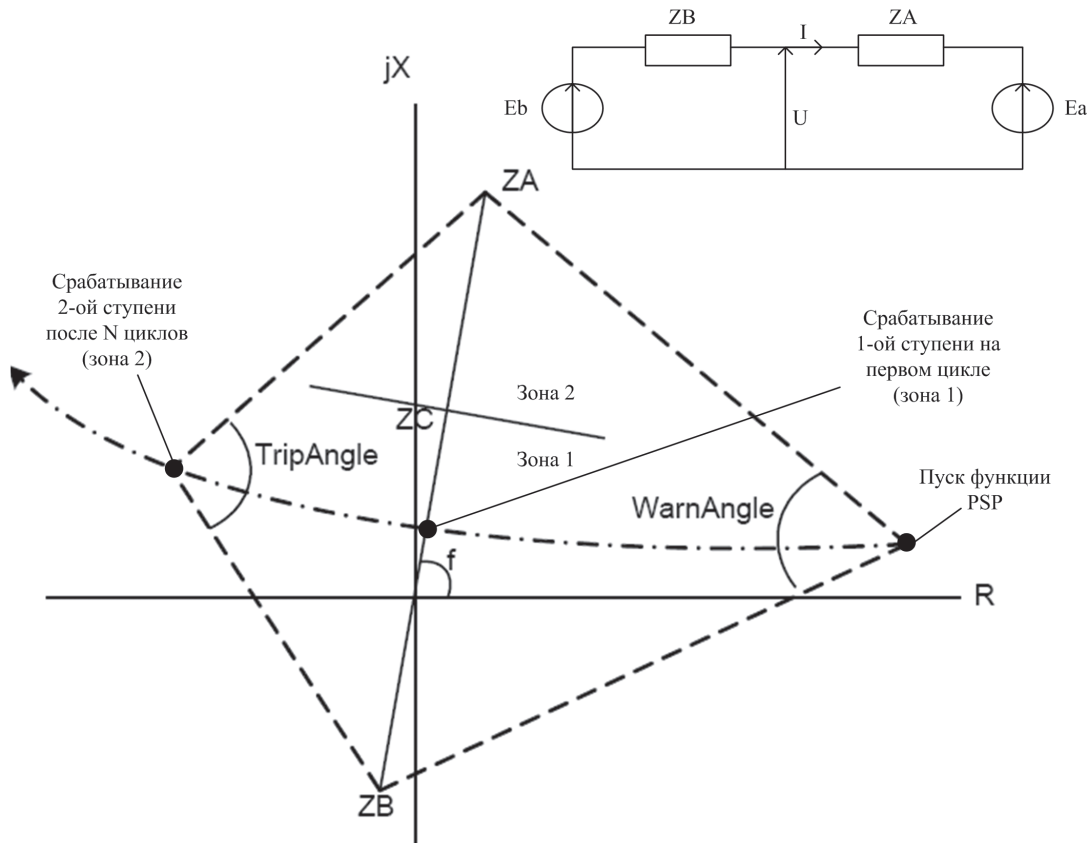


Рис. 1. Характеристика срабатывания функции PSP

- первая ступень – селективное выявление АР в контролируемой зоне на первом цикле качаний;
- вторая ступень – селективное выявление АР в контролируемой зоне после заданного числа циклов;
- третья ступень – селективное выявление АР в контролируемой зоне после срабатывания второй ступени и фиксации заданного числа циклов (ликвидация АР после мероприятий по ресинхронизации) или после фиксации заданного числа циклов АР, считая от начала АР.

Модули PSP вводятся в работу:

- на весь период работы основного комплекта АЛАР;
- по факту срабатывания функции PSD (контроль скорости изменения сопротивления);
- по факту анализа сигналов от реле сопротивлений Z_{in} и Z_{out} функции PSD.

В первом случае характеристика срабатывания ступеней основного комплекта соответствует характеристике срабатывания функций PSP (см. рис. 1). Во втором случае пуск функции PSP происходит по факту фиксации качаний функцией PSD (рис. 3). В третьем случае функция PSP запускается по факту входа годографа полного сопротивления в зону характеристики срабатывания Z_{out} (PSD) с последующим подтверждением пуска от реле сопротивления Z_{in} (PSD) (рис. 4).

Первая ступень срабатывает при пересечении годографом сопротивления прямой последовательности линии ZB-ZA, что соответствует переходу угла δ между эквивалентными ЭДС через значение 180° и нахождения ЭЦК в защищаемой зоне. Выходной сигнал срабатывания первой ступени функции может формироваться:

- мгновенно, после фиксации первого цикла асинхронного хода;

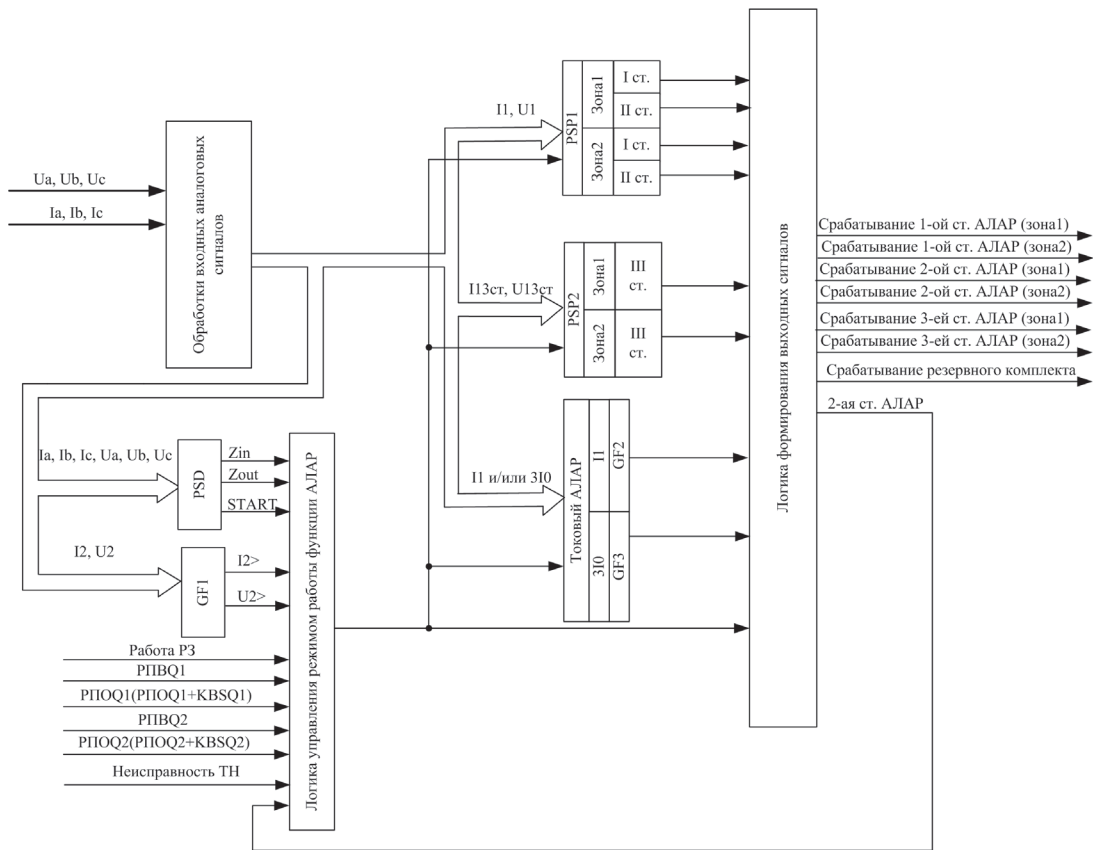


Рис.2. Схема функции АЛАР

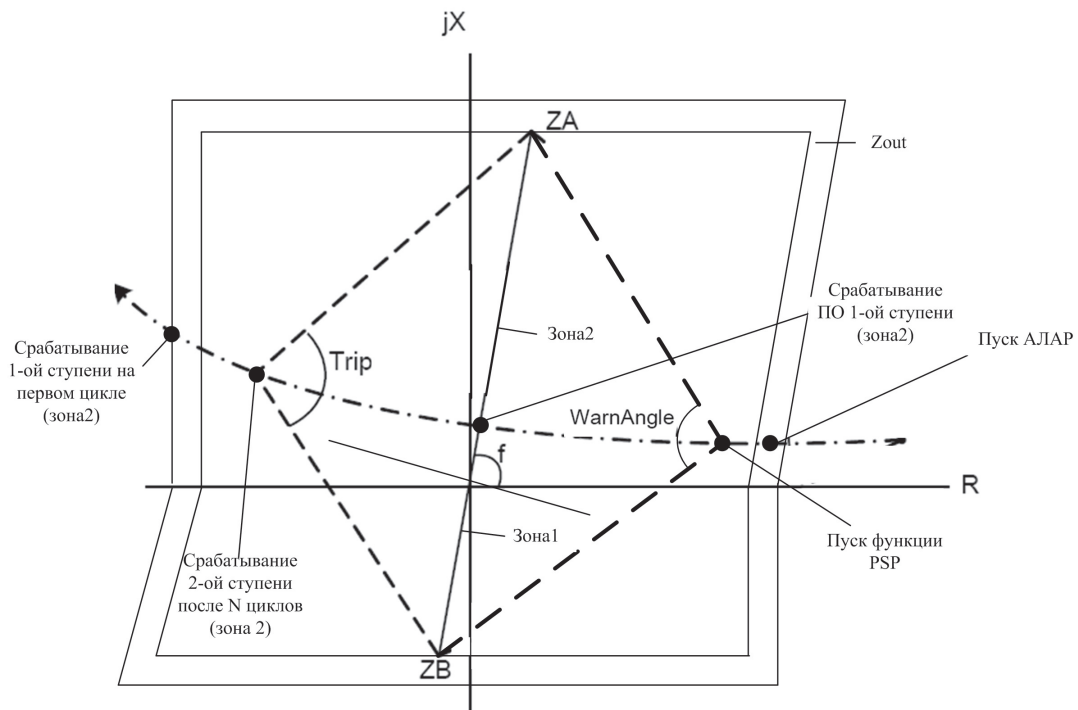


Рис. 3. Характеристика срабатывания при пуске по скорости

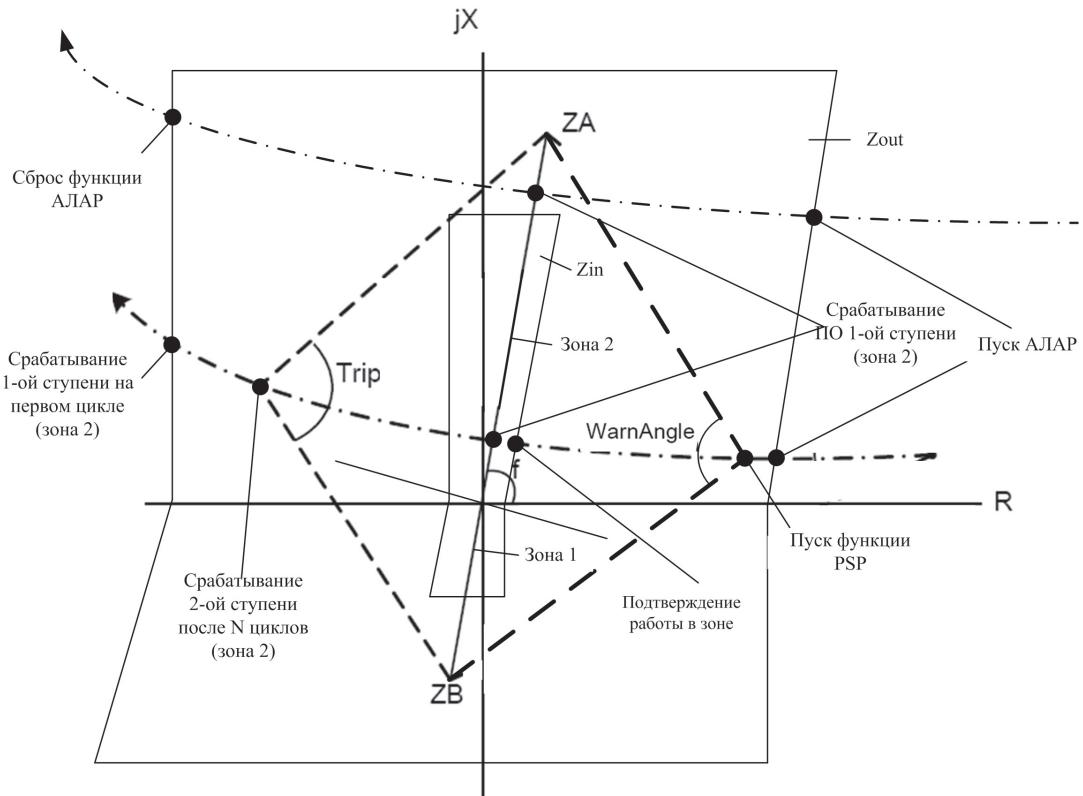


Рис. 4. Характеристика срабатывания при пуске по Z_{out}

• по факту выхода годографа сопротивления прямой последовательности из зоны Z_{out} функции PSD.

Вторая и третья ступени срабатывают после отсчета заданного числа циклов при условии сохранения введенного состояния функций PSP1-2 и нахождения ЭЦК в защищаемой зоне.

Для каждой из ступеней основного комплекта предусмотрены контроль знака скольжения, независимые уставки для каждой из зон и ряд блокировок:

- при фиксации неисправности цепей напряжения;
- при фиксации длительного несимметричного режима по уровню тока или напряжения обратной последовательности (модуль GF1);
- при фиксации несимметричного режима по состоянию выключателя (выключателей);
- при фиксации действия РЗ на контролируемом сечении.

Управление режимом работы основного комплекта АЛАР и реализация блокировок происходит в логике управления режимом работы функции АЛАР.

В случае неисправности цепей напряжения и/или фиксации длительного несимметричного режима (при наличии режимных обоснований) помимо блокировки основного комплекта АЛАР происходит ввод в действие резервирующих токовых АЛАР, контролирующих ток прямой и утроенный ток нулевой последовательности соответственно. Токвый АЛАР реализован на базе фиксации последовательности событий:

- превышение тока уставки первого пускового органа;
- уменьшение тока ниже величины уставки второго пускового органа;
- превышение тока уставки третьего пускового органа.

Гибкие возможности адаптации рассматриваемой функции позволяют применять различное функциональное распределение устройств и ступеней АЛАР.

2. ФУНКЦИЯ АВТОМАТИКИ ОГРАНИЧЕНИЯ ПОВЫШЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ

Автоматика ограничения повышения напряжения (АОПН) предназначена для защиты электрооборудования энергосистемы от недопустимого повышения напряжения, вызванного односторонним отключением линии электропередачи (ЛЭП), путем формирования управляющих воздействий заданной длительности на включение компенсирующих устройств (шунтирующий реактор (ШР)) и отключение линии.

При разработке функции АОПН за основу были взяты функций защиты широкого назначения (GF), контролирующие максимальное фазное напряжение и направление реактивной мощности прямой последовательности. Общее количество ступеней функции АОПН было увеличено до 4, что позволяет более гибко использовать функцию АОПН с точки зрения подстройки к вольт-секундной характеристике или с точки зрения разбиения указанных ступеней на две группы, работающие при включенном или отключенном присоединении и имеющие различные уровни уставок пусковых органов. Схема алгоритма АОПН, разработанного ОАО «ВНИИР», представлена на рис. 5. Структурная схема включает в себя модули защит широкого назначения (GF2-4), логику управления режимом работы функции АОПН и логику формирования выходных сигналов.

Логика управления режимом работы функции АОПН формирует управляющие сигналы, направленные на блокировку соответствующей группы ступеней АОПН. Ввод в действие первой группы АОПН на стороне включенного конца линии происходит при условии отсутствия блокировки по уровню тока прямой последовательности, блокировки на время включения ВЛ при оперативном

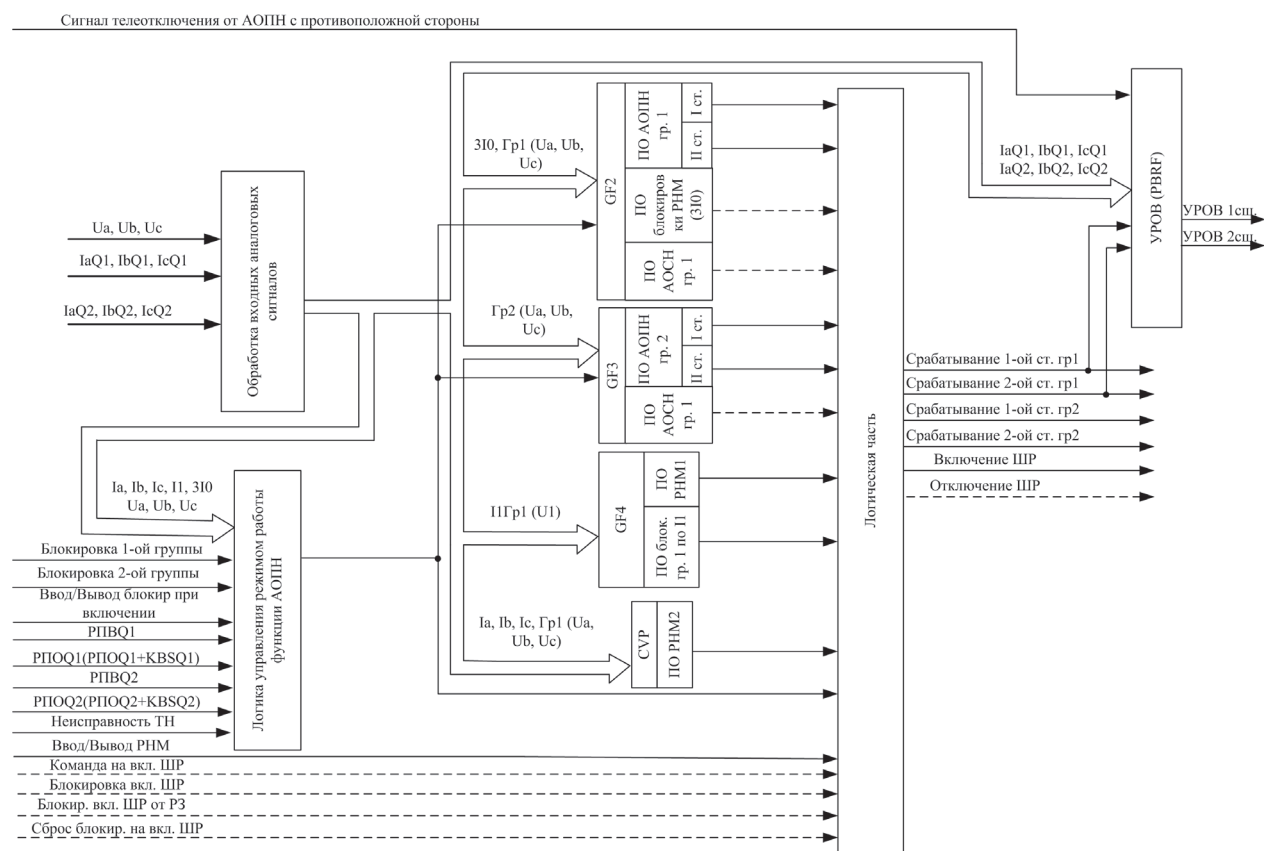


Рис. 5. Схема функции АОПН

включении линии в работу, блокировки по входному дискретному сигналу «Блокировка первой группы» или по сигналу о неисправности цепей напряжения. Вторая группа АОПН вводится в действие на стороне отключенного конца линии при условии отсутствия блокировки по входному дискретному сигналу «Блокировка второй группы» и по сигналу о неисправности цепей напряжения.

Каждая из ступеней в каждой из групп имеет независимый контроль по действующему значению напряжения. Действие первой группы АОПН на отключение линии контролируется органом направления мощности по следующим принципам:

- с применением РНМ (ПО РНМ1);
- с применением контроля измеренного значения реактивной мощности (ПО РНМ2).

Действие избирательного органа при необходимости может быть выведено.

В логической части формируются выходные сигналы срабатывания ступеней соответствующих групп на базе анализа сигналов ПО РНМ, ПО соответствующих ступеней и ряда дискретных сигналов. Первые ступени первой и второй групп АОПН имеют не менее двух выдержек времени на срабатывание, действующих с первой выдержкой времени на включение ШР и со второй выдержкой времени на отключение линии, а вторые ступени групп АОПН действуют без выдержки времени на отключение линии.

При отказе одного из линейных выключателей при действии на них первой группы АОПН (со своей стороны ЛЭП), второй группы АОПН (с удаленной стороны ЛЭП) выполняется алгоритм УРОВ.

При необходимости действия на ШР предусмотрены следующие варианты реализации автоматики управления реактором:

- выдача последовательных команд на включение ряда ШР без контроля РЗ ШР;
- выдача последовательных команд на включение ряда ШР с контролем РЗ ШР.

Для второго случая предусмотрен сигнал на отключение ШР, реализуемый на базе контроля снижения напряжения.

3. ФУНКЦИЯ ФИКСАЦИИ ОТКЛЮЧЕНИЯ ЛИНИИ (ФОЛ)

ФОЛ обеспечивает подсистему автоматики предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ) информацией об изменении статуса (состояния) линии электропередачи (ЛЭП).

В основу разработанной ОАО «ВНИИР» функции ФОЛ был положен традиционный алгоритм, включающий в себя схемы фиксации положения выключателя (ФПВ) и схемы фиксации положения линии (ФПЛ) (рис. 6).

Формирование сигналов-команд производится на основе анализа следующих входных сигналов:

- о положении выключателя (выключателей) линии;
- о положении разъединителей выключателя/лей и линии;
- о положении ключей вывода в ремонт выключателя(лей) (КРВ) и линии (КРЛ);
- о наличии команды на отключение линии от релейной защиты (РЗА) или ключа управления (КУ);
- сигналов-команд, полученных с противоположной стороны линии об отключении и включении ЛЭП.

В рамках функции предусматривается формирование следующих выходных сигналов:

- ФОЛ – фиксация отключения линии – формируется мгновенно при трехфазном отключении линии по любой причине, в том числе в цикле ТАПВ, или при подаче команды трехфазного отключения линии;
- ФРЛ – фиксация ремонта линии – формируется с выдержкой времени при окончательном отключении линии после неуспешного АПВ;
- ФВЛ1 – фиксация включения линии с контролируемой стороны;
- ФВЛ2 – фиксация включения линии в транзит (с двух сторон).

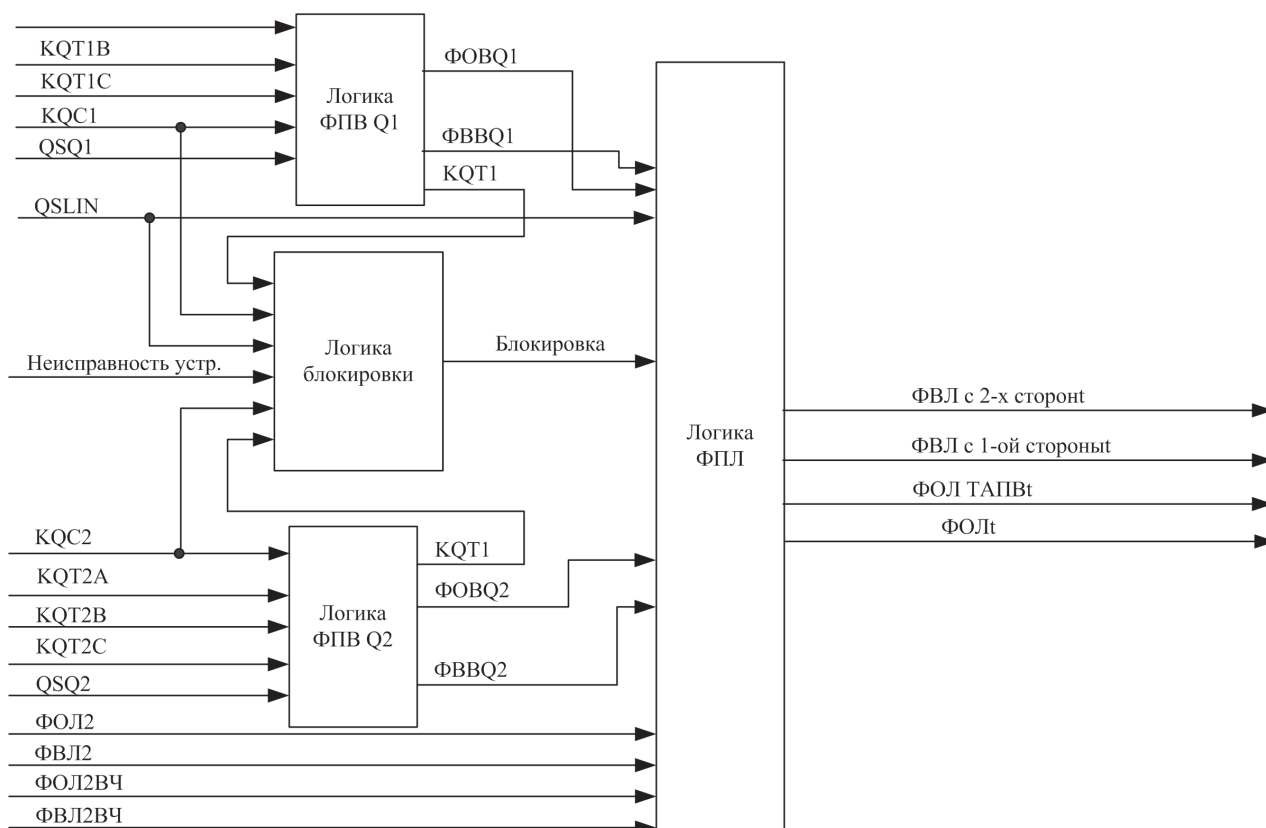


Рис. 6. Схема функции ФОЛ

Особое внимание при разработке функции было уделено вопросу недопущения срабатывания всех выше указанные выходных сигналов функции при различных аварийных процессах, а именно:

- фиксации неисправности устройства;
- неисправность цепей выключателя(лей) ($РПВ=0$ и $РПО=0$ или $РПВ=1$ и $РПО=1$);
- подаче питания на устройство;
- внезапном исчезновении и последующем восстановлении питания устройства;
- плавном снижении и последующем восстановлении питания устройства;
- выводе линии в ремонт путем отключения линейного разъединителя или КРЛ.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Предложены и обоснованы типовые решения по реализации функций ПА на терминалах серии REx670. Решения обладают достаточной функциональной гибкостью, что позволяет адаптировать выбранные функции под конкретный объект и использовать их как основу для проектирования ПА.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] РД 34.35.113 Руководящие указания по противоаварийной автоматике (основные положения). М.: Союзтехэнерго, 1987.

- [2] Общие требования к системам противоаварийной и режимной автоматики, релейной защиты и автоматики, телеметрической информации, технологической связи в ЕЭС России. Приложение № 1 к приказу ОАО РАО «ЕЭС России» от 11.02.2008 № 57, 2008.
- [3] Окин А.А., Семенов В.А. Противоаварийное управление в ЕЭС России. М.: Издательство МЭИ, 1996.
- [4] Овчаренко Н.И. Автоматика электрических станций и электроэнергетических систем. М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2000.
- [5] Donald Reimert. Protective relaying for power generation systems. NW: CRC Press, 2006.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

Колобродов Евгений Николаевич — родился 6 декабря 1985 г. в Москве, аспирант Московского энергетического института (Технического университета), факультет ИЭЭ, кафедра РЗиА, инженер по применению продукции РЗиА Центра инжиниринга систем и устройств подстанций ОАО «ВНИИР».

Сдобин Александр Владимирович — родился 3 марта 1948 г., консультант по применению продукции, ОАО «ВНИИР».

ШКАФЫ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ ООО «НПП «ЭКРА»

НАУМОВ В.А., РАЗУМОВ Р.В.

ООО «НПП «ЭКРА»

ООО «НПП «ЭКРА» разработало новую серию шкафов противоаварийной автоматики ШЭЭ22Х, предназначенных для применения в качестве локальной и общестанционной противоаварийной автоматики подстанций, гидростанций (ГЭС и ГАЭС), тепловых станций (ТЭЦ, ГРЭС, АЭС), а также для реализации устройств управления аварийными режимами энергосистем.



Рис. 1.
Шкаф ШЭЭ223

Комплекс противоаварийной автоматики выполняется в виде одной, либо двух взаиморезервируемых автономных систем, для которых предусмотрены индивидуальные измерительные трансформаторы, отдельные цепи по постоянному оперативному току и отдельные цепи воздействия во внешние схемы.

Состав функций комплекса ПА определяется проектом и Заказчиком в соответствии с требованиями действующих нормативных документов [1, 2, 3, 4].

Шкафы противоаварийной автоматики серии ШЭЭ22Х используют в своей основе программно-аппаратную платформу многофункциональных шкафов РЗА. Удобство использования данной платформы выражается в ускоренном и более удобном способе разработки новых защит, измерительных органов, функций ПА, а также их настройке, тестировании и эксплуатации.

При разработке функций ПА, реализованных в шкафах серии ШЭЭ22Х, учитывались современные подходы и возможности микропроцессорной техники, а также наработки ООО «НПП «ЭКРА» в области противоаварийного управления.

Для повышения удобства при наладке, настройке и конфигурировании шкафов применяется специальное программное обеспечение «АРМ наладчика». ПО позволяет производить мониторинг входных сигналов, функций ПА и их настройку, мониторинг состояния логики шкафа. Редактор логики (рис. 2) позволяет просматривать логику включенных в автоматику алгоритмов, тестировать ее состояния, а также при необходимости (по согласованию сторон) вносить не-

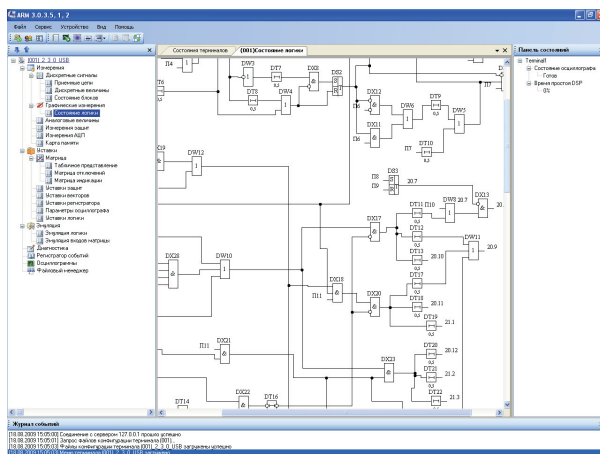


Рис. 2. Редактор логики

обходимые поправки (к примеру, при вводе новых присоединений требуется учитывать их в работе алгоритма) посредством графического редактора логики.

Шкафы противоаварийной автоматики серии ШЭЭ22Х выполняются по типовому проекту. Типовые решения разрабатывались с учетом имеющегося опыта, пожеланий заказчиков и проектных институтов. Так, к примеру, одним из типовых решений на базе шкафа ШЭЭ223 является реализация функций ПА на одну линию напряжением 330 кВ (и выше), включающую в себя ФОЛ, АЛАР, АОПН, УРОВ АОПН, АРПМ/АРПТ и АУР. Кроме сложнофункциональных типовых шкафов, сочетающих в себе несколько функций, имеются и типовые шкафы, реализующие в своем составе одну функцию (рис. 3 – шкаф АЛАР). Перечень типовых решений в дальнейшем будет расширяться.

Пример применения сложнофункционального комплекса локальной противоаварийной автоматики – ПС 500кВ (рис. 4). Режимные особенности работы некоторых подстанций характеризуются

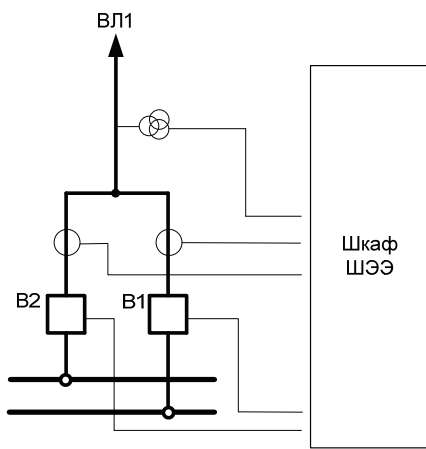


Рис. 3. Шкаф ШЭЭ221 с функцией АЛАР

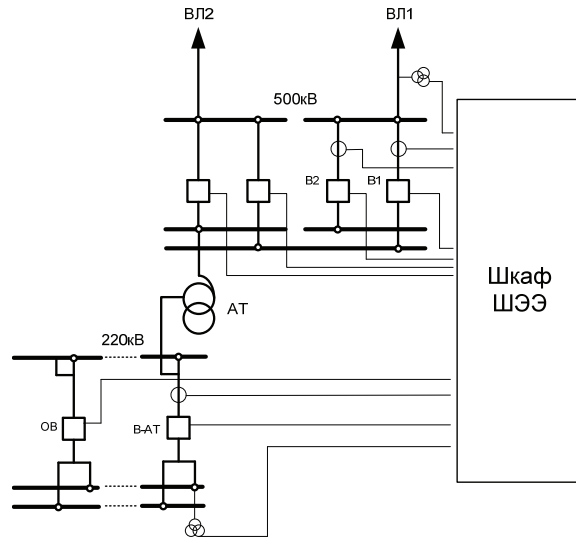


Рис. 4. Шкаф ШЭЭ223 с функциями ФОЛ/ФОДЛ ВЛ-1 и ВЛ-2, АЛАР и АОПН ВЛ1, АРПМ и ФОТ связи АТ

необходимостью обеспечения транзита мощности по линиям сверхвысокого напряжения (к примеру, 500 кВ), а также посредством автотрансформаторных связей (стороны 500 кВ) со сторонами более низкого напряжения (220 кВ и 110 кВ), обеспечивать покрытие дефицита мощности в энергорегионе, прилегающем к подстанции [5, 6, 7, 8]. Следствием этих особенностей является применение противоаварийных функций ФОЛ, АЛАР и АОПН на ВЛ1, ФОЛ на ВЛ2, а также функций ФОТ и АРПМ на автотрансформаторной связи (к примеру, 500/220 кВ). Функции ФОЛ ВЛ1 и ФОЛ ВЛ2 объединены на совместную работу для формирования сигнала ФОДЛ – фиксации отключения двух линий. Функцией АЛАР ВЛ1 предусмотрена возможность работы в неполнофазных режимах и циклах АПВ линии. Функция АОПН ВЛ1 работает не только по факту повышения напряжения на контролируемой линии, защищая оборудование подстанции и линии от повышенного напряжения, но и учитывает причины этого повышения – сток реактивной мощности и факт работы линии на холостом ходу. Управляющие воздействия АОПН на отключение выключателей В1 и В2 резервируются устройством УРОВ АОПН, входящим в состав комплекса противоаварийной автоматики. АРПМ автотрансформаторной связи фиксирует превышение перетока мощности в сторону шин более низкого напряжения (в данном случае 220 кВ) согласно заданным ступеням, фиксируя превышения допустимых перегрузок автотрансформаторной связи по мощности с учетом допустимого времени.

Любое типовое решение может быть откорректировано по требованию Заказчика. Нетиповые решения выполняются по индивидуальному проекту, учитывающему специфические особенности.

В качестве нетиповых проектных решений реализован децентрализованный комплекс АПНУ тепловых станций – автоматики выделения станции на сбалансированный энергорайон и нагрузки собственных нужд Омской ТЭЦ-4 (рис. 5), состоящий из электротехнической части (АВСН-Э), работающей в электрической части станции и осуществляющей контроль и выделение энергорайона по 40 присоединениям 220, 110, 35 и 6 кВ, и теплотехнической части (АВСН-Т), работающей в качестве группового регулятора котлов при выделении станции на сбалансированный энергорайон. Разработанное решение применено на станции с поперечными связями по пару, где выделение одного генератора было невозможно. Преимуществом подобного решения являются: минимальный сброс генерации в результате отселения от системы с сохранением достаточно энергоемкого района станции, минимальные экономические потери для самой станции, вызванных системными авариями и т. д. Теплотехническая часть автоматики – АВСН-Т, производит балансировку по вырабатываемому и потребляемому пару в процессе выделения станции, взаимодействуя с регуляторами котлов.

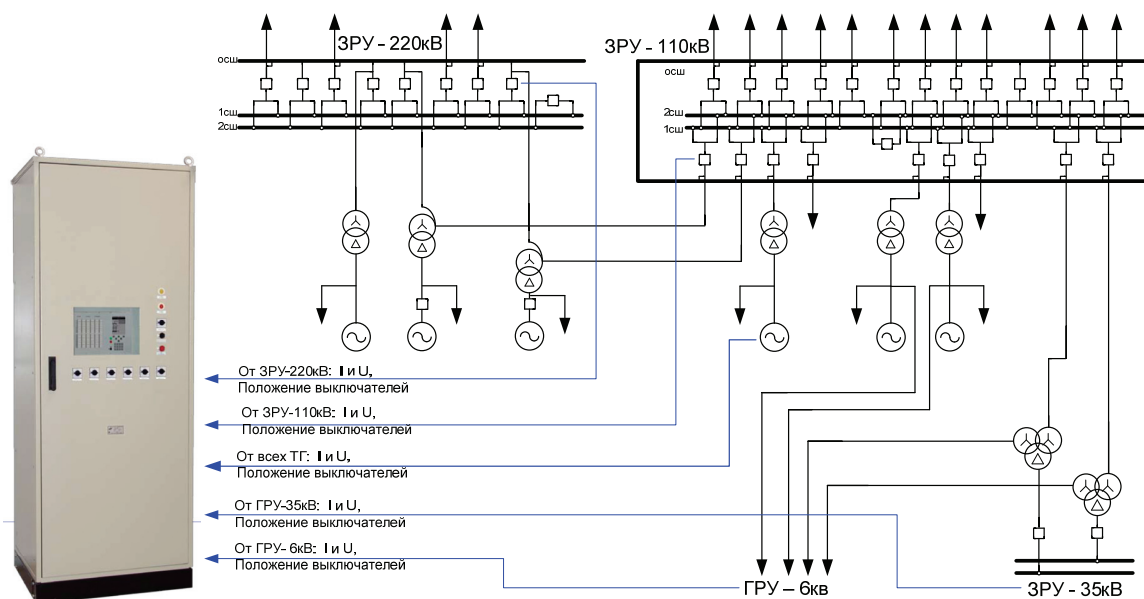


Рис. 5. Способ организации АВСН-Э Омской ТЭЦ-4

Линейка шкафов противоаварийной автоматики серии ШЭЭ22Х отвечает всем современным требованиям, предъявляемым к подобным системам [2, 3]. Шкафы могут применяться в качестве комплексов локальной и общестанционной противоаварийной автоматики. Модульная структура терминала и гибкость создания внутренней логики позволяют реализовывать в предложенной линейке шкафов любые нетиповые решения, требующие индивидуального подхода.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Сборник распорядительных материалов по эксплуатации энергосистем. Электротехническая часть. Издание пятое, ч. 1 (СРМ-2000), М.: ОРГРЭС, 2002.
- [2] Общие требования к системам противоаварийной и режимной автоматики, релейной защиты и автоматики, телеметрической информации, технологической связи в ЕЭС. Приложение к приказу ОАО РАО «ЕЭС России» от 11.02.2008 № 57. М., 2008.
- [3] Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования (СТО 59012820.29.240-008-2008). М.: СО ЕЭС, 2008.

- [4] Инструкция по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части Единой энергетической системы России. М.: СО-ЦДУ ЕЭС, 2006.
- [5] Портной М.Г., Рабинович Р.С. Управление энергосистемами для обеспечения устойчивости. М.: Энергия, 1978.
- [6] Стернинсон Л.Д. Переходные процессы при регулировании частоты и мощности в энергосистемах. М.: Энергия, 1975.
- [7] Иофьев Б.И. Автоматическое аварийное управление мощностью энергосистем. М.: Энергия, 1974.
- [8] Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е., Окин А.А. Расчет устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах. – М.: Энергоатомиздат, 1990.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

Наумов В.А. – кандидат технических наук, заведующий отделом разработки защит станционного оборудования ООО «НПП «ЭКРА».

Разумов Р.В. – специалист по противоаварийной автоматике ООО «НПП «ЭКРА».

ОПЫТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЦИФРО-АНАЛОГО-ФИЗИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА ДЛЯ ИСПЫТАНИЯ ЦИФРОВЫХ УСТРОЙСТВ АВТОМАТИКИ ЛИКВИДАЦИИ АСИНХРОННЫХ РЕЖИМОВ

А.А. КУЗЬМИНОВА, Д.А. КАБАНОВ

*ОАО «Научно-исследовательский институт постоянного тока»,
г. Санкт-Петербург*

В комплексе средств противоаварийной автоматики по обеспечению надежного функционирования энергосистем автоматика ликвидации асинхронного режима (АЛАР) является одной из последних ступеней, которая решает задачу по предотвращению развития аварийного процесса. Поэтому к устройствам АЛАР предъявляется ряд следующих требований [1-3]:

- выявление и ликвидация асинхронного режима (АР) в зоне своего контроля и несрабатывание при внешних АР;
- отсутствие срабатывания в устойчивых переходных процессах;
- наличие отстроек от коротких замыканий (к.з.) и синхронных качаний;
- обеспечение согласованной работы устройств, установленных на защищаемом участке сети между собой, а также с устройствами, защищающими смежные участки сети;
- корректная работа устройств, установленных на участке сети с промежуточными отборами мощности;
- защита от АР синхронных машин при попадании электрического центра качаний (ЭЦК) на их внутренние сопротивления.

Данные требования обуславливают необходимость проведения комплексной проверки головных образцов новых устройств АЛАР на функционирование в многообразных схемно-режимных и аварийных условиях, максимально приближенных к условиям эксплуатации, что обеспечивает высокую степени надежности и селективности срабатывания устройств.

Такие условия обеспечивает цифро-аналого-физический комплекс (ЦАФК) ОАО «НИИПТ», являющийся уникальным испытательным полигоном. ЦАФК позволяет моделировать электрические режимы и аварийные электромеханические переходные процессы в энергообъединении практически любой сложности.

Для исследования работы устройств АЛАР разработана методика проверки на функционирование головных образцов цифровых устройств АЛАР, которая предусматривает проверку устройств на функционирование при:

- различных аварийных возмущениях, как с нарушением, так и с сохранением устойчивости;
- асинхронных режимах с расположением ЭЦК как по всей длине защищаемого участка сети, так и вне его;
- режимах, предельных по статической устойчивости, глубоких синхронных качаниях;
- асинхронных режимах с каскадным развитием аварийного процесса, аварийных небалансах активной мощности;
- наличии асинхронного хода в энергосистеме;
- работе устройств установленных как на одном участке сети так и защищающих смежные участки сети;
- учете погрешности задания параметров защищаемого участка сети и погрешности реальных измерений;
- работе на защищаемом участке с промежуточными нагрузками различной величины и состава.

Методика изложена в типовой «Программе испытаний микропроцессорных устройств автоматики ликвидации асинхронных режимов», утвержденной ОАО «СО ЕЭС». Согласно «Программе...» испытания проводятся на физической модели тестовой схемы энергосистемы, позволяющей воспроизводить широкий спектр аварийных режимов. При необходимости «Программа...» дополняется рядом экспериментов, обусловленных индивидуальными особенностями конкретного устройства.

Для реализации «Программы...» на базе ЦАФК ОАО «НИИПТ» разработана тестовая схема энергосистемы и создана ее физическая модель, представленная на рисунке 1.

Физическая модель тестовой схемы включает 6 модельных синхронных генераторов со своими блочными трансформаторами, 7 комплексных нагрузок и 14 моделей линий электропередачи. Генераторы Г1, Г2 моделируют атомную электростанцию (АЭС), Г3 – гидроэлектростанцию (ГЭС), Г4 – тепловую электростанцию (ТЭС), а генераторы Г5 и Г6 представляют собой эквиваленты концентрированных энергосистем (ЭС-1, ЭС-2). Модель энергосистемы может также работать параллельно с шинами бесконечной мощности (ШБМ). Модели линий электропередачи (Л1–Л14) представляют сеть 330 кВ. Нагрузки (Н) представлены асинхронными двигателями (Д) и активными шунтами (R), включенными либо на шины генераторов, либо через трансформаторы на шины ПС3, ПС4. В модели предусмотрена возможность изменения величины мощности нагрузочных совокупностей в диапазоне, достаточном для воспроизведения требуемых электрических режимов.

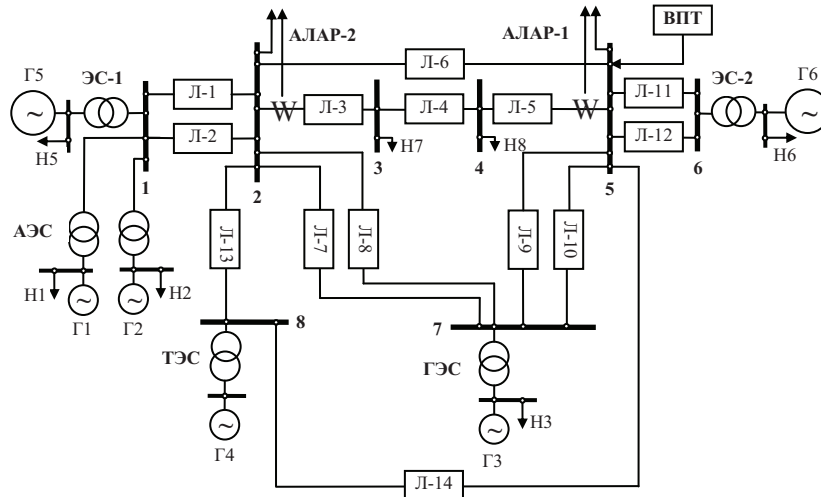


Рис. 1. Схема физической модели для испытания устройств АЛАР

Изменение электрической схемы физической модели, достигающееся путем отключения отдельных линий и генераторов, обеспечивает гибкое изменение структуры сети и позволяет создавать различные варианты тестовой схемы для реализации «Программы...».

Регистрация режимных параметров при проведении исследований электромеханических переходных процессов и их последующая обработка осуществляется при помощи системы цифрового осциллографирования. На цифровом осциллографе фиксируются следующие режимные параметры:

- фазные напряжения на ПС защищаемого участка сети;
- потоки активной мощности по линиям;
- углы между векторами напряжений ПС;
- углы между э.д.с. генераторов;
- частота напряжения на ПС;
- состояние выходных реле испытываемых устройств АЛАР.

Оценка работы устройств АЛАР производится по результатам анализа срабатывания их выходных реле в переходных процессах.

По приведенной методике на ЦАФК ОАО «НИИПТ» были проведены испытания на функционирование трех устройств АЛАР: АЛАР-М (ОАО «Энергосетьпроект»), АЛАР-Ц (ОАО «НИИПТ») и АЛАР разработки ДВГТУ (ООО «Пассат») в составе МКПА.

Для иллюстрации работы устройств на рисунках 2–11 приведены осциллограммы переходных процессов, полученные на физической модели тестовой схемы во время испытаний. На осциллограммах показаны фазные напряжения в месте короткого замыкания, переток активной мощности по контролируемому участку сети, угол между напряжениями по концам участка сети, на котором расположен ЭЦК и сигналы срабатывания устройств АЛАР.

На рисунке 2 представлен пример работы устройства АЛАР-М.

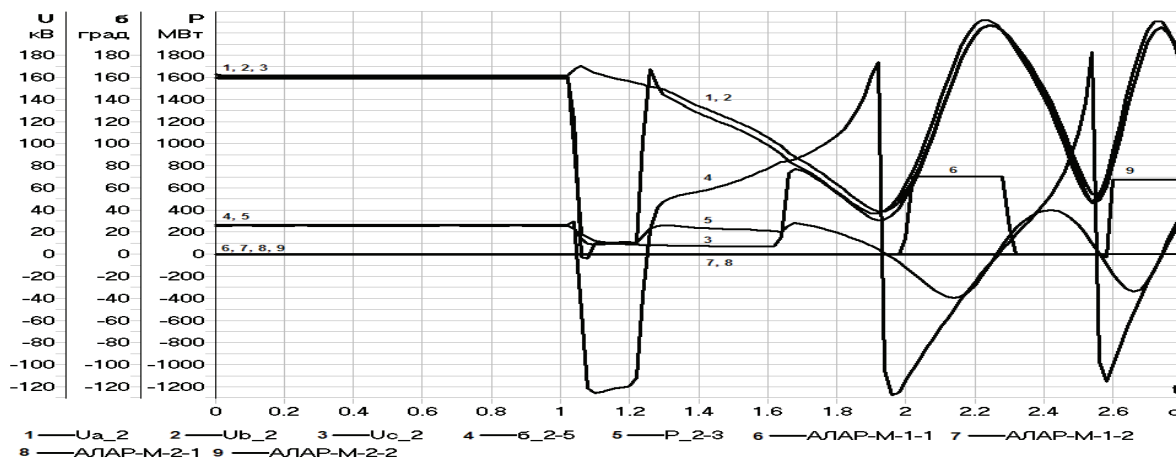


Рис. 2. Переходный процесс при двухфазном к.з. на ПС2 с отключением шунтирующей линии (2-5) при отказе фазы выключателя и работе УРОВ. Направление перетока от ПС2 к ПС5

В представленном переходном процессе устройство АЛАР-М функционирует следующим образом: по факту прохождения угла по линии значения 180 градусов, срабатывает первая ступень основного устройства (АЛАР-М-1-1), а затем – вторая ступень резервного устройства (АЛАР-М-2-2), вступающая в работу после второго асинхронного проворота.

На рисунке 3 приведен пример работы устройства АЛАР-Ц при установке устройства на участке сети с промежуточными отборами мощности. Согласно заданным уставкам, основное устройство срабатывает до первого асинхронного проворота угла, а затем, по факту третьего проворота, срабатывает резервное устройство.

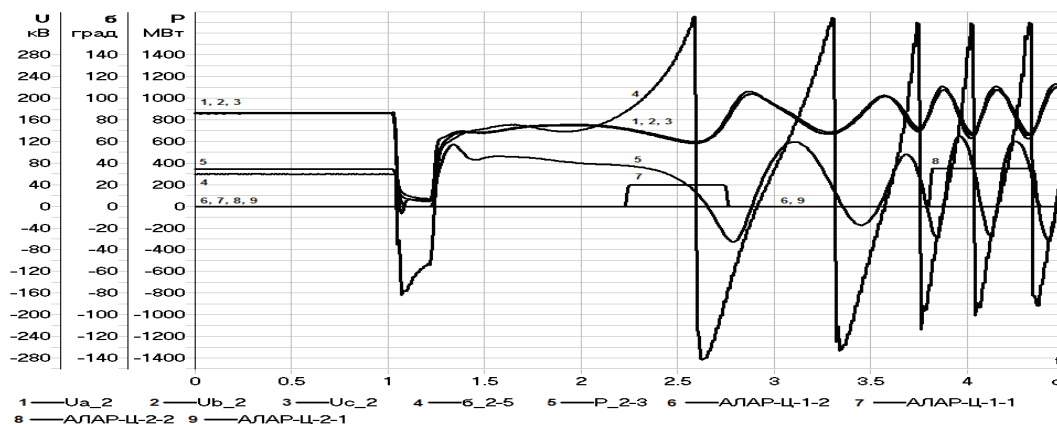


Рис. 3. Переходный процесс при трехфазном к.з. на ПС2 с отключением шунтирующей линии (2-5). На ПС3 включена двигательная нагрузка, мощностью 120 МВт. Направление перетока от ПС2 к ПС5

При испытаниях устройства АЛАР МКПА, на цифровом осциллографе фиксировалась работа трех ступеней обоих устройств. Первый выход основного устройства (Вых_1-I) должен сработать до второго цикла асинхронного режима, вторая ступень (Вых_2-I) – через три цикла после начала асинхронного хода, третья ступень (Вых_3-I) – через семь циклов. Первый выход резервного устройства (Вых_1-II) выведен из работы, для обеспечения согласованности между устройствами, вторая ступень (Вых_2-II) должна сработать через пять циклов, третья ступень (Вых_3-II) – через девять циклов. Пример корректной работы устройств АЛАР МКПА приведен на рисунке 4.

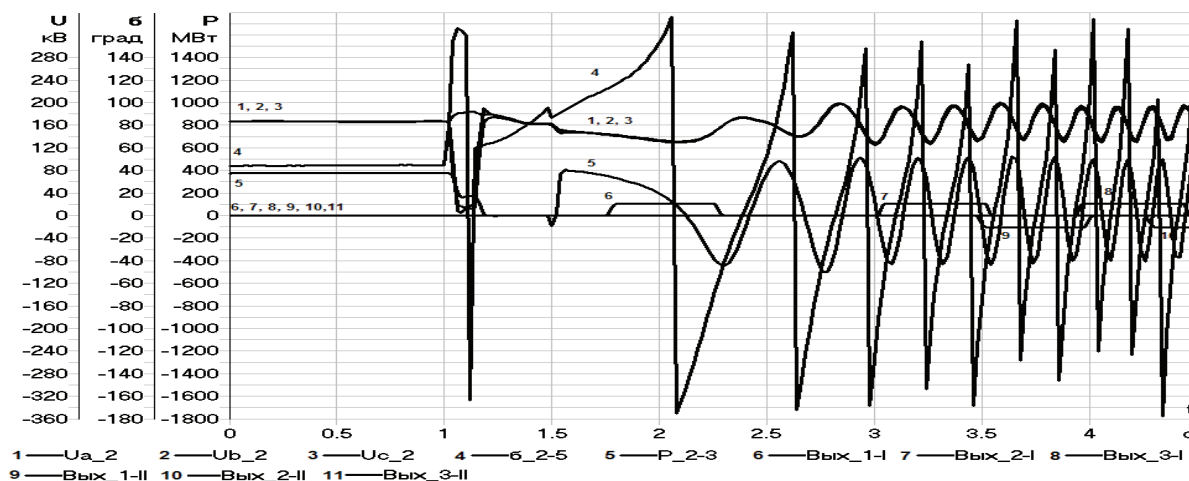


Рис. 4. Переходный процесс при двухфазном к.з. на ПС2 с успешным ТАПВ контролируемой линии. Направление перетока от ПС2 к ПС5

По результатам проведенных испытаний были определены недостатки, наиболее часто встречаемые в работе устройств АЛАР. Ошибки в работе устройств проявились:

- во время трехфазных коротких замыканий;
- в несимметричных режимах;
- в АР с перемещением ЭЦК с контролируемого участка сети на смежный;
- при высоких скоростях развития асинхронного режима;
- при внешнем асинхронном ходе в энергосистеме при отсутствии АХ на защищаемом участке сети;
- при наличии на контролируемом участке сети значительных по величине промежуточных отборов мощности.

Ниже рассмотрены примеры некорректной работы устройств, обнаруженные в ходе испытаний. Одной из основных сложностей для устройств АЛАР является корректная отстройка от трехфазного к.з. Зачастую, устройства воспринимают это аварийное возмущение за асинхронный проворот и, соответственно, могут сработать во время короткого замыкания, или же наоборот, не распознать асинхронный ход по контролируемому ими участку. Пример неправильной работы устройства АЛАР-Ц в устойчивом режиме приведен на рисунке 5, где показано, что устройство срабатывает в начальный момент времени возникновения к.з.

На рисунке 6 показана работа устройства АЛАР-М, не обнаружившего асинхронный ход в защищаемой им зоне.

Не корректное задание алгоритма блокировки при возникновении к.з. так же часто приводит к неправильной работе устройств АЛАР. При этом происходит либо срабатывание устройств во время затянувшихся к.з. – неверный выбор алгоритма отстройки от к.з. (работа АЛАР МКПА показана на рисунок 7), либо – пропуск циклов АХ после снятия к.з. – не корректно выбрана выдержка времени на ввод устройств в работу (рисунок 8).

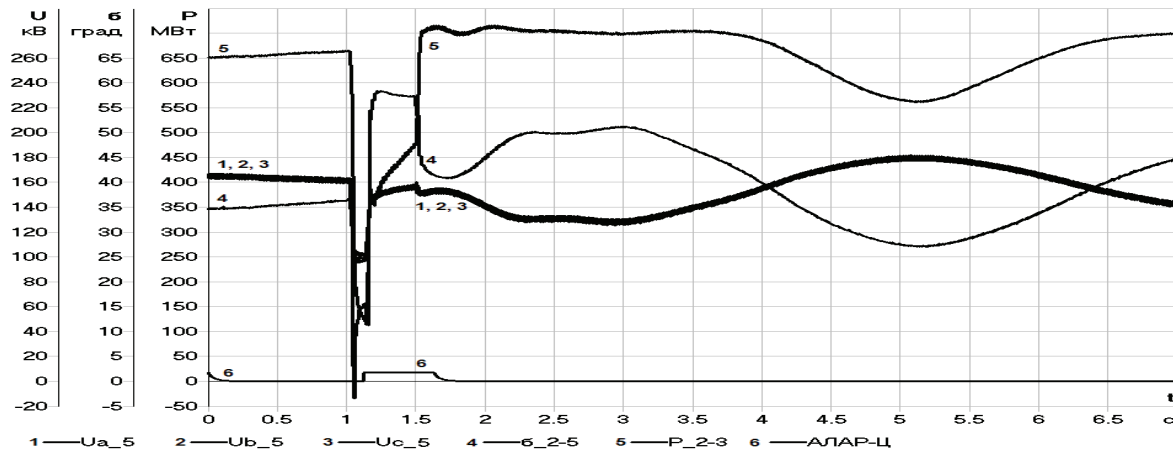


Рис. 5. Переходный процесс при трехфазном к.з. на ПС2 успешным ТАПВ контролируемой линии. Направление перетока от ПС2 к ПС5

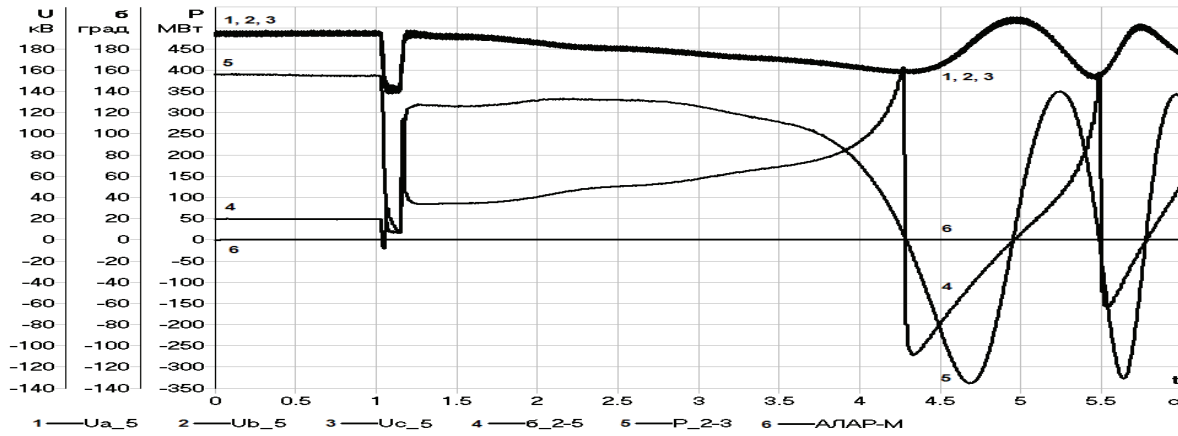


Рис. 6. Переходный процесс при трехфазном к.з. на ПС2 с отключением шунтирующей линии. Направление перетока от ПС2 к ПС5

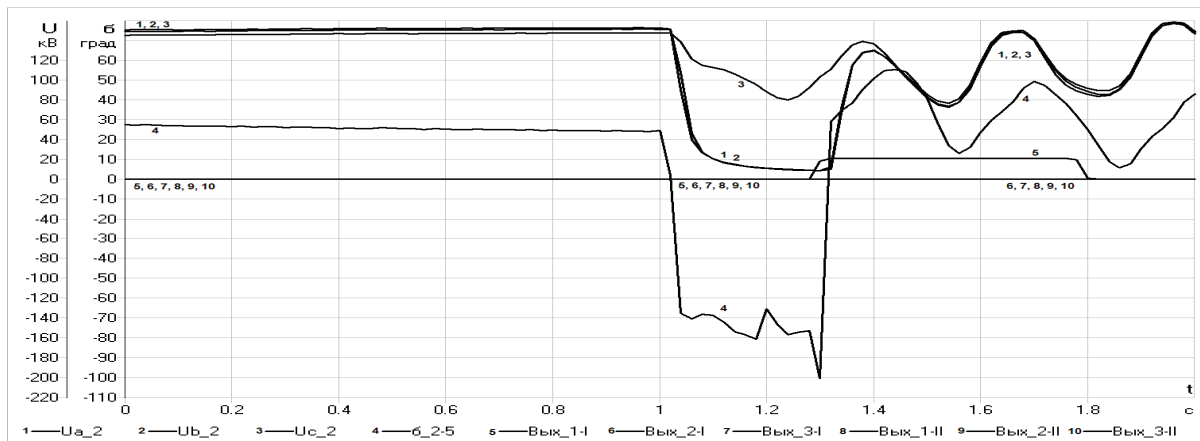


Рис. 7. Переходный процесс при двухфазном к.з. на ПС2 отключением шунтирующей линии, $T_{кз} = 0.3$ с. Направление перетока от ПС2 к ПС5

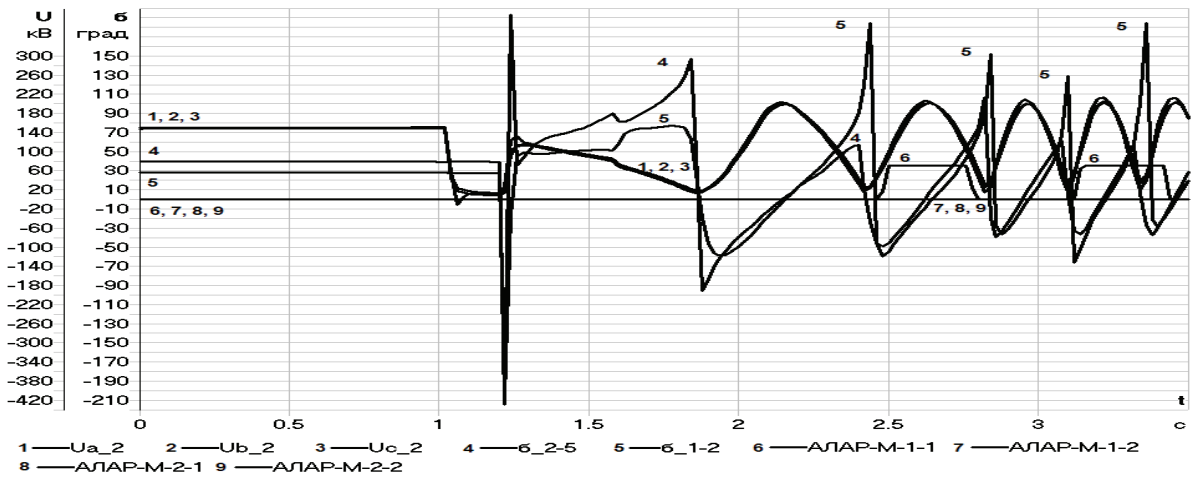


Рис. 8. Переходный процесс при трехфазном к.з. на ПС2 успешным ТАПВ контролируемой линии. Направление перетока от ПС2 к ПС5. ЭЦК переходит с контролируемой линии (2-5) на смежную линию (1-2)

Также часто возникают проблемы с блокировкой срабатывания устройств в несимметричных режимах. При испытаниях 2006-2007 гг. в устройствах АЛАР-М блокировка была выведена и наблюдались случаи неправильной работы устройств – основное устройство не уловило асинхронный проворот во время паузы ОАПВ, а резервное сработало корректно, таким образом, после окончания паузы ОАПВ оба устройства стали срабатывать одновременно (рисунок 9). В устройствах АЛАР-МКПА при испытаниях блокировка от несимметрии была введена, однако было обнаружено, что устройства работают не штатно при длительных паузах ОАПВ, что показано на рисунке 10. Это объясняется тем, что блокировка приводит к тому, что устройства вступают в работу при больших скольжениях и наблюдаются сбои в работе – пропуск асинхронных циклов (рисунок 10).

Необходимо отметить, что скорость изменения угла по линии может принимать любые, сколь угодно большие значения. Поэтому ограничение области рабочих режимов по скорости изменения угла по линии для этих устройств недопустимо.

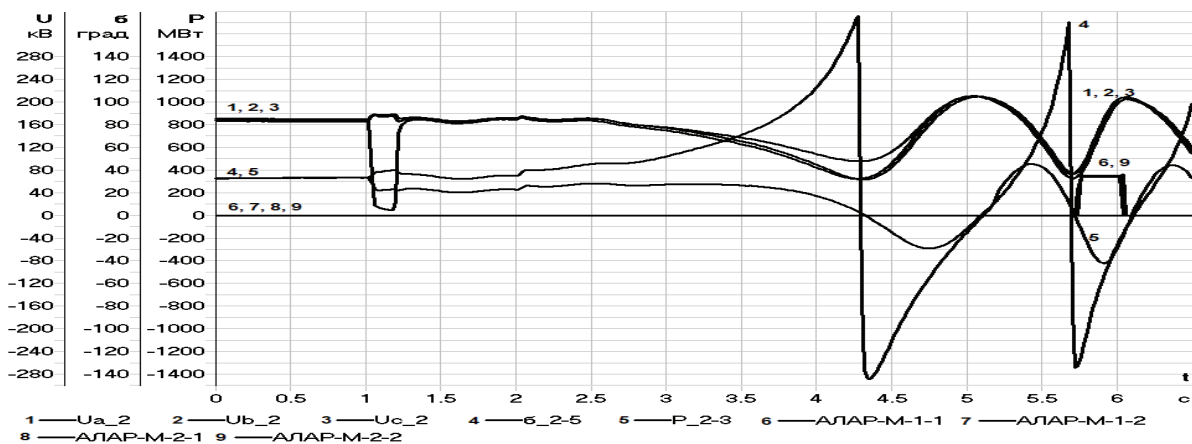


Рис. 9. Переходный процесс при однофазном к.з. на ПС2 с успешным ОАПВ контролируемой линии и отключением шунтирующей линии во время паузы ОАПВ. $T_{\text{ОАПВ}} = 4 \text{ с}$, $T_{\text{откл.л.}} = 1 \text{ с}$. Направление перетока от ПС2 к ПС5

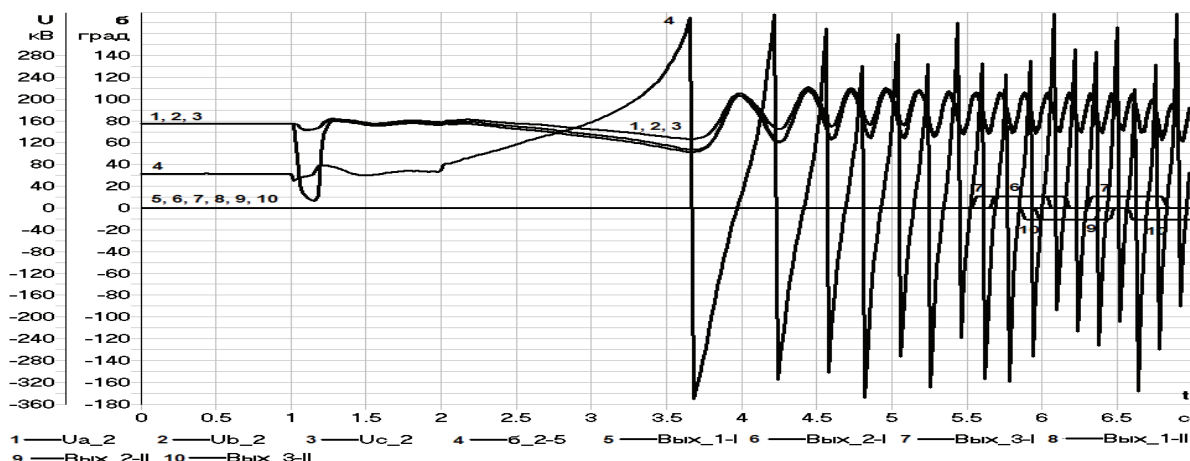


Рис. 10. Переходный процесс при однофазном к.з. на ПС2 с успешным ОАПВ контролируемой линии и отключением шунтирующей линии во время паузы ОАПВ. $T_{\text{ОАПВ}} = 4$ с, $T_{\text{откл.л.}} = 1$ с. Направление перетока от ПС2 к ПС5

Ложные срабатывания испытываемых устройств наблюдались в переходных процессах, при которых на изменение угла по линии оказывает влияние движение легких генераторов примыкающей станции (ТЭС). Например, при условиях, в которых происходит нарушение устойчивости генераторов ТЭС – а устойчивость остальных генераторов сохраняется происходят ложные срабатывания. Пример неправильной работы устройств АЛАР-МКПА приведет на рисунке 11. При этом колебания электрических параметров (напряжений, токов, мощности) распространяются и на контролируемую линию, что и является причиной ложного срабатывания устройств.

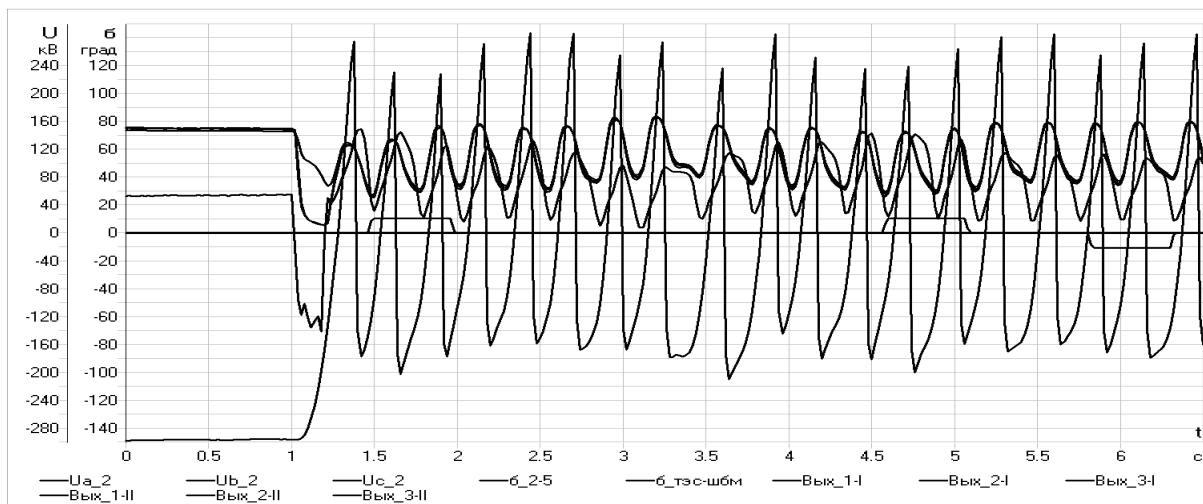


Рис. 11. Переходный процесс при двухфазном на землю к.з. на линии (2-5) вблизи шин 2 с отключением линии, $t_{\text{кз}} = 0.2$ с. Направление перетока от шин 2 к шинам 5

Нарушение устойчивости генераторов ТЭС. На защищаемом участке сети нарушения устойчивости нет.

Результаты проверки устройств показали, что правильность их работы на участках сети с промежуточными отборами мощности зависит от величины нагрузки, ее состава и расположения относительно

устройств АЛАР. Увеличение доли двигательной нагрузки и близость к устройству отправного конца линии уменьшают величину нагрузки, при которой устройство работает штатно. Таким образом, для всех устройств, прошедших проверку, выявлено, что для стабильного срабатывания есть ограничение на величину нагрузки промежуточных отборов мощности.

Выявленные в ходе испытаний ошибки в работе устройства АЛАР МКПА находятся на стадии исправления, а недостатки устройств АЛАР-М и АЛАР-Ц были устранены разработчиками, после чего устройства прошли повторную проверку и были рекомендованы к установке в ЕЭС России.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Физическая модель является эффективным инструментом для проверки правильности алгоритмов устройств АЛАР, так как обеспечивает возможность воспроизведения широкого диапазона схемно-режимных условий и аварийных ситуаций, возникающих в реальной энергосистеме.

Опыт испытаний устройств АЛАР свидетельствует о том, что разработанная программа испытаний обеспечивает выявление ошибок алгоритмического и программного характера и позволяет определить область применения устройств АЛАР, что способствует повышению системной надежности.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем. Стандарт ОАО РАО «ЕЭС России». М., 2005.
- [2] Общие требования к системам противоаварийной и режимной автоматики, релейной защиты и автоматики, телеметрической информации, технологической связи в ЕЭС России (утверждены Приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 11.02.2008 г., № 57).
- [3] Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования. Стандарт организации ОАО РАО «ЕЭС РОССИИ». М., 2008.

РЕАЛИЗАЦИЯ СЕРВЕРА МЭК 61850

ГОРЕЛИК Т.Г., КИРИЕНКО О.В.

ОАО «НИИПТ»

В последние годы в энергетике наметились тенденции к созданию многофункциональных универсальных устройств, в которых интегрируются все функции вторичного управления. Появление на рынке вычислительной техники таких устройств повлияло на автоматизацию энергетики. Интеграция в единую систему функций защиты, регулирования, мониторинга совместно с техникой локальных сетей и современными телекоммуникационными технологиями широко распространено на подстанциях в нашей стране и за рубежом. При новых технологиях повышение эффективности управления достигается при относительном снижении затрат. Оптимизация интеграции всей разнородной информации о нормальных и аварийных режимах энергообъекта, в единый информационный комплекс АСУ ТП, начало быстро развиваться после разработки МЭК специальных коммуникационных стандартов на подстанциях.

С внедрением стандарта МЭК 61850 появилась возможность производить тестирование компонентов и всего комплекса АСУ ТП без наличия необходимого количества устройств нижнего уровня. Для этого требуемые специализированные устройства можно заместить необходимым количеством серверов МЭК 61850 (эмуляторов), в которые замещаемые устройства загружаются в виде ICD файлов.

Разработка сервера МЭК 61850 началась в ОАО «НИИПТ» в 2009 году. Целью разработки первоначально являлось создание инструмента для тестирования драйвера МЭК 61850.

Наибольший интерес представляло тестирование драйвера в следующих режимах:

- 1) при большом количестве устройств (больше 50);
- 2) при различной комбинации устройств, когда эмулируются устройства различных производителей или различные модели одного производителя;
- 3) при большой нагрузке, когда создается достаточно интенсивный поток дискретных и аналоговых данных. Отдельно необходимо было проверить работу драйвера при передаче большого количества осциллограмм в фоновом режиме;
- 4) при некорректной работе устройств нижнего уровня.

Разработка сервера МЭК 61850 велась с учетом и некоторых дополнительных требований:

- 1) возможность длительного автономного тестирования (тестирование на выделенном компьютере клиента и сервера МЭК 61850);
- 2) возможность настраивать сервера МЭК 61850, расположенные на разных компьютерах с одного рабочего места;
- 3) возможность проверки взаимодействия устройств нижнего уровня по GOOSE.

С учетом перечисленных требований был разработан интерфейс сервера. Сервер выполнен в виде системного сервиса ОС MS Windows или Linux. Это позволяет осуществлять автономное тестирование системы, для чего выделяется отдельный компьютер, на котором устанавливается сервер МЭК 61850 и клиент, который опрашивает сервер. Длительное тестирование драйвера МЭК 61850 производилось при испытаниях SCADA NPT Expert. Обе программы (сервер и драйвер) работают в виде сервисов, что позволяет производить длительное фоновое тестирование, при этом рабочее место остается свободным. Периодически можно проверять журналы (лог-файлы) тестируемого клиента, потребление ресурсов (процессорное время, оперативная память и т. д.). В процессе такого тестирования обнаруживаются ошибки, которые сложно найти в условиях кратковременного запуска приложений. Это позволяет значительно повысить надежность тестируемых приложений.

Для настройки сервера предусмотрен web-интерфейс, который обеспечивает возможность обслуживания нескольких серверов с одного рабочего места в сети. Благодаря использованию технологии

AJAX, Web-интерфейс максимально приближен по удобству использования к локальным приложениям и обладает следующими возможностями:

- 1) подключать ICD файлы;
- 2) производить настройку приема и передачи GOOSE сообщений;
- 3) настраивать логику работы эмулятора с использованием функциональных блоков (реализовано с помощью векторной графики SVG);
- 4) просматривать журналы с сообщениями о работе сервера.

В эмуляторе сервера реализованы следующие протокольные функции:

- 1) сервисы для передачи конфигурации;
- 2) сервисы для чтения данных;
- 3) сервисы для динамического создания наборов данных;
- 4) сервисы для записи данных (включая реализацию моделей управления);
- 5) передача буферизованных и небуферизованных сообщений.

Сервер 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.

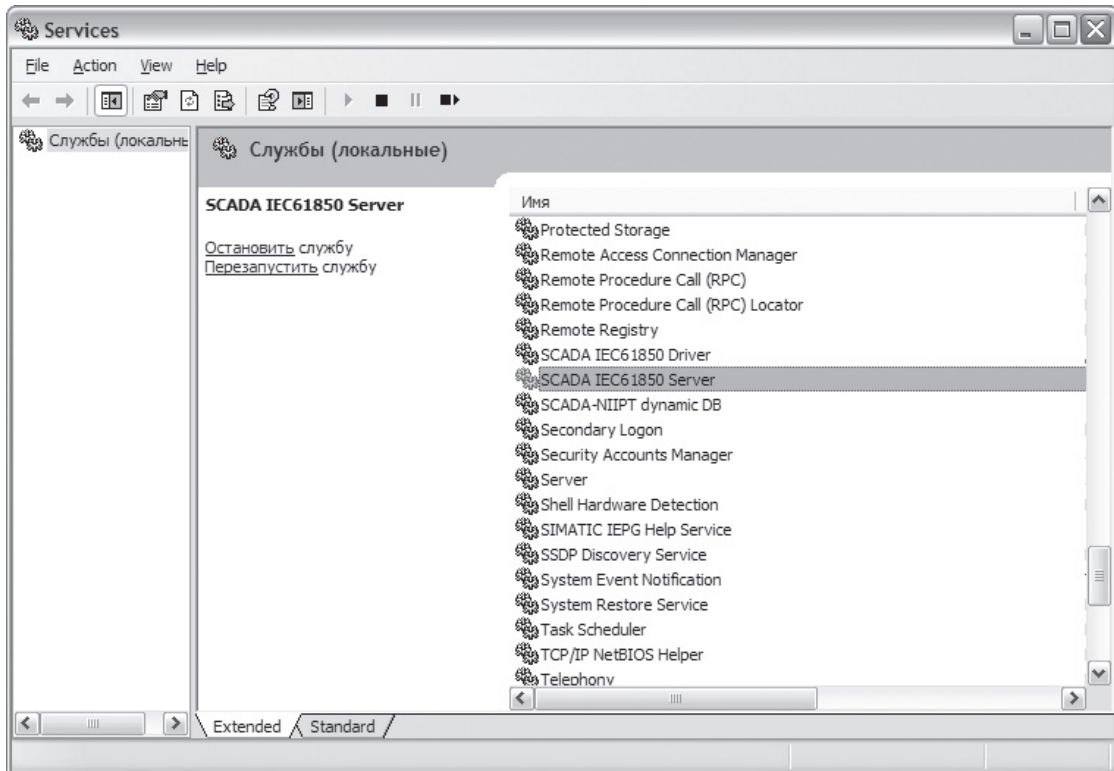


Рис. 1. Пример рабочей станции для автономного тестирования клиента МЭК 61850

У большинства специалистов в области АСУ ТП наибольший интерес вызывает применение эмулятора для тестирования системы в «штормовых» режимах. Задачи проверки системы в нормальных режимах носят скорее вторичный характер. Однако существует целый ряд ситуаций, возникающих в нормальном режиме, которые могут привести к неустойчивой работе системы. Наиболее яркий пример такой ошибки (особенности) проявляется в устройствах нижнего уровня. Как показал опыт интеграции устройств в систему SCADA NPT Expert, такие ошибки присутствуют практически во

Москва, 1–4 июня 2010 г.

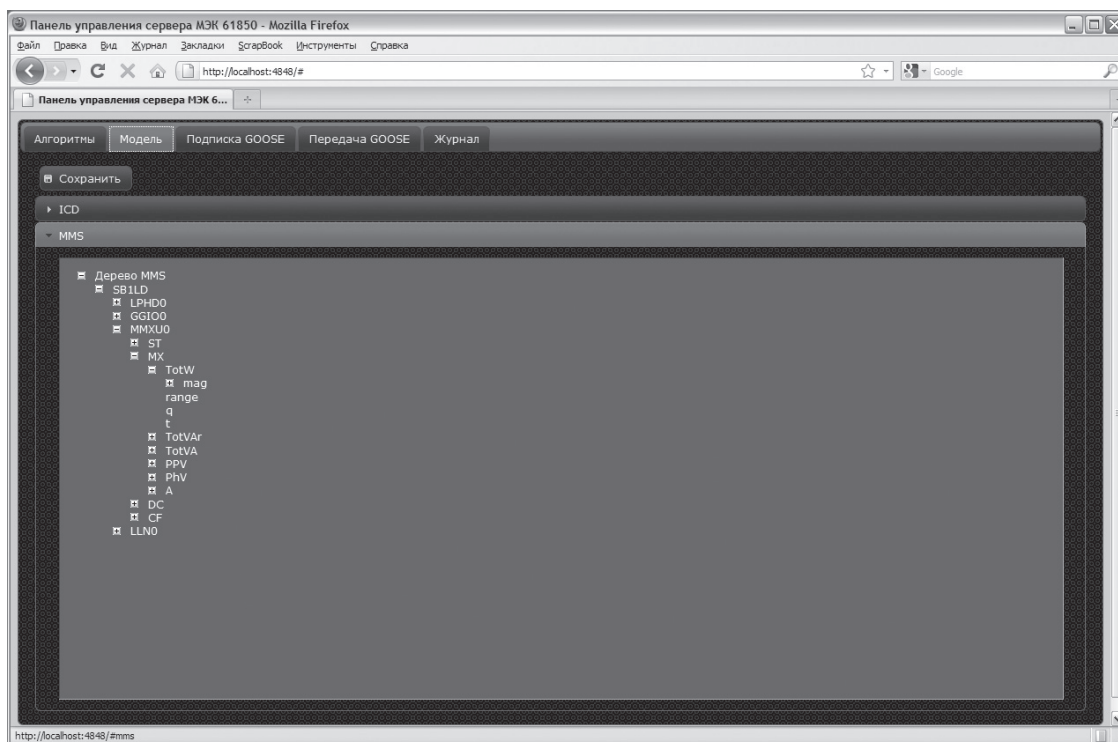


Рис. 2. Web-интерфейс сервера МЭК 61850

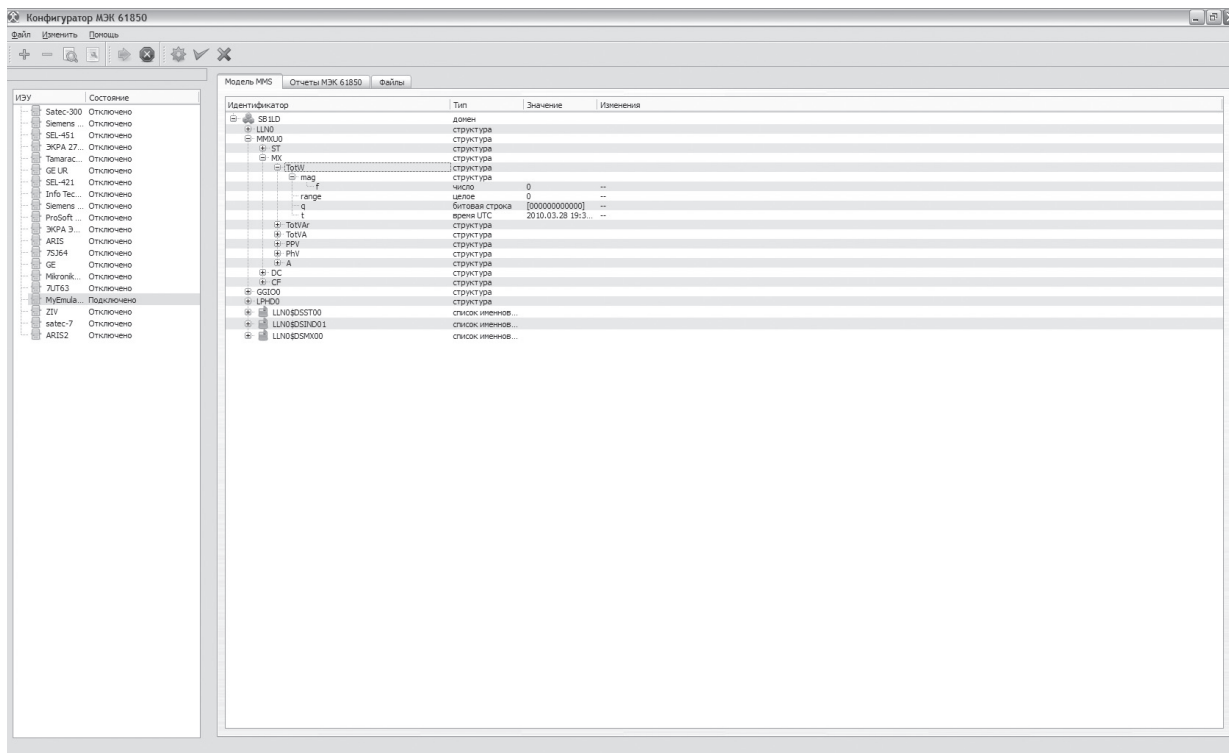


Рис. 3. Клиент МЭК 61850, подключенный к серверу

всех устройствах, независимо от производителя. Часть ошибок носит критический характер, и исправляются производителем в кратчайшие сроки. Другие ошибки можно отнести к особенностям интерпретации тех или иных положений стандарта и неточностям реализации. В любом случае, вне зависимости от качества реализации стандарта на устройствах нижнего уровня, клиент всегда должен работать устойчиво, а отказ одного из устройств не должен влиять на опрос других устройств. Для проверки системы в подобных ситуациях эмулятор позволяет модулировать следующие наиболее распространенные ошибки в устройствах нижнего уровня:

- 1) отсутствие ответов на запросы;
- 2) некорректные ответы на запросы;
- 3) срывы при передаче файлов;
- 4) разрывы соединения.

В разработанной системе можно настраивать время возникновения неисправностей и их длительность, проверяя устойчивость работы в условиях сбоев.

Другим интересным применением эмулятора в нормальном режиме является возможность отображения сигналов GOOSE. На подстанциях с применением стандарта МЭК 61850 возникает необходимость мониторинга прохождения GOOSE сообщений между устройствами (наладка, оценка работоспособности). Для этих целей можно использовать средства нижнего уровня, т. е. сами контроллеры. В качестве независимого инструмента часто рекомендуется применять перехватчик пакетов Ethereal. Однако разбор пакетов с помощью Ethereal может быть неочевидным и требовать очень высокой квалификации (глубокого понимания способов кодирования информации). В качестве альтернативы можно предложить использовать средства подписки GOOSE, реализованные в эмуляторе. В этом случае есть возможность подписаться на GOOSE сообщения (которые необходимо контролировать), просматривать текущее состояние сигналов, передаваемых по GOOSE, и формировать с помощью простейшей логики сигналы диагностики о неисправности GOOSE.

Применение эмулятора для моделирования «штормовых» режимов требует более глубокого подхода. В первую очередь необходимо определить тестируемые подсистемы. Здесь возможно выделить два варианта:

- 1) тестируются все подсистемы от устройства до отображения на АРМ, но без сетевой подсистемы;
- 2) тестируется все, включая сетевую подсистему, т. е. включая свитчи.

Для проверки первого варианта применение эмулятора более чем оправданно. На одном компьютере можно разместить несколько эмуляторов и подключить их в систему. По команде (например, с помощью GOOSE) можно сформировать поток данных, который будет передаваться на верхний уровень АСУ ТП через стационарный контроллер, сервер верхнего уровня до АРМ. Такое тестирование позволяет проверить производительность комплекса. Недостатком является то, что не в полной мере проверяется производительность сетевой подсистемы.

Второй вариант предполагает углубленное тестирование, так как на производительность сетевой подсистемы влияет топология сети. Поэтому компьютеры с установленными эмуляторами необходимо подключать к разным свитчам в сети Ethernet, чтобы смоделировать распределенную структуру сети.

При использовании сервера МЭК 61850 неизбежно возникает вопрос о границе применимости эмуляторов для проверки тех или иных функций АСУ ТП. В данной статье было описано несколько вариантов применения сервера МЭК 61850 для тестирования взаимодействия верхнего и нижнего уровня АСУ ТП и диагностики GOOSE. Сервер также можно использовать для тестирования поперечного взаимодействия между устройствами нижнего уровня, когда часть устройств замещается эмуляторами.

Отметим, в каких случаях сервер МЭК 61850 не применим:

1. Для тестирования протокольной совместимости между клиентом и сервером МЭК 61850. Несмотря на то, что сервер полностью моделирует модель данных в устройстве, реализация стека протоколов в нем своя, поэтому тестирование протокольного взаимодействия требует наличия реального устройства.

2. Для тестирования логики работы устройств. Сервер МЭК 61850 не реализует логику работы устройств. Наличие гибкой логики позволяет лишь тестировать в той или иной степени отдельные сценарии.

3. Для тестирования производительности эмулируемых устройств нижнего уровня (тестирования времени отклика и т.д.). Сервер МЭК 61850 работает на персональном компьютере, производительность которого может в несколько раз превышать производительность устройств нижнего уровня. С одной стороны, это полезно для моделирования информационного потока, а с другой стороны, динамические характеристики устройств и эмулятора будут сильно отличаться друг от друга.

Существуют и другие ограничения, так или иначе связанные с указанными различиями между реальным устройством и эмулятором МЭК 61850.

С внедрением стандарта МЭК 61850 значительно повысились возможности систем автоматизации подстанций. Вместе с тем возросла сложность реализации подобных систем. Все это требует новых подходов к настройке и тестированию программно-технических комплексов АСУ ТП. В ОАО «НИИПТ» был разработан инструмент (сервер МЭК 61850), позволяющий производить тестирование систем автоматизации подстанций на базе стандарта МЭК 61850. Применение данного инструмента позволяет выявить на раннем этапе ошибки в системе, узкие места в производительности, а также осуществлять диагностику действующих систем.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СПЕЦИАЛЬНЫХ ПРОГРАММНЫХ ИНСТРУМЕНТОВ ДЛЯ ТЕСТИРОВАНИЯ СИСТЕМ, ПОСТРОЕННЫХ НА ОСНОВЕ МЭК61850

МАСЛОВ А.М., МАСЛОВ В.А., ЛОБАНОВ П.Л.

ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы»

ВВЕДЕНИЕ

Стандарт МЭК61850 имеет множество неоспоримых преимуществ. Одним из них является возможность автоматизации процесса настройки параметров связи, так как инженеры могут переложить большую часть работы на программные продукты, а не выполнять параметрирование вручную. Благодаря этому минимизируется влияние «человеческого» фактора при настройке конфигурации устройств, работающих на различных уровнях АСУ.

Однако даже при большой степени автоматизации процесса параметрирования возможно возникновение проблем с взаимодействием различных устройств. Наиболее вероятно появление проблем на этапе системного интегрирования, когда возникает необходимость обеспечить совместную работу устройств различных производителей в одном информационном пространстве.

Практика показывает, что в подобных случаях для выявления причин возникновения проблем необходим глубокий анализ передаваемых по сети данных от одного устройства к другому: например, от ИЭУ в систему управления или от одного ИЭУ другому ИЭУ. На данном этапе инженерному персоналу, ответственному за интеграцию, приходится использовать различные программные продукты — программы для захвата трафика Ethernet, редакторы для просмотра файлов конфигураций и др.

Часть этих программ могут оказаться весьма удобными и практичными, но многие из программ удается освоить только высококвалифицированным специалистам, обладающим глубоким пониманием стандарта МЭК61850. Очевидную пользу может принести инструмент, который позволит выявлять и устранять возникающие проблемы обычным инженерам без дополнительных затрат времени.

1. ПРОГРАММНЫЙ ИНСТРУМЕНТ ITT600 SA EXPLORER

Компания ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы» предлагает Интегрированный инструмент для тестирования (Integrated Testing Tool) ITT600 SA Explorer, который был разработан с целью решения различных задач тестирования систем автоматизированного управления, построенных на основе стандарта МЭК61850. Инструмент содержит средства для просмотра и анализа конфигурации ИЭУ в части взаимодействия с другими ИЭУ и верхним уровнем, а также средства, позволяющие непосредственно анализировать процессы обмена информацией между узлами МЭК 61850, включая средства работы с сообщениями GOOSE, причем как в режиме реального времени («онлайн»), так и в автономном режиме («оффлайн»).

Широкие функциональные возможности ИТТ позволяют системному инженеру эффективно выявлять исходные причины проблем, существенно сократить время на проведение испытаний системы и ее ввод в эксплуатацию. Также отпадает необходимость в использовании множества различных инструментов (MMS-браузеры, анализаторы протоколов, анализаторы Ethernet). Удобная навигация, исчерпывающее представление данных, функции проверки информационной целостности всей системы дают возможность использовать программный инструмент любому пользователю независимо от его уровня понимания стандарта.

1.1. Модули программы

Инструмент включает несколько модулей, реализующих ключевые возможности инструмента:

- Модуль анализа ИЭУ: мощный браузер и клиент МЭК61850 для просмотра SCL-файлов и получения конфигурации МЭК 61850 напрямую из ИЭУ.
- Модуль анализа Ethernet: анализатор основных протоколов, используемых в системах автоматизации (МЭК61850, МЭК 60870-5-104, RSTP, NTP, SNMP, PRP).
- Модуль анализа файлов SCL: сравнение конфигураций и данных МЭК61850 в режимах «онлайн» и «оффлайн».
- Модуль анализа GOOSE: визуализация обмена сообщениями GOOSE.

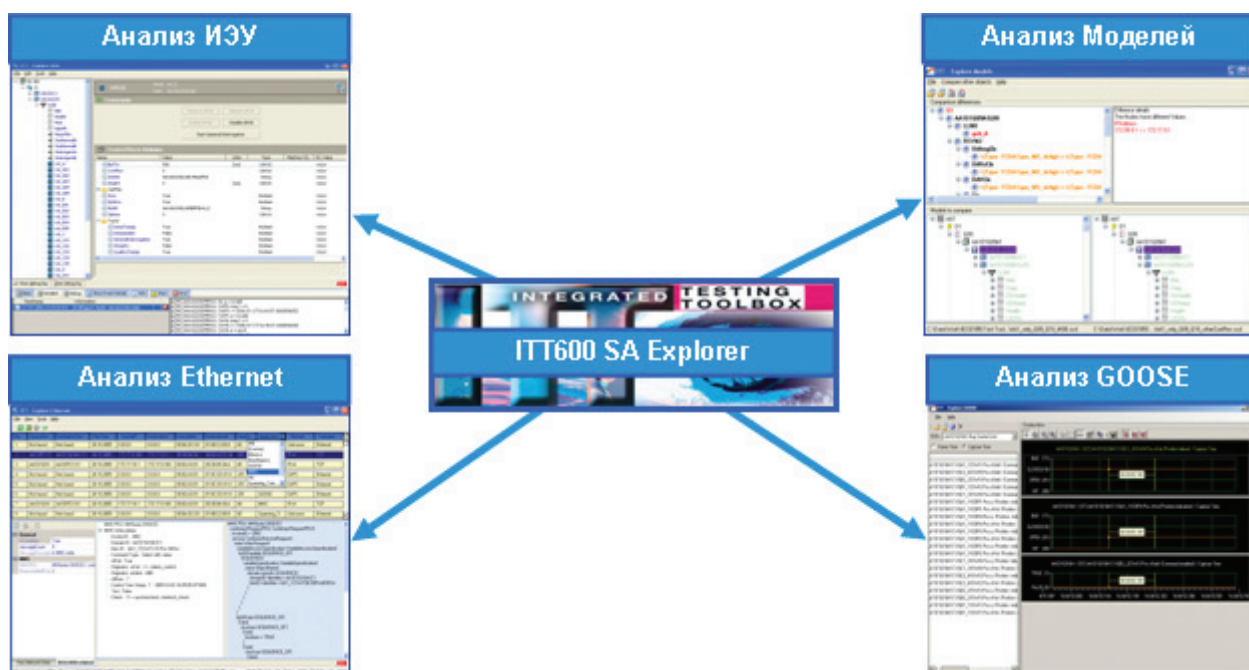


Рис. 1. Модули программного инструмента ITT600 SA Explorer

1.2. Модуль анализа ИЭУ

Модуль анализа ИЭУ позволяет импортировать проектные SCD-файлы, выполнить автоматический поиск ИЭУ в сети, проверить систему на непротиворечивость данных, взяв за основу загруженный SCD-файл; результаты сравнения возможно экспортировать в файл Excel. Модуль является полнофункциональным клиентом МЭК61850, позволяя активизировать блоки отчетов (RCB) и передавать файлы по MMS/FTP. Полученные отчеты можно увидеть в листе событий, что позволяет выполнять проверку конфигурации ИЭУ без использования системы верхнего уровня. Для выполнения команд управления модуль предоставляет диалоги, аналогичные используемым в АСУ (с опциями выбора команд, обхода блокировок и контроля синхронизма и др.), пользователю при этом необязательно знать всю процедуру уставки различных параметров операции управления в соответствии со стандартом.

1.3. Модуль анализа Ethernet

Модуль анализа Ethernet предназначен для захвата, сохранения и отображения трафика Ethernet; для полученных данных возможно выполнить: расширенную фильтрацию, проверку непротиворечивости (соответствие версий наборов данных и других прикладных параметров), подстановку контекста на основе предварительно загруженной из SCD-файла модели данных. Модуль поддерживает анализ не только стандарта МЭК61850 (MMS, GOOSE), но также и других протоколов, активно применяемых в современных системах автоматизации: (R)STP, SMNP, NTP; МЭК61870-5-104, PRP.

Дополнительный столбец для анализа

| No. | Source | Destination | Rec. Time | Len | Dest. ID | Source ID | Destination ID | Data | Applicat | Transport |
|-----|-------------|---------------|-----------|---------|----------|-----------|----------------|------|----------|--|
| 1 | Not found | Not found | 18.07.2 | 0.0.0.0 | 0.0.0.0 | 00:0A:DC | 01:80:C2:00 | 60 | Spanning | Ethernet |
| 2 | AA1C1Q01A1/ | Not found | 18.07.2 | 172.16 | 172.16 | 00:00:23 | 00:1B:21:0 | 60 | MMS | TCP Keep alive |
| 3 | Not found | AA1C1Q01A1/S1 | 18.07.2 | 172.16 | 172.16 | 00:1B:21 | 00:00:23:06 | 54 | MMS | TCP Keep alive |
| 4 | Not found | Not found | 18.07.2 | 0.0.0.0 | 0.0.0.0 | 00:00:23 | 01:0C:CD:0 | 240 | GOOSE | GOOSE APPID: 12289 |
| 5 | AA10PC1/S1 | AA1C1Q05A1/S1 | 18.07.2 | 172.16 | 172.16 | 00:1B:21 | 00:1B:21:0 | 60 | MMS | TCP Keep alive |
| 6 | AA1C1Q05A1/ | AA10PC1/S1 | 18.07.2 | 172.16 | 172.16 | 00:1B:21 | 00:1B:21:02 | 54 | MMS | TCP Keep alive |
| 7 | Not found | Not found | 18.07.2 | 0.0.0.0 | 0.0.0.0 | 00:0A:DC | 01:80:C2:00 | 60 | Spanning | Ethernet |
| 8 | Not found | Not found | 18.07.2 | 172.16 | 234.5.6 | 00:1B:21 | 01:00:5E:05 | 82 | Unknown | Spanning Tree message: BPDU 2 = Rapid/Multiple Spanning Tree |
| 9 | Not found | Not found | 18.07.2 | 0.0.0.0 | 255.25 | 00:1B:21 | FF:FF:FF:F | 584 | Unknown | UDP |

General
 MessageCount: 1
 MessageDescription: GOOSE APPID: 12289

GOOSE Frame Header
 - APPID: 12289
 - GoCBRet: AA1C1Q01A1LD0/LLN0BGO\$geb_A
 - TimeAllowedToLive: 11000
 - DataSelfRef: AA1C1Q01A1LD0/LLN0BInterlockingA
 - GOID: InterlockingA
 - Timestamp: 18.07.2008 12:36:37
 - StateChangeNumber: 5882
 - SequenceNumber: 13
 - TestMode: False
 - ConfigurationRevision: 1
 - NeedsCommissioning: False
 - NumDataSets: 25

Model Check
 - MatchesSCDConfiguration: Attention: 2 checks failed GOOSE reception might not work.
 - APPIDMatch: True
 - ConfRevMatch: True
 - DataSelfRefNumberMatch: True
 - MulticastAddressMatch: True
 - VLAN_IDAddressMatch: VLAN/Priority Tag is missing in captured GOOSE frame!
 - VLAN_PriorityAddressMatch: VLAN/Priority Tag is missing in captured GOOSE frame!

Data
 - AA1/C1/Q01/QA1/QA1) [ST] AA1C1Q01A1LD0/SCSW1 Pos.stSeld (Command enabled) : False
 - AA1/C1/Q01/QB1/QB1) [ST] AA1C1Q01A1LD0/SCSW12 Pos.stSeld (Command enabled) : False
 - AA1/C1/Q01/QB2/QB2) [ST] AA1C1Q01A1LD0/SCSW13 Pos.stSeld (Command enabled) : False
 - AA1/C1/Q01/QB3/QB3) [ST] AA1C1Q01A1LD0/SCSW14 Pos.stSeld (Command enabled) : False
 - AA1/C1/Q01/QC1/QC1) [ST] AA1C1Q01A1LD0/SCSW15 Pos.stSeld (Command enabled) : False
 - AA1/C1/Q01/QC2/QC2) [ST] AA1C1Q01A1LD0/SCSW16 Pos.stSeld (Command enabled) : False

Первичное оборудование

Проверка каждого фрейма на непротиворечивость

Вторичное оборудование

Raw Network Data: Substation Automation related Protocol
 Stopped | Capture Filter: None | C:\Data\Work\IEC61850_Test_Tools\Testing\SA Test_SAEplorer1.5\New_Samples\MMS_Cnds_Reports_GOOSE.asp | Bytes/Packet: 193 | Bytes: 25729 | Packets: 133 | 13:40

Рис. 2. Модуль анализа Ethernet

1.4. Модуль анализа GOOSE

Модуль анализа GOOSE позволяет на основе трафика Ethernet представить визуальную картину передаваемых сообщений GOOSE аналогично осциллографу, значительно облегчая восприятие и понимание, и, соответственно, анализ происходящих событий.

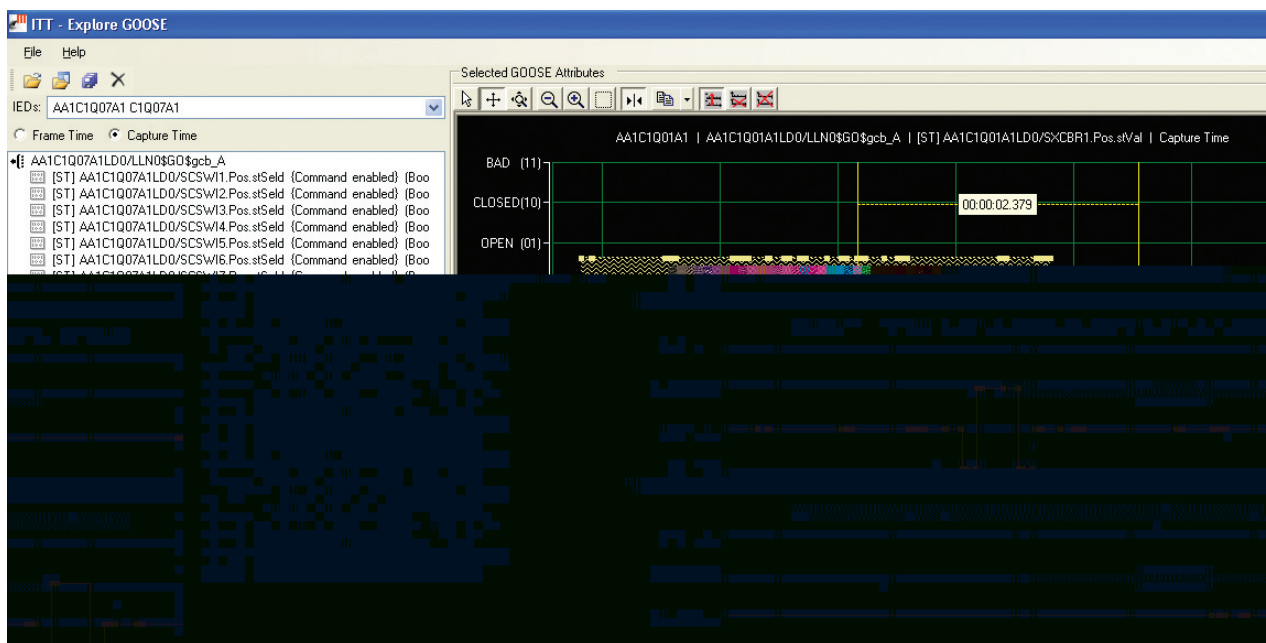


Рис. 3. Модуль анализа GOOSE

2. ПРИМЕРЫ ПРИМЕНЕНИЯ ИНСТРУМЕНТА

Инструмент ITT600 SA Explorer может применяться для:

- тестирования ИЭУ;
- проверки информационной целостности данных в системе;
- анализа потоков данных в реальном времени;
- анализа горизонтальных связей (в том числе распределенных функций автоматизированной системы в реальном времени).

Остановимся подробнее на некоторых примерах применения.

2.1. Задача тестирования ИЭУ

Модуль анализа ИЭУ позволяет провести тестирование корректной работы конфигурации связи ИЭУ на базе имеющегося SCL-файла: выполнить подключение к блокам управления отчетами (причем, к конкретным экземплярам блоков), отобразить получаемые события в листе событий, подать команды управления при помощи многофункциональных диалогов. И, конечно, при помощи модуля анализа Ethernet можно выполнить трассировку связи клиент/сервер, а также «публикуемых» ИЭУ сообщений GOOSE. Также модуль позволяет просмотреть и сохранить в SCL-файле содержимое ИЭУ, выполнив непосредственное подключение к нему.

2.2. Задача проверки информационной целостности системы

Как максимально использовать преимущества стандарта МЭК61850 при построении систем? Благодаря наличию языка SCL появляется возможность описать в одном файле всю подстанцию: первичное оборудование, функции системы (релейная защита, автоматика) и устройства, выполняющие эти функции, а также потоки данных в системе. Этот файл называется файлом описания конфигурации подстанции (SCD- Substation Configuration Description). Данный файл может использоваться всеми SCL-инструментами, участвующими в построении системы, создается он, как правило, в системном

программном инструменте и может считаться составной частью проекта, более того - одним из основных документов. Создание единого обобщенного файла не рассматривается многими компаниями-интеграторами как важный элемент инжиниринга, но для конечного пользователя наличие такого файла может оказаться жизненно необходимым, например, при последующем расширении объекта и, соответственно, системы.

Но SCD-файл может принести пользу не только в ближайшей или отдаленной перспективе, а уже на этапе пуско-наладочных работ — для проверки информационной целостности. Под информационной целостностью в отношении стандарта МЭК61850 понимается соответствие моделей данных и значений всех прикладных и конфигурационных параметров. В качестве примеров проверки информационной целостности и отсутствия противоречивых данных в системе можно привести:

- Сравнение двух SCL-файлов: SCD, содержащего данные обо всей системе, и CID, относящегося только к конкретному ИЭУ.
- Сравнение SCD/CID-файла с данными, полученными непосредственно из ИЭУ.
- Проверка атрибута configRev логического узла LLN0 логического устройства модели данных ИЭУ при инициализации связи и проверка версий конфигураций наборов данных (атрибут ConfRev) при работе сервисов связи стандарта МЭК61850.
- Проверка соответствия прикладных параметров GOOSE: параметра APPID, MAC-адреса назначения и др.

Модули ITT600 SA Explorer помогают пользователю выполнять все перечисленные задачи и многие другие и наглядно представлять результаты.

2.3. Задача анализа горизонтальных связей

Один из примеров задач анализа горизонтальных связей — проверка «публикации» GOOSE-сообщений устройством. Для простейшего анализа достаточно выполнить захват трафика Ethernet, однако при помощи модуля анализа GOOSE можно дополнительно наглядно представить структуру GOOSE-сообщения.

Другим примером анализа является тестирование распределенных функций автоматизации, т.е. таких задач, которые выполняются несколькими ИЭУ (на текущий момент самой распространенной реализуемой средствами ИЭУ с поддержкой МЭК61850 распределенной функцией является оперативная блокировка). При выполнении распределенных функций задействовано множество ИЭУ, соответственно по сети передается множество динамически изменяющихся данных, причем источники и приемники этих данных подключены к сети в различных точках.

В этом случае становится актуальной задача отследить динамику выполнения функции в какой-то конкретной точке, например, в точке подключения к сети определенного ИЭУ. Модуль анализа GOOSE позволяет на основе записанного трафика Ethernet совместить на одном экране данные различных GOOSE-сообщений, что существенно облегчает восприятие происходящих событий. Более того, модуль позволяет выполнить оценку производительности станционной сети, для оценки возможно использовать времена «публикации» и «захвата» сообщений. Для большей наглядности целесообразно предварительно загрузить в программу проектный SCD-файл, это позволит отобразить данные в контексте реального оборудования и полностью сосредоточиться на отладке конкретной функции, а не тратить время на разбор сообщений.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящее время уже практически никто не оспаривает тот потенциал, который заложен в стандарте МЭК61850. Но все острее чувствуется недостаточная мощность и гибкость существующих программных инструментов, которые действительно позволят этот потенциал реализовать.

Компания «АББ Силовые и Автоматизированные Системы» предлагает интегрированный программный инструмент, разработанный с учетом огромнейшего опыта концерна АББ в создании и внедрении стандарта МЭК61850 и позволяющий существенно помочь пользователю при внедрении систем на основе стандарта МЭК61850.

ПРАКТИЧЕСКИЙ ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ И РЕАЛИЗАЦИИ СТАНДАРТА МЭК 61850 В УСТРОЙСТВАХ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ

Ю.В. ИВАНОВ, О.С. БОРОДИН, А.Е. ЛЕСНОВ, К.И. АПРОСИН

ООО «Прософт-Системы», г. Екатеринбург

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.

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 все 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 ее 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 неостребованности 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 то же 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 бы 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 по мере того как стандарт МЭК 61850 будет находить все большее промышленное применение, 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 61850 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. М., 2009.
- [3] Аношин А.О., Головин А.В., Максимов Б.К. Исследование функциональной совместимости устройств РЗА по условиям стандарта МЭК 61850 // Релейщик. 2009. № 4.

Москва, 1–4 июня 2010 г.

- [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, д. 194а
Телефон: (343) 376-28-20, 356-51-11, факс: (343) 376-28-30
E-mail: info@prosoftsystems.ru
<http://www.prosoftsystems.ru>

ПТК SMART-SPRECON ДЛЯ ПОСТРОЕНИЯ АСУТП И ССПИ ПОДСТАНЦИЙ. ОПЫТ РЕАЛИЗАЦИИ КОМПЛЕКСНЫХ ПРОЕКТОВ АСУТП И РЗА НА БАЗЕ ТЕХНОЛОГИИ МЭК 61850

ОРЛОВ Л.Л.

ЗАО «РТСофт»

ВВЕДЕНИЕ

В настоящем докладе рассмотрены технические решения по построению АСУТП и ССПИ подстанций различного класса напряжения. Рассматриваются вопросы практического применения стандарта МЭК 61850, особенности его реализации в оборудовании РЗА различных производителей, интеграции оборудования РЗА в АСУТП по протоколу МЭК 61850, а также реализации прикладных задач АСУТП на базе данного стандарта.

Применительно к строящимся или реконструируемым объектам 220кВ и выше (основной заказчик – ОАО «ФСК ЕЭС»), рассматриваются вопросы реализации расширенной функциональности АСУТП и ССПИ, в том числе с использованием технологии МЭК 61850. Для подстанций 110кВ и ниже (основные заказчики – МРСК, РСК, АО-Энерго) предлагаются варианты технических решений по АСУТП и ССПИ, оптимизированные по функциональности и стоимости. Рассмотрены решения по максимальному использованию ресурсов устройств МП РЗА для построения бюджетных АСУТП и ССПИ, а также вопросы построения комбинированных решений смешанной архитектуры.

1. ПТК SMART-SPRECON

Типовой программно-технический комплекс (ПТК) SMART-SPRECON является совместной разработкой ЗАО «РТСофт» и австрийской компании «Sprecher Automation». ПТК SMART-SPRECON – это современное решение с развитой функциональностью, являющееся базовой платформой для построения систем автоматизации энергообъектов различного уровня, в частности:

- АСУТП для подстанций различных классов напряжения;
- АСУ электрической части электростанций;
- многофункциональных ССПИ различного назначения;
- комбинированных АСУТП/ССПИ для подстанций 6–35кВ;
- специализированных систем/подсистем автоматизации для энергообъектов.

ПТК SMART-SPRECON может быть гибко сконфигурирован в соответствии с требованиями конкретного проекта. В состав ПТК входят:

- **Многофункциональный контроллер SPRECON-E-C** – может применяться как контроллер присоединения, коммуникационный сервер, многоканальное устройство сбора и обработки информации, микропроцессорный регулятор напряжения, устройство центральной сигнализации, автономный регистратор событий, базовый элемент подсистемы мониторинга и диагностики основного оборудования.

- **Устройство защиты, автоматики и управления SPRECON-E-P** – может использоваться как терминал защиты, автоматики и управления для присоединений 6–35кВ или выполнять часть функций резервных защит для присоединений ВН.

- **SCADA-система для энергообъектов SPRECON-V** – специализированное ПО, предназначенное для организации локальных операторских рабочих мест на объекте.

- Многофункциональные измерительные преобразователи серии МИП-02.
- Устройства телемеханики SMART-КП, SMART-КП Электра, SPRECON-E-T3.

Информационный обмен в ПТК организован по протоколам МЭК 61850 и МЭК 60870-5-104.

2. МЭК 61850 – НОВЫЙ СТАНДАРТ ДЛЯ ПОСТРОЕНИЯ СИСТЕМ АВТОМАТИЗАЦИИ В ЭНЕРГЕТИКЕ

В последнее время особое внимание во всем мире и в России уделяется технологии МЭК 61850. Тематика МЭК 61850 вызывает оживленные дискуссии. Производители оборудования, заказчики, эксперты высказывают различные мнения и оценки. Между тем работы по внедрению стандарта давно уже перешли в практическую плоскость: имеется значительный опыт внедрений систем на базе МЭК 61850 за рубежом и некоторое количество пилотных внедрений в России, большинство производителей выпускают оборудование с заявленной поддержкой стандарта, многие Заказчики включают в свои технические требования формулировки о безусловной необходимости или о предпочтительности поддержки стандарта МЭК 61850.

Компания «РТСофт» также не остается в стороне от процесса освоения и внедрения этой технологии. В период 2008-2009 гг. в компании был создан центр компетенции по стандарту МЭК 61850 в составе ведущих технических специалистов и экспертов, проведено обучение специалистов, выполнялись работы по пилотным проектам на базе оборудования РЗА SIEMENS и АСУТП SMART-SPRECON с использованием протокола МЭК 61850, а также испытания по интеграции оборудования других производителей («Экра», General Electric и др.) по данному протоколу.

Детальное рассмотрение стандарта и состояния его реализации выходит за рамки данного доклада. Ниже кратко изложены результаты проведенной работы и практические рекомендации для Заказчиков и проектировщиков.

2.1. Преимущества стандарта МЭК 61850 и предложения по их использованию

2.1.1. Горизонтальный обмен между низовыми устройствами (GOOSE)

Наличие технологии GOOSE является наиболее существенным отличием МЭК 61850 от протоколов МЭК 60870-5-10х в части информационного обмена. Быстродействующая передача сигналов между устройствами находит свое применение в проектах, вместе с тем целесообразность использования GOOSE в качестве единственного средства передачи особо важных сигналов РЗА (без резервирования посредством «сухого контакта») вызывает сомнения. Это вызвано тем, что время передачи GOOSE-сообщений не регламентировано и может существенно увеличиваться при большой загрузке сети, что имеет место в аварийных режимах.

В текущих проектах «РТСофт» GOOSE-сообщения применяются только для организации распределенной оперативной блокировки разъединителей и заземляющих ножей (ОБР).

2.1.2. Упрощение интеграции устройств МП РЗА

Для интеграции устройств МП РЗА протокол МЭК 61850 безусловно более предпочтителен, чем ранее применявшийся протокол МЭК 60870-5-103. Скорость обмена информацией повышается на несколько порядков благодаря переходу от последовательных интерфейсов со скоростью не более 19200 бит/с к Ethernet со скоростью 100 Мбит/с. Значительно сокращается время считывания аварийных осциллограмм, что существенно ускоряет и упрощает разбор аварийных ситуаций. АРМ релейщика реализуется на базе стандартного программного обеспечения, предоставляемого произво-

дителем устройств РЗА, с удаленным доступом к устройствам по единой технологической сети РЗА и АСУТП (Ethernet TCP/IP). Отпадает необходимость применения дополнительных преобразователей, специализированного ПО или создания дополнительных сегментов сети для организации доступа к устройствам с АРМ инженера РЗА.

Тем не менее для устройств РЗА, поддерживающих только протокол МЭК 60870-5-103, нет смысла применять дополнительные преобразователи протоколов МЭК 60870-5-103 <=> МЭК 61850. В таких случаях наиболее оптимально подключение этих устройств к контроллерам присоединений.

2.1.3. Содержательные имена переменных и модель данных

В стандарте МЭК 61850 применяется объектно-ориентированная модель данных, а в качестве адреса переменной используется MMS-имя в формате структурированного текста. Данная особенность очень полезна и выгодно отличает МЭК 61850 от стандартов серии МЭК 60870-5-10х. Использование содержательных имен переменных существенно упрощает проектирование, наладку и эксплуатацию системы. Вместе с тем эта функция не всегда применяется должным образом, в результате чего функциональность, заложенная в стандарте, используется неэффективно.

При разработке устройств с поддержкой МЭК 61850 и в процессе инжиниринга систем РЗА и АСУТП необходимо максимально использовать содержательные имена переменных.

2.1.4. Самоописание

Стандарт МЭК 61850 предусматривает возможность доступа в реальном времени к модели данных, хранящейся в устройстве. Данная функция также позволяет упростить наладку и эксплуатацию системы. Одним из уникальных преимуществ ПТК SMART-SPRECON является возможность использования этой функции непосредственно в процессе конфигурирования и наладки системы. Для оперативного внесения изменений в базу данных ПТК можно использовать мастер «Online Import», который позволяет получить модель данных и перечень сигналов непосредственно из низового устройства сразу после того, как оно сконфигурировано и подключено к сети. Таким образом, интеграция оборудования, поддерживающего стандарт МЭК 61850, может быть выполнена в кратчайшие сроки в режиме «Plug-and-play».

Несомненно, наиболее правильным способом является конфигурирование системы в заводских условиях в соответствии с предварительно утвержденным проектом, но фактически пуско-наладка на объекте зачастую ведется в сжатые сроки на фоне постоянно меняющихся исходных данных и появления дополнительных требований Заказчика. В этих условиях функция «Online Import» наиболее полезна, и она уже доказала свою эффективность при проведении работ на пусковых объектах 2009 г.

2.2. Недостатки стандарта МЭК 61850 и предложения по их компенсации

2.2.1. Недостаточный уровень стандартизации в части функциональности

Несмотря на значительные усилия, вложенные в разработку стандарта МЭК 61850, многие важные вопросы в текущей версии стандарта не регламентированы или недостаточно проработаны, например:

- Отсутствует оптимальное решение по точной синхронизации времени:
 - для стационарной шины (МЭК 61850-8) используется стандартный протокол SNTP, обеспечивающий точность синхронизации порядка 3-5мс;

- более точные механизмы синхронизации, например, IEEE 1588 Standard Precision Time Protocol (PTP), ориентированы на шину процесса (МЭК 61850-9).

- Не проработаны вопросы резервирования отдельных узлов системы.
- Не стандартизованы сервисные функции (диагностика, параметрирование, отладка и др.).

В результате имеют место существенные разночтения в реализации основных функций различными изготовителями оборудования и разработчиками ПТК.

2.2.2. Недостаточный уровень стандартизации в части информационного обмена

Стандарт предоставляет разработчикам полную свободу в выборе способов реализации многих функций, в том числе и функции информационного обмена. Большинство сервисов обмена данными отнесено стандартом к категории необязательных. Вследствие этого, устройства различных производителей, в том числе имеющие сертификаты на соответствие стандарту МЭК 61850, могут оказаться функционально несовместимыми. Проблемы совместимости являются обратной стороной излишней гибкости стандарта.

При реализации проектов на базе оборудования различных производителей, необходимо уделять особое внимание вопросам информационного обмена между устройствами РЗА и АСУТП. Рекомендуется проведение дополнительных функциональных испытаний.

2.2.3. Отсутствие полноценных инструментальных средств

Обязательным требованием, предъявляемым к современным устройствам и системам РЗА и АСУТП, является наличие инструментальных средств для инжиниринга и отладки. Инженерное ПО должно обладать дружелюбным интерфейсом, обеспечивать поддержку процесса инжиниринга на всех его этапах и гарантировать целостность конфигурационных данных.

Следует признать, что на текущий момент отсутствует инженерное ПО, позволяющее охватить все этапы конфигурирования систем, построенных на базе оборудования различных производителей. В инженерном ПО различных производителей зачастую используются закрытые технологии и несовместимые форматы представления данных. Принципы построения инженерного ПО не полностью соответствуют требованиям стандарта. Наиболее затруднительно конфигурирование GOOSE-сообщений между разнородным оборудованием, несмотря на наличие программно-аппаратной поддержки этой функции в самих устройствах. В связи с этим применение GOOSE между устройствами различных производителей практически невозможно. Остается надеяться, что в будущем уровень развития инструментальных средств, предлагаемых поставщиками оборудования и независимыми разработчиками ПО, позволит реализовать все требуемые функции стандартным образом.

2.2.4. Повышенные требования к вычислительным ресурсам и производительности сети

Поскольку для обмена информацией в протоколе МЭК 61850 используются, по сути, текстовые сообщения, для передачи одного и того же объема данных этот протокол генерирует в 20-30 раз больший сетевой трафик, чем протокол МЭК 60870-5-104. Вследствие этого, МЭК 61850 гораздо более требователен к производительности сети и вычислительным ресурсам системы, и это необходимо учитывать при проектировании.

Как правило, при построении АСУТП предполагается, что обмен информацией между низовыми устройствами и объектной SCADA реализуется через станционные контроллеры (коммуникационные серверы). При такой архитектуре системы коммуникационный сервер становится слабым звеном и вносит дополнительную задержку, увеличивающую время доставки информации в объектную SCADA.

В рамках ПТК SMART-SPRECON используется оригинальное решение по параллельному подключению серверов МЭК 61850 (низовых устройств) к нескольким клиентам: к серверам объектной SCADA (SPRECON-V) и к стационарным контроллерам (SPRECON-E-C). Данное решение улучшает показатели надежности и быстродействия системы. При большом количестве подключаемых устройств стационарный контроллер реализуется в виде распределенного кластера из нескольких контроллеров.

2.2.5. Увеличение стоимости реализации проектов

Также следует признать, что на текущий момент стоимость реализации проектов по РЗА и АСУТП на базе технологии МЭК 61850 выше, чем на базе традиционных протоколов МЭК 60870-5-10х. Увеличение стоимости происходит по всем позициям:

- оборудование и ПО (необходимо приобретение дополнительных коммуникационных адаптеров и драйверов протокола МЭК 61850);
- сетевое оборудование (необходимо использование высокопроизводительного оборудования, сертифицированного на соответствие стандарту);
- работы и услуги (трудоемкость реализации проектов повышается ввиду новизны используемых технологий).

Обещанное сокращение затрат пока не происходит и едва ли произойдет в ближайшем будущем. Это обстоятельство должно явиться серьезным аргументом для Заказчиков при принятии решений об освоении технологии МЭК 61850. Для реального сокращения затрат следует рассмотреть вопрос применения комбинированных конфигураций на базе МЭК 61850 и МЭК 60870-5-10х.

2.3. Особенности реализации стандарта МЭК 61850 в устройствах различных производителей

Рассмотрим особенности реализации модели данных в соответствии с МЭК 61850-7 в устройствах защиты и управления производства SIEMENS (7SA5225, 6MD6646) и General Electric (F60).

В устройствах SIEMENS модель данных реализована почти в полном объеме. Для большинства функций защиты и управления используются соответствующие логические узлы (ЛУ), например:

- для терминала ДЗ 7SA5225 – ЛУ защит (PDIS, PTOC, PTRC), осциллографирования и ОМП (RDRE, RFLO), измерений (MMXU);
- для терминала управления 6MD6646 – ЛУ управления (CSWI), осциллографирования (RDRE), измерений (MMXU).

Однако для многих функций управления, оперативных функций по взаимодействию с устройствами РЗА и для всех функций, использующих программируемую логику (CFC), применяют ЛУ общего назначения (GGIO, GAPC). Данный недостаток компенсируется возможностью настройки имен таких узлов средствами инструментального ПО (DIGSI). Таким образом, осмысленная модель данных в устройстве существует и обеспечивается встроенными ЛУ и возможностью свободного создания ЛУ общего назначения при конфигурировании устройства на этапах проектирования и наладки. Создание осмысленной и стандартизированной модели данных во всех однотипных устройствах в рамках проекта позволяет более удобным образом сконфигурировать прикладные задачи АСУТП, например:

- диалог управления коммутационным аппаратом с отображением состояния режимных ключей и оперативных блокировок;
- оперативный ввод-вывод функций и ступеней защит, смена активной группы уставок;
- отображение результатов ОМП и токов срабатывания;
- анализ действия защит.

Совершенно другая ситуация с устройствами РЗА GE, где используются исключительно ЛУ типа GGIO с фиксированной конфигурацией в виде нумерованного списка входных и выходных сигналов.

Данную реализацию никак нельзя назвать удачной. Модель данных еще менее информативна, чем принципы адресации сигналов в протоколе МЭК 60870-5-103. Тем самым усложняется не только интеграция устройств РЗА в АСУТП, но и наладка и эксплуатация устройств РЗА как таковых.

2.4. Подход компании РТСофт к реализации технологии МЭК 61850

МЭК 61850, как и всякая другая новая технология, имеет свои плюсы и минусы. По результатам анализа вышеуказанных факторов, предлагается следующий подход к освоению и реализации стандарта:

1. МЭК 61850 – это, несомненно, технология будущего, но переход к ней должен происходить постепенно по мере совершенствования оборудования, развития инструментальных средств, накопления опыта эксплуатации, разработки типовых решений и «взросления» самого стандарта.

2. Подход «МЭК 61850 любой ценой» следует признать неоправданным.

3. С учетом незрелости нового стандарта и наличия проработанных и опробованных решений на базе традиционных протоколов, на текущий момент оптимальным является техническое решение по использованию комбинации протоколов МЭК 61850 и МЭК 60870-5-10х.

4. Нет смысла принудительно переносить в среду МЭК 61850 те функции, которые могут быть оптимально реализованы с помощью МЭК 60870-5-104.

5. Каждый Заказчик должен четко определить свои цели и задачи, планы и приоритеты по внедрению стандарта.

6. Разработчики ПТК и системные интеграторы должны предлагать не только комплексные решения на базе МЭК 61850 для внедрения на новых объектах «с нуля», но и системы автоматизации с возможностью постепенного обновления и развития.

С учетом вышеизложенных факторов ПТК SMART-SPRECON является оптимальным решением для российского рынка, поскольку он обладает уникальной особенностью – поддержкой смешанных конфигураций на базе комбинации протоколов МЭК 61850 и МЭК 60870-5-104.

В контроллерах SPRECON-E-C может использоваться комбинация протоколов МЭК 60870-5-104 (для связи с подстанционной SCADA и с верхними уровнями управления) и горизонтального обмена данными с помощью МЭК 61850 GOOSE. Трафик протоколов МЭК 61850 и МЭК 60870-5-104 передается по единой технологической сети. Для интеграции устройств МП РЗА используется протокол МЭК 61850, если устройство его поддерживает, в противном случае применяется МЭК 60870-5-103. Таким образом, для каждой из информационных, управляющих и сервисных функций используется наиболее подходящий протокол, что сокращает нагрузку на сеть и вычислительные ресурсы системы.

Данное решение позволяет существенно сократить затраты на создание АСУТП, предоставляет возможность выбора вариантов интеграции различных подсистем в зависимости от их функций и поддерживаемых протоколов, а также обеспечивает возможность поэтапного развития системы.

3. РЕАЛИЗАЦИЯ РАСШИРЕННОЙ ФУНКЦИОНАЛЬНОСТИ АСУТП И ССПИ

Помимо общеизвестных базовых функций АСУТП и ССПИ, в ПТК SMART-SPRECON на сегодняшний день реализован ряд расширенных функций, в частности:

- Динамическая раскраска элементов схемы в соответствии со значениями измеряемых величин и положениями коммутационных аппаратов.
- Навигатор с возможностью масштабирования схемы.
- Ручной ввод ТС с фиксацией в энергонезависимой памяти контроллеров.
- Переносные заземления с фиксацией в энергонезависимой памяти контроллеров.

- Установка на мнемосхемы предупредительных и запрещающих плакатов.
- Блокировка обработки информации при выводе присоединения в ремонт.
- Формирование обобщенного сигнала «Аварийное отключение» с фиксацией в терминале и сбросом по факту квитирования с АРМ ОП.
- Оперативный ввод-вывод функций и ступеней защит, смена активной группы уставок.
- Отображение результатов ОМП и токов срабатывания в листе событий.
- Самодиагностика системы и ЛВС на базе протокола SNMP.

Также выполнены требования руководящих документов ОАО «ФСК ЕЭС», выпущенных в 2009 г., по графическому отображению схем, отображению состояния оперативных блокировок, конфигурации и приоритетности вывода данных на интерфейс АСУТП. Ведется разработка экспертно-аналитической подсистемы с функциями разбора аварий и анализа действия защит.

Для реализации расширенных функций АСУТП максимально используются возможности, предоставляемые стандартом МЭК 61850.

4. ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО АСУТП И ССПИ

В данном разделе кратко представлены предлагаемые варианты технических решений для различных объектов.

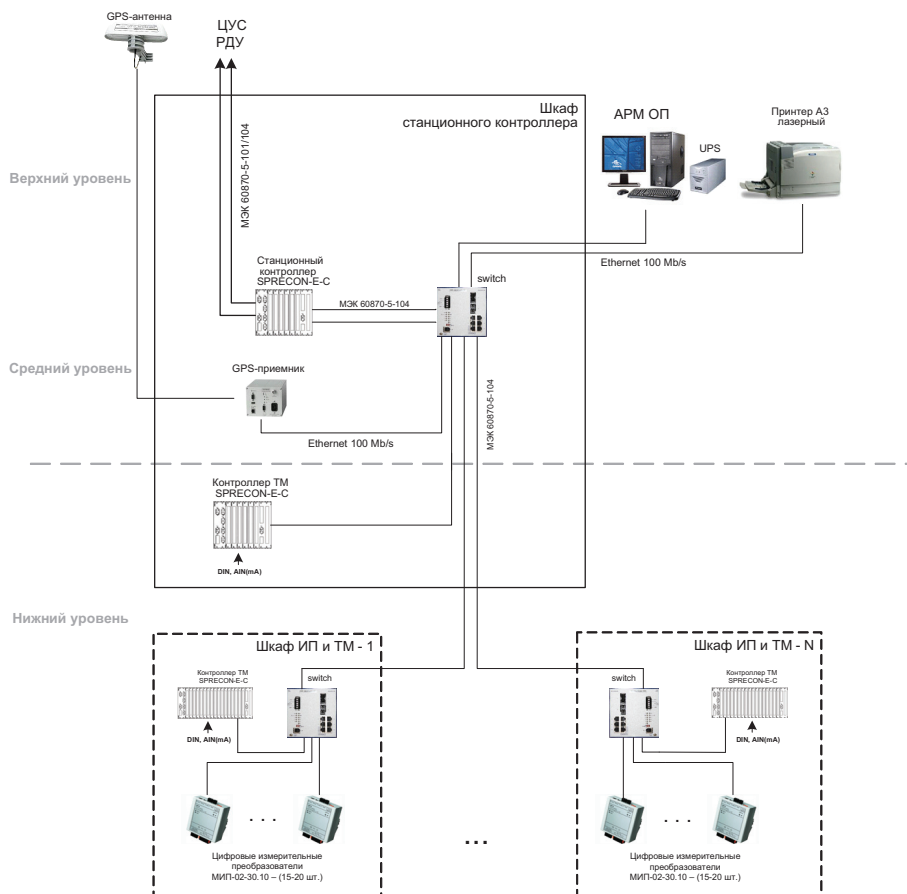
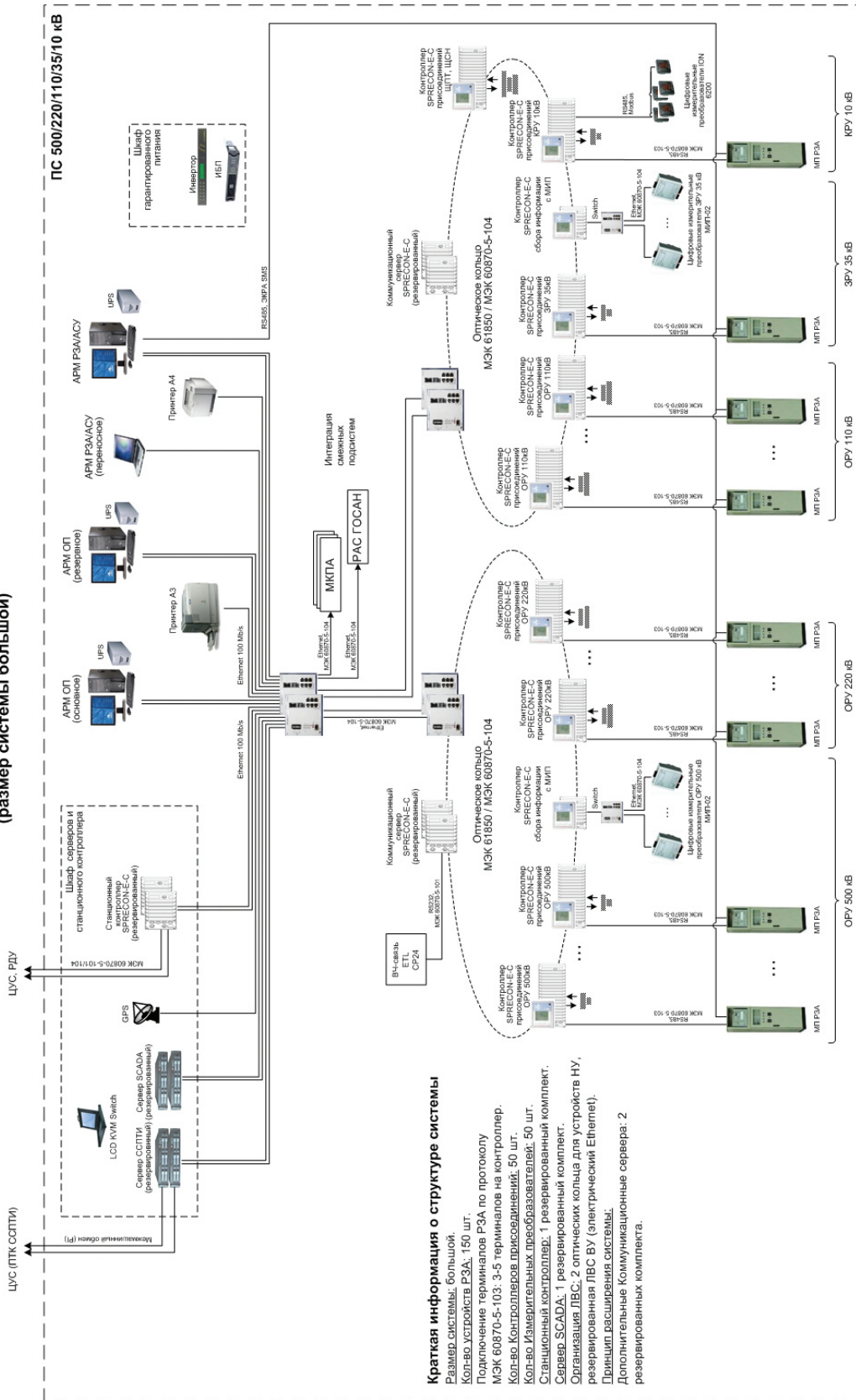


Рис. 1. Пример архитектуры ССПИ

ПТК SMART-SPRECON
Структурная схема Комплексной АСУТП ПС высокого напряжения
с интеграцией МП РЗА по протоколу МЭК 60870-5-103 (на примере МП РЗА ЭКРА)
(размер системы большой)



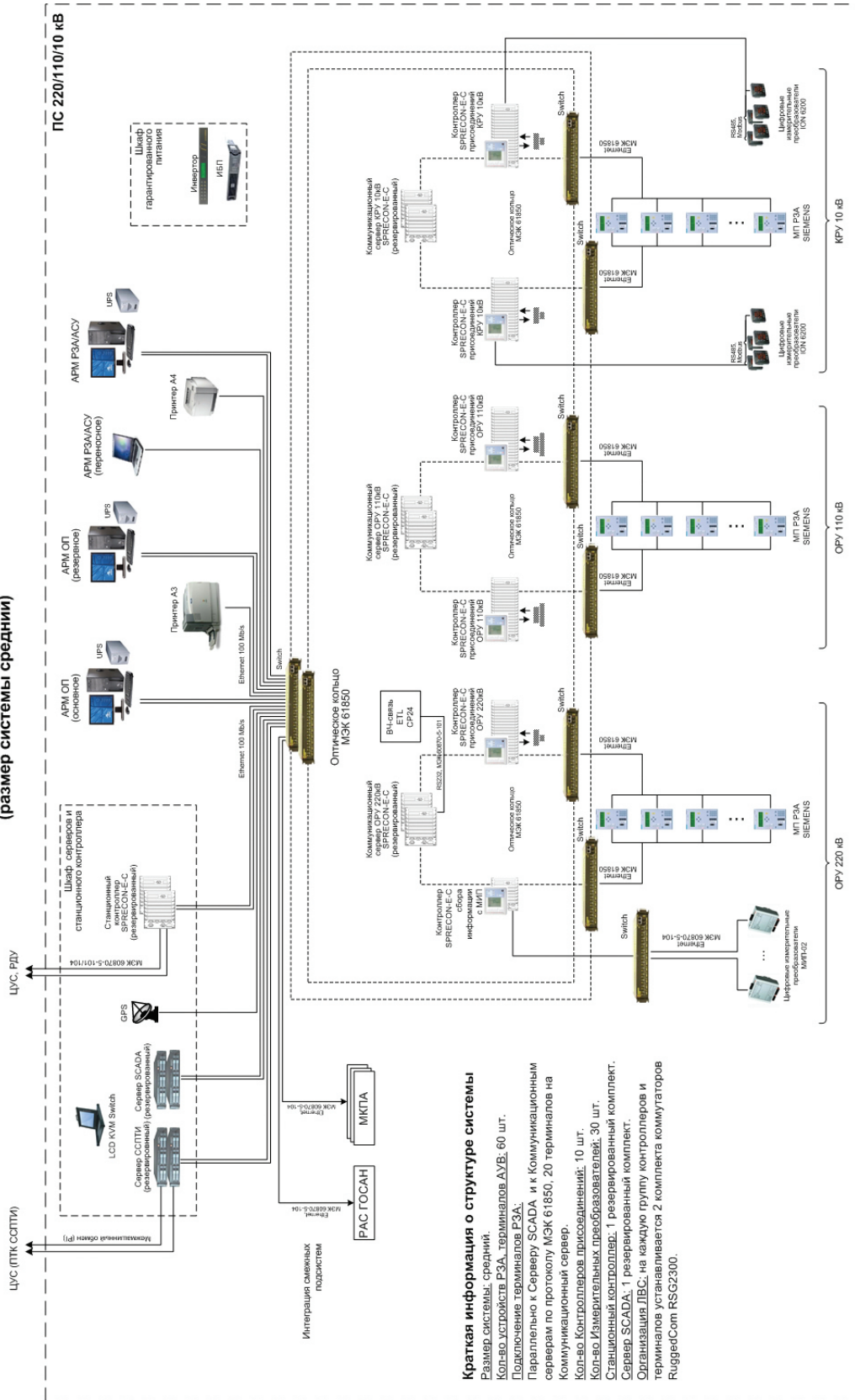
Краткая информация о структуре системы

- Размер системы: большой.
- Кольцо устройств РЗА: 150 шт.
- Подключение терминалов РЗА по протоколу МЭК 60870-5-103: 3-5 терминалов на контроллер.
- Кольцо Контроллеров подписывателей: 50 шт.
- Кольцо Измерительных преобразователей: 50 шт.
- Стациональный контроллер: 1 резервированный комплект.
- Сервер SCADA: 1 резервированный комплект.
- Организация ЛВС: 2 оптических кольца для устройств НУ, резервированная ЛВС ВУ (электрический Ethernet).
- Полный расширенный комплект.
- Дополнительные коммуникационные сервера: 2 резервированных комплекта.

Примечания:
 — электрические кабели
 - - - - - оптические кабели

Рис. 2. Пример архитектуры АСУТП

ПТК SMART-SPRECON
Структурная схема Комплексной АСУТП ПС высокого напряжения
с интеграцией МП РЗА по протоколу МЭК 61850 (на примере МП РЗА SIEMENS)
(размер системы средний)



Краткая информация о структуре системы
 Размер системы: средний
 Кольцо устройств РЗА, терминалов АУВ: 60 шт.
 Подключение терминалов РЗА:
 Параллельно к Серверу SCADA и к Коммуникационным серверам по протоколу МЭК 61850, 20 терминалов на Коммуникационный сервер.
 Кольцо Контроллеров присоединений: 10 шт.
 Кольцо Иммерителльных преобразователей: 30 шт.
 Стационарный контроллер: 1 резервированный комплект.
 Сервер SCADA: 1 резервированный комплект.
 Организация ДВС: на каждую группу контроллеров и терминалов устанавливается 2 комплекта коммутаторов RuggedCom RSG2300.

Примечания:
 — электрические кабели
 - - - - - оптические кабели

Рис. 2. Пример архитектуры АСУТП

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рамках направления автоматизации подстанций компания «РТСофт» предлагает заказчику полный спектр решений и услуг, от поставки программно-аппаратных средств для создания отдельных информационно-управляющих подсистем энергообъекта до комплексных проектов под ключ. Компания также выполняет экспертно-аналитические работы и предоставляет консультации по проектированию систем на базе технологии МЭК 61850.

В стадии реализации находятся несколько комплексных проектов, где компания «РТСофт» является интегратором по системам АСУТП, РЗА, ПА. Первые комплексные внедрения «РТСофт» – ПС 220кВ Широкая и БК-2 филиала ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Востока (2009-2010 гг.). На этих объектах впервые в России применено решение на базе АСУТП SMART-SPRECON и РЗА SIEMENS с интеграцией по протоколу МЭК 61850. Референс-лист по внедрениям АСУТП и ССПИ на базе ПТК SMART-SPRECON в России насчитывает более 40 объектов. В декабре 2009 г. и апреле 2010 г. были успешно проведены аттестационные испытания ПТК на производственной базе «РТСофт».

Основные преимущества ПТК SMART-SPRECON:

- функциональность АСУТП аналогична решениям ведущих зарубежных производителей, при этом стоимость реализации существенно ниже;
- интеграция в АСУТП оборудования РЗА любых отечественных и зарубежных производителей;
- возможность одновременного использования технологий МЭК 61850 и МЭК 60870-5-104;
- унификация решений по АСУТП и ССПИ для подстанций с возможностью поэтапного развития, от комплекса телемеханики до полноценной системы автоматизации.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ

Орлов Л.Л. – директор направления автоматизации подстанций ЗАО «РТСофт»
orlov@rtsoft.msk.ru

КОМПЛЕКС ПРОГРАММ ДЛЯ ПРАКТИЧЕСКОЙ РАБОТЫ СО СТАНДАРТОМ МЭК 61850 И ОПЫТ ЕГО ПРИМЕНЕНИЯ

ЛИПКИН Л.Г., ПОДОБРЯЕВ В.Н.

НПК «Дельфин-Информатика»

ВВЕДЕНИЕ

Прошло чуть более 6 лет с момента появления в рамках единой национальной (общероссийской) электрической сети (ЕНЭС) первых АСУ ТП, созданных на базе специализированных комплексов программно-технических средств, поддерживающих стандарт МЭК 61850. Все это время наша компания «Дельфин-Информатика» участвовала в создании и наладке ряда таких АСУ ТП, включая наладку МПРЗА.

Накопившийся за это время опыт проектирования и пусконаладки АСУ ТП и РЗА на различных подстанциях и станциях показал, что для успешного использования возможностей современных микропроцессорных устройств, функционирующих на основе стандарта МЭК 61850, необходимы инструментальные средства, автоматизирующие различные процедуры работы с такими устройствами. Поэтому в нашей организации был создан набор программных средств DI_61850SERVICE, включающий:

- симулятор МП устройства, передающего данные по стандарту МЭК 61850 на верхние уровни систем автоматизации и GOOSE-сообщения соседним устройствам — МЭК 61850 сервер;
- «клиент» стандарта МЭК 61850 и программа его конфигурирования;
- программы, позволяющие получать информацию об устройстве, работающем по стандарту МЭК 61850 и решать некоторые частные прикладные задачи, полезные инженерам-релейщикам;
- ОРС сервер, работающий с «клиентом» 61850 (совместно с компанией «Инсат»).

Далее рассмотрены особенности реализации программ и опыт их практического использования.

НАЗНАЧЕНИЕ И ЦЕЛИ РАЗРАБОТКИ СИМУЛЯТОРА

Рассмотрим типичную иерархическую структуру организации АСУ ТП объектов электроэнергетики (рис. 1). В ней обычно выделяют три уровня: верхний уровень — уровень автоматизированных рабочих мест — АРМ персонала, основой программного обеспечения которых является SCADA-система, обеспечивающая функционирование в реальном времени программно-технических средств и организующая человеко-машинный интерфейс персонала (прежде всего оперативного); средний уровень образуют устройства концентрации, обработки и организации межуровневых коммуникаций, а также обеспечения информационного обмена со смежными подсистемами интегрированной АСУ ТП и с внешними системами управления (в частности, обмена телеинформацией с удаленными центрами управления); нижний (или полевой) уровень — это уровень микропроцессорных защит, терминалов управления, контроллеров, средств измерения, непосредственно работающих с объектом управления.

На первых этапах создания и отладки АСУ ТП в лабораторных условиях, как правило, недоступны конкретные физические устройства нижнего уровня в нужном количестве. На этом этапе с помощью того или иного программного обеспечения, поставляемого фирмами-производителями устройств, готовятся загрузочные файлы для них. Однако всю систему в полном объеме возможно проверить лишь на объекте в процессе пусконаладки.

С появлением устройств нижнего уровня, работающих по МЭК 61850, картина несколько меняется. В этом случае результатом параметрирования устройств, независимо от производителя, является

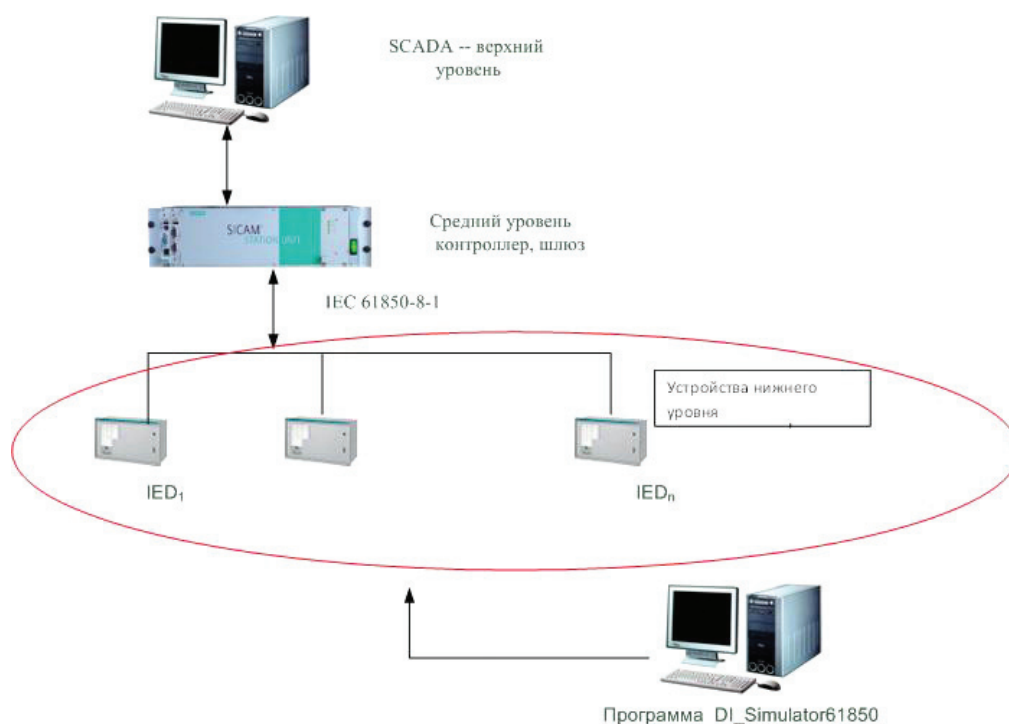


Рис. 1. Упрощенная структура АСУ ТП с заменой реальных устройств симулятором

стандартизированный ICD-файл файл (IED Configuration Description — файл описания конфигурации IED-устройства), содержащий полное описание переменных устройства, интересных для следующих уровней иерархии. Аналогичную информацию можно получить из SCD-файла (Substation Configuration Description — описание конфигурации подстанции). Это и было побудительной причиной сделать программный симулятор устройства работающего по МЭК 61850. Так была создана и активно используется уже более 3 лет программа DI_Simulator_61850, работающая под управлением ОС Windows. В нижней части рис. 1 изображена замена реальных устройств, передающих данные по МЭК 61850-8-1 на программный симулятор, используемый нами в процессе отладки.

РЕАЛИЗАЦИЯ И ПРИМЕНЕНИЕ СИМУЛЯТОРА DI_SIMULATOR61850

Программа DI_Simulator61850 реализована в виде многодокументного интерфейса, где каждый документ описывает отдельное устройство — IED, позволяя тем самым имитировать на одном компьютере работу нескольких серверов МЭК 61850.

Это удобно, в частности, потому, что на одной мнемосхеме в SCADA-системе могут присутствовать элементы, относящиеся к разным устройствам, и чтобы проверить адекватность поведения всех элементов на такой мнемосхеме необходимо имитировать сигналы сразу от нескольких устройств.

При тестировании программы использовались ICD и SCD файлы разных производителей: SIEMENS, ABB, AREVA, GE. Для проверки в качестве клиента МЭК 61850 использовался контроллер SICAM PAS фирмы SIEMENS. Программа-симулятор корректно работает с файлами разных производителей.

Рассмотрим, как происходит симуляция передачи сигналов. Спонтанная передача сигналов в устройствах, работающих по стандарту МЭК 61850, реализована следующим образом. В устройстве создаются заранее (или в режиме Run Time) некоторые наборы данных — DataSet, ссылки на эти на-

боры получают некоторые экземпляры класса ReportControl. После процедуры активизации этого класса, он отслеживает изменения сигналов из соответствующего множества DataSet и формирует буфер данных для передачи клиенту. Программа отображает сигналы, входящие в различные множества DataSet, при этом есть возможность изменять значения этих сигналов вручную или в соответствии с некоторыми алгоритмами и передавать изменившиеся сигналы. В программе также существует возможность изменения значений той или иной переменной, и пользователь может получить ее значение, обращаясь к сервису чтения.

Симулятор позволяет также имитировать получение и прохождение команд, реализуя требуемый тип конечного автомата, соответствующий параметру ctlModel объекта управления (см. МЭК 61850-7-2 и МЭК 61850-8-1).

Устройства, работающие по МЭК 61850, могут обмениваться между собой информацией при помощи так называемых GOOSE-сообщений. Получая GOOSE-сообщение, IED производит некоторые действия (например, могут включаться алгоритмы внутренней логики устройства, под воздействием которых могут формироваться посылки и на верхний уровень системы), правильность которых также необходимо контролировать. В программе DI_Simulator61850 реализована передача GOOSE-сообщений. При тестировании сигналов, передающихся по GOOSE, необходимо иметь один экземпляр реального устройства и работающий на ПК симулятор. При изменении данных, входящих в множество, связанное с программным объектом, отвечающим в симуляторе за посылку GOOSE от соответствующего IED, формируются правильно упорядоченная по времени последовательность мультикаст сообщений в соответствии с ICD- или SCD-файлом. В реальном устройстве, ожидающем эти сообщения, можно наблюдать реакцию на приходящие сетевые пакеты.

Применение симулятора дает возможность экспериментально оценивать и обосновывать принимаемые при проектировании АСУ ТП технические решения, а также существенно сокращает объем работ по наладке АСУ ТП на объекте. После наладки и проверки монтажа цифровых связей верхний и средний уровень АСУ ТП можно считать практически готовыми, и отпадает необходимость полной их проверки, достаточно выборочной. Полной проверке подвергается лишь нижний уровень в части правильности монтажа коммуникаций с объектом. При этом в качестве «тестера» используется уже готовый выверенный ПТК АСУ ТП, и при обнаружении ошибок — искать их надо лишь в монтаже.

Симулятор может быть использован также для проведения так называемых «штормовых» испытаний всей системы в целом, точнее ее среднего и верхнего уровня. При этих испытаниях АСУ ТП проверяется на максимально допустимых объемах одновременно изменяющейся информации. Создание таких потоков данных возможно с помощью симуляции выбранного множества устройств.

Для инженера-релейщика симулятор существенно облегчает процесс проверки GOOSE коммуникаций.

ФУНКЦИЯ И РЕАЛИЗАЦИЯ MASTEROPC_DI_61850

Устройство, работающих по МЭК 61850, становится все больше, однако еще не все SCADA-системы имеют в своем составе соответствующие драйверы, шлюзы, т. е. в них отсутствует реализация функций клиента МЭК 61850. На наш взгляд, особенно актуальной является задача построения эффективного клиента МЭК 61850 в связке с OPC-сервером при модернизации уже существующих или на относительно небольших новых объектах (OPC — OLE for Process Control — семейство программных технологий, предоставляющих единый интерфейс для управления объектами автоматизации и технологическими процессами). В данном конкретном случае речь идет о спецификации OPC DA 2.0, реализуемой как DCOM объект в ОС Windows. Для решения этой задачи НПК «Дельфин-Информатика» совместно с фирмой «InSAT» был создан программный комплекс MasterOPC_DI_61850.

Этот программный комплекс состоит из нескольких программных компонентов: DI_Cfg61850, DI_Client61850, MasterOPC, DI_Manipulation.

Компонент DI_Cfg61850 является конфигуратором для компонентов DI_Client61850 и MasterOPC. Этот компонент готовит в offline-режиме конфигурационные файлы для DI_Client61850 и Master-

ОПС. Программа DI_Cfg61850 в процессе своей работы использует базу данных MS ACCESS 97 или следующих версий. Этот компонент загружает либо SCD файл всей системы, либо файлы ICD для отдельных IED. Затем из всего множества сигналов выбираются сигналы, интересующие конечного пользователя, и на основании этой выборки формируются конфигурационные файлы для DI_Client61850 и MasterOPC. Если конфигурационных файлов ICD или SCD нет, то DI_Cfg61850 может вычитать конфигурацию непосредственно из устройства.

Run time-компонент DI_Client61850 реализует все процедуры связи и обмена данными с устройствами, работающими по IEC 61850-8-1, и обменивается данными с программой MasterOPC по своему внутреннему протоколу.

Run time-компонент MasterOPC реализует OPC сервер, который взаимодействует с OPC клиентами по стандарту OPC DA 2.0 и обменивается данными с программой DI_Client61850 по своему внутреннему протоколу. Одной из особенностей нашей реализации Client61850 – OPC является буферирование коротких импульсов с целью недопущения пропуска их изменения при архивировании.

Программа DI_Manipulation – сервисная программа – позволяет управлять компонентом DI_Client61850 в режиме Run time, а именно: включать/исключать тот или иной IED из списка опроса, осуществлять наблюдение за изменением сигналов того или иного IED, позволяет просматривать LOG – файлы компонента DI_Client61850.

ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ КЛИЕНТА МЭК 61850

Создание клиента МЭК 61850 позволяет решать различного рода проблемы, связанные с применением МЭК 61850.

Имеется возможность создания простых практических приложений на персональном компьютере для работы напрямую с устройствами, имеющими IEC 61850-8-1 в качестве системного интерфейса. Примерами реализованных приложений такого рода являются:

- программа остановки/запуска обмена по GOOSE для устройств SIPROTEC-4 фирмы SIEMENS;
- программа визуализации процедуры включения выключателя с синхронизацией;
- программа архивирования информации от устройства, поступающей на верхний уровень.

Появилась возможность программно конвертировать протокол IEC 61850-8-1 (клиент или сервер) в любой другой протокол, необходимый для использования.

Комплекс программ первоначально создавался с ориентацией на технику фирмы SIEMENS. Однако проверка его работоспособности с оборудованием других производителей дает положительные результаты.

ВЫВОДЫ

Использование разработанного программного комплекса показало, что его применение:

- повышает обоснованность принимаемых проектных решений по структуре и производительности ПТК АСУТП;
- упрощает процедуры отладки ПТК АСУ ТП и МПРЗА на полигоне;
- существенно сокращает время и трудоемкость наладки на объекте.

Получено также эффективное техническое решение по интеграции устройств, работающих по стандарту МЭК 61850, через OPC в уже существующие АСУ ТП.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Липкин Лев Григорьевич – начальник отдела НПК «Дельфин-Информатика».

Подобряев Владимир Николаевич – канд. физ.-мат. наук, ведущий научный сотрудник НПК «Дельфин-Информатика».

ТЕСТИРОВАНИЕ И ИСПЫТАНИЯ УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ НА ФУНКЦИОНАЛЬНУЮ СОВМЕСТИМОСТЬ ПО УСЛОВИЯМ СТАНДАРТА МЭК 61850

Б.К. МАКСИМОВ, А.О. АНОШИН, А.В. ГОЛОВИН

*МЭИ(ТУ), Кафедра релейной защиты
и автоматизации энергосистем*

Стандарт МЭК 61850 определяет информационную модель, из элементов которой может быть образовано формальное описание системы автоматизации подстанции с фиксированной семантикой данных, определяет протоколы передачи данных, а также единый язык конфигурирования подстанции, с помощью которого непосредственно производится описание системы автоматизации подстанции и настройка отдельных устройств в ее составе. Стандарт, наряду с предлагаемыми протоколами передачи данных дискретных сигналов, измерений, а также мгновенных значений электрических величин, описывает новые архитектуры построения систем вторичной коммутации на объекте на базе технологии Ethernet, отличает его от существующих на сегодняшний день стандартов.

Такой подход позволяет говорить о функциональной совместимости устройств различных производителей, используемых в рамках одной подстанции.

1. ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ СОВМЕСТИМОСТЬ УСТРОЙСТВ ПО УСЛОВИЯМ СТАНДАРТА МЭК 61850

Обеспечение функциональной совместимости интеллектуальных устройств различных производителей – это один из основных принципов, заложенных в стандарт МЭК 61850. Функциональная совместимость мультивендорных систем может быть обеспечена на различных уровнях:

- обмен данными между устройствами одного уровня (например, между устройствами РЗА разных присоединений);
- обмен данными между устройствами разных уровней (например, между измерительными устройствами и устройствами РЗА);
- обеспечение функциональной совместимости различных устройств при интеграции в единую систему АСУ ТП.

Следует особенно рассмотреть первый пункт. Часто вопрос применения устройств РЗА различных производителей в рамках одной подстанции (одного распределительного устройства) справедливо вызывает сомнения у эксплуатирующей организации. Это объясняется сложностью организации эксплуатации устройств различных типов, необходимостью дополнительного повышения квалификации персонала и т. п. Вместе с тем возможность простой и быстрой интеграции устройств другого типа (другого производителя) при реконструкции, расширении является важным преимуществом, так как позволит беспрепятственно интегрировать новые устройства в существующую систему, построенную на базе устройств предыдущих поколений.

При условии соблюдения требований стандарта МЭК 61850 в части информационной модели, принципов организации обмена данными и т. п. созданное устройство сможет отвечать принципам функциональной совместимости и сможет работать в системе, построенной на базе устройств других производителей. Однако на раннем этапе разработки устройств в части соответствия требованиям стандарта МЭК 61850, а также в условиях того, что стандарт не содержит в себе всеобъемлющей ин-

формации по всем возможным случаям, функциональная совместимость устройств разных производителей может быть недостижима даже при условии формального соответствия требованиям стандарта и соответствующих заявлений производителя. Для подтверждения совместимости устройств между собой требуется на основе опытов подтвердить совместимость устройств. Такая проверка позволяет не только отработать подходы к интеграции разных устройств в единую систему, но и выявить потенциальные источники проблем при интеграции.

2. ЛАБОРАТОРИЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ФУНКЦИОНАЛЬНОЙ СОВМЕСТИМОСТИ

На базе кафедры релейной защиты и автоматизации энергосистем (РЗАЭс) МЭИ (ТУ) создана лаборатория по исследованию функциональной совместимости устройств различных производителей, работающих по стандарту МЭК 61850. Целями организованной лаборатории является исследование функциональной совместимости устройств различных уровней, указанных ранее.

В созданной лаборатории, в настоящее время организована единая информационная сеть, в которую включено следующее оборудование (см. рис. 1):

- три устройства РЗА различных производителей;
- испытательная установка с поддержкой протокола GOOSE МЭК 61850;
- набор персональных компьютеров;
- ethernet-коммутаторы.

Особенностью информационной сети является то, что все устройства включены в единую локальную сеть кафедры РЗАЭс, так что с любого компьютера может быть организован доступ для

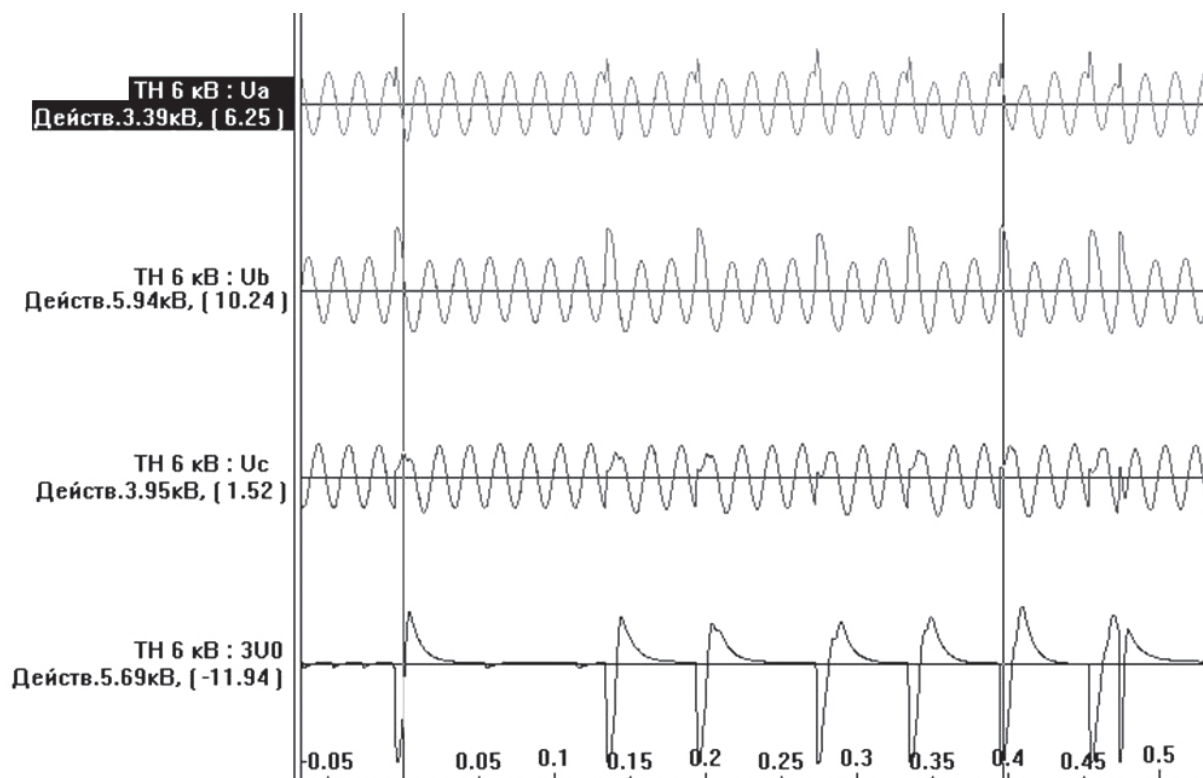


Рис. 1. Функциональная схема лаборатории функциональной совместимости (устр. 1, устр. 2, устр. 3)

мониторинга трафика по сети и конфигурирования устройств. Также на ПК могут моделироваться различные условия информационной загрузки сети и т. п.

3. РЕАЛИЗАЦИЯ МОДЕЛИ ПОДСТАНЦИИ

Для проверки функциональной совместимости в лаборатории была сформирована первичная схема, моделирующая реальное распределительное устройство на подстанции.

Первичная схема, имитация которой производится в рамках лабораторного комплекса, представлена на рис. 2.

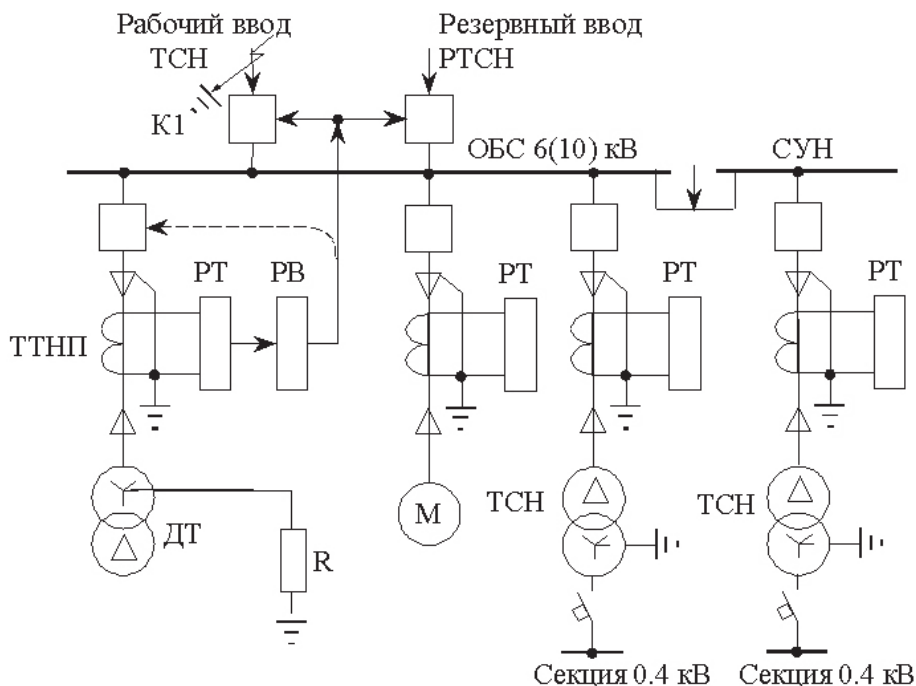


Рис. 2. Первичная схема и распределение УРЗА по вторичным обмоткам ТТ

Устройство 1 устанавливается на питающем присоединении 1 (ввод к системе шин), устройство 2 – на присоединении 2 и устройство 3 на присоединении 3.

При использовании устройств РЗА, изготовленных тремя различными производителями, персональных компьютеров (ПК), объединенных в единую информационную сеть Ethernet, и соответствующего программного обеспечения (ПО) в рамках лабораторного комплекса реализуются следующие функции и задачи:

- Функция максимальной токовой защиты (МТЗ) (в составе каждого отдельного устройства РЗА).
- Функция логической защиты сборных шин (ЛЗШ) с передачей логических сигналов между устройствами по сети Ethernet согласно протоколу GOOSE МЭК 61850.
- Считывание данных информационных моделей УРЗА по протоколу MMS.

Все функции и задачи реализуются для целей исследования функциональной совместимости УРЗА различных производителей.

4. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРОТОКОЛА GOOSE

Стандарт МЭК 61850 предполагает возможность использования специального сервиса и одновременно протокола передачи данных для передачи дискретных сигналов между устройствами – GOOSE.

Передача GOOSE-сообщений от устройств осуществляется по сети Ethernet в режиме мультикаст (нескольким адресатам).

Модель передачи GOOSE-сообщений реализуемая в составе устройств РЗА предоставляет возможность выполнения быстродействующего обмена дискретной информацией между устройствами. Передаваемые в рамках GOOSE-сообщения данные объединяются элементом DATA-SET, представляющим собою структурированный набор атрибутов данных элементов данных логических узлов информационной модели устройства согласно стандарту МЭК 61850.

Для реализации схем защиты и автоматики необходимо правильное конфигурирование GOOSE-сообщений как на отправку, так и на прием с использованием ряда параметров (см. табл. 1).

Таблица 1

Параметры GOOSE-сообщения, определяемые пользователем

| Параметр | Значение |
|-----------------------------------|---|
| <i>Сетевые параметры</i> | |
| Multicast Address | Мултикастовый адрес, по которому осуществляется передача GOOSE-сообщений |
| Application ID | Сетевой идентификатор GOOSE-сообщения |
| VLAN Identifier | Идентификатор виртуальной локальной сети. Данный параметр используется для «фильтрации» передачи GOOSE-сообщений в управляемых коммутаторах, установленных в сети |
| VLAN Priority | Тэг приоритета передачи GOOSE-сообщения. Тег приоритета может быть использован для выделения в информационном потоке по сети GOOSE-сообщений, требующих наиболее быстрой передачи (т. е. обладающих более высоким приоритетом передачи) |
| <i>Параметры данных сообщения</i> | |
| GoID | Уникальный идентификатор GOOSE-сообщения, определяемый пользователем |
| Dataset Reference | Ссылка на сформированный набор атрибутов данных (DATA-SET), предназначенных для передачи |

5. РАЗЛИЧИЯ ИНФОРМАЦИОННЫХ МОДЕЛЕЙ УСТРОЙСТВ

В ходе рассмотрения информационных моделей удалось выявить, что рассмотренные устройства имели близкие по набору доступных сервисов конфигурации.

Устройство 1 отличалось от устройств 2 и 3 тем, что имело лишь одно фиксированное логическое устройство. Устройства 2 и 3 имели по 5 логических устройств, в которых логические узлы сгруппированы по типу выполняемых функций: защита, управление, измерения, системное логическое устройство, записи аварийных событий (оповещения – в устройстве 3).

Во всех устройствах присутствовал набор основных логических узлов, описанных в МЭК 61850-7-4. Однако, как удалось установить экспериментально, в устройстве 1 не представляется возможным использовать имеющиеся логические узлы для создания наборов данных DATA-SET. Информационная модель, реализованная в устройстве 1 позволяет использовать лишь общие логические узлы GGIO, из которых может быть составлен DATA-SET. При помощи специального конфигурационного программного обеспечения, поставляемого вместе с устройством, указанному логическому узлу GGIO может быть поставлен в соответствие внутренний логический сигнал в устройстве.

Данное утверждение было проверено в ходе лабораторных испытаний, когда была предпринята попытка загрузки CID-файла (Configured IED Description – описание сконфигурированного устройства) со сконфигурированным DATA-SET для отправки GOOSE-сообщений с использованием атрибутов данных логического узла токовой защиты PTOC1. При этом файл CID был успешно загружен в ПО,

поставляемое с устройством 1, и успешно прошел процедуру валидации, однако изменения не вступили в силу. Данный факт требует дополнительных исследований.

В целом, использование логических узлов GGIO не противоречит положениям стандарта и не мешает обеспечить функциональную совместимость устройств защиты. Однако стандарт предполагает использование описанных в 7-4 общих логических узлов для соответствующих стандартных функций. Использование же логических узлов GGIO во всех случаях серьезно усложняет процесс конфигурирования системы из-за наличия большого количества «ручной» работы с использованием программного обеспечения производителя. Также это делает невозможным использование стороннего программного обеспечения для целей конфигурирования систем, построенных на базе стандарта МЭК 61850.

Как было упомянуто выше, для обеспечения уникальности передаваемых по сети Ethernet GOOSE-сообщений требуется задание ряда обязательных параметров, перечень которых представлен в таблице 1. Во всех тестируемых на функциональную совместимость устройствах присутствовали данные параметры, однако в устройстве 1 сетевой идентификатор Application ID (APP ID) по умолчанию в конфигурационном программном обеспечении задавался в десятиричном формате, в то время как в устройстве 2 и 3 его задание осуществлялось в шестнадцатеричном формате. Это один из самых явных примеров того, как между устройствами различных производителей может быть не обеспечена функциональная совместимость. В соответствии со стандартом МЭК 61850-8-1 задание данного параметра должно осуществляться именно в шестнадцатеричном формате.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В лаборатории исследования функциональной совместимости устройств различных производителей выполнен экспериментальный анализ информационных моделей и получены следующие результаты исследования:

1. Информационные модели трех рассмотренных устройств различаются в части содержания блока «Server». Устройства 2 и 3 имеют 5 логических устройств в каждом физическом устройстве, а устройство 1 имеет только одно логическое устройство, содержащее в себе все доступные логические узлы.

2. В устройстве 1 отсутствует возможность использования логических узлов, представленных в файле описания устройства для конфигурирования DATA-SET для GOOSE-сообщений за исключением узлов GGIO. При этом в качестве атрибутов данных логического узла GGIO могут быть назначены любые внутренние сигналы устройства. Однако их назначение может производиться только непосредственно в программе для конфигурирования и никак не отражается в SCL-файлах описания устройства. Следует отметить, что указанные особенности информационной модели, реализованной в устройстве 1 не препятствуют функциональной совместимости устройств между собой. То есть устройства могут успешно обмениваться GOOSE-сообщениями между собой, что было показано в ходе работы в лаборатории. Однако это серьезно осложняет процесс конфигурирования системы и исключает возможность использования стороннего ПО для конфигурирования коммуникаций по стандарту МЭК 61850.

3. В устройстве 1 при конфигурировании блоков управления передачей GOOSE-сообщений значение параметра APP ID по умолчанию указывается в десятиричном формате, хотя стандарт регламентирует необходимость его установки в шестнадцатеричном формате. Указанное может препятствовать обеспечению функциональной совместимости в части коммуникаций по протоколу GOOSE.

На первоначальной стадии реализации проектов требуется обращаться к дополнительным документам, предоставляемым производителями к каждому отдельному устройству, таким как PICS (Protocol Implementation Conformance Statement – О соответствии реализуемых протоколов требованиям стандарта), MICS (Model Implementation Conformance Statement – О соответствии информационной модели устройства требованиям стандарта) и PIXIT (Protocol Implementation Extra Information for Testing – Дополнительная информация о реализуемых протоколах для целей тестирования устройств). Указанные выше документы говорят о том, какие возможности и каким образом реализованы в том или ином устройстве. Информация, содержащаяся в них, должна быть использована при обязательной

Москва, 1–4 июня 2010 г.

процедуре тестирования устройств различных производителей на функциональную совместимость, если таковые используются на объекте. Именно они являются ключом к обеспечению функциональной совместимости.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] IEC 61850-1:2003 Communication Networks and Systems in Substations; Introduction and Overview.
- [2] IEC 61850-5:2003 Communication Networks and Systems in Substations; Communication requirements for functions and device models.
- [3] IEC 61850-7-3:2003 Communication Networks and Systems in Substations; Basic communication structure for substation and feeder equipment – Common data classes.

ОПЫТ ИНТЕГРАЦИИ РАЗЛИЧНЫХ МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ УСТРОЙСТВ ПО СТАНДАРТУ МЭК 61850 НА СТЕНДЕ ООО «ЭНЕРГОПРОМАВТОМАТИЗАЦИЯ»

КИРИЕНКО О.В., ЧЕРНОВ Д.В.

ООО «Энергопроматоматизация»

В рамках подготовки к аттестации ПТК SCADA NPT Expert ООО «Энергопроматоматизация» подготовила испытательный стенд для проверки работы системы с устройствами различных изготовителей по различным протоколам и интерфейсам связи. Для проведения комплексных испытаний такой системы был создан стенд, включающий в себя:

1. Источники постоянного напряжения 220 В для питания цепей сигнализации и проверки работы шкафов от ЩПТ.
2. Физическую модель коммутационных аппаратов (контакты 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-51 для проверки аналоговых сигналов.
5. Устройства нижнего уровня различных производителей (таблица 1).
6. Сетевое оборудование (коммутаторы Hirschmann, оптические и проводные линии связи).
7. Станционные контроллеры SCADA NPT Expert.
8. Подсистему синхронизации компонентов ПТК АСУ ТП (GPS приемник, сервер SNTP, источник импульсов PPS = 220 В).
9. Сервер верхнего уровня SCADA NPT Expert.
10. АРМ (оперативного персонала, РЗА, АСУ).

Таблица 1

Устройства нижнего уровня ПТК SCADA NPT Expert

| № п/п | Устройства | Интерфейс | | Протокол | | | | |
|--------------------------------------|-----------------|-----------|-------|-----------|---------|---------|--------|--------|
| | | Ethernet | RS485 | МЭК 61850 | МЭК 104 | МЭК 103 | Modbus | Другой |
| <i>Контроллеры присоединения</i> | | | | | | | | |
| 1 | Satec 330 | X | X | X | | | X | |
| 2 | Siemens TM 1703 | X | | X | X | | | |
| 3 | Siemens BC 1703 | X | | X | X | | | |
| 4 | Siemens AK 1703 | X | | X | X | | | |
| 5 | Sprecon E-C | X | | | X | | | |
| 6 | Mikronika | X | | X | | | | |
| 7 | SEL-451 | X | | X | | | | |
| <i>Измерительные преобразователи</i> | | | | | | | | |
| 8 | Satec 130 EH | | X | | | | X | |

| № п/п | Устройства | Интерфейс | | Протокол | | | | |
|-------------------------------------|------------------------|-----------|-------|-----------|---------|---------|--------|--------|
| | | Ethernet | RS485 | МЭК 61850 | МЭК 104 | МЭК 103 | Modbus | Другой |
| 9 | Satec 175 | | X | | | | X | |
| | Счетчики АСКУЭ | | | | | | | |
| 10 | ION 6200 | | X | | | | X | |
| 11 | ION 8500 | | X | | | | | X |
| <i>Релейная защита и автоматика</i> | | | | | | | | |
| 12 | Siemens Siprotec 7SJ64 | X | | X | | | | |
| 13 | Siemens Siprotec 7UT63 | X | | X | | | | |
| 14 | GE D60 | X | | X | | | | |
| 15 | Areva MiCOM P437 | X | | X | | | | |
| 16 | ЭКРА 2704V021 | | X | | | X | | |
| 17 | Радиус Сириус-2В | | X | | | | | X |
| 18 | Радиус Сириус-2Л | | X | | | | | X |
| 19 | Радиус ИМФ-3Р | | X | | | | | X |
| 20 | Радиус РНМ-1 | | X | | | | | X |
| <i>Противоаварийная автоматика</i> | | | | | | | | |
| 21 | Эмулятор МКПА Prosoft | | | X | | | | |

Из таблицы 1 видно, что в испытываемой системе используется 6 различных протоколов связи, однако большая часть устройств, входящих в ПТК SCADA NPT Expert, работает по стандарту МЭК 61850. Поэтому основное внимание уделялось оценке работы этого протокола.

Для всех устройств, входящих в комплекс, проводилась проверка следующих основных функций ПТК АСУ ТП:

1. Прохождение аналоговых сигналов.
2. Прохождение дискретных сигналов.
3. Прохождение команд управления.
4. Оперативные блокировки разъединителей и заземляющих ножей.
5. Считывание файлов осциллограмм.
6. Синхронизация времени.

При интеграции системы из разнородных устройств наибольшую сложность представляет конфигурация системы под конкретный объект, поэтому на стенде проводились различные испытания в этом направлении. 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 устройств в конфигурацию МЭК 61850 SCADA NPT Expert была добавлена возможность экспортировать конфигурацию из устройства в библиотеку для системы SCADA NPT Expert. Импорт конфигурации позволяет полностью исключить ошибки в адресации сигналов при формировании библиотеки (обычно ошибки в адресации составляют примерно 90% всех ошибок в библиотеках по устройствам). К сожалению, полностью автоматизировать данную задачу не удастся. После импорта конфигурации необходимо вручную дать

сигналам наименования на русском языке. Этот процесс удалось автоматизировать только частично за счет распознавания стандартных идентификаторов МЭК 61850 7-3,4 (наименования сигналов измерения для узлов ММХУ, 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 конфигурирования МЭК 61850.

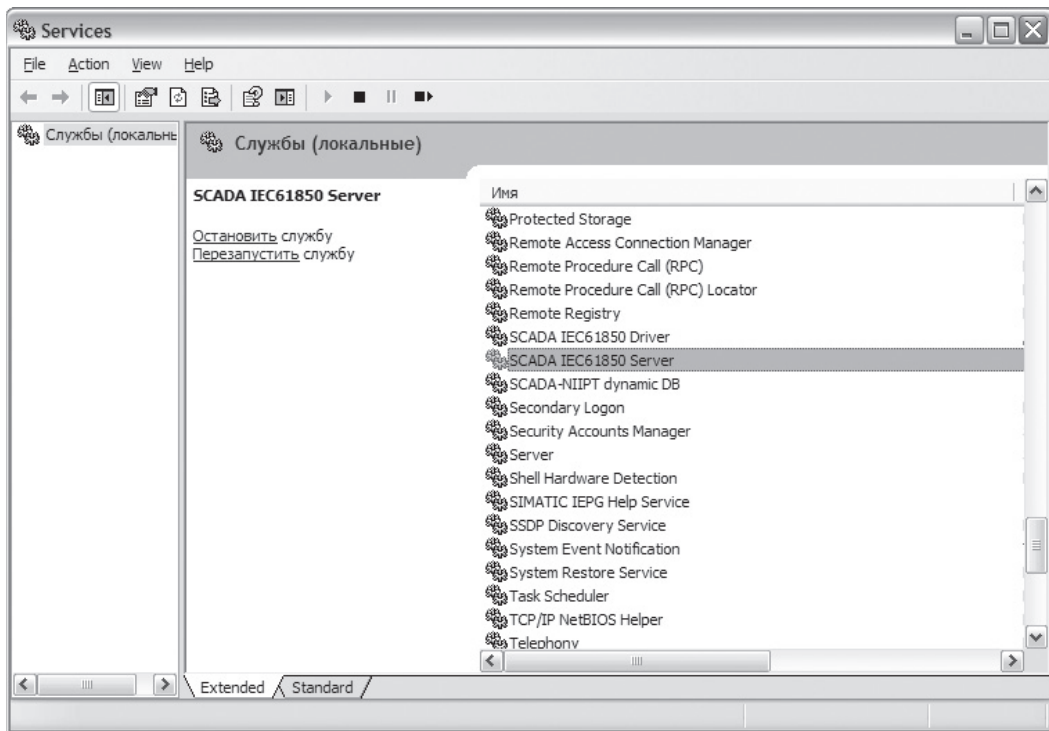


Рис. 1. Диалог экспорта конфигурации в SCADA NPT Expert

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 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 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 с 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.

Проверка функции АСУ ТП оперативной блокировки разъединителей и заземляющих ножей согласно требованиям ОАО «ФСК» 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. Поэтому при отсутствии совместимости между реализациями разных производителей интеграция на нижнем уровне АСУ ТП значительно усложняется.

На стенде проверялась функция АСУ ТП по передаче осциллограмм из 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. Синхронизация времени на разных устройствах значительно отличается. Часть устройств синхронизируется по выделенной линии (PPS, IRIG-B). Другие устройства синхронизируются по протоколу SNTP. На стенде для поддержки синхронизации по протоколу SNTP на стационарном контроллере, который непосредственно синхронизируется от GPS приемника, был настроен сервер SNTP.

Создание стенда позволило оценить сложность интеграции устройств, работающих по различным протоколам в АСУ ТП. Результаты испытаний показали, что интеграция устройств, работающих по стандарту МЭК 61850, требует значительно меньше времени за счет автоматизации процесса подключения. В то же время были выявлены сложность протокола MMS и плохая совместимость разных устройств по протоколу GOOSE.

Испытания на стенде показали преимущества стандарта МЭК 61850, которые несомненно приведут к его более широкому применению в энергетике. ООО «Энергопромавтоматизация» активно использует преимущества стандарта в своих разработках, а также планирует и в дальнейшем применять стандарт МЭК 61850 в своих решениях.

ДОСТОИНСТВА ГИБКОЙ НАСТРОЙКИ МЭК 61850 В УСТРОЙСТВАХ МП РЗА AREVA MiCOM

БАГЛЕЙБТЕР О.И.

ЗАО «АРЕВА Передача и Распределение»

Стандарт МЭК61850 доступен в устройствах MiCOM компании АРЕВА уже более 4 лет, и в настоящее время имеются две фазы реализации МЭК61850. Обе эти фазы полностью соответствуют самому стандарту и являются совместимыми между собой и с устройствами других производителей. Отличие между ними заключается в том, что первая фаза предоставляет значительно меньше возможностей для свободного конфигурирования, чем вторая.

Рассмотрим более подробно отличия между первой и второй фазой реализации стандарта МЭК 61850.

1. НАБОРЫ ДАННЫХ (DATA SETS)

Фаза 1

1) Наборы данных определяются моделью реле и являются жестко фиксированными. Каждый логический узел, содержащий типы данных ST или MV (статусы или измерения) имеет свой набор данных под названием <ИМЯ_УЗЛА>\$ST.

2) Недостатки:

А) Имеется множество наборов данных вне зависимости от того, необходимы они или нет.

Б) Наборы данных содержат все атрибуты определенного типа (FC), даже если в них нет необходимости.

В) В целом подбор информации в наборе данных не является оптимальным.

3) Преимущества:

А) Наборы данных легко управляются шаблонами в любом конфигураторе SCE.

Б) Нет необходимости в конфигурировании наборов данных под каждый конкретный проект.

Фаза 2

1) Наборы данных теперь определяются пользователем. Любое их количество может быть задано в любом логическом узле. Любой объект данных или его атрибут (за исключением атрибутов управляющих блоков) может быть определен в любом наборе данных. Для конфигурирования используется программа IED Configurator (рис. 1), являющаяся частью бесплатного программного пакета MiCOM S1 Studio.

2) Используется простой графический интерфейс для определения данных в наборе (рис. 2).

3) Наборы данных должны быть расположены в одном логическом узле с управляющим блоком, который будет эти данные использовать (обычно LLN0).

4) Преимущества:

А) Индивидуальная подгонка под конкретную систему АСУ ТП.

Б) Возросшая эффективность использования каналов связи.

В) Упрощенный импорт наборов данных из SCE файлов любых других производителей.

2. ОТЧЕТЫ (REPORTS)

Фаза 1

1) Небуферизованные блоки управления отчетами (URCB).

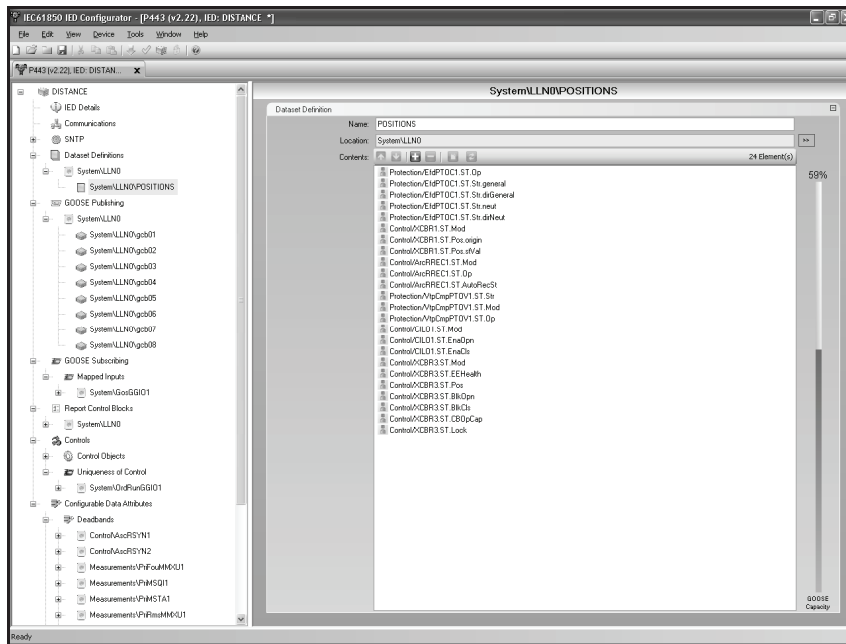


Рис. 1. Программа IED Configurator

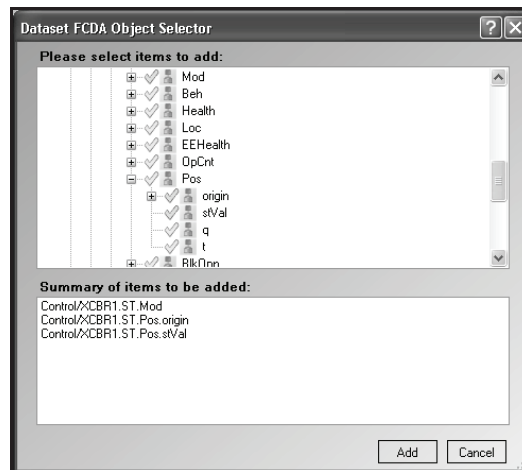


Рис. 2. Определение набора данных

А) Привязаны к каждому логическому узлу (т. е. количество URCB равно количеству логических узлов).

Б) Расположены в логических узлах, к которым привязаны.

В) До 16 клиентов могут быть подписаны на каждый URCB.

2) Буферизованные блоки управления отчетами (BRCB) отсутствуют.

3) Недостатки – неоптимальное использование информации, потеря данных при обрыве связи.

Фаза 2

1) Небуферизованные блоки управления отчетами (URCB).

А) Максимум 16 URCB.

Б) Расположены в System/LLN0.

2) Буферизованные блоки управления отчетами (BRCB).

А) Максимум 8 BRCB.

- Б) Расположены в System/LLN0.
 - В) Только 1 клиент может быть подписан на каждый BRCB.
- 3) Преимущества – информация используется оптимальным образом, буферизация позволяет сохранять последовательность событий при кратковременных потерях связи.

3. GOOSE-СООБЩЕНИЯ

Фаза 1

- 1) Блок управления GOOSE-сообщениями gcbST/GoCB прикреплен к узлу LLN0.
- 2) В реле 30-й серии P_x30:
 - А) 32 одиночных переменных состояния SPS (StVal, q, t) + 10 двойных переменных состояния DPS для реле P139.
 - Б) 32 виртуальных GOOSE-входа, на который можно принять общие классы данных (CDC) или отдельные атрибуты данных.
- 3) В реле 40-й серии P_x40:
 - А) 32 виртуальных GOOSE-выхода передаются как логические переменные (BOOLEAN), каждый выход имеет метку качества, индивидуальные метки времени отсутствуют.
 - Б) 32 виртуальных GOOSE входа, которые можно напрямую подключать в логическую схему реле.

Фаза 2

- 1) 8 блоков управления GOOSE-сообщениями расположены в System/LLN0, каждый может отправлять отдельное GOOSE-сообщение.
- 2) GOOSE-сообщения могут содержать любой сконфигурированный набор данных размером не больше одного пакета Ethernet (1500 байт).
- 3) 64 виртуальных GOOSE входа, которые можно напрямую подключать в логическую схему реле.

4. ПРОЧИЕ ФУНКЦИИ

Дополнительно к уже имевшимся функциям, во второй фазе были реализованы механизмы отслеживания источников команд (Control Originator, см. рис. 3) и обеспечения исключительности управляемого объекта в пределах подстанции (Control Uniqueness, см. рис. 4).

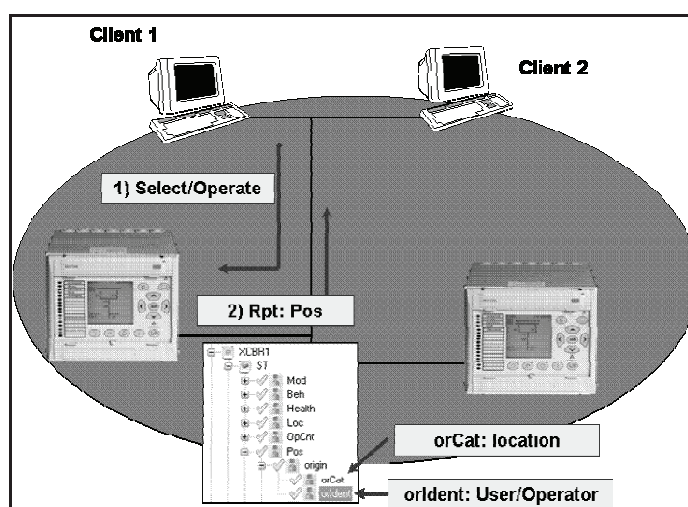


Рис. 3. Отслеживание источников команд

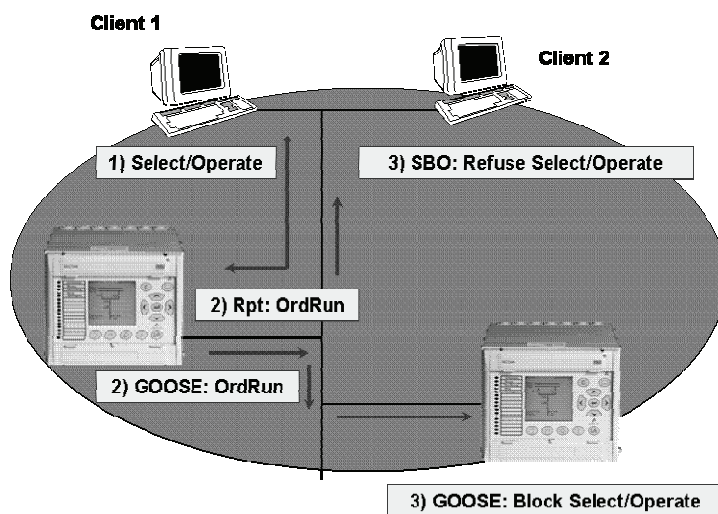


Рис. 4. Обеспечение исключительности управляемого объекта в пределах подстанции

Механизм отслеживания источников команд позволяет сохранять в реле информацию о клиенте, отдавшем ту или иную команду.

Механизм обеспечения исключительности управления предотвращает одновременную выдачу команд на несколько объектов, для чего осуществляется блокирование всех управляющих модулей за исключением выбранного.

КОМПЛЕКС МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ, АВТОМАТИКИ, ДИАГНОСТИКИ УСТАНОВОК ПЛАВКИ ГОЛОЛЕДА ПОСТОЯННЫМ ТОКОМ НА ВЛ 220–500 кВ

АЛЛИЛУЕВ А.А.

Филиал ОАО «ЮИЦЭ» «Южэнергосетьпроект»

ЗАСЫПКИН А.С., ЛЕВЧЕНКО И.И., САЦУК Е.И.

ЮРГТУ (НПИ)

ВВЕДЕНИЕ

Обеспечение надежности воздушных линий электропередачи (ВЛ), подверженных гололедно-ветровым воздействиям, является актуальной задачей для многих регионов России и других стран.

Под руководством члена-корреспондента Российской академии наук, доктора технических наук, профессора А.Ф. Дьякова с участием авторов доклада разработан и внедрен в ОЭС Юга «Программно-аппаратный комплекс по предотвращению и ликвидации гололедных аварий в энергосистемах», выдвинутый на соискание премии Правительства Российской Федерации в области науки и техники 2010 года.

Одним из элементов этого комплекса является релейная защита и автоматика установок плавки гололеда постоянным током на ВЛ 220-500 кВ, внедренная на подстанциях 330-500 кВ ОЭС Северного Кавказа (в настоящее время ОЭС Юга) [1]. Длительный опыт эксплуатации позволил сформулировать требования и обосновать состав комплекса релейной защиты, автоматики, диагностики.

Начиная с 2008 года, филиалом ОАО «ЮИЦЭ» «Южэнергосетьпроект» выпущены проекты с рабочей документацией на комплексы микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики РЗА установок плавки гололеда (УПГ) на следующих ВЛ с подстанций:

- ВЛ 500 кВ «Ростовская АЭС – Шахты» с ПС 500 кВ «Шахты»;
- ВЛ 500 кВ «Волгодонская АЭС – Невинномысск» с ПС 500 кВ «Невинномысск» и РП 220 кВ «Волгодонск»;
- ВЛ 500 кВ и ВЛ 220 кВ (в том числе, ВЛ 220 кВ в габаритах 500 кВ) с ПС 500 кВ «Центральная»;
- ВЛ 500 кВ «Тихорецкая – Крымская» с ПС 500 кВ «Крымская» и с ПС 500 кВ «Тихорецкая»;
- ВЛ 330 кВ с ПС 330 кВ «Машук».

Доклад посвящен рассмотрению особенностей объекта защиты и аварийных процессов в нем, основных технических решений новых проектов РЗА, направлениям дальнейшего совершенствования РЗА.

1. ОСОБЕННОСТИ ОБЪЕКТА ЗАЩИТЫ И АВАРИЙНЫХ ПРОЦЕССОВ

Объектом защиты является блок [2], состоящий из установки плавки гололеда (УПГ) и обогреваемой воздушной линии (ВЛ).

В состав УПГ входят (рис. 1):

- преобразовательный трансформатор с регулированием под нагрузкой типа ТРДЦН – 100000/220/10,5-10,5, подключаемый со стороны ВН к шинам 220 кВ подстанции;
- токоограничивающие и токовыравнивающие реакторы в каждой фазе каждого из шести выпрямительных мостов ВМ типа В-ТППД-1,6к, 14к, образующие две выпрямительные установки (ВУ);

- коммутационная аппаратура – выключатель и разъединители на стороне ВН трансформатора и разъединители на сторонах переменного и постоянного тока ВУ;
- выносной заземлитель, не имеющий металлической связи с основным контуром заземления подстанции, выполняющий функции защитного и токоограничивающего устройства;
- трансформаторы тока (ТТ) для подключения вторичных устройств (релейной защиты, диагностики, определения места повреждения, измерений), в том числе ТТ с поперечным зазором в магнитопроводе.

Фазы ВЛ напряжением 220-500 кВ, отключенной от сети при плавке гололеда, соединяются по схеме «фаза – фаза» или «фаза – две фазы».

Для выбора электрооборудования и проектирования вторичных устройств необходимо выполнение расчетов нормальных и аварийных режимов.

Основными расчетными *аварийными режимами*, вызывающими протекание сверхтоков, являются: пробой плеча ВУ (**внутреннее КЗ**), однофазное замыкание на землю в цепи переменного напряжения выпрямительных установок, имеющих одну точку, заземленную через выносной заземлитель (**однофазное КЗ**), замыкание на выводах постоянного напряжения УПГ между полюсами ВУ (**внешнее КЗ**).

Расчеты этих режимов связаны с известными трудностями, вызванными необходимостью решения системы нелинейных дифференциальных уравнений, поэтому выполняются на ЭВМ по программе БЛОК-МОСТ [3] или по упрощенной аналитической методике, одна из которых приведена в [4].

Особенностью **внутреннего КЗ** является наличие больших постоянных составляющих в фазных токах поврежденной ВУ (на стороне НН и ВН трансформатора до его насыщения, рис. 2). Эта особенность повлияла на выбор технических решений по схеме УПГ: отказ от выключателей на стороне НН, применение ТТ с зазором в магнитопроводе, выбор схемы и параметров срабатывания устройств релейной защиты.

При **однофазном КЗ** в цепи между трансформатором и реакторами аварийные токи имеют такой же характер, как при внутреннем КЗ, но превышают их, если выпрямительную установку заземлять на основной контур подстанции. Как показали расчеты, сопротивление любого выносного заземлителя достаточно для того, чтобы токи однофазного КЗ стали меньше токов внутреннего КЗ.

Расчет режима **внешнего КЗ** используется для проверки разъединителей и кабеля на стороне постоянного тока УПГ на термическую стойкость и для проверки работоспособности устройства релейной защиты от КЗ на землю (РКЗЗ).

2. ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ НОВЫХ ПРОЕКТОВ РЗА НА МИКРОПРОЦЕССОРНОЙ ЭЛЕМЕНТНОЙ БАЗЕ

В соответствии с проектной и конкурсной документацией в новых проектах УПГ использованы комплексы микропроцессорных устройств РЗА производства НПП «ЭКРА» или производства концерна General Electric. Оба комплекса выполняют аналогичные функции основной и резервной защит трансформатора, выпрямительных установок и ВЛ при плавке гололеда.

Часть комплекса *НПП «ЭКРА»* (рис. 1), выполняющая функции защиты трансформатора, состоит из двух шкафов: ШЭ2607 041 и ШЭ2607 041073. Во второй шкаф входят два комплекта: А1, который по своим функциям полностью идентичен шкафу ШЭ2607 041 (дифференциальная токовая защита и дополнительные токовые защиты), и А2 – резервные токовые защиты трансформатора, УРОВ и автоматика управления выключателем.

Комплект А1 также обеспечивает:

- прием сигналов от сигнальных и отключающих ступеней газовой защиты трансформатора и газовой защиты РПН трансформатора; от отключающих ступеней защит действует на отключение выключателя через 2 группы отключающих реле;
- прием сигналов от датчиков повышения температуры масла, понижения и повышения уровня масла, неисправности цепей охлаждения;
- осциллографирование и регистрацию событий.

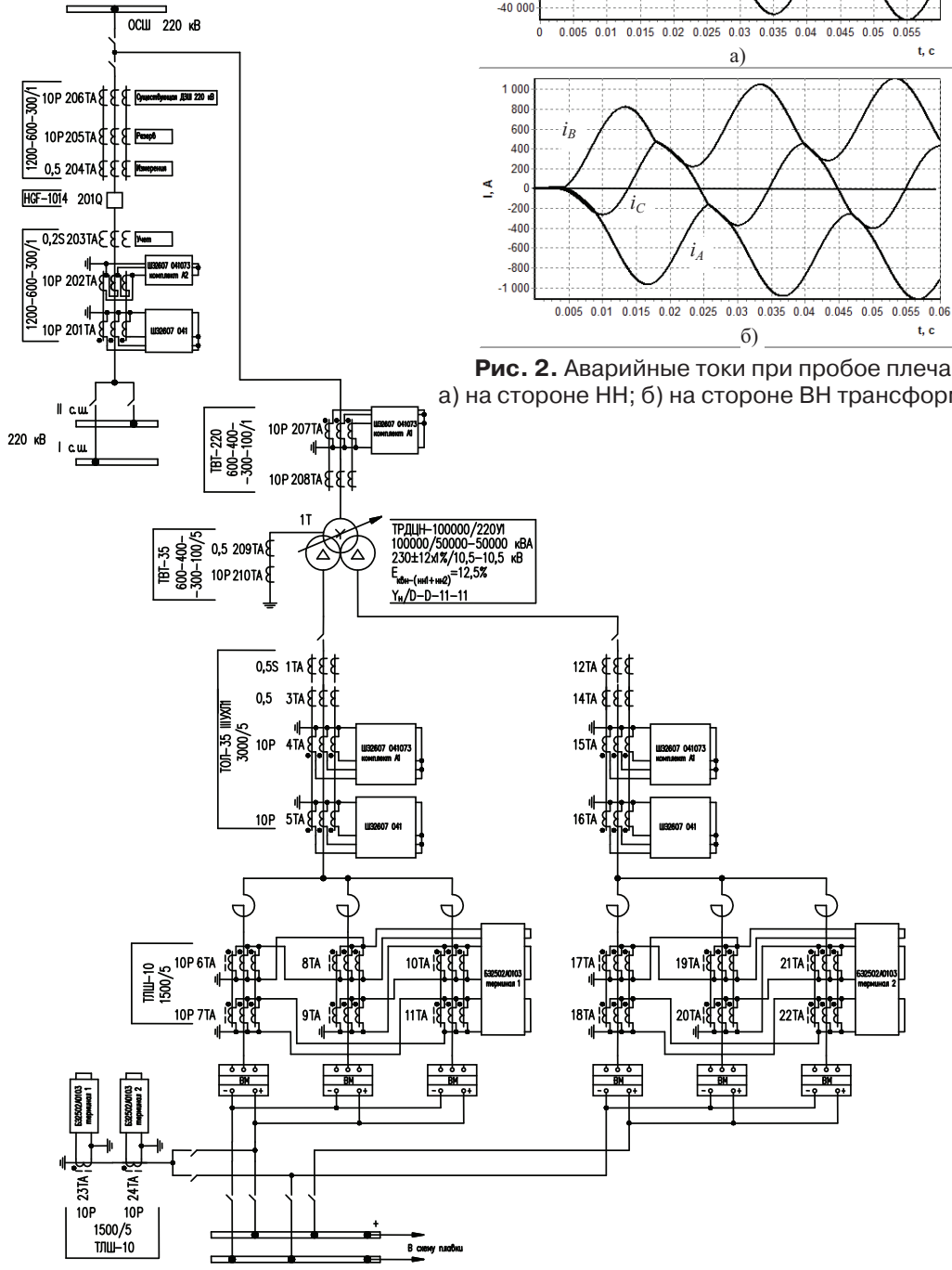


Рис. 1. Комплекс защит УПГ на оборудовании «Экра»

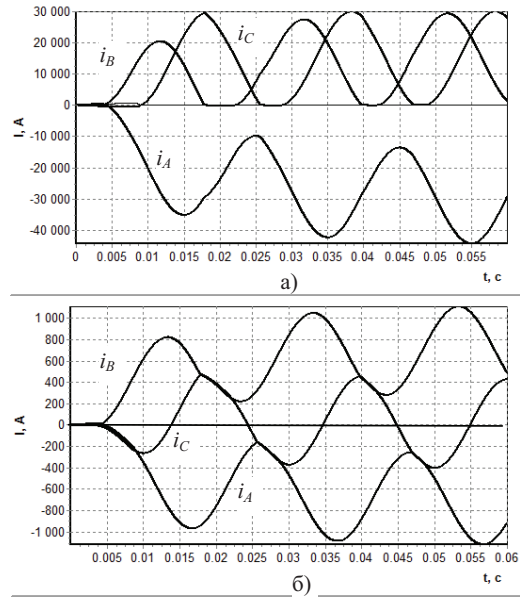


Рис. 2. Аварийные токи при пробое плеча ВУ:
а) на стороне НН; б) на стороне ВН трансформатора

Комплект А2 может реализовать:

- прием сигналов от газовой защиты трансформатора и газовой защиты РПН;
- АПВ трансформаторного выключателя (не используется).

В качестве защиты выпрямительных установок используются два терминала типа БЭ2502А0103, реализующие следующие функции:

- поперечную дифференциальную токовую защиту нулевой последовательности (ПДНП) – полную парную, позволяющую выявлять поврежденный ВМ;
- защиту от коротких замыканий на землю (РКЗЗ), обладающую 100%-й результирующей защитоспособностью.

Эти терминалы имеют набор дополнительных функций:

- возможность записи (осциллографирования) аварийных процессов;
- возможность дистанционной связи с ПЭВМ;
- предусмотрен непрерывный функциональный контроль работоспособности терминала с действием на внешнюю сигнализацию при обнаружении неисправности;
- имеется система тестового контроля, служащего для проверки работоспособности основных узлов и блоков.

Комплекс *General Electric*, выполняющий функции защиты трансформатора, состоит из двух терминалов Т60. В качестве основных защит выпрямительных установок используются два терминала типа F35. Автоматика управления выключателем и резервные защиты на стороне ВН трансформатора реализованы на базе терминала С60. Наборы функций комплексов *General Electric* и НПП «ЭКРА» аналогичны, но в комплексе *General Electric* требуется проектировать и реализовывать логические связи терминалов.

3. НАПРАВЛЕНИЯ ДАЛЬНЕЙШЕГО СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ РЗА

3.1. Совершенствование защиты преобразовательного трансформатора

«Совершенствование» предполагает повышение показателей функционирования. Одним из основных показателей является *селективность*. Но в блочной схеме УПГ защиты всех элементов от всех видов повреждений действуют на один выключатель (при наличии УРОВ). Однако требование селективности основных защит трансформатора и выпрямительных установок сохраняется как обеспечивающее выявление места и вида повреждения.

Существующие устройства дифференциальной защиты преобразовательного трансформатора не являются абсолютно селективными при внутреннем КЗ выпрямительной установки и при однофазном КЗ после того, как насытятся трансформаторы тока или магнитопровод трансформатора. Можно обеспечить относительную селективность, если время излишнего срабатывания дифференциальной защиты преобразовательного трансформатора будет больше времени срабатывания защиты ВУ и отключения выключателя. Способы достижения этого эффекта описаны с примерами расчета в [4].

Чувствительность дифференциальной защиты любого трансформатора, в том числе преобразовательного, не следует проверять при КЗ между выводами какой-либо обмотки, как это рекомендуется Руководством по эксплуатации шкафа ШЭ2607 041: ЭКРА.656453.031 РЭ от 24.11.2006 и Рекомендациями по выбору уставок, серия реле GE Multilin UR от 05.05.2006. Требуемый ток срабатывания должен определяться значениями токов межкатушечных или полных витковых замыканий в обмотках трансформатора.

Повышение *быстродействия* при внутренних КЗ уменьшает объем разрушений, поэтому отстройку от бросков намагничивающего тока трансформатора, возникающих и при включении УПГ с подключенной ВЛ, следует обеспечивать без применения задержки.

3.2. Совершенствование защиты и диагностики выпрямительной установки

Использование микропроцессорных терминалов должно эффективно заменить полупроводниковые импульсные реле РИ-1 и РИ-2, применявшиеся ранее в защитах ПДНП и РКЗЗ. Полное время срабатывания этих реле и выходного оптоэлектронного реле с импульсным управлением не превышает 5 мс. Обеспечение быстрого действия защиты ВУ позволяет ступенчато уменьшить сопротивление токоограничивающего реактора, увеличить ток плавки, снизить расход электроэнергии на плавку, т. е. реализовать лозунг Бенджамина Франклина: «Время – деньги».

Для проверки характеристик микропроцессорных терминалов необходимо организовать их испытания при импульсных токах, возникающих во вторичных цепях ТТ в аварийных режимах ВУ и при КЗ на землю ВЛ. В простейшей постановке задачи требуется определить первичные токи ТТ с зазором в условиях срабатывания подключенного к нему терминала при синусоидальном токе и при толчке постоянного тока. (При использовании импульсного реле ток срабатывания при толчке постоянного тока равен амплитуде переменного тока срабатывания.)

Желательно распознавать полярность импульсов тока, так как этот признак обеспечивает углубление распознавания поврежденного элемента, т. е. решение задачи диагностирования.

Если завод-изготовитель выпрямительных мостов сможет обеспечить выравнивание токов параллельно включаемых плеч, то параллельная дифференциальная защита может не только отключать поврежденное УПГ, но и сигнализировать о пробое заданного количества вентилях в плече.

3.3. Реализация функции дистанционного определения места повреждения на ВЛ при плавке гололеда постоянным током

Для решения этой задачи могут использоваться следующие способы:

- способ двух естественных частот [5];
- способ одностороннего многократного замера [6];
- локационную диагностику [7].

Все эти способы требуют доработки и апробации в условиях эксплуатации.

3.4. О функциях автоматики

В применяющихся схемах РЗА устройство АПВ отсутствует, в микропроцессорных – функция АПВ не используется. Объясняется это устойчивым характером большинства повреждений ВЛ во время плавки гололеда. Однако возможно применение адаптивного АПВ, повторно включающего УПГ, отключенную релейной защитой ВЛ, если выявлять неустойчивость КЗ во время КЗ. С этой же целью можно использовать локацию ВЛ после отключения при КЗ [7].

В схемах автоматики УПГ не применяется автоматическое регулирование напряжения преобразовательного трансформатора с РПН (АРНТ) из-за незначительного изменения напряжения трансформатора в процессе плавки гололеда на ВЛ. Однако поддержание максимально допустимого напряжения выпрямительной установки, что обеспечивает АРНТ со специальной настройкой, позволяет снизить на несколько процентов расход электроэнергии. Поэтому имеет смысл рассматривать целесообразность применения АРНТ в каждом проекте.

4. ВЫВОДЫ

• Комплекс РЗА установок плавки гололеда на ВЛ постоянным током показал в процессе длительной эксплуатации (более 35 лет) свою работоспособность, техническое совершенство и надежность.

- Отработанные принципы повторены в микропроцессорных комплексах РЗА без достаточной экспериментальной проверки.
- Указаны направления дальнейшего совершенствования комплекса РЗА.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Релейная защита выпрямительной установки плавки гололеда / А.С. Засыпкин, А.Ф. Дьяков, И.И. Левченко, Б.Д. Тарамалы // Электрические станции. 1975. № 11.
- [2] Засыпкин А.С., Левченко И.И., Лейдман А.Д. Новые установки плавки гололеда постоянным током на воздушных линиях электропередачи / VII Симпозиум «Электротехника 2010», том 1: Сборник докладов // Ассоциация ТРАВЭК, 2003.
- [3] Свидетельство об официальной регистрации программ для ЭВМ №2005612737, 2005 г. Расчет нормальных и аварийных режимов блочной установки плавки гололеда постоянным током (БЛОК-МОСТ) / Левченко И.И., Сацук Е.И., Иванченко П.А.
- [4] Диагностика, реконструкция и эксплуатация воздушных линий электропередачи в гололедных районах: учеб. пособие / И.И. Левченко, А.С. Засыпкин, А.А. Аллилуев, Е.И. Сацук. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007.
- [5] Патент РФ №2153179. Способ определения расстояния до места замыкания на землю линии электропередачи / Дьяков А.Ф., Левченко И.И., Засыпкин А.С., Аллилуев А.А., Сацук Е.И. // Бюл. 2000. № 20.
- [6] Патент РФ №2258233. Способ определения расстояния до места однофазного замыкания на землю электрической сети / Левченко И.И., Засыпкин А.С., Сацук Е.И., Шовкопляс С.С. // Бюл. 2005. № 22.
- [7] Минуллин Р.Г., Фардиев И.Ш. Локационная диагностика воздушных линий электропередачи. Казань: Казан. гос. энерг. ун-т, 2008.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

Аллилуев Алексей Анатольевич – кандидат технических наук, доцент, заместитель главного инженера филиала открытого акционерного общества «Южный инженерный центр энергетики» «Южэнергосетьпроект».

Засыпкин Александр Сергеевич – доктор технических наук, профессор, заслуженный деятель науки Российской Федерации, заведующий кафедрой «Автоматизированные электроэнергетические системы» Государственного образовательного учреждения высшего профессионального образования «Южно-Российский государственный технический университет (Новочеркасский политехнический институт)».

Левченко Иван Иванович – доктор технических наук, профессор, профессор той же кафедры по совместительству.

Сацук Евгений Иванович – кандидат технических наук, доцент, доцент той же кафедры.

ЦЕНТРАЛИЗОВАННАЯ АСТУ ДЛЯ ИНТЕГРИРОВАННОЙ ЭЛЕКТРО-ИНФОРМАЦИОННОЙ СЕТИ РАЙОНА МЕГАПОЛИСА

Я.Л. АРЦИШЕВСКИЙ, С.А. ВОСТРОКНУТОВ, А.А. ЗЕМЦОВ

*Московский Энергетический Институт
(Технический Университет)*

На современном этапе развития цивилизации все больше расширяются высокотехнологичные методы развития науки, техники и технологий. Создаются зоны концентрации высокотехнологичных потребителей электроэнергии и информационных услуг. Такими зонами являются университетские городки, районы свободных экономических зон, технопарки, бизнесинкубаторы, районы мегаполисов, коттеджные поселки, территории инновационных предприятий, спортивно-зрелищных комплексов и т. д., для России в качестве примера можно привести г. Сочи, п. Сколково (Московская обл.) и др.

Высокотехнологичные потребители предъявляют повышенные требования к надежности функционирования системы электроснабжения, а также нуждаются в удовлетворении все возрастающих потребностей в доступе к информационным ресурсам и средствам связи. Все это связано с объективным процессом усложнения научной и производственно-технической инфраструктуры, систем жизнеобеспечения, безопасности, связи, мониторинга, контроля, защиты и управления с ужесточением требований безопасности при нарушениях электроснабжения.

Повышение эффективности предприятий, обеспечение надежного и бесперебойного снабжения потребителей – основная цель текущих реформ российской электроэнергетики. Распределительные сети являются завершающим звеном в системе обеспечения электрической энергией. Соответственно, на этом сегменте системы электроснабжения возросли риски экономической ответственности за качество работы с конкретным потребителем. При текущем состоянии энергетики требуются существенные изменения в технологической деятельности.

Предлагаемый проект включает в себя разработку автоматизированной системы технологического управления (АСТУ) для интегрированной электро-информационной сети района мегаполиса и состоит из двух взаимосвязанных частей, направленных на обеспечение энергоэффективности и надежности электроснабжения.

В первой части рассмотрим строительство так называемых «собственных» источников (СИ)/ (ГТУ-ТЭЦ) различной мощности. Термин СИ имеет технический и юридический аспект. Включение СИ предусматривается в уже существующую систему электроснабжения (СЭС), и поэтому возникают задачи:

- обеспечение радикального снижения времени отключения коротких замыканий (КЗ) по условиям динамической устойчивости агрегатов СИ;
- обеспечение селективности отключения КЗ в элементах СЭС, перешедших в режим работы с двухсторонним питанием;
- обеспечение селективности, чувствительности и резервирования в системах релейной защиты и автоматики (РЗА) в различных режимах работы СЭС (параллельная работа СИ, изолированная работа СИ и питание от энергосистемы);
- реализация принципов противоаварийного управления мощностью СИ, включая отключение генераторов, импульсную разгрузку турбин и т. д.;
- реализация принципов противоаварийного ограничения мощности нагрузки при выделении СИ на изолированную работу со сбалансированной нагрузкой.

Исследование и разработка методов моделирования и методов нахождения границ зон устойчивости выделения СИ на изолированную работу, выполненные Ведущей научной школой на кафедре РЗиАЭС МЭИ (ТУ) под руководством чл.-корр. РАН, д.т.н., проф. Дьякова А.Ф. по Госконтрактам с Минобрнауки, показали, что в зависимости от данных предаварийного режима по сочетанию значений активной мощности нагрузки $P_{нагр}$ и мощности СИ, отпускаемой в СЭС, возможны семь различных сценариев развития переходных процессов, представленных на рис. 1.

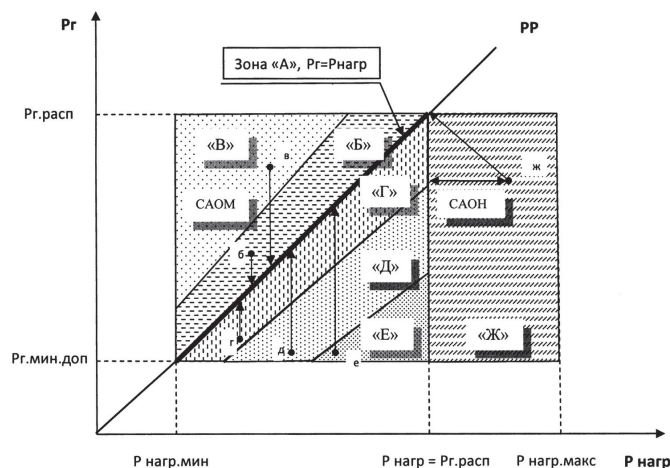


Рис. 1. Диаграмма областей устойчивости исходных режимов работы системы электроснабжения района мегаполиса с «собственным» источником

В общем виде проработаны способы обеспечения устойчивости электроснабжения потребителей при различных сценариях цепочечного развития аварийных ситуаций во всех семи зонах исходного режима. Устойчивость обеспечивается при скоординированном взаимодействии систем регулирования активной и реактивной мощности СИ, распределенной системы автоматической частотной разгрузки с категориями (АЧР-I, АЧР-II и АЧР-III), а также централизованной системы аварийного ограничения нагрузки (САОН) с временем действия 0,1-0,2 сек. Принципиальной особенностью действия очередей АЧР и САОН является обеспечение безопасности потребителей за счет селективных отключений на уровне 0,4 кВ. Реализация требования действия на уровне 0,4 кВ является новым и весьма важным аспектом решения поставленных задач в условиях высокоответственной нагрузки. Конкурирующими вариантами передачи сигналов-команд на противоаварийное управление нагрузкой являются:

- интеграция с иерархической АИИСКУЭ с использованием концентраторов в качестве приемников сигналов-команд нижнего уровня;
- использование силовой сети 6-35 и 0,4 кВ с передачей сигналов-команд путем быстродействующей манипуляции рабочим напряжением сети.

Наряду с быстродействующим противоаварийным управлением нагрузкой предусматривается оперативное технологическое управление и контроль за счет интеграции АСТУ с АИИСКУЭ, в частности отключение потребителей электроэнергии – неплательщиков.

Обязательным реализуемым условием выполнения команд на отключение потребителей является учет требований безопасности. Это условие выполняется за счет селективности отключения с учетом приоритетности нагрузки – ради сохранения высокоответственной части нагрузки реализуется временное отключение менее ответственной нагрузки. В жилом секторе мегаполисов, например, сохраняется аварийное освещение, электропитание котельных, лифтов, систем допуска, подачи воды, пожаротушение, дымоудаление, по квартирам обеспечивается лимитированное по мощности электроснабжение на уровне аварийной брони. В противном случае, как показывает опыт Московской аварии 25.05.2005 г., при отключениях на уровне 10 кВ, возникают отключения ТП 10 кВ по

«домам», по «улицам», отключаются светофорные объекты, останавливается электрифицированный транспорт и т. п.

Во второй части рассмотрим сеть 6-35 кВ электроснабжения с централизованной релейной защитой, интегрированной с многофункциональной сетью связи. Интеграция силовой и информационной сетей обеспечивается путем совмещения в пространстве (на распределительных пунктах (РП) и трансформаторных подстанциях (ТП)) узлов обеих сетей. При этом возможно и совпадение трасс прокладки силовых электрических кабелей 6-35 кВ с трассами прокладки оптических (24 жилы) кабелей волоконно-оптических линий связи (ВОЛС), что может существенно упростить землеотвод.

На рис. 2 показано подключение информационных узлов – локальных модулей (ЛМ) к устройствам РЗиА, измерительным трансформаторам тока и напряжения, а также коммутационным аппаратам (в данном случае – выключателям). Каждый ЛМ подключен к своему информационному кольцу ВОЛС. Выходные команды ЛМ дублируются и подаются на входы устройств РЗиА – каждое устройство РЗиА взаимодействует с двумя ЛМ. Таким образом достигается требуемый уровень надежности системы РЗиА и достоверности передаваемой информации.

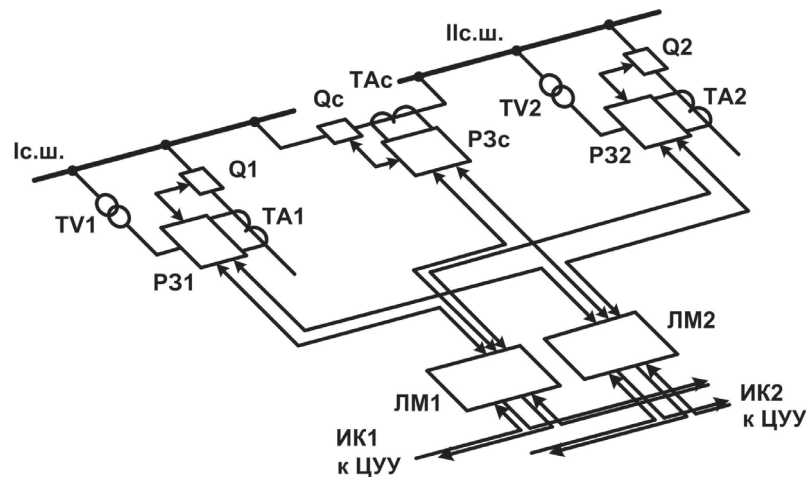


Рис. 2. Подключение элементов системы РЗиА к элементам защищаемой сети, где:
ЦУУ – центральное устройство управления, ЛМ – локальный модуль,
РЗ – устройство РЗиА, ТА – трансформатор тока, TV – трансформатор напряжения,
Q – выключатель, ИК – информационное кольцо

При указанном подходе силовая электрическая сеть теряет свойство распределенности в пространстве, и все ТП и РП 6-35кВ оказываются «наблюдаемыми» и «управляемыми» с центрального устройства управления, на котором располагаются программно-технические комплексы (ПТК) централизованной системы релейной защиты и автоматики (ЦРЗА) и ПТК оперативно-диспетчерского управления и контроля, включая системы АИИСКУЭ.

Само понятие централизованной релейной защиты известно давно [1]. Однако только на рубеже второго и третьего тысячелетий системы связи, удовлетворяющие специфическим требованиям РЗиА, стали доступными для массового применения.

Технико-экономические свойства интегрированной энерго-информационной сети проработаны в следующих направлениях:

- повышение надежности электроснабжения за счет селективного отключения поврежденных участков сети электроснабжения с автоматическим переносом точки секционирования (РЗ, АВР, УРОВ, АПВ);

- повышение качества электроснабжения за счет отказа от выдержек времени в алгоритмах работы системы РЗиА. Длительность провала напряжения – 100-150 мс для параллельных присоединений и 300-500 мс – для потребителей поврежденного фидера;

- уменьшение габаритов и стоимости распределительных ТП и РП (компактизация) за счет перехода на выключатели нагрузки и более компактные силовые ячейки 6-35 кВ;
- обеспечение электродинамической устойчивости близлежащих агрегатов электростанции (при наличии) за счет снижения длительности площадки ускорения до 100-150 мс;
- повышение взрыво-пожаробезопасности за счет уменьшения длительности воздействия токов КЗ до 100-150 мс;
- снижение требований к оборудованию (кабели, конструкции ТП и РП) в части длительности воздействия токов КЗ до 100-150 мс;
- обеспечение информационной наблюдаемости и управляемости сети электроснабжения за счет высоконадежной дублированной сети связи;
- обеспечение объективного учета всех оперативных и аварийных событий и явлений в сети электроснабжения;
- непрерывное «прямое» измерение потерь электроэнергии, выявление хищений и уменьшение коммерческих потерь электроэнергии в каждом узле СЭС;
- обеспечение АИИСКУЭ и отключение потребителей-неплательщиков;
- обеспечение централизованного управления источниками реактивной мощности и оптимизация режима по качеству напряжения в различных узлах сети электроснабжения и уменьшение технических потерь;
- обеспечение непрерывности функционирования многофункциональной автоматизированной системы технологического управления (АСТУ).

Основное принципиальное отличие рассматриваемого предложения по созданию интегрированных электроинформационных сетей – реализация принципа двойного назначения за счет диверсификации бизнеса – кроме электроснабжения, обеспечивается информационное обеспечение. Современное общество проявляет свою информационную сущность в форме быстро растущих потребностей в информационном обеспечении и взаимодействии.

В рассматриваемом предложении предусматривается выделение для потребителей в каждом из узлов связи (ТР, РП) до 36 жил ВОЛС в каждом направлении кольцевой сети связи. Подобный ресурс позволит не только удовлетворить типовые информационные потребители (Интернет, цифровое телевидение, видеонаблюдение, пожарная и охранный сигнализации, системы безопасности и т. д.), но также позволит развернуть различные корпоративные сети связи высокотехнологических установок и производств. Кроме того, будет предоставлена информационная основа для конкуренции поставщиков информационных услуг, что снизит цены для потребителей при повышении качества оказания услуг.

Для обеспечения надежности централизованной РЗиА требуется два двунаправленных кольца связи – всего 4 жилы в каждом направлении. Для обеспечения надежности АСТУ, включая АИИСКУЭ – столько же. Еще 4 жилы ВОЛС – резерв.

Как показывают предварительные расчеты – достигаемое снижение стоимости электрооборудования рассматриваемой «умной» сети позволяет покрыть значительную часть расходов на создание информационной части интегрированной энергоинформационной сети; а доходы за информационное обеспечение соизмеримы с доходами за электроснабжение.

Оценка эффективности применения централизованной электрической сети проводилась для секционированной электрической сети 6-35 кВ, приведенной на рис. 3.

В нормальном режиме потребители подстанций 1-3 получают питание от С1, однако в случае необходимости сеть может быть реконфигурирована и переведена на раздельное или полное питание от С2, при этом под определение данной модели попадает также и кольцевая схема электроснабжения с питанием от одного источника (С1 и С2 совпадают).

Параметры исследуемой сети, а также вероятностные и временные характеристики работы отдельных ее элементов приведены в таблицах 1 и 2 соответственно.

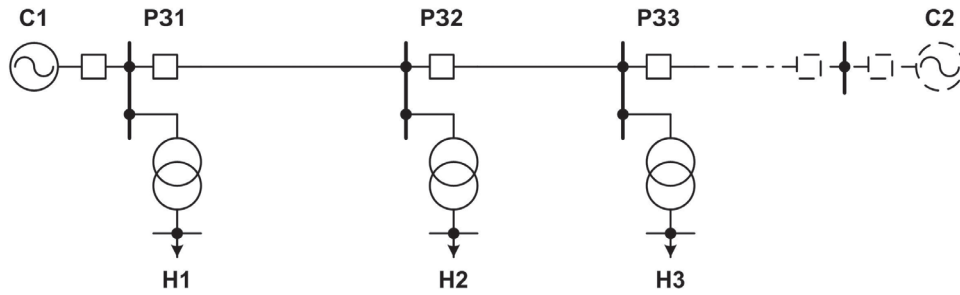


Рис. 3. Исследуемый участок сети 6-35 кВ, где: С – система, РЗ – устройство РЗА, Н – нагрузка

Таблица 1

Параметры исследуемой сети

| № линии | Длина, км | $t_{\text{МТЗ}}$, с | $I_{\text{заш1}}$, о.е. |
|---------|-----------|----------------------|--------------------------|
| 1 | 10 | 1,4 | 0,6 |
| 2 | 5 | 1,1 | 0,4 |
| 3 | 7 | 0,8 | 0,7 |

Примечания: $t_{\text{МТЗ}}$ – время срабатывания максимальной токовой защиты (МТЗ), $I_{\text{заш1}}$ – защищаемая первой ступенью зона в долях длины соответствующей линии.

Таблица 2

Вероятностные и временные характеристики работы элементов исследуемой системы

| Параметр | Значение |
|-------------------------------------|----------|
| Вероятность ЛС, о.е. | 0,2 |
| Вероятность ИС, о.е. | 0,25 |
| Вероятность ОС, о.е. | 0,2 |
| Вероятность КЗ, о.е. | 0,39 |
| Время восстановления, с | 0,5 |
| Степень селективности, с | 0,3 |
| Время срабатывания ЦЗ, с | 0,1 |
| Длительность опыта, с | 50 |
| Время срабатывания ЦЗ, с | 0,1 |
| Время восстановления инф. сети, с | 0,1 |
| Вероятность отказа сети связи, о.е. | 0,05682 |
| Степень селективности РЗА, с | 0,1 |
| Вероятность отказа ЦУУ, о.е. | 0,01 |

Примечания: ЛС – ложные срабатывания, ИС – излишние срабатывания, ОС – отказы срабатывания, ЦЗ – централизованная защита. Данные, приведенные в таблице 2, основаны на многолетней статистике работы систем РЗА в РЭС и МЭС центрального и южного федеральных округов. Временные характеристики работы устройств РЗА основаны на данных ведущих мировых производителей [4].

Эффективность работы «классической» и централизованной систем РЗиА оценивалась в соответствии с международными показателями:

– **SAIFI** (System Average Interruption Frequency Index – средняя частота появления повреждений в системе) – характеризует среднее число раз в год, когда потребители теряли электроснабжение;

– **SAIDI** (System Average Interruption Duration Index – средняя продолжительность отключения) – характеризует в среднем продолжительность одного отключения в системе в год;

– **CAIFI** (Customer Average Interruption Frequency Index – средняя частота отключения одного потребителя) – характеризует в среднем количество отключений одного потребителя;

– **CAIDI** (Customer Average Interruption Duration Index – средняя продолжительность отключения одного потребителя) – характеризует в среднем время восстановления питания одного потребителя.

Проведено исследование из расчета один опыт – это один месяц исследования поведения системы РЗиА, моделирование проводится из расчета 5 лет работы систем РЗиА (итого 300 случаев КЗ). Результаты сравнения приведены в таблице 3 и на рис. 4.

Таблица 3

Показатели эффективности работы систем РЗиА

| | Децентрализованная РЗиА | | | | Централизованная РЗиА | | | |
|--------------|-------------------------|-------|-------|-------|-----------------------|------|------|-------|
| | 1 | 2 | 3 | Итого | 1 | 2 | 3 | Итого |
| Повреждение | 24 | 28 | 30 | 82 | 14 | 14 | 14 | 42 |
| Длительность | 14,37 | 17,27 | 19,27 | 50,92 | 3,73 | 3,73 | 3,73 | 11,19 |
| SAIFI | 0,5467 | | | 1,00 | 0,2800 | | | 0,51 |
| SAIDI | 0,3395 | | | 1,00 | 0,0746 | | | 0,22 |
| CAIFI | 0,48 | 0,56 | 0,6 | | 0,28 | 0,28 | 0,28 | |
| CAIDI | 0,29 | 0,35 | 0,39 | | 0,07 | 0,07 | 0,07 | |

Примечания: При расчете итоговых значений показателей SAIFI и SAIDI для сравнения двух систем РЗиА за единицу приняты соответствующие показатели для децентрализованной РЗиА.

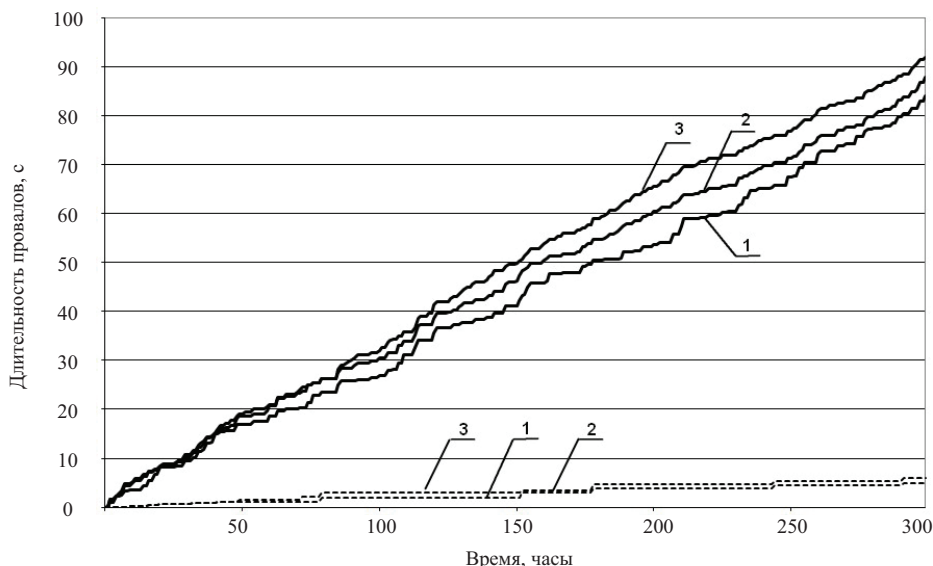


Рис. 4. Продолжительность отключений потребителей подстанций 1, 2 и 3. Сплошными линиями отмечено накопление продолжительности отключения для децентрализованной РЗиА, пунктирными – для централизованной РЗиА

Применение рассматриваемой системы для интегрированной электро-информационной сети позволяет соответствовать требованиям инновационного развития электроэнергетики и информационного общества, создавать «умные» электрические сети, интеллектуальную систему РЗА, существенно уменьшать стоимость реконструкции существующих, а также создаваемых систем электроснабжения, выполнять требования надежности электроснабжения потребителей различных категорий, способствующих развитию и становлению современного общества.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- [1] Федосеев А.М. Релейная защита электроэнергетических систем. Релейная защита сетей: Учеб. пособие для вузов. М.: Энергоатомиздат, 1984.
- [2] Анжело Инвериччи. Распределительные системы и распределенная генерация. ELECTRA, № 237, 2008 (председатель научного комитета СИГРЕ С6).
- [3] Патентное свидетельство RU 76753 U1, H02H 3/04 / Алексеев О.П., Арцишевский Я.Л., Вострокнутов С.А., Хохлов С.Ю., Хохлов М.Ю. Централизованная защита сети электроснабжения (приоритет 27.05.2008).
- [4] Andersson L., Brand K.-P., Brunner C., Wimmer W. Reliability investigations for SA communication architectures based on IEC 61850 // Paper IEEE_PT05-604SA, 2006.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

Арцишевский Ян Леонардович – кандидат технических наук, доцент, Московский Энергетический Институт (Технический Университет); (916) 609-17-06.

Вострокнутов Сергей Алексеевич – аспирант, Московский Энергетический Институт (Технический Университет); (926) 363-56-96.

Земцов Александр Анатольевич – аспирант, Московский Энергетический Институт (Технический Университет); (919) 773-04-57.

Московский Энергетический Институт (Технический Университет), кафедра релейной защиты и автоматизации энергетических систем (МЭИ (ТУ), кафедра РЗАЭс)
111250, Москва, ул. Красноказарменная, д. 14
rzias@yandex.ru

ПРОГРАММНЫЕ ПРОДУКТЫ ООО «ИЦ «БРЕСЛЕР» ДЛЯ СЛУЖБ РЗА

**ПОДШИВАЛИН Н.В., ЕФРЕМОВ В.А.,
МАКАРОВ А.В., ПОДШИВАЛИНА И.С.**

ООО «Исследовательский центр «Бреслер»

ООО ИЦ «Бреслер» в качестве одной из своих главных задач рассматривает обеспечение программными средствами автоматизации возможно большего спектра работ, выполняемых специалистами служб РЗА. Предприятие снабжает свои устройства РЗА программами по ранжированию, параметрированию и конфигурированию терминалов, а также программами для контроля, мониторинга защит и просмотра аварийных осциллограмм и анализа аварий.

Кроме этих программ, обязательных с точки зрения обеспечения качественной эксплуатации устройств, для служб релейной защиты и расчетных подразделений предприятием разработан ряд программных продуктов, которые позволяют:

- создавать и сопровождать централизованные информационные базы данных служб РЗА, содержащие наиболее полные сведения о первичном и вторичном оборудовании, его параметрах и эксплуатационном документообороте и формирующие отчетные документы разных форм и назначения;
- выполнять расчет параметров срабатывания устройств РЗА отечественных и зарубежных производителей;
- производить расчет токов короткого замыкания с дополнительными сервисными функциями по интерфейсу ввода/вывода информации.

СИСТЕМА АВТОМАТИЗАЦИИ РАБОТ СЛУЖБ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

В соответствии с задачами и работами, выполняемыми службами релейной защиты, в системе автоматизации должны присутствовать следующие компоненты:

- информационная база данных энергосистемы;
- программа расчета параметров схем замещения;
- программа расчета режимов работы энергосистемы;
- программа расчета уставок защит энергообъектов.

Структура и взаимодействие отдельных частей представлены на рис. 1.

Информационная база энергосистемы должна хранить не только первичные данные о защищаемом оборудовании и схеме сети, но и об установленных на данном оборудовании защитах и способах их подключения. На сегодняшний день не существует подобных полноценных электронных баз, чаще всего российские расчетчики берут эти сведения из предыдущих расчетов, сопоставляя с существующими схемами защищаемой сети и уточняя необходимые на текущий момент данные непосредственно на подстанции.

Программа расчета режимов работы энергосистемы должна предоставлять все данные о режимах, необходимые для расчета уставок. Исходя из существующих методик расчета уставок, в программе должен быть предусмотрен, в первую очередь, расчет токов, напряжений и сопротивлений в установившихся аварийных режимах. Модель энергосистемы, заложенная в программе, должна обеспечить точность, достаточную для расчета уставок.

В программе расчета уставок источником информации о защищаемом объекте становится информационная база, а источником информации о режимах его работы – программа расчета режимов. Выбор расчетных условий, коэффициентов и оценка полученных результатов должна оставаться за

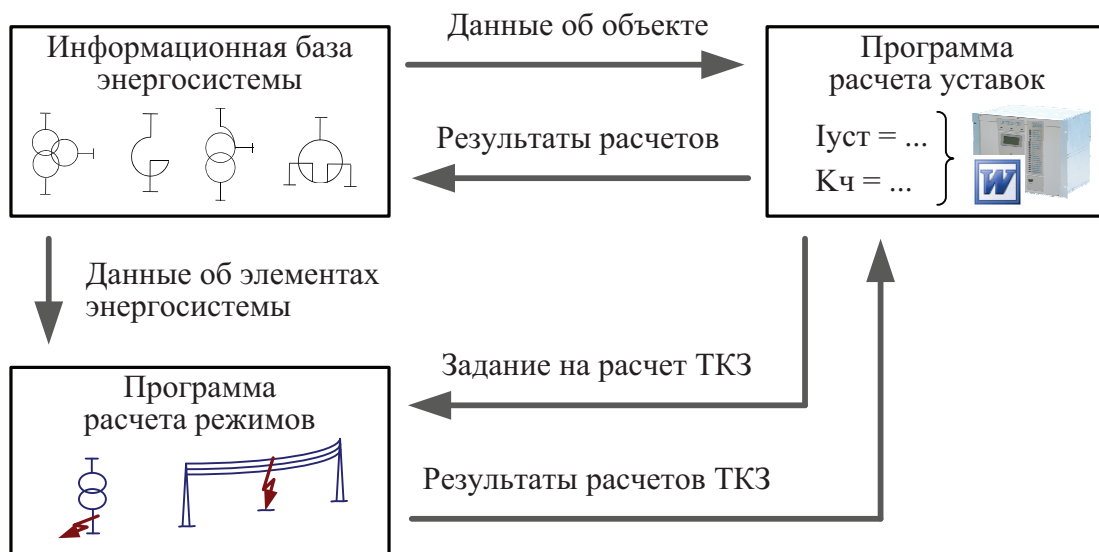


Рис. 1. Система автоматизации работ служб релейной защиты

расчетчиком, так как в определенной степени результаты этой работы зависят от специфики и опыта эксплуатации конкретной энергосистемы. Кроме того, видится целесообразным автоматизированное формирование программой расчета уставок заданий на расчет режимов с возможностью корректировки этих заданий расчетчиком.

Создание такой системы автоматизации возможно на базе программных продуктов ООО «ИЦ «Бреслер». В качестве информационной базы энергосистемы предприятие предлагает программный комплекс «Служба РЗА». Для расчета режимов рекомендуется программа «ТКЗ++». Расчет уставок может быть выполнен с помощью программы «PSC».

ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС «СЛУЖБА РЗА»

Программный комплекс предназначен для автоматизации работ служб релейной защиты и автоматики предприятий электроэнергетики. В его задачу входят:

- **централизация**, контроль актуальности, обеспечение сохранности, обеспечение доступности и конфиденциальности **информации службы**;
- автоматизация **электротехнических расчетов**: схем замещения первичного оборудования, токов КЗ в пределах ПС, параметров срабатывания защит;
- классификация и учет установленных **устройств РЗА**;
- учет **параметров** срабатывания устройств РЗА;
- учет анализа и статистики **срабатываний** устройств РЗА;
- планирование и учет регламентных **профилактических работ**;
- хранение нормативной и справочной **документации**.

Отличительные особенности программного комплекса:

- **специализация на задачах служб РЗА**. Программный комплекс разработан для решения задач служб РЗА различных сетевых предприятий;
- **наиболее полный спектр функций**. Автоматизированы наиболее трудоемкие рутинные работы;
- **ориентация на МРСК**. Большая часть функций применима на предприятиях производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии, но в наибольшей степени учтена специфика межрегиональных сетевых компаний;

- **настройка под требования и специфику предприятия-заказчика.** В случае необходимости функциональность может быть модифицирована и расширена в короткие сроки в соответствии с индивидуальными требованиями заказчика.

Применение программного комплекса позволяет существенно повысить **достоверность результатов** расчетов за счет многоуровневого контроля корректности вводимых данных и полной автоматизации расчетов. Формируемые отчеты содержат не только конечные результаты, но и промежуточные, а также принятые программой решения. Сокращается **время решения** оперативных задач. Существенно ускоряется поиск данных, внесение правок и получение отчетов.

ПРОГРАММА РАСЧЕТА РЕЖИМОВ «ТКЗ++»

Основным назначением программы является автоматизация расчета электрических величин при однократной продольной или поперечной несимметрии в схеме сети большого объема.

Программа позволяет выполнить следующие расчеты:

- расчет простых **металлических** повреждений (K(1), K(2), K(3), K(1,1));
- расчет **поперечной несимметрии** произвольной конфигурации;
- расчет **продольной несимметрии** с учетом тока предрежима;
- **массовый** расчет ТКЗ в выбранных пользователем узлах;
- поиск **максимального и минимального** режима путем перебора возможных переключений.

Помимо расчетов, программа позволяет выполнить различные виды преобразований и сервисного обслуживания модели:

- **редактирование** параметров сети;
- **экспорт** параметров модели в MS Excel;
- набор функций контроля и **анализа** схемы;
- **эквивалентирование** сети в сеть меньшего размера;
- **сравнение** и поиск различий в схемах;
- **слияние** сетей.

Основные достоинства программы:

- **совместимость** с общепринятыми форматами представления схем;
- проверенная способность работы с сетями более **7500 узлов**;
- **контроль** вносимых в схему изменений;
- высокая **скорость** расчета.

ПРОГРАММА РАСЧЕТА УСТАВОК «PSC»

В программе реализован наиболее полный спектр функций автоматизации расчета параметров срабатывания устройств РЗА, основными из них являются:

- получение **информации из базы данных** энергосистемы и возможность сохранения результатов расчета в различных форматах;
- интерфейс с программой **расчета режимов**: формирование задания на расчет и получение результатов расчета;
- непосредственный **расчет уставок**, выдержек времени и накладок по заложенным в программе алгоритмам;
- проверка **чувствительности** выбранных уставок;
- **контроль** вводимых и используемых в расчетах параметров и результатов на всех этапах расчета;
- формирование **протоколов расчета**, в том числе и кратких вариантов, содержащих лишь результирующие значения, для составления указаний по непосредственному параметрированию устройства на подстанции;
- подготовка **файлов уставок** для загрузки их в микропроцессорные устройства защиты.

В реализации программы возможны два типа интерфейса:

- открытый, разрешающий полный контроль и управление процессом выполнения расчетов;
- закрытый, позволяющий пользователю вводить лишь минимальное количество данных, на основе которых программа выполняет расчет, автоматически подбирая и выбирая значения всех коэффициентов.

Библиотечная организация программы позволяет расширять ее функциональность на обслуживание защит разного типа. Реализована обработка обширного перечня отечественных и импортных устройств РЗА и видов защищаемых объектов.

Дополнительные преимущества программе «PSC» дает ряд **сервисных функций**, как, например, графическое отображение характеристик срабатывания по результатам расчета с возможностью их сохранения и добавления в протоколы расчета. 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 возможность применения рекомендуемых значений параметров и редактирования заносимых в файл значений уставок. Гибкая контекстно-зависимая система помощи позволяет быстро получить всю необходимую информацию по использованию программы и заложенной в ней методике. 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.

Представленные программы имеют самостоятельное значение и применение. Однако объединение их в единую систему позволяет организовать информационное и алгоритмическое взаимодействие наилучшим образом, избавиться от выполнения рутинных операций и значительно повысить степень автоматизации работ специалистов служб РЗА.

ООО «ИЦ «Бреслер»

428020, Россия, г. Чебоксары, пр. И. Яковлева, 1

Тел.: (8352) 57-43-20, 57-43-21, 57-43-23 ... 57-43-29. Факс: (8352) 57-43-22

E-mail: rza@ic-bresler.ru

<http://www.ic-bresler.ru>

МЕТОДИКИ И ПРОГРАММЫ РАСЧЕТА УСТАВОК

ЕФРЕМОВ В.А., ПЕТРОВА О.В., ПОДШИВАЛИНА И.С.

ООО «Исследовательский центр «Бреслер»

ООО «ИЦ «Бреслер» по заказу ОАО «ФСК ЕЭС» ведет разработку программного комплекса автоматизации расчета уставок «ПАРУС РЗА». Программный комплекс в полной мере автоматизирует процессы выбора расчетных режимов, непосредственного расчета уставок и проверки чувствительности с контролем всех фигурирующих при этом параметров; выдает результаты в формате, понятном пользователю, и в формате, пригодном для файла конфигурации защиты; формирует протоколы расчета как в краткой (для выдачи задания на подстанцию), так и в полной (для архива) форме. Программный контроль и помощь в расчете не ограничивают пользователя в выборе данных для расчета. Пользователь сам может определять, какие измерительные органы рассчитывать, какие уставки и сопроводительные данные вносить в файл уставок. Кроме того, в комплексе автоматизирован процесс использования результатов расчета моделирующих режимы программ, в том числе АРМ СРЗА. Удобный интерфейс «ПАРУС РЗА» позволяет быстро и легко освоить работу с программой пользователю ПК любого уровня. Алгоритмы и методики расчета уставок и выбора параметров устройства, заложенные в программе, соответствуют нормативно-технической документации (руководящим указаниям, ПУЭ и т. п.) и рекомендациям производителей и раскрыты для пользователя в виде контекстно-зависимой справки, в которой методика излагается со ссылками на конкретные источники.

Процесс расчета параметров срабатывания можно разделить на четыре этапа. На первом этапе выполняется расчет электрических параметров (токов и напряжений) в различных режимах, наблюдаемых в энергосистеме – нормальных, аварийных, в максимальном и минимальном режимах работы. Для данного расчета уже существует немало программных средств, от мощных универсальных программных комплексов («АРМ СРЗА», «PSSЕ», «ТКЗ++» и др.) до специализированных программ, создаваемых с помощью стандартных математических библиотек для расчета специализированных режимов. В программном комплексе «ПАРУС РЗА» разработан интерфейс, адаптируемый для чтения файлов с результатами расчета режимов различных программ. Для универсальных программных комплексов «АРМ СРЗА» и «ТКЗ++» разрабатывается процедуры по стыковке этих программ с программным комплексом «ПАРУС РЗА» и базой данных энергообъектов.

На втором этапе выполняется непосредственный расчет уставок и проверка чувствительности защит. Данный этап характерен большим количеством однотипных операций и действий, выполняемых расчетчиком вручную, что может повлечь ошибки, связанные с человеческим фактором. Непосредственно расчет в программе «ПАРУС РЗА» выполнен двумя способами:

- быстрый расчет, когда вводится минимум необходимых параметров, сам расчет скрыт от пользователя, и программа выдает результат в конечном виде;
- полный расчет, когда вводится вся необходимая информация, пользователь контролирует каждый этап расчета.

Быстрый расчет имеет ряд преимуществ перед полным расчетом: пользователь меньше тратит времени на сам расчет, нет необходимости задумываться над выбранным алгоритмом расчета, назначением различных коэффициентов, уменьшается возможность неправильного выбора того или иного параметра. Поэтому данный способ может быть востребован в тех случаях, когда расчетами занимаются специалисты, не имеющие достаточного опыта работы, или при необходимости сокращения трудозатрат на расчет уставок защит. В то же время полный расчет удобен тем, что имеется контроль над каждым вводимым коэффициентом, визуально доступны все формулы, по которым производится расчет. Данный способ может быть востребован в тех случаях, когда расчетами занимается квалифицированный персонал, которому необходимо учесть особенности, присущие отдельным энергетическим системам и районам.

На третьем этапе автоматизации выполняется формирование отчетов и заполнение бланков уставок. Программный комплекс «ПАРУС РЗА» создает протоколы расчета не только в формате самой программы, но и в MS Word, MS Excel, DOS – по желанию пользователя. На этом этапе программа позволяет создавать однотипные бланки уставок для различных устройств защиты разных производителей. Программа имеет возможность представления только тех уставок, которые необходимы для конкретного устройства. При этом часть уставок («заводские уставки») остаются недоступными пользователю.

Структура программного комплекса такова, что в будущем возможно совмещение его работы с информационной базой, в которой хранятся схема сети и данные о первичном оборудовании, информация об установленных на данном оборудовании защитах и способах их подключения.

НОВЫЕ ИНТЕГРИРОВАННЫЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ АВТОМАТИЗАЦИИ ПОДСТАНЦИЙ НА БАЗЕ ОБОРУДОВАНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ФИРМ-ИЗГОТОВИТЕЛЕЙ

ДРОЗДОВА Т.В., ОКУНЕВ В.Л., ЛАДИК Т.И., ПИЧУРИН С.С.

ООО «Энергопромавтоматизация»

Повышение энергоэффективности и надежности работы отдельных энергообъектов и всей энергетической системы в целом обеспечивается внедрением современных иерархических систем управления. Нижний уровень такой системы образуют автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУ ТП) электросетевых объектов. Данные, получаемые от АСУ ТП энергообъектов, являются информационным базисом для всей совокупности задач, решаемых на всех уровнях управления ЕЭС. Поэтому для современных систем управления характерным является комплексный подход к решению всех задач оперативного и технологического характера. Такой подход неизбежно требует обеспечения в пределах комплексной системы обработки и передачи больших потоков данных. Минимизация и оптимизация этих потоков достигается интеграцией в пределах единого программно-технического комплекса всех задач защиты, регулирования, автоматического управления, сбора информации, оперативного управления и сбора данных для производственно-хозяйственной деятельности. Только в такой интегрированной системе можно избежать многократного дублирования систем сбора и передачи информации в разных подсистемах АСУ ТП и минимизировать объем технических средств всей системы.

Одной из основных технологических функций АСУ, связанных с вводом и первичной обработкой исходной информации, является интеграция информации от устройств РЗА. В связи с этим возникает проблема «совместимости» АСУ и РЗА. На первых этапах развитие АСУ ТП и РЗА шло самостоятельными путями у различных производителей. Влияние АСУ ТП на характеристики РЗА было минимальным. Однако по мере развития интеграции приходилось все полнее и глубже рассматривать РЗА в тесной связи с АСУ ТП. Первыми за решение этой проблемы за рубежом взялись большие концерны, производящие практически всю номенклатуру устройств вторичной коммутации. Отсюда появились системы, в которых производилась интеграция АСУ ТП и РЗА в рамках одной фирмы. При всех положительных качествах такой интеграции, очень скоро стали ясны и ее недостатки. Теперь Заказчик, покупая РЗА такой-то фирмы, вынужден был покупать и АСУ ТП того же производителя. А Потребителю хотелось иметь свободу выбора и в РЗА и в АСУ ТП. Ведь в мире так и не появилось самой лучшей защиты и самой лучшей АСУ ТП. Каждый из имеющихся вариантов оптимален только для определенных условий. Кроме того, в пределах жизненного цикла подстанция подвергается модернизации и перевооружению. При этом часто появляется новое оборудование, других производителей с усовершенствованными характеристиками. Интеграция в этом, наиболее распространенном случае, сталкивается с непреодолимыми препятствиями. Чтобы не потерять рынок, производители РЗА и АСУ вынуждены прибегать к сложной манипуляции характеристиками всего комплекса РЗА и АСУ. Так, часто системы РЗА и АСУ стараются не делить вообще, представляя решение в виде «комплекса» РЗА+АСУ, по которому невозможно сделать выводы о стоимости отдельных систем и провести грамотное финансовое и техническое сравнение с предложениями конкурентов. По этой же причине сейчас практически все производители АСУ, представленные на рынке Федеральной Сетевой Компании, отдают предпочтения «своим» устройствам РЗА. Все эти «пары» известны. Все аттестуемые на данный момент комплексы АСУ ТП позиционируются с конкретными устройствами РЗА, называемыми «основными», все остальные варианты интеграции, представленные на аттестацию, – вторичны, либо же это протоколы испытаний с объектов, где пришлось «случайно» столкнуться со сторонними устройствами.

С одной стороны, такая политика вовсе неплоха. По крайней мере, решения будут точно отработаны и совместимы. Ну а если на энергообъекте уже имеются устройства РЗА? Или, например, как быть с системой ТМ, которую необходимо «обновить», интегрировав новые защиты? Или если у Заказчиков есть предпочтения по данному региону, связанные с удобством эксплуатации однотипных устройств? Это вполне реальные вопросы, которые возникают периодически, в том числе и потому, что программа по реконструкции энергообъектов гораздо шире, чем по новому строительству. И это обуславливает в некоторых случаях невозможность реализации единого информационного пространства. Кроме того, решения по интеграции со «случайными» устройствами РЗА часто приводят к упрощению и «автономизации» функций. Например, в АСУ ТП не передается информация о действующих уставках и осциллограммы аварийных процессов. В этом случае релейщикам предлагается дополнительно использовать специализированные «фирменные» программы для настройки терминалов РЗА.

Принципиально иной путь интеграции предлагает компания ООО «Энергопромавтоматизация». Этот путь характеризуется тем, что Заказчику предлагается комплекс ПО SCADA NPT Expert, открытый в определенных пределах для корректировки по согласованию с Заказчиком, и практически неограниченный выбор технических средств любых отечественных и зарубежных производителей. Такой подход гарантирует Заказчику максимальную свободу выбора при внедрении АСУ ТП на новом строящемся объекте и при его модернизации в дальнейшем. Только такой подход гарантирует возможность достижения оптимального соотношения цена/качество.

На первом этапе компания ООО «Энергопромавтоматизация» реализовала полноценную интеграцию в SCADA NPT Expert устройств РЗА компании «ЭКРА». Было получено большое количество удачных совместных внедрений на объектах ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «РусГидро» и др. Однако наш опыт по интеграции различных устройств РЗА как отечественных, так и зарубежных, показал, что необходимо развивать полномасштабные интеграционные решения не только с некоторыми передовыми фирмами, но и с большинством уже существующих на российском рынке устройств защиты и автоматики. К таким устройствам относятся продукты фирм Siemens, GE, Areva, ЭКРА, Радиус-Автоматика, Механотроника, Шнайдер Электрик, ЧЭАЗ и др.

Нам кажется, что именно такой новый подход к интеграционным решениям АСУ ТП поможет облегчить эксплуатацию, а также расширить возможности Заказчика при выборе устройств РЗА.

Оптимизация интеграции всей разнородной информации о нормальных и аварийных режимах энергообъекта в единый информационный комплекс АСУ ТП, начала быстро развиваться после разработки МЭК специальных стандартов коммуникации на подстанциях. С учетом этих стандартов в предлагаемом варианте интеграции на одном объекте могут быть интегрированы защиты ЭКРА по МЭК 61870-5-103, защиты Siemens по МЭК 61850, устройства ОМП ИМФ-3М (Радиус-Автоматика) по протоколу Modbus и др. Таких разнородных систем уже внедрено очень много на подстанциях МЭС Центра, МЭС Северо-Запада и других МЭС.

Надо отметить, что предлагаемая политика является оправданной не только по отношению к РЗА, но и при выборе технических средств АСУ ТП. В настоящее время в связи с появлением высокопроизводительных надежных интеллектуальных электронных устройств в основу принимаемых в ООО «Энергопромавтоматизация» технических решений принято использование структуры с контроллерами присоединения или многофункциональными измерительными устройствами. Разработан ряд типовых решений по АСУ ТП с использованием различных вариантов компоновки технических средств, в соответствии с финансовыми возможностями Заказчика и особенностями энергообъекта. Контроллеры присоединения, используемые сегодня на объектах электроэнергетики, отличаются по функциональности и по стоимости. Предоставляя выбор Заказчику, мы позволяем ему оптимизировать многие вопросы, связанные с внедрением и эксплуатацией всех систем АСУ ТП. На сегодня, на наш взгляд, наиболее выгодным по стоимости и функциональности является решение, основанное на использовании контроллеров присоединения Satel SA 330 (Израиль). Однако, также можно отметить успешную работу в составе нашей системы контроллеров Sprecon-E-C (Австрия), Mikronika (Польша), Siemens (Германия), Прософт Системы (Россия) и других зарубежных контроллеров присоединения, пока не распространенных на российском рынке, но известных за рубежом.

Единственной неизменной составляющей нашего комплекса от объекта к объекту остается SCADA NPT Expert, созданная нашей компанией и обладающая широкими возможностями по интеграции всевозможных устройств и получившая много положительных отзывов.

Мы назвали свой комплекс АСУ ТП NPT Expert и в подтверждении наших возможностей подали его на аттестацию в ОАО «ФСК ЕЭС». На данный момент весь комплекс, состоящий из очень большого количества всевозможных микропроцессорных устройств, (не только РЗА, но и контроллеров, многофункциональных измерителей и т. д.) и SCADA NPT Expert собран на нашем производстве в Санкт-Петербурге, проведены штормовые испытания, программа и методики испытаний направлена на согласование в ОАО «ФСК ЕЭС». До середины 2010 года мы надеемся получить положительное аттестационное заключение Федеральной Сетевой Компании.

Подробнее ознакомиться с элементами нашего комплекса АСУ ТП можно в прилагаемой таблице.

| Компания-изготовитель | Название устройства | Протокол | Интерфейс |
|-------------------------------------|------------------------|---------------------------------------|------------------|
| SATEC Ltd. | Satec SA330 | MODBUS-RTU MODBUS-TCP IEC 61850 | RS-485, Ethernet |
| | Satec 130 EH | MODBUS | RS-485 |
| | Satec 175 | MODBUS | RS-485 |
| SIEMENS AG | Siemens TM 1703 | IEC 60870-5-104, IEC 61850 | Ethernet |
| | Siemens BC 1703 | IEC 60870-5-104, IEC 61850 | Ethernet |
| | Siemens AK 1703 | IEC 60870-5-104, IEC 61850 | Ethernet |
| | Siemens Siprotec 7SJ64 | IEC 60870-5-104, IEC 61850 | Ethernet |
| | Siemens Siprotec 7UT63 | IEC 60870-5-104, IEC 61850 | Ethernet |
| Sprecher Automation GmbH | Sprecon E-C | IEC 60870-5-104 | Ethernet |
| Schweitzer Engineering Laboratories | SEL-451 | IEC 60870-5-104, IEC 61850 | Ethernet |
| Schneider Electric SA | ION 6200 | MODBUS | RS-485 |
| | ION 7350 | ION PROTOCOL | RS-485 |
| | ION 8500 | ION PROTOCOL | RS-485 |
| | ION 8600 | ION PROTOCOL | RS-485 |
| General Electric Company | GE F-60 | IEC 60870-5-104, IEC 61850 | Ethernet |
| | L-90 | IEC 60870-5-104 | Ethernet |
| AREVA T&D | Areva MiCOM P437 | IEC 60870-5-103 | RS-485 |
| ООО НПП «ЭКРА» | ЭКРА 2704 | IEC 60870-5-103 IEC 61850 | RS-485 |
| | ЭКРА 2502 | IEC 60870-5-103 IEC 61850 | RS-485 |

| Компания-изготовитель | Название устройства | Протокол | Интерфейс |
|--------------------------------|---------------------|----------------------------------|--------------------------|
| ЗАО «РАДИУС Автоматика» | Радиус Сириус-2В | Протокол «Старт» | RS-485, токовая петля |
| | Радиус Сириус-2Л | Протокол «Старт» | RS-485, токовая петля |
| | Радиус Сириус-2С | Протокол «Старт» | RS-485, токовая петля |
| | Радиус Сириус-ЦС | Протокол «Старт» | RS-485, токовая петля |
| | Радиус Сириус-АЧР | Протокол «Старт» | RS-485, токовая петля |
| | Радиус РНМ-1 | Протокол «Старт» | RS-485, токовая петля |
| | Радиус ИМФ-3С | Протокол «Старт» | RS-485, токовая петля |
| | Радиус ИМФ-3Р | Протокол «Старт» | RS-485, токовая петля |
| ООО «Прософт-Системы» | МКПА | IEC 60870-5-104 IEC 61850 | Ethernet |
| ООО «НТЦ «Механотроника» | РЗА «БМРЗ» | MODBUS | RS-485 |
| | Дуга-БЦ | MODBUS | RS-485 |
| ЗАО «КРОК инкорпорейтед» | ССПТИ | IEC 60870-5-104 | Ethernet |
| Maschinefabrik Reinhausen GmbH | Tapcon 240 | IEC60870-5-103 | RS-485 |
| ЗАО «Конвертор-МЭ» | Контроллер ЩПТ | MODBUS | RS-485 |
| ООО «АББ» | СР-24 | IEC 60870-5-101 | RS-485 |
| ООО «Уралэнергосервис» | АКА «Кедр» | IEC 60870-5-101 нестандартный | RS-485 |
| ЗАО «ЧЭАЗ» | БЭМП | MODBUS | RS-485 |
| Iskra Sistemi, d.d. | Система ПА ЕТ-8 | CGI запросы | Ethernet |
| Elster Metronica | RTU325 | IEC 61107 | RS-485 |
| | RTU325 | IEC 60870-5-104 | Ethernet |

Многолетний опыт нашей работы над созданием современной АСУ ТП позволяет с уверенностью сказать, что для нас сейчас не существует преград в интеграции любых микропроцессорных устройств. Наша система АСУ ТП является отечественной разработкой, но по своей функциональности не уступает, а иногда и превосходит зарубежные аналоги. Само собой разумеется, что у нас нет проблем с русификацией и учетом особенностей отечественной энергетики.

ДВА В ОДНОМ – СОВМЕЩЕНИЕ ФУНКЦИЙ УПРАВЛЕНИЯ ДГР И ОПФ

КОЗЛОВ В.Н., ПЕТРОВ М.И., СОЛОВЬЁВ И.В.

ООО «НПП Бреслер»

Одним из наиболее прогрессивных режимов работы сетей 6–35 кВ с изолированной нейтралью является режим, при котором нейтраль сети заземлена через дугогасящий реактор (ДГР). Эффективность данного режима доказана весьма убедительно в целом ряде научных трудов, например в [1]. Данный способ заземления нейтрали порождает собой две задачи, которые необходимо разрешить, а именно задачу автоматической настройки дугогасящего реактора на резонансный режим работы сети и задачу определения поврежденного фидера (присоединения). Рассмотрим варианты решения этих задач при помощи оборудования, выпускаемого НПП Бреслер, подробнее.

В нормальном режиме работы сети (при отсутствии однофазного замыкания на землю) автоматика ДГР подстраивает индуктивный ток плунжерного дугогасящего реактора соразмерно эквивалентному емкостному току сети, добиваясь тем самым, полной компенсации емкостного тока. Подстройка реактора осуществляется на основе измерения величины расстройки ν контура нулевой последовательности сети по его переходной характеристике. В частности, для вычисления расстройки используется частота свободных колебаний контура. Данные колебания возникают в результате искусственного воздействия (возмущения) на контур при помощи блока наложения. Блок наложения, управляемый терминалом автоматики ДГР, подключается так, чтобы его воздействие пришлось на контур, например к сигнальной обмотке ДГР. Форма и характер воздействия на контур, в данном случае, не играют какой либо существенной роли и предназначены исключительно для провоцирования переходного процесса в нейтрали сети. Опыт эксплуатации терминала автоматики ДГР «Бреслер-0107.060» подробно изложен в [2] и [3]. В случае возникновения однофазного замыкания на землю, работа автоматики блокируется, поскольку изменение положения плунжера реактора во время замыкания на землю запрещено, а реактор, настроенный в резонанс, сводит к минимуму величину тока короткого замыкания и, как следствие, способствует скорейшему погашению дуги в месте замыкания или ее безопасному горению.

Решение задачи определения поврежденного фидера (ОПФ), в отличие от задачи автоматики ДГР, осуществляется после подтверждения факта наличия однофазного замыкания на землю, во время блокировки работы автоматики ДГР. Как было отмечено выше, настроенный в резонанс реактор сводит к минимуму токи однофазного замыкания на землю. Данный факт значительно усложняет задачу ОПФ, поскольку трансформаторы тока нулевой последовательности, установленные на отходящих фидерах, становятся практически нечувствительными к столь незначительным токам короткого замыкания. Рассмотрим работу трех основных методов определения поврежденного присоединения в сетях данной категории.

Общеизвестный способ определения поврежденного фидера по максимуму суммы токов высших гармоник [4], работоспособен (срабатывает верно) лишь в ограниченном множестве подстанций данной категории, и качество его работы обусловлено в первую очередь характером нагрузки подстанции и топологией сети. Плачевный опыт эксплуатации устройств, функционирующих по данному принципу, есть практически в каждой сети, таким образом, данный метод может быть использован исключительно в качестве подтверждающего метода.

Метод Л.Е. Дударева (г. Донецк, ДПИ, 1975), заключающийся в определении знака первой полуволны подходит для идентификации фидера только при перемежающемся замыкании. На рис. 1

приведены осциллограммы токов короткого замыкания на п.ст. 110/10 кВ, записанные терминалом ОПФ «Бреслер-0107.080», из которых видна хорошая селективность данного метода.

Для полного покрытия всего множества возможных видов ОЗЗ необходимо определение поврежденного присоединения и для случая устойчивого замыкания на землю. В данном случае необходимо использовать активный алгоритм, основанный на наложении в нейтраль сети сигнала не кратного промышленной частоте и последующего спектрального анализа сигналов, поступающих с датчиков тока. Один из вариантов реализации данного алгоритма описан, например, в [5]. Для реализации активного алгоритма используется блок наложения, подключенный к нейтрали сети и управляемый терминалом ОПФ.

Поскольку терминалы ДГР и ОПФ работают в разные временные моменты, и оба используют наложение в нейтраль сети, напрашивается очевидный вывод по совмещению функций ДГР и ОПФ в пределах одного терминала с общим блоком наложения. Указанная задумка успешно реализована в терминале ДГР и ОПФ «Бреслер-0107.068». Данная реализация позволяет удешевить совместное решение двух ранее обозначенных задач по автоматической настройке ДГР и определению поврежденного фидера.

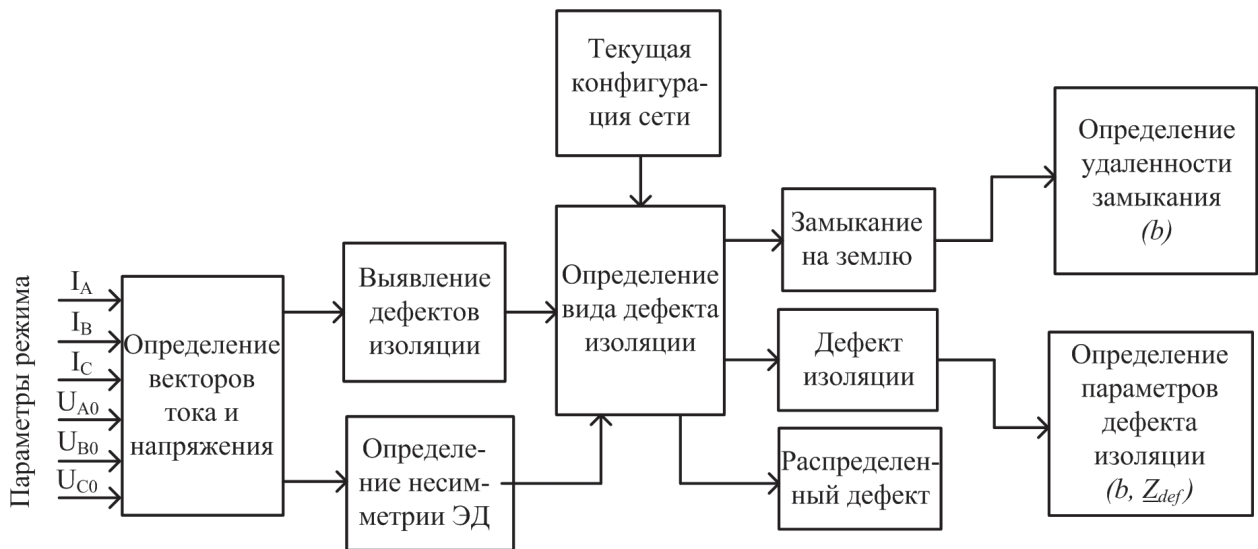


Рис. 1. Осциллограммы токов короткого замыкания, полученных терминалом ОПФ

Таким образом, терминал автоматики ДГР и ОПФ «Бреслер-0107.068», выпускаемый НПП Бреслер, совмещает в себе множество современных алгоритмов, по поддержанию контура нулевой последовательности сети в резонансном режиме и корректному определению поврежденного присоединения для всех категорий сетей и видов замыканий.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Вильгейм Р., Уотерс М. Заземление нейтрали в высоковольтных системах. М.: Госэнергоиздат, 1959.
- [2] Петров М.И., Соловьёв И.В., Чиндякин В.И., Сальцев В.П. Эксплуатация шкафов автоматики и управления типа «Бреслер» // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего востока. Специальный выпуск. № 1. 2008.

Москва, 1–4 июня 2010 г.

- [3] Козлов В.Н., Ильин В.Ф. Дугогасящие реакторы в сетях 6-35 кВ. Реализация метода автоматического управления // Новости Электротехники. № 2 (50). 2008. С. 92-94.
- [4] Устройство определения присоединения с однофазным замыканием на землю «Сириус-ОЗЗ». Руководство по эксплуатации. ЗАО «РАДИУС Автоматика». Москва. www.rza.ru
- [5] Патент РФ № 2268524. Н02Н3/16. Устройство для защиты от замыканий на землю в сетях с компенсацией емкостного тока / Ванштейн Р.А., Шестакова В.В., Юдин С.М. Опубликовано: 20.01.2006, бюл. № 2.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

Козлов Владимир Николаевич в 1975 г. окончил ЧГУ им. Ульянова по специальности «Электрические аппараты», кандидат технических наук, доцент кафедры ТОЭ и РЗА.

Петров Михаил Иванович в 1979 г. окончил ЧГУ им. Ульянова по специальности «Электроснабжение промышленных предприятий», кандидат технических наук, доцент кафедры ЭСПП.

Соловьёв Игорь Валерьевич в 2007 г. окончил ЧГУ им. Ульянова по специальности «Программное обеспечение вычислительной техники и автоматизированных систем». Аспирант кафедры «ТОЭ и РЗА» Чувашского госуниверситета.

УСТРОЙСТВА ЗАЩИТЫ И УПРАВЛЕНИЯ ДЛЯ СЕТЕЙ 110-220 кВ СЕРИИ 650

САБАТАРОВ А.В., АРСЕНТЬЕВ А.П.

ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы»

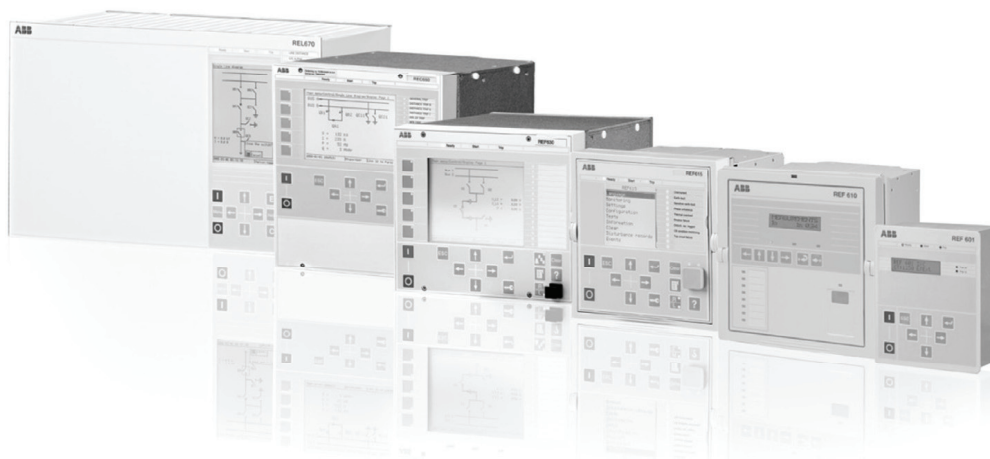
1. СЕМЕЙСТВО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ ЭЛЕКТРОННЫХ УСТРОЙСТВ RELION®

Семейство Relion – новый шаг в релейной защите и автоматике. Современный технический уровень в сочетании с проверенными алгоритмами устройств АББ, унаследованными от их предшественников, воплотились в новом семействе Relion, которое включает в себя устройства серий 670, 650, 630, 615, 610 и 600. Представленное многообразие устройств позволяет выбрать наиболее экономически эффективное решение.

1.1. Серия 650 – решение для распределительных электрических сетей 110-220 кВ

Устройства серии 650 представляют собой готовые к применению решения для защиты линий (REL650) и трансформаторов (RET650), а также для управления коммутационными аппаратами (REC650). В интеллектуальных электронных устройствах (ИЭУ) 650 серии внедрены инновационные решения, одно из них – значительное сокращение уставок. Еще до отгрузки с завода задаются все основные уставки. Остается лишь задать уставки, являющиеся специфическими для конкретного применения – например, параметры линии. Большинство уставок – например, защиты трансформатора, задаются в процентах от номинальных параметров трансформатора, что освобождает от пересчета значений уровней срабатывания по току и напряжению. Такое решение позволяет упростить и ускорить введение ИЭУ 650 серии в работу.

Наличие различных вариантов готовых конфигураций с полным функциональным составом и заданными основными уставками, прошедшими типовые испытания, упрощает применение данных устройств на всех этапах от заказа, наладки и вводу в эксплуатацию до проведения межинтервальных проверок.



1.1.1. Аппаратная платформа

Устройства выполнены на общей модульной аппаратной платформе в корпусе шириной – 1/2 от 19" размера (205,7 мм) евростандарта и могут быть оснащены максимум двумя модулями аналоговых входов (АИМ) и до 4 модулей двоичных входов/выходов (ИОМ). Каждый модуль аналоговых входов позволят подключить к устройству до 10 цепей токов и/или напряжений от высоковольтных ТТ и ТН. Токовый разъем устройства снабжен механизмом, который позволят отсоединять цепи от ТТ без их разрыва. Модули ИОМ позволяют подключить к одному устройству от 14 до 50 двоичных входов и от 9 до 45 выходных цепей. Универсальный блок питания позволяет запитывать устройства от постоянного и переменного токов. Уровень срабатывания двоичных входов устройства задается уставкой. Для надежной работы двоичные входы имеют импульсную характеристику, которая обеспечивает пробой оксидной пленки внешних контактов. Выходные реле с высокой коммутационной способностью выдерживают ток включения 30 А в течении 0,5 с и 8 А длительно, и способны отключать индуктивную нагрузку с постоянной времени 40 мс с током 0,3 А. Выходные сигнальные реле выдерживают ток включения 10 А в течении 0,5 с и 8 А длительно, и способны отключать индуктивную нагрузку с постоянной времени 40 мс с током 0,1 А.



1.1.2. Система синхронизации времени

Возможность синхронизации внутренних часов с точностью 1 мс в соответствие со стандартами МЭК61850 (по Ethernet или SNTP) и DNP 3.0.

1.1.3. Связь с системой АСУ

Устройство снабжено одним портом связи Ethernet (оптический или гальванический канал) для связи с системой по МЭК61850 и одним портом связи по DNP 3.0.

1.1.4. Местный ИЧМ

Местный ИЧМ включает:

- передний порт связи с разъемом RJ-45 для подключения компьютера по интерфейсу Ethernet (протокол TCP/IP) с помощью стандартного кабеля;
- светодиода для индикации состояния устройства;
- 15 сигнальных трехцветных светодиодов с режимом работы определяемых пользователем;
- графический дисплей разрешением 320 × 240 пикселей;
- клавиатуру с кнопками для управления коммутационными аппаратами и навигации в меню, переключателем выбора местного и дистанционного управления коммутационными аппаратами, кнопки сброса/квитирования, программируемыми пользователем кнопками.

Подробная документация и разработанные рекомендации на устройства 650-й серии помогут пользователю найти ответы на возникающие в процессе работы вопросы.

1.2. REC650 – Устройство управления присоединением

1.2.1. Возможности управления

REC650 позволяет выполнить управление и отображение положения на ИЧМ 8 коммутационных аппаратов. В управлении коммутационными аппаратами заложен принцип «выбора» устройства до переключения, что позволяет обеспечить безопасность управления и предотвратить возможные ошибки персонала. Выбрав ИЧМ устройства в качестве основного места управления, обеспечиваются быстрое выполнение оперативных переключений и просмотр основных параметров режима.

1.2.2. Оперативные блокировки

Функциональные возможности оперативных блокировок в устройстве REC650 позволяют предотвратить опасные и повреждающие распределительное устройство оперативные переключения и обеспечить безопасность персонала. Функциональная возможность резервирования повышает надежность оперативных блокировок присоединения или подстанции. Функция резервирования предотвращает одновременные переключения аппаратов и обеспечивает проверку подлинности состояния оперативных блокировок в момент переключения.

Имеются готовые и проверенные функциональные блоки оперативных блокировок почти для всех схем распределительных устройств. Горизонтальные связи и оперативные блокировки в ИЭУ 650 серии выполняются с помощью GOOSE сообщений стандарта МЭК 61850. С экономической точки зрения это решение является наиболее выгодным.

В дополнение к оперативным блокировкам для повышения надежности, дискретные выходные реле оснащены функцией самодиагностики, предотвращающей нежелательные срабатывания. Соответствие жестким требованиям по электромагнитной совместимости (ЭМС) обеспечивает надежное управление коммутационными аппаратами.

1.2.3. Контроль

В устройстве REC650 имеются функции контроля цепей выключателя и напряжения батареи оперативного питания. Наличие трех выходов контроля цепей выключателя исключает необходимость в дополнительном устройстве контроля цепей отключения.

Устройство REC650 выполняет функции управления, мониторинга и защиты выключателей, разъединителей и заземляющих ножей в различных схемах распределительных устройств. Широкие возможности применения устройств 650-й серии дополняются поддержкой стандарта МЭК 61850. В них реализована идеология стандарта МЭК 61850, который обеспечивает открытую, модернизируемую и гибкую архитектуру системы, адаптируемую под современные технические требования. Тем самым устройства 650-й серии являются наилучшим решением при реконструкции объекта, расширении существующего хозяйства, а также на вновь водимых объектах.

1.3. REL650 – Устройство дистанционной защиты линии

1.3.1. Надежная защита воздушных и кабельных линий

Устройство REL650 предназначено для защиты с высокой чувствительностью воздушных и кабельных линий, не предъявляющее высоких требований к каналу связи с противоположным концом линии. Для обеспечения высокой надежности измерения, уставки для всех пяти зон задаются не-

зависимо для всех групп уставок. Имеются функции дистанционной защиты с полигональными и круговыми характеристиками. Что позволяет обеспечить согласованность с существующими схемами связи дистанционных защит в энергосистеме.

Дистанционная защита имеет встроенную функцию отстройки от нагрузочного режима, что улучшает возможность обнаружения повреждений через большое сопротивление на сильно нагруженных линиях. Это особенно актуально в распределительных сетях, где на наиболее нагруженных линиях необходимо выявлять и отключать повреждения через большое сопротивление. Алгоритм компенсации тока нагрузки первой зоны предотвращает излишнее отключение при повреждениях через большое сопротивление и режимах протекания большой мощности. Встроенная функция обнаружения качания предотвращает излишнее отключение линии в случае обнаружения режима качаний в энергосистеме, вызванного отключением параллельной линии, набросом нагрузки или отключением мощных генераторов.

1.3.2. На основе идеологии стандарта МЭК 61850

ИЭУ REL650 разработаны на основе идеологии стандарта МЭК 61850, выполняя все его основные аспекты, тем самым обеспечивая открытую, модернизируемую и гибкую архитектуру системы, которые положены в основу стандарта. Возможности стандарта позволяют реализовать широкие возможности связи, например, GOOSE связь для горизонтальных связей. Устройства 650-й серии обеспечивают высокую гибкость применения, что является отличным выбором для реконструируемых и вновь вводимых объектов энергетики.

Устройство REL650 обеспечивает широкие возможности применения. Имеются встроенные функции полносхемной дистанционной защиты с независимым селектором поврежденной фазы, определения качаний мощности и широкий набор логики схем связи. Наличие пяти зон дистанционной защиты от междуфазных замыканий и замыканий на землю позволяет выполнить защиту воздушных и кабельных линий с различными схемами заземления нейтрали. В устройства 650-й серии также включена токовая защита по нулевой последовательности, которая позволяет выявлять и устранять замыкания на землю через большое сопротивление, которые имеют место быть в распределительных сетях.

1.4. RET650 – Устройство защиты трансформатора

1.4.1. Непревзойденная чувствительность и время срабатывания

Функция дифференциальной защиты устройства RET650 имеет возможность учета влияния РПН, что существенным образом повышает чувствительность защиты. Устройство RET650 обеспечивает защиту трансформатора от межвитковых замыканий, а также от внутренних замыканий с низкими токами. Имеется функция дифференциальной защиты по обратной последовательности, которая значительно быстрее и чувствительнее дифференциальной защиты трансформатора на полные токи. На основе ее выполняется чувствительная дифференциальная защита от внутренних развивающихся замыканий, которая позволяет отключить поврежденный трансформатор еще до перехода повреждения в более тяжелое, тем самым значительно сокращая материальный ущерб и удешевляя последующий ремонт силового трансформатора. Устройство RET650 не предъявляет высоких требований к ТТ, так же отсутствует необходимость в установке промежуточных ТТ.

Функция дифференциальной защиты по нулевой последовательности для глухо заземленных или заземленных через небольшое сопротивление обмоток трансформатора обеспечивает высокую устойчивость к внешним коротким замыканиям. Индивидуальное применение для каждой обмотки и отсутствие необходимости в гармоническом анализе по второй гармонике обеспечивают высокую чувствительность и быстрдействие защиты. Дополнительное критерий проверки направленности повышает селективность защиты.

На основе имеющихся функций направленной и/или направленной МТЗ выполняется резервная защита. Применение данной защиты и дифференциальной защиты по нулевой последовательности позволяет выявлять повреждения с высокой чувствительностью, менее 1% замкнутых витков, и выполнить защиту всего силового трансформатора. Функция тепловой защиты позволяет предотвратить повреждение трансформатора, вызванные перегрузкой. Функция резервирования отказов выключателя выполняет быстрое отключение смежных выключателей, а также повторное отключение «на себя», например, для предотвращения ложного отключения во время наладки. Сочетание основных и большого количества резервных защит в одном устройстве является выгодным экономическим решением: сокращает время на наладку и ввод в работу, а также экономит место и снижает затраты на запасные части.

Устройство RET650 является быстродействующей и селективной защитой, выполняет мониторинг и управление, предназначено для защиты всех типов трансформаторов, таких как двух- и трехобмоточные трансформаторы, трансформаторы собственных нужд и специальные трансформаторы тяговых сетей.

1.5. Эффективная работа с устройствами защиты, автоматики и управления

Пакет прикладных программ РСМ600 (Protection and Control IED Manager) включает в себя все необходимые функции для работы со всеми устройствами семейства Relion. Удобный инструментальный РСМ600 позволяет настраивать и управлять устройством на протяжении всего срока эксплуатации, от создания конфигурации защиты и связи до чтения и просмотра осциллограмм в последующем, включая возможность автоматического создания отчета об аварийном режиме.

Все устройства семейства Relion, внедряемые ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы», имеют русифицированный интерфейс (ИЧМ), снабжены документацией на русском языке, соответствуют требованиям нормативных документов и имеют сертификаты соответствия согласно ГОСТ Р и др. Для данных устройств разработаны типовые решения, схемы привязки, рекомендации по расчету уставок, рекомендации по обслуживанию и т.п. Специалисты компании осуществляют гарантийную и послегарантийную техническую поддержку заказчиков, выполняют шеф-монтаж и шеф-наладку. Разработаны и проводятся соответствующие курсы обучения по оборудованию семейства Relion. Выбирая передовые технологии АББ, мировой опыт применения и развитую сеть поддержки клиентов, вы можете быть абсолютно уверены, что ваше оборудование будет работать надежно в любой ситуации.

ШКАФЫ ЗАЩИТ И АВТОМАТИКИ ГЕНЕРАТОРОВ, ТРАНСФОРМАТОРОВ И БЛОКОВ ГЕНЕРАТОР-ТРАНСФОРМАТОР ТИПОВ ШЭ1110...ШЭ1113

НАУМОВ В.А., ДОРОНИН А.В.

ООО «НПП «ЭКРА»

ООО «НПП «ЭКРА» – лидер российского рынка микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики генераторов, трансформаторов и блоков генератор-трансформатор. Шкафы серии ШЭ1110...ШЭ1113 были разработаны отделом станционного оборудования компании для применения в качестве комплексной системы защит генераторов и блоков генератор трансформатор, для реализации устройств управления и автоматизации электростанций в 1998 г., в том же году была осуществлена и первая поставка комплекса на ГЭС.

В настоящий момент комплексные защиты станционного оборудования находятся в эксплуатации на 112 электростанциях (26 гидроэлектростанций, 84 теплоэлектростанции и 2 атомные станции), в том числе на 20 электростанциях ближнего и дальнего зарубежья. Кроме того, шкафы защит установлены для обучения в 4 учебных заведениях.

Всего за период с 1998 по 2009 год поставлено 596 шкафов микропроцессорных устройств РЗА станционного оборудования. Суммарная мощность защищаемых генераторов порядка 33 ГВт, трансформаторов – 35 ГВА.

По мере оснащения энергообъектов шкафами защит серии ШЭ111х, накопления опыта проектирования и эксплуатации, перед отделом РЗА станционного оборудования возникли новые задачи.

Наиболее значимыми из них являются:

- модернизация аппаратно-программной платформы цифровых РЗА станционного оборудования;
- разработка новых функций защит;
- расширение номенклатуры выпускаемых шкафов.

Модернизация терминалов, встраиваемых в шкафы серии ШЭ1110...ШЭ1113, обусловлена появлением на рынке более совершенной элементной базы и новых электронных компонентов. Выпуск шкафов с модернизированными терминалами серии ЭКРА 21х начат в 2009 г.

Главной особенностью модернизированных терминалов серии ЭКРА 21х является улучшенные технические и эргономические характеристики, а также более широкие возможности по количеству аналоговых входов – до 70 и количеству дискретных входов/выходов – 64/78. Также существенно расширены возможности модуля светодиодной индикации, содержащего до 192 светодиодов. Расширенные аппаратные возможности позволяют реализовать на основе этого терминала более сложные проекты, например для атомных электростанций.

Модернизировано и внутреннее программное обеспечение терминала. Наряду с уже используемой в терминалах РЗА станционного оборудования так называемой «гибкой логикой», позволяющей программно конфигурировать логику взаимодействия защитных функций, внедрен функциональный макроязык с интуитивно понятным синтаксисом для разработки новых защит. Это позволяет отказаться при разработке защиты от низкоуровневого программирования и использовать функции, уже разработанные для других защит.

Внедрение макроязыка позволило существенно ускорить процесс разработки новых защит, быстро реагировать на изменения требований Заказчика к разрабатываемой или уже существующей защите, а также реализовывать сложные алгоритмы защит в кратчайшие сроки.

Улучшенные технические характеристики открывают новые возможности для интеграции в систему АСУ по различным интерфейсам и протоколам. В настоящий момент реализованы следующие коммуникационные интерфейсы:

- МЭК 61850;
- МЭК 60870-5-103;
- МЭК 60870-5-104;
- Modbus TCP/IP;
- Modbus/RTU;
- возможна передача данных посредством OPC-технологии.

В терминалах также предусмотрены функции встроенного аварийного осциллографа и регистратора аварийных событий.

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ГЕНЕРАТОРОВ И БЛОКОВ ГЕНЕРАТОР-ТРАНСФОРМАТОР



Рис. 1.
Внешний вид
шкафа ШЭ1111

Шкафы защит станционного оборудования типов ШЭ1110, ШЭ1111, ШЭ1112, ШЭ1113, ШЭ1110М (рисунок 1) предназначены для использования в качестве комплексной системы защит: генераторов, работающих в блоке и на сборные шины мощностью до 160 МВт, станционных трансформаторов и автотрансформаторов, блоков генератор-трансформатор мощностью до 1200 МВт.

Комплекс защит выполняется в виде двух взаиморезервируемых автономных систем защит, для которых должны предусматриваться индивидуальные измерительные трансформаторы, отдельные цепи по постоянному оперативному току и отдельные цепи воздействия во внешние схемы.

Блочная конструкция цифрового терминала, встраиваемого в шкаф, позволяет адаптировать комплекс защит к главной электрической схеме станций в зависимости от объема защищаемого оборудования и различных режимов его работы.

Логика взаимодействия функций защит определяется требованиями Заказчика и может изменяться при помощи программы конфигурирования.

Шкафы защит выполняются по индивидуальному проекту на основе требования Заказчика, ПУЭ, заводов изготовителей основного оборудования и с учетом привязки к конкретному объекту.

Состав защит:

- защита от замыканий на землю обмотки статора генератора, не связанного с сетью потребителей;
- защиты от замыканий на землю обмотки статора генератора, работающего на сборные шины;
- продольная токовая дифференциальная защита генератора;
- поперечная токовая дифференциальная защита генератора;
- защита от повышения напряжения генератора;
- защита от потери возбуждения генератора;
- защита генератора от асинхронного режима с потерей и без потери возбуждения;
- УРОВ генератора;
- защита генератора от несимметричных перегрузок и КЗ;
- защита генератора от симметричных перегрузок;
- защита обмотки ротора генератора от перегрузок;
- защита ротора генератора от замыкания на землю;
- защита от изменения частоты генератора;
- защита обратной (активной) мощности;
- дифференциальная токовая защита трансформатора (ТБ, ТСН, ВТ);
- максимальная токовая защита трансформатора;
- максимальная токовая защита;
- защита от перевозбуждения;
- резервная дистанционная защита от междуфазных повреждений;
- резервная защита нулевой последовательности от замыканий на землю;
- направленная токовая защита нулевой последовательности;

- направленная токовая защита обратной последовательности;
- измерительные органы максимального, минимального тока и напряжения, в том числе и при изменяющейся частоте;

- устройство контроля синхронизма;
- защита от частичного пробоя изоляции высоковольтных вводов трансформатора;
- устройство контроля исправности цепей напряжения переменного тока.

Состав защит комплекса определяется Заказчиком в соответствии с требованиями ПУЭ и заводов – изготовителей основного оборудования, а ряд защит (несколько типов защит от замыкания на землю обмотки статора генератора, защита для гидрогенераторов от асинхронного режима без потери возбуждения и т. д.) не имеет западных аналогов.

Кроме того, с учетом потребностей Заказчика были произведены следующие разработки:

- увеличение количества дифференциальных защит (до 5 в одном терминале);
- работа в широком диапазоне частот (3-99 Гц) для режима тиристорного пуска и изолированных энергосистем при выбеге генераторов;
- создание функции автоматического синхронизатора (что потребовало разработки специального блока в составе терминала);
- защита ротора от перегрузки с бесщеточной системой возбуждения;
- защита от замыкания на землю в режиме тиристорного пуска.

На базе терминала защит станционного оборудования разработаны и производятся шкафы *управления генераторными выключателями*. В состав шкафа управления входят измерительные приборы, преобразователи и световая индикация.

Состав функций шкафа управления генераторным выключателем:

- Блокировка от многократных включений.
- Блокировка от несинхронных включений (контроль синхронизма).
- Защита соленоидов.
- Блокировка соленоида включения.
- Счетчик числа включений и отключений выключателя.
- Блокировка выключателя по току.

Комплекс программ автоматизации рабочего места релейного и оперативного персонала

Применение комплекса программ упрощает процесс эксплуатации микропроцессорных устройств релейной защиты производства НПП «ЭКРА», а его использование на стадии наладки и профконтроля защит уменьшает затраты времени и средств на производство этих работ.

Комплекс программ функционирует под управлением операционной системы Windows 2000/XP/Windows 7 и позволяет производить:

- Мониторинг и отображение в виде таблиц или векторных диаграмм текущих величин токов и напряжений аналоговых входов терминала и расчетных величин защит.
- Просмотр и сохранение событий, зафиксированных встроенным регистратором событий терминала.
- Проверку наличия записанных осциллограмм в терминале, их считывание и удаление.
- Просмотр и сохранение матрицы.
- Просмотр, сохранение в компьютере, а также запись в терминал уставок.
- Синхронизацию времени всех объединенных в сеть терминалов.
- Эмуляцию для проверки логической части шкафа и сигналов для АСУ.
- Просмотр и изменение логики действия защит.
- Стыковку с АСУ ТП верхнего уровня в соответствии со стандартом ОРС.
- Автоматическое создание и ведение архива зарегистрированных терминалами событий.
- Работу с графиками аналоговых и дискретных сигналов в различных масштабах по времени и величине, в том числе: измерение различных составляющих величины сигналов, расчет и построение диаграмм и графиков изменения гармонических и симметричных составляющих, расчет и построение векторных диаграмм сигналов, расчет и отображение годографа сопротивлений и др.

ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ

В качестве интересного примера можно привести проект «Киришская ГРЭС, парогазовая установка мощностью 800 МВт». В проект комплекса, выполняемого совместно с ОАО «СевЗап НТЦ», входит следующее оборудование:

1. Для блока, работающего с *паровой турбиной*:
 - шкафы защит блока генератор (330 МВт) – трансформатор (400 МВА), включающие защиты генератора, трансформатора блока, трансформатора с.н. с расщепленной обмоткой НН;
 - шкафы защит рабочих и резервных вводов, включающие также функцию контроля синхронизма для включения рабочего ввода на секцию.
2. Для двух блоков, работающих с *газовой турбиной*:
 - шкафы защит блока генератор (330 МВт) – трансформатор (400 МВА), включающие защиты трансформатора блока, трансформатора с.н., резервную дифференциальную защиту блока;
 - шкафы защит рабочих и резервных вводов, включающие также дифференциальную защиту кабельной линии и функцию контроля синхронизма для включения рабочего ввода на секцию.
3. Шкафы *защит резервного трансформатора* собственных нужд (25 МВА) и *вводов на секции*.
4. *Комплекс синхронизации блоков ПГУ-800*, включающий контроль и подготовку схемы синхронизации выключателей 330 кВ, а также функции автоматической и ручной синхронизации.

ЗАЩИТЫ ГЕНЕРАТОРОВ И БЛОКОВ НА АЭС

Применяя весь накопленный опыт выполнения устройств защиты на объектах «большой» энергетики, НПП «ЭКРА» осуществляет поставки на АЭС:

- 2008 г. Блок № 2 Ростовской АЭС (генпроектировщик ОАО «НИАЭП»),
- 2009-2010 гг. Блоки № 3 и 4 Кольской АЭС (генпроектировщик ОАО «СПБАЭП»),
- 2010 г. Блок № 5 Нововоронежской АЭС (генпроектировщик ОАО «Атомэнергопроект», г. Москва).

Комплексы защит реализованы в виде двух взаиморезервируемых автономных систем защит для каждого объекта энергоблока.

В последнее время на атомных станциях с целью предотвращения ложных срабатываний, приводящих из-за недопроизводства электроэнергии к большим финансовым потерям, поднимается вопрос о применении в проектах РЗА блоков генератор-трансформатор мажоритарного принципа формирования выходного сигнала на отключение. Реализация может быть следующей: изготавливаются три одинаковых шкафа защит объекта (например, генератора), включающие все необходимые защиты, и контактами объединяются по мажоритарному принципу (2 из 3) внешней схемой. Внешняя схема выполняется в отдельном шкафу (панели) (рис. 2а).

Наряду с достоинствами такого принципа существуют и недостатки: очень сложное схемное выполнение всей защитной цепи. Для полноценной реализации принципа мажоритарного необходимо иметь по три комплекта не только устройств защит, но и трансформаторов тока (ТТ), трансформаторов напряжения (ТН), аккумуляторных батарей (АКБ), кабельных связей, цепей отключения и т. д. В условиях реконструкции защит это практически невыполнимо. Поэтому, в качестве альтернативы чисто мажоритарному принципу НПП «ЭКРА» может предложить вариант построения комплекса защит по схеме «два из четырех»: каждый комплект состоит из двух функционально однотипных терминалов с выполнением выходных воздействий по схеме «И»; шкафы при этом работают по схеме «ИЛИ» (рис. 2б). Применение такого принципа позволяет значительно снизить вероятность ложного срабатывания в случае неисправности одного из терминалов. В то же время данная схема легко реализуется при реконструкции РЗА станции, так как предполагает подключение к двум комплектам ТТ и ТН, двум аккумуляторным батареям и т. д. Как правило, два комплекта указанного оборудования уже имеются на станции. Если сравнивать стоимостные параметры, то предлагаемый вариант «2 из 4» получается экономичнее по цене и занимаемому месту: необходимо два шкафа на защищаемый объект вместо трех. Кроме того, не требуется установка третьего комплекта ТТ, ТН, АКБ и др.

По схеме «2 из 4» в настоящее время выполняется проект (Атомэнергопроект, г. Москва) реконструкции РЗА блока № 3 и будет осуществлена поставка для Курской АЭС. Такую же схему планируется применить при реконструкции РЗА блока № 1 Балаковской АЭС.



Рис. 2. Схемы выполнения комплексов защит для блоков АЭС

Все шкафы защит РЗА станционного оборудования разработаны и производятся с учетом использования в отечественных энергосистемах, и построены на основе российской идеологии построения и принципов, проверенных многолетним опытом эксплуатации. При их разработке учитывалась электромагнитная обстановка, метрологические параметры отечественных первичных трансформаторов тока и напряжения, качество оперативного тока и климатические условия.

Шкафы ШЭ111х производятся по техническим условиям, согласованные с Управлением стратегии развития и научно-технической политики РАО «ЕЭС России».

КОМПЛЕКСНОЕ РЕШЕНИЕ РЗА НПП «ЭКРА» ДЛЯ ОБЪЕКТОВ МАЛОЙ ГЕНЕРАЦИИ

ДОРОНИН А.В., ИВАНОВ Н.А., ИСАЕВ В.В.

ООО НПП «ЭКРА»

В настоящее время в Российской Федерации активно происходит техническое перевооружение устаревших и выработавших свой ресурс распределительных устройств (РУ) электростанций, а также внедрение газотурбинных (ГТЭС), газопоршневых (ГПЭС) и дизельных (ДЭС) электростанций. Российские нефтедобывающие компании заинтересованы в коммерческом использовании попутного нефтяного газа и включают в состав проектов обустройства нефтяных месторождений электростанции собственных нужд. Имея накопленный опыт разработки и изготовления микропроцессорной релейной защиты для объектов большой энергетики, НПП «ЭКРА» на сегодняшний день внедряет свои новые разработки в КРУ станций и подстанций.

Терминал БЭ2502А имеет типоразмеры для защит присоединений РУ подстанций газовых и нефтяных промыслов, нефтеперекачивающих и газокompрессорных станций [1]. К РУ генераторного напряжения ГТЭС (ГПЭС) присоединены генераторы, комплектная трансформаторная подстанция для обеспечения собственных нужд, аварийная дизель-электростанция для обеспечения собственных нужд в период монтажа и при аварийных остановах станции, газодожимные компрессоры системы подготовки топливного газа. Для защит вышеприведенных присоединений разработан терминал ЭКРА211 (рисунок 1) [2]. Предусмотрены два типоразмера корпуса для установки в КРУ: базовый вариант шириной $\frac{1}{2}$ и расширенный вариант шириной $\frac{3}{4}$ от 19" кассеты высотой 6U. Терминал ЭКРА211 содержит расширенную библиотеку функций защит, набор которых может свободно программироваться.



Рис. 1. Внешний вид терминала защит серии ЭКРА 211

На его базе выполнены следующие исполнения:

1) Для защиты генератора малой, средней мощности и автоматики управления выключателем применяется терминал ЭКРА211 01, который содержит продольную трехфазную дифференциальную защиту, защиту от несимметричных КЗ и перегрузок, защиту статора и ротора генератора от симметричных перегрузок, защиту от обратной мощности, защиту от асинхронного режима с потерей возбуждения, защиту от повышения напряжения, защиту от замыканий на землю обмотки статора генератора, дистанционную защиту и МТЗ с комбинированным пуском по напряжению от внешних замыканий [3].

2) Защита, автоматика и управление вводного выключателя имеет два типоразмера ЭКРА211 06 и ЭКРА211 03, содержит резервную защиту шин, контроль изоляции стороны НН трансформатора и шин, включение выключателя с контролем наличия, отсутствия напряжения или контролем синхронизма, УРОВ. Терминал ЭКРА211 06 предназначен для защиты трансформаторного ввода и включает в себя резервные защиты трансформатора связи с системой, а терминал ЭКРА211 03 – защиты воздушной или кабельной линии электропередачи.

3) Для защиты, автоматика и управления секционного выключателя и дифференциальной защиты шин разработан терминал ЭКРА21Х 14. Он предназначен для защиты секционного выключателя, шин с фиксированным присоединением элементов и УРОВ 6–35 кВ. В зависимости от числа присоединений терминал имеет несколько исполнений (таблица 1). Терминалы ЭКРА213 14 и ЭКРА214 14 устанавливаются в шкаф ШЭ1111 (рисунок 2).

Терминал ЭКРА21Х 14 содержит:

- двухступенчатую трехфазную МТЗ секционного выключателя;
- дифференциальную защиту шин от междуфазных и двойных замыканий на землю;
- контроль исправности токовых цепей;
- резервные токовые защиты присоединений в двухфазном исполнении;
- УРОВ секционного выключателя.

Таблица 1

| Обозначение типоразмера | Исполнение |
|-------------------------|--|
| ЭКРА211 14 | с одной зоной защиты и числом присоединений не более 5 |
| ЭКРА212 14 | с одной или двумя зонами защиты и числом присоединений не более 10 |
| ЭКРА213 14 | с одной или двумя зонами защиты и числом присоединений не более 15 |
| ЭКРА214 14 | с одной или двумя зонами защиты и числом присоединений не более 22 |



Рис. 2. Внешний вид шкафа ШЭ1111

В качестве основной защиты шин применяется дифференциальная защита шин с торможением, состоящая из дифференциальных измерительных органов фаз А и С первой и/или второй секции шин. Дифференциальная защита выгодно отличается от направленной логической защиты, которая имеет ряд недостатков: может излишне срабатывать при внешних трехфазных КЗ, имеет выдержку времени, не всегда обеспечивает требуемую чувствительность [4].

Терминал ЭКРА21Х 14 позволяет реализовать схему «распределенного» УРОВ. Индивидуальные УРОВ в терминалах присоединений действуют своими контактами на отключение секционного и вводных выключателей через терминал защиты шин.

4) Для защиты, автоматики и управления асинхронного или синхронного электродвигателя используются терминалы БЭ2502А07ХХ и БЭ2502А08ХХ. Терминал БЭ2502А07ХХ содержит трехступенчатую МТЗ от междуфазных повреждений с пуском по напряжению, защиту от замыканий на землю, защиту от перегрева, защиту от затянутого пуска, защиту синхронного двигателя от асинхронного хода, защиту от блокировки ротора, ограничение количества пусков, минимальную токовую защиту от потери нагрузки, защиту от обратной мощности, защиту минимального напряжения, защиту от несимметричного режима. Терминал дифференциальной защиты электродвигателя БЭ502А08ХХ совместно с терминалом БЭ502А07ХХ осуществляет комплексную защиту электродвигателя мощностью более 5 МВт (рисунок 3) [5].

Отделом электропривода НПП «ЭКРА» разработана система плавного пуска (СПП) и регулирования скорости электродвигателей напряжением 3,6 и 10 кВ, которая нашла широкое применение на ГТЭС (ГПЭС) для пуска компрессоров. Для защиты электродвигателей малых и больших мощностей в режиме плавного пуска предназначен терминал ЭКРА211 05, который содержит продольные дифференциальные защиты электродвигателей. Типоисполнение ЭКРА211 05 предназначено для пуска двух электродвигателей, а ЭКРА212 05 – пяти электродвигателей мощностью более 5 МВт.

5) Защита трансформатора собственных нужд (ТСН) может быть выполнена на базе терминалов БЭ2502А01ХХ или ЭКРА211 02. Необходимый набор защит понижающих трансформаторов 6,3/0,4 и 10,5/0,4 кВ включает в себя: МТЗ, токовую отсечку, защиту от замыканий на землю в сети 6(10) кВ, защиту от симметричных перегрузок. Известно, что мощности ТСН на ГТЭС могут составлять до 1600 кВА. Если токовая отсечка не позволяет обеспечить необходимую чувствительность, то вместо терминала БЭ2502А01ХХ следует установить терминал ЭКРА211 02, в котором реализована дифференциальная защита трансформатора, токовая защита нулевой последовательности от однофазных КЗ на стороне НН и резервная защита от междуфазных замыканий в сети 0,4 кВ.

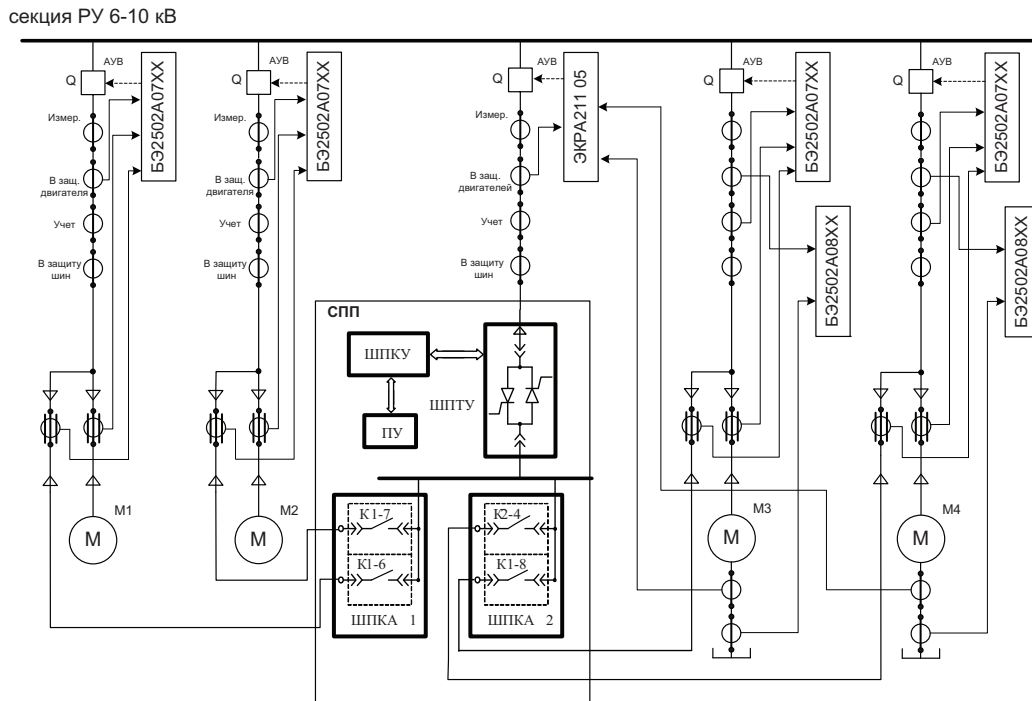


Рис. 3. Пример применения защит электродвигателей и системы плавного пуска



Рис. 4. Внешний вид терминала БЭ2502А

Комплексный подход применения терминалов ЭКРА211 и БЭ2502А позволяет решить задачи защит РУ электростанций. Терминал БЭ2502А выполнен в виде блочно-унифицированной 1/2 19" кассеты высотой 4U (рисунок 4). Его типоразмеры представлены в таблице 2.

Таблица 2

| Обозначение типоразмера | Применение |
|-------------------------|---|
| БЭ2502А01ХХ | защита, автоматика, управление и сигнализация линии и ТСН |
| БЭ2502А02ХХ | защита, автоматика, управление и сигнализация секционного выключателя |
| БЭ2502А03ХХ | защита, автоматика, управление и сигнализация ввода (рабочего или резервного) |
| БЭ2502А04ХХ | контроль трансформатора напряжения секции |
| БЭ2502А05ХХ | автоматика регулирования коэффициента трансформации |
| БЭ2502А07ХХ | защита, автоматика, управление и сигнализация электродвигателя |
| БЭ2502А08ХХ | дифференциальная защита электродвигателя |
| БЭ2502А11ХХ | автоматика частотной разгрузки и ограничения снижения напряжения |

На рисунке 5 приведен пример по установке терминалов защит в ЗРУ генераторного напряжения на ГТЭС. Связь с системой осуществляется повышающим трансформатором и линией электропередач 10 кВ. В ячейках ЗРУ для защит турбогенераторов мощностью до 6 МВт и автоматики управления генераторным выключателем применяются терминалы ЭКРА211 01. В качестве защит и автоматики трансформаторного и линейного вводов предлагаются терминалы ЭКРА211 06 и ЭКРА211 03 соответственно. Для защиты, автоматики секционного выключателя и дифференциальной защиты первой секции ГРУ 10 кВ можно установить терминал ЭКРА212 1401, а дифференциальной защиты второй секции и секционного реактора ЭКРА212 1402. Защита комплектной трансформаторной подстанции 6/0.4 кВ и автоматика управления выключателем ТСН обеспечивает терминал ЭКРА211 02. Для защиты электродвигателей компрессоров в нагрузочном режиме установлены терминалы БЭ2502А07ХХ, а при плавном пуске – терминал БЭ2502А01ХХ.

Успех выполнения проекта по РЗА распределительных устройств объектов малой генерации, таких, как электростанции на базе газотурбинных или газопоршневых установок, зависит от возможности предприятия-поставщика обеспечить комплекс работ. ООО НПП «ЭКРА» может предложить Заказчику все для успешной и комплексной реализации проектов РЗА: проектирование, изготовление и поставка оборудования, шеф-наладочные работы, обучение персонала.

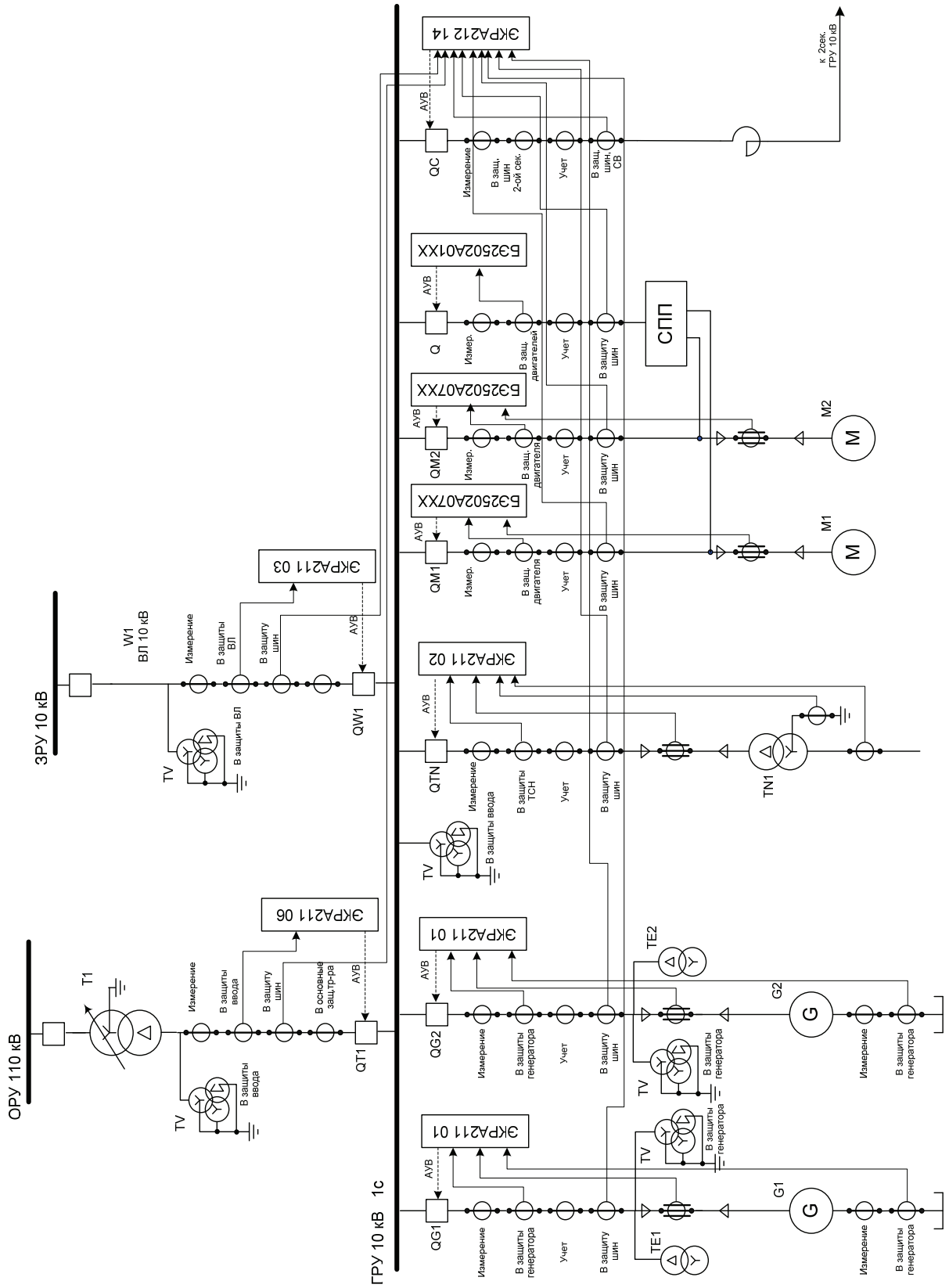


Рис. 5. Пример применения защит на ГТЭС

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Дони Н.А., Исаев В.В. Терминалы защиты и автоматики присоединений 6-35 кВ // Сборник докладов специализированной тематической выставки «Релейная защита и автоматика энергосистем-2008». М., 2008.
- [2] Доронин А.В., Наумов В.А. Комплексные решения по РЗА станционного оборудования ООО «НПП «ЭКРА» // Сборник докладов специализированной тематической выставки «Релейная защита и автоматика энергосистем-2010». М., 2010.
- [3] Шабад М.А. Защита генераторов малой и средней мощности. М.: НТФ «Энергопрогресс», 2001 (Библиотечка электротехника, приложение к журналу «Энергетик», вып. 4).
- [4] Кужеков С.Л., Синельников В.Я. Защита шин электростанций и подстанций. М.: Энергоатомиздат, 1983.
- [5] Корогодский В.И., Кужеков С.Л., Паперно Л.Б. Релейная защита электродвигателей напряжением выше 1 кВ. М.: Энергоатомиздат, 1987.

КОМПЛЕКС ТИПОВЫХ ШКАФОВ РЗА ДЛЯ ПОДСТАНЦИЙ 110(220) кВ

Г.П. ВАРГАНОВ, П.Г. ВАРГАНОВ, Н.А. ИВАНОВ

ЗАО «ЧЭАЗ»

В настоящее время объективной реальностью является то, что основу релейной защиты электроэнергетики России составляют панели защит ЭПЗ с электромеханическими реле, блоками и ПДЭ с микроэлектронными блоками производства ЧЭАЗ. По всем статистическим и аналитическим данным большая часть ЭПЗ, ПДЭ сроки эксплуатации превышают ресурс в 2-3 раза.

В последние десятилетия появились предложения шкафов и терминалов защит с микропроцессорными терминалами РЗА отечественного производства и импортных, с помощью которых можно реконструировать существующие энергообъекты. Однако, уже начиная с этапа планирования реконструкции и заканчивая этапом ввода в эксплуатацию оборудования, возникает целый ряд проблем и трудностей:

- недостаточность финансовых ресурсов не только на проектные, монтажные работы, но и на обследование электромагнитной обстановки, и реконструкцию систем оперативного питания;
- нехватка квалифицированных проектных и наладочных организаций;
- недостаточное методологическое обеспечение для проектирования, расчета уставок для совместимости с имеющимся оборудованием;
- нехватка, а в ряде случаев отсутствие подготовленного эксплуатирующего персонала, оборудованных учебных центров.

В настоящее время вышеуказанные проблемы помножены на многочисленные реорганизации в электроэнергетике и переложены на производителей микропроцессорных устройств РЗА и непосредственных заказчиков, которые будут эксплуатировать это оборудование.

ЧЭАЗ, освоив выпуск комплекса типовых шкафов и панелей защит серий ШМ и ПМ на базе микропроцессорных терминалов БЭМП собственной разработки для подстанций 110(220) кВ, также включился в эту работу.

На этапах разработки комплекса типовых шкафов и панелей защит серий ШМ и ПМ была поставлена задача устройств РЗА аналогичных по функциональности существующим панелям ЭПЗ, ПДЭ. При этом в шкафах, панелях и самих терминалах БЭМП используются возможности микропроцессорной техники — в первую очередь, возможность реализации нескольких функций РЗА и управления в одном терминале. Ранее из-за возможностей электромеханической и микроэлектронной элементной базы, а также их габаритных размеров эти функции были разделены на несколько блоков и разнесены на несколько панелей.

Комплекс типовых шкафов и панелей защит серий ШМ и ПМ позволяет полностью оснастить подстанцию микропроцессорными устройствами РЗА и состоит из нескольких типоразмеров шкафов:

- 1) ШМЛЗ-01...ШМЗЛ-05 — шкафы дистанционной и токовой защиты линий электропередачи 110(220) кВ, автоматики управления линейными выключателями с одним или двумя комплектами на базе терминалов БЭМП-ДТЗ-01, БЭМП-ДТЗ-02;
- 2) ПМЗЛ-16 — панель дистанционной и токовой защиты ЛЭП с двумя комплектами на базе терминалов БЭМП-ДТЗ-16;
- 3) ШМЛЗ-08 — шкаф направленной высокочастотной защиты ЛЭП на базе терминалов БЭМП-ДТЗ-05;
- 4) ШМДФЗ — шкаф высокочастотной дифференциально-фазной защиты ЛЭП на базе терминалов БЭМП-ДФЗ;

5) ШМЛЗ-07 (ШМЗЛ-06) – шкаф автоматики управления обходным (секционному) выключателем и защиты его присоединения на базе терминалов БЭМП-ДТЗ-03, БЭМП-ДТЗ-04;

6) ШМЗТ – шкафы защиты трансформаторов, автоматики управления выключателем со стороны высшего напряжения, регулирования напряжения трансформатора под нагрузкой;

7) ШМЗШ – шкафы дифференциальной токовой защиты ошиновок, шин 110(220) кВ на базе терминалов БЭМП-ДЗШ.

В комплекс также входит серия ПМЦС-01, ШМЦС-01, ШМЦС-11 – панель и шкафы центральной сигнализации.

Из всего комплекса типовых шкафов ШМ и ПМ можно выделить ряд устройств, полностью аналогичных электромеханическим или микроэлектронным защитам. Такие шкафы (панели) позволяют выполнить как комплексную, так и частичную реконструкцию подстанции. Более полный список аналогов микропроцессорных и электромеханических, микроэлектронных панелей и шкафов приведен в таблице 1.

ПМЗЛ-16 это полный аналог панели ЭПЗ 1636, в котором сохранена идеология применения двух комплектов защит, взаимно резервирующих друг друга. Кроме того, в ПМЗЛ-16 от ЭПЗ-1636 сохранены: клеммный ряд, назначение и расположение органов управления (накладок) и сигнализации, габаритный и установочные размеры.

ШМДФЗ, кроме стандартных пусковых органов, присущих ДФЗ-201, в своем составе имеет:

- пусковой орган, реагирующий на приращение абсолютного значения вектора тока обратной последовательности, позволяющий работать на линиях с тяговой нагрузкой;

- реле минимального сопротивления и орган направления мощности нулевой последовательности, обеспечивающие правильное функционирование защиты на линиях с ответвлениями;

- измерительные органы контроля цепей напряжения;

- пусковые органы и логика УРОВ.

ПМЦС-01 – полный микропроцессорный аналог широко распространенной панели центральной сигнализации ЭПО 1197, при этом в ПМЦС-01 более широкие возможности по настройке схемы сигнализации и, безусловно, регистрация событий.

Таблица 1

Список аналогов шкафов, панелей защит на микропроцессорной, микроэлектронной (МЭ), электромеханической (ЭМ) элементной базе производства ЧЭАЗ

| Шкафы, панели защит на ЭМ и МЭ элементной базе | Микропроцессорные аналоги | Примечание |
|--|---------------------------|--|
| Защита линии | | |
| ШДЭ 2801, ШДЭ 2803 | ШМЗЛ-01, ШМЗЛ-03 | В ШМЗЛ-03 реализована функция АУВ |
| ШДЭ 2802, ШДЭ 2804 | ШМЗЛ-02, ШМЗЛ-04 | В ШМЗЛ-04 реализована функция АУВ |
| ЭПЗ 1636-67/1, ЭПЗ1636/2 | ПМЗЛ-16 | Предусмотрено разделение защит по комплексам аналогично ЭПЗ-1636 |
| | ШМЗЛ-01, ШМЗЛ-03 | Применяется для резервной защиты линии |
| ПЗ 4М/1 | ПМ35-Д31 | Один комплект дистанционной и токовой защит |
| ПЗ 4М/2 | ПМ35-Д32 | Два комплекта дистанционной и токовой защит |
| ЭПЗ 1644/1-91 | ПМЗЛ-16 ШМЗЛ-01 | Два комплекта защит |
| ПДЭ 2802 | ШМЗЛ-08 | |
| ДФЗ 201 | ШМДФЗ | |
| ЭПЗ 1651-91 | ПМ35-ЛТ2 | |

| Шкафы, панели защит на ЭМ и МЭ элементной базе | Микропроцессорные аналоги | Примечание |
|--|---------------------------|--|
| Защита трансформатора и автотрансформатора | | |
| ЭПЗ 1031-90.1 | ШМЗТ 2-01 | Основная защита двухобмоточного трансформатора |
| ЭПЗ 1034-90 Б.1 | | |
| ЭПЗ 1036-90.1 | | |
| ЭПЗ 1032-89А.1 | ШМЗТ (ПМЗТ) 2 | Резервная защита трансформатора или автотрансформатора |
| ЭПЗ 1032-89Б.1 | | |
| ЭПЗ 1035-90А.1 | | |
| ЭПЗ 1035-90Б.1 | | |
| ЭПЗ 1342-91 | | |
| ЭПЗ 1343-91 | | |
| ЭПЗ 1344-91 | | |
| ЭПЗ 1034-90 А.1 | ШМЗТ (ПМЗТ) 3-01 | Основная защита трехобмоточного трансформатора |
| ЭПЗ 1033-90 А.1 | | |
| ЭПЗ 1033-90 Б.1 | | |
| ЭПЗ 1033-90 В.1 | | |
| ЭПЗ 1033-90 Г.1 | | |
| Защита шин | | |
| ЭПЗ 1294-89 | ПМЗШ-01/ПМЗШ-02 | ПМЗШ-01 применяется при количестве присоединений до 4, ПМЗШ-02 – до 14 |
| ЭПЗ 1295-89 | | |
| ЭПЗ 1296-89 | | |
| ЭПЗ 1297-89 | | |
| Защита секционного (шиносоединительного) выключателя | | |
| ЭПЗ 1345-91 | ПМЗЛ-06 | Добавлена функция АУВ |
| Центральная сигнализация | | |
| ЭПО 1197-90 | ПМЦС-01 | |

Контактная информация

ЗАО «Чебоксарский электроаппаратный завод»

428000, г. Чебоксары, пр. И. Яковлева, д. 5

тел. (8352) 39-59-12, 39-56-20, 62-54-78

факс (8352) 62-72-67, 62-73-24, 62-73-24

e-mail: cheaz@cheaz.ru

<http://www.cheaz.ru>

ЗАЩИТА ОТ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ В СЕТЯХ 6-10 кВ. РАСШИРЕНИЕ ФУНКЦИОНАЛЬНЫХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ

А.В. УКРАИНЦЕВ, В.И. НАГАЙ, Г.Н. ЧМЫХАЛОВ, В.С. ЗИМОВЕЦ

Южно-Российский государственный технический университет
(Новочеркасский политехнический институт)

В работе рассматриваются вопросы построения защит от замыканий на землю с селекцией внутренних повреждений. Определены возможные области применения различных типов защит в сетях с разными режимами нейтрали. Показаны варианты защит от замыканий на землю на базе разработок НИИЭ ЮРГТУ (НПИ), обеспечивающие селективное выявление повреждений на шинах и отходящих от них линиях.

Требуемый уровень надежности работы электроэнергетических объектов в существенной степени зависит от совершенства их релейной защиты, и, в частности, защит от замыканий на землю. При этом одной из актуальных задач является включение в защищаемую зону шин, шинных мостов комплектных распределительных устройств, выключателей, замыкание на которых для всех устройств защиты будет внутренним (на рис. 1 показано пунктирной линией).

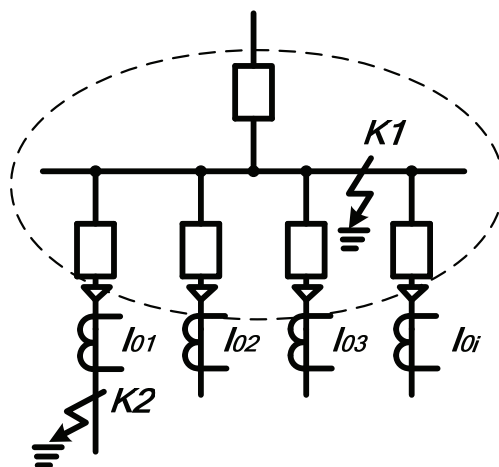


Рис. 1. Схема защищаемой сети 6-10 кВ

Существует несколько вариантов построения защит, действующих селективно при внутренних замыканиях на землю. Самой простой защитой является максимальная токовая защита на основе локальных устройств. Данная защита несвободна от недостатков: недостаточная чувствительность при замыканиях в сетях на присоединениях, сопоставимых по протяженности с суммарной протяженностью остальных линий, подключенных к шинам, неработоспособность при внутренних замыканиях на землю. Последнее может быть устранено при контроле всех органов тока (см. строку 1 в табл. 1).

Подобный эффект может быть достигнут при построении защиты с использованием дифференциального принципа, когда при внутренних и внешних повреждениях справедливы соотношения: $\Sigma \dot{I}_{oi} > \dot{I}_{уст}$ – при внутреннем замыкании (K1), $\Sigma \dot{I}_{oi} < \dot{I}_{уст}$ – при внешнем (K2).

Токовые направленные защиты также могут селективно действовать при внутренних замыканиях. Принцип определения внутренних повреждений в таких видах защит представлен следующим




$$\text{образом: } F_{\text{внутр}} = U_0 \cdot \prod_{i=1}^n \bar{M}_{0i}.$$

По направлению мощности на каждом присоединении определяется зона повреждения. Направление мощности к шинам по всем присоединениям свидетельствует о внутреннем замыкании. При наличии одного присоединения с направлением мощности от шин в линию замыкание является внешним и отключается защитой на поврежденном присоединении.

Устройства защиты от замыканий на землю РНМ-03КИ2, РЕНОМ-04Л, разработанные в НИИЭ ЮРГТУ (НПИ), реализуют направленный принцип токовых защит. Устройства контролируют аргументы и модули первых и/или высших гармонических составляющих тока и напряжения нулевой последовательности, что позволяет построить защиту от замыканий на землю в сетях как с изолированной нейтралью напряжением 6-35 кВ, так и в сетях иным режимом нейтрали с селекцией внутренних замыканий на землю. В устройствах предусмотрено также выявление перенапряжений при замыканиях на землю через перемежающуюся дугу.

Другим принципом построения защит с селекцией внутренних повреждений является принцип относительного замера токов, отходящих от секции шин присоединений. При внутреннем замыкании на землю по всем присоединениям протекает только ток, обусловленный собственной емкостью

Таблица 1

| | Тип защиты | Определение замыканий | | Алгоритм функционирования | Примечание |
|---|--|-----------------------|-----------|---|--|
| | | На шинах | На линиях | | |
| 1 | Токовая максимальная | -/+ | + | $F_i = 1$ при $I_{0i} > I_{уст}$ $F_{\text{внутр}} = U_0 \cdot \prod \bar{I}_{0i}$ | Возможно выявление замыканий на шинах при несрабатывании ни одного из органов тока |
| 2 | Токовая направленная  | + | + | $F_i = M_i$ при $I_{0i} > I_{уст}$ $F_{\text{внутр}} = U_0 \cdot \prod \bar{M}_{0i}$ | |
| 3 | Дифференциальная токовая | + | - | $F_{\text{внутр}} = \left \sum I_{0i} \right > I_{уст}$ | Невозможность определения поврежденного присоединения по принципу действия |
| 4 | Токовая относительного замера  | - | + | $F_i = 1$ при $I_{0i} > I_{0j \neq i}$ | Работоспособна при трех и более присоединениях. Возможно излишнее срабатывание при повреждениях на шинах |
| 5 | Токовая с наложением сигналов  | -/+ | + | $F_i = 1$ при $I_{0i} > I_{0j \neq i}$ $F_{\text{внутр}} = U_0 \cdot \prod \bar{I}_{0i}$ | Возможно выявление замыканий на шинах при несрабатывании ни одного из органов тока |

Москва, 1–4 июня 2010 г.

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. Выделение виртуального присоединения позволяет избежать излишнего срабатывания и выявлять внутренние замыкания на землю. Подобный подход построения защиты реализуется в модернизированной защите от замыканий на землю типа Реном-04Т, разработанной в НИИЭ ЮРГТУ (НПИ).

Использование принципа наложения сигналов на защищаемую сеть позволяет обеспечить выявление внешних повреждений независимо от режима нейтрали сети, но также как и другие принципы построения несвободен от отказа при внутренних повреждениях. Контроль несрабатывания всех измерительных органов тока позволяет обеспечить селективное выявление внутренних повреждений. Подобное техническое решение также может быть реализовано на основе устройства типа Реном-04Т.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

Украинцев А.В. — аспирант кафедры «Электрические станции»

Нагай В.И. — декан энергетического факультета, доктор технических наук, профессор

Чмыхалов Г.Н. — доцент кафедры «Электрические станции», кандидат технических наук, доцент

Зимовец В.С. — магистрант кафедры «Электрические станции»

НИИ Энергетики ЮРГТУ (НПИ)

346428, г. Новочеркасск, Ростовской обл., ул. Просвещения, д. 132

Тел. (8635) 25-52-91, 22-31-56. Факс (8635) 25-52-91, 52-78-13, 54-80-68

nieng@novoch.ru nieng@mail.ru www.niieng.ru

БЫСТРОДЕЙСТВУЮЩИЕ ОПТИКО-ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ДУГОВЫЕ ЗАЩИТЫ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК 6-10 кВ

В.И. НАГАЙ, С.В. САРРЫ, А.В. ЛУКОНИН, А.С. РЫБНИКОВ

*ГОУ ВПО Южно-Российский государственный технический
университет (Новочеркасский политехнический институт)*

Одним из массовых элементов в системах электроснабжения России являются ячейки комплектных распределительных устройств (КРУ(Н)) напряжением 6-10 кВ внутренней и наружной установки, выпускаемые различными производителями. Одной из острых проблем их эксплуатации является ограниченная локализационная способность при внутренних коротких замыканиях (КЗ) через электрическую дугу, обусловленная малыми габаритными размерами КРУ(Н) и возможностью быстрого перехода КЗ на шины и в другие ячейки в электроустановках полукрытого типа. Распределительные устройства (РУ), находящиеся в эксплуатации с прошлого столетия, как правило, не оснащены быстродействующей защитой от дуговых КЗ или она не отвечает современным требованиям. В настоящее время доминируют защиты, использующие принцип контроля светового потока и тока [1-13]. В качестве оптических датчиков используются фототиристоры, -транзисторы, -диоды, -резисторы или волоконно-оптические линии. На выполнение дуговой защиты существенно влияет как исполнение оптического датчика, измерительных органов, так и конструктивное выполнение РУ [13].

В ГОУ ВПО ЮРГТУ(НПИ) и его подразделениях (НИИ энергетики) за последние два десятилетия накоплен опыт разработки и внедрения быстродействующих дуговых защит с оптическими датчиками информации, номенклатура которых состоит из локальных устройств – РДЗ-012МТ, РДЗ-212МТ, РДЗ-015, централизованных устройств – РДЗ-017(М), распределенных централизованных устройств – РДЗ-018(М). Область применения устройств дуговой защиты показана в таблице 1.

К локальным устройствам отнесены устройства, обеспечивающие защиту одной ячейки и устанавливаемые в ее отсеке релейной защиты (РЗ). К централизованным устройствам отнесены защиты, имеющие один центральный блок, к которому подключаются оптические датчики, размещаемые в отсеках группы ячеек секции или во всех ячейках секции КРУ. Отличие распределенных централизованных защит от централизованных заключается в наличии локальных модулей, устанавливаемых в каждой ячейке, к которым подключаются оптические датчики и которые соединены с центральным управляющим устройством, обеспечивающим синхронизацию работы всей системы и формирующем управляющие воздействия на коммутационные аппараты. Локальные модули данной системы также могут выполнять функции локальной защиты.

Авторами рассмотрена возможность оптимального сочетания локальных, централизованных и распределенных централизованных устройств дуговых защит КРУ 6-10 кВ, что позволяет уменьшить удельную стоимость дуговой защиты из расчета на одну ячейку КРУ и уменьшить монтажные и эксплуатационные затраты.






На рис. 1 приведены примеры подключения оптических датчиков локальных устройств дуговой защиты. На рисунке показаны варианты конструктивного исполнения ячеек КРУ 6-10 кВ с отсеками трансформаторов тока (ТТ), кабельной разделки и высоковольтного выключателя (ВВ), как оптически связанных друг с другом при являющихся общими при нахождении ВВ в рабочем положении (ячейки 1, 2), так и оптически разделенными отсеками (ячейки 3,4). В первом случае такое исполнение ячеек КРУ не позволяет селективно определить место дугового повреждения в этих отсеках. Устройство защиты устанавливается в отсеках релейной защиты (РЗА), защищаемой ячейки. В ячейках 1 и 2 установлены одноканальные устройства защиты, контролирующие уровень освещенности (светового потока) внутри отсеков и формирующие воздействия на выключатель ввода и секционный выключатель. Объединение оптических датчиков отсеков шинного моста и выключателей с ТТ в данном

случае не позволяет зафиксировать зону повреждения, что может потребовать после отключения КЗ осмотра не только поврежденной ячейки, но шинного моста. Установленные в ячейках 3 и 4 многоканальные (двухканальное и трехканальное) устройства защиты воздействуют как на собственные выключатели ячеек, так и на выключатель ввода и секционный выключатель.

Альтернативный способ построения защиты – использование централизованной многоканальной микропроцессорной системы дуговой защиты (рис. 2). Центральное управляющее устройство расположено в одной из ячеек КРУ и связано линиями связи с индивидуальными оптическими датчиками, устанавливаемыми в каждой ячейке. Алгоритмы действия защиты в данном случае предполагают воздействие, как на собственные выключатели ячеек, так и выключатели ввода и секции в зависимости от технических требований заказчика.

Таблица 1

Область применения устройств дуговой защиты серии РДЗ

| № | Тип реле | Число каналов | Число подключаемых датчиков | Область применения |
|---|---|---------------|-----------------------------|---|
| 1 | РДЗ-012МТ  | 1 | 6 | Подстанции на постоянном оперативном токе. Защита одиночных ячеек, групп ячеек (отсеков), шинных мостов |
| 2 | РДЗ-212МТ  | 1 | 6 | Подстанции на переменном оперативном токе. Защита одиночных ячеек, групп ячеек (отсеков), шинных мостов |
| 3 | РДЗ-012МТ2 РДЗ-012МТ3  | 2 3 | 2×6 3×6 | Подстанции на постоянном оперативном токе. Защита одиночных ячеек, групп ячеек (отсеков), шинных мостов |
| 4 | РДЗ-017М  | 6 | 6×6 | Подстанции на постоянном оперативном токе. Защита одиночных ячеек, групп ячеек (отсеков), шинных мостов |
| 5 | РДЗ-018М  | До 30 | 2×30×6 | Подстанции на постоянном оперативном токе. Защита одиночных ячеек, групп ячеек (отсеков), шинных мостов |

Такое построение защиты позволяет не только обеспечить селекцию поврежденного отсека, но и выполнить гибкое управление коммутационными аппаратами. Вариантом выполнения централизованной дуговой защиты являются системы РДЗ-017 и РДЗ-017М, имеющие по 6 независимых каналов. При этом возможно расширение числа каналов до 24-30. Увеличение числа каналов снижает удельную стоимость защиты на одну ячейку, но существенным образом увеличивает длину и число линий связи датчиков с устройством, а также линий от устройства к цепям управления коммутационных аппаратов. Поэтому оптимальным может быть решение выполнение защит централизованного типа на 3-6 ячеек, что позволит уменьшить число и оптимизировать длину линий связи устройства.

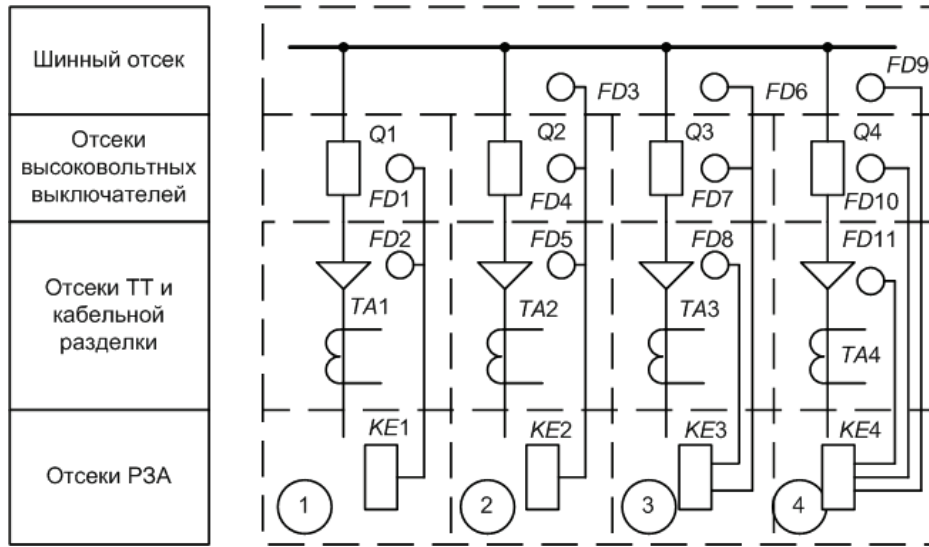


Рис. 1. Примеры подключения оптических датчиков локальных устройств дуговой защиты

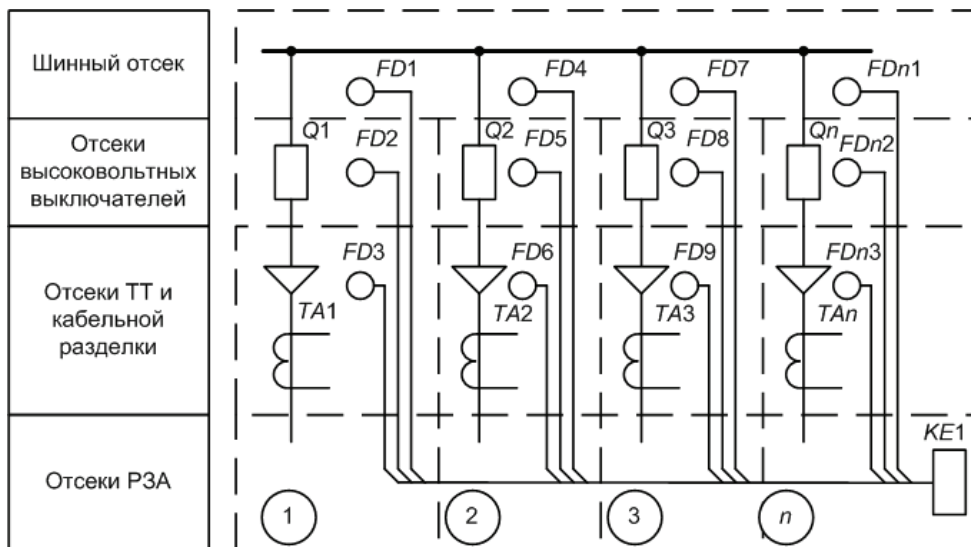


Рис. 2. Пример подключения оптических датчиков микропроцессорной системы дуговой защиты

Сравнение рассмотренных вариантов показывает, что многоканальные микропроцессорные системы защиты имеют большее информационное совершенство, гибкую структуру управления, возможность резервирования смежных каналов защиты, низкие эксплуатационные издержки и меньшую удельную стоимость системы защиты, которая определяется наличием всего одного блока. С другой стороны, они имеют более высокую вероятность выхода из строя системы по сравнению с локальными защитами, большее количество связей от объекта защиты до устройства защиты, что усложняет монтаж и делает входные каналы защиты более уязвимыми к помехам. Первая проблема может быть компенсирована периодическими проверками работоспособности защиты и функциональным контролем, а вторая решается программно-аппаратными средствами.

Несмотря на существующие аргументы «против» внедрения многоканальных систем защиты, аргументы «за» имеют явно больший вес.

Другим техническим решением, промежуточным между локальными устройствами и централизованными системами дуговой защиты, является их построение по распределенно-централизованному принципу. Выполнение дуговой защиты на основе микропроцессорной централизованно-распределенной системы РДЗ-018(М) [10,11] (рис. 3), состоящей из центрального управляющего устройства (ЦУУ), локальных модулей сбора-обработки информации (ЛМСОИ) и собственно оптических датчиков, позволяет реализовать гибкие алгоритмы функционирования с селекцией поврежденной ячейки и формированием сигналов отключения в соответствии с выше рассмотренными подходами и предаварийным состоянием защищаемого оборудования.

Отличительной особенностью защиты на основе распределенной системы РДЗ-018(М) является наличие функции УРОВ, тестового и функционального контроля, позволяющего при наличии локальной неисправности системы выводить из работы только поврежденный сегмент, формируя при этом сигнал неисправности. Подобное исполнение позволяет уменьшить число линий связи, так как обмен информацией между ЛМСОИ и ЦУУ осуществляется по двухпроводной линии в кодированном виде.

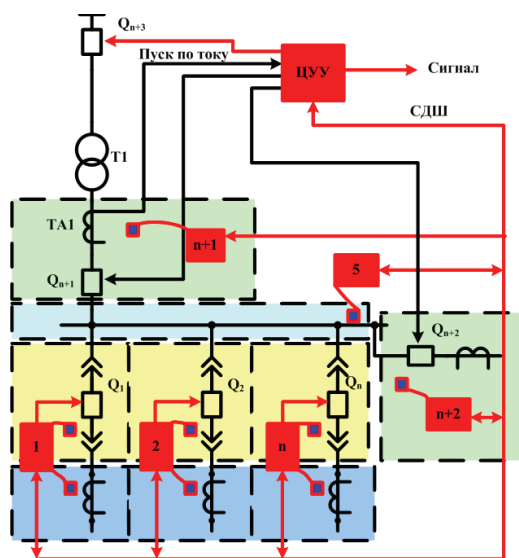


Рис. 3. Схема выполнения распределенной дуговой защиты

Для подстанций с упрощенными схемами первичных соединений и отсутствием постоянного оперативного тока выполнить защиту с селекцией поврежденного присоединения оказывается затруднительным. В этом случае целесообразно выполнять ее по принципу локальных устройств с централизованным питанием от цепей тока и напряжения (от трансформатора собственных нужд или трансформатора напряжения). Рекомендации по выполнению защиты приведены в [12].

Авторами рассмотрена также возможность построения на базе устройств разработанных в ЮРГТУ (НПИ) быстродействующей дуговой защиты распределительных устройств 6–35 кВ открытого типа, представляющих ячеистую структуру без шкафного конструктивного исполнения. Такие распределительные устройства имеют металлические ограждения для исключения доступа к токоведущим частям, допускающие попадание светового потока как из поврежденной ячейки в смежные, так и извне от постороннего источника света (рис. 4). На данном рисунке темными кружками показаны оптические датчики, а стрелками направление светового потока при возникновении дугового короткого замыкания.

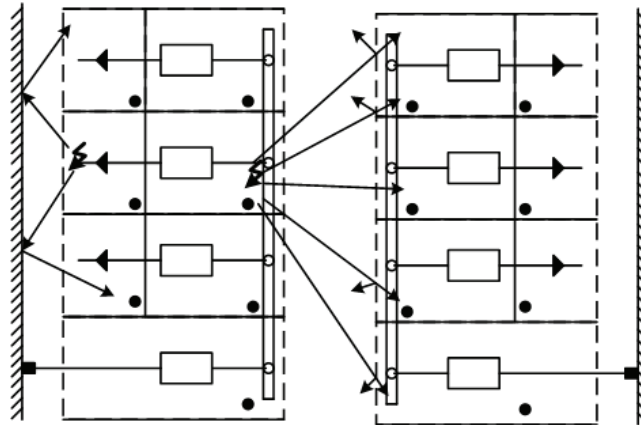


Рис. 4. Поясняющая схема ячеек 6–35 кВ открытого типа

Дуговое короткое замыкание в любом отсеке данного типа распределительных устройств из-за наличия возможности проникновения светового потока через переднюю и заднюю стенки с последующим многократным отражением от стен ЗРУ (заштрихованные области) или передних стенок распределительных устройств может вызвать неселективное срабатывание защит смежных ячеек. Исходя из этого, дуговая защита может быть реализована как сочетание логической защиты шин и оптико-электрической защиты. Индивидуальное отключение ячейки возможно только при КЗ в отсеке ТТ и кабельной разделки, на основе контроля светового потока и тока данной ячейки. В остальных случаях должны отключаться выключатель ввода и секционный выключатель. В качестве защиты РУ открытого исполнения может быть использована любая система защиты, обсуждение которых выполнено выше.

При невозможности выполнения оптико-электрических защит с пусковыми или блокирующими сигналами от цепей тока или напряжения защищаемого участка сети может применяться мажоритарный принцип, согласно которому на объекте для отстройки от внешних световых полей устанавливается несколько локальных устройств типа РДЗ с фотодатчиками точно ориентированными на защищаемую зону, а выходной сигнал формируется при срабатывании определенных устройств.

Разработанные устройства имеют сертификат соответствия. Для установки их на действующие электроэнергетические объекты разработаны типовые проекты.

ВЫВОДЫ

1. Минимизацию аппаратных затрат, объемов монтажных и наладочных работ можно получить при совместном использовании локальных, централизованных и распределенных централизованных устройств и систем дуговой защиты с учетом конструктивных особенностей и числа ячеек КРУ и коммутационных аппаратов.

2. Предпочтительными областями применения локальных, так и многоканальных систем являются подстанции с небольшим числом ячеек на одной секции (5–12 ячеек).

3. Многоканальные системы защиты, как централизованные, так и распределенные централизованные, могут быть рекомендованы для подстанций с числом ячеек более 12.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Новая дуговая защита для комплектных распределительных устройств / М.В. Демьянович, А.И. Евреев, А.В. Пименов и др. // Энергетик. 2001. № 5. С. 24.
- [2] Коротков Л.В., Погодин Н.В. Быстродействующая оптическая система дуговой защиты ЗРУ 6–10 кВ // «Релейная защита и автоматика энергосистем 2000»: Тез. докл. XIV научно-технической конференции. М.: ЦДУ ЕЭС России, 2000. С. 48–49.
- [3] Калачев Ю.Н., Шевелев В.С. Устройство дуговой защиты для ячеек КРУ 6–10 кВ // Энергетик. 2001. № 1. С. 25–26.
- [4] Григорьев В.А., Милохин В.Е., Палей Э.Л. Волоконно-оптическая дуговая защита ячеек КРУ 6–10 кВ // Энергетик. 2002. № 2. С. 23–24.
- [5] Крылов И.П., Федоров Е.Ю. Быстродействующая селективная световая дуговая защита распределительных устройств 6–10 кВ БССДЗ-01/02 // «Релейная защита и автоматика энергосистем 2006»: Сб. докл. науч.-техн. конф.: М.: ОАО СО ЦДУ ЕЭС, ОАО ФСК, ВВЦ РФ, 2006. С. 48–49.
- [6] Середа Н.Н., Харитонов В.В. Применение фототиристоров для защиты сетей при дуговых коротких замыканиях. Материалы семинара «Новые комплектные электротехнические устройства». М.: Московский Дом науч.-техн. пропаганды, 1990. С. 53–57.
- [7] Нагай В.И. Релейная защита ответвительных подстанций электрических сетей. Энергоатомиздат, 2002. 312 с.
- [8] Нагай В.И. Выбор и техническая реализация быстродействующих защит КРУ от дуговых коротких замыканий // Электро. 2002. № 1. С. 35–39.
- [9] Нагай В.И. Быстродействующие дуговые защиты КРУ: современное состояние и пути совершенствования // Новости электротехники. № 5 (23). 2003. С. 48–52.
- [10] Нагай В.И., Сарры С.В., Войтенко А.С. Релейная защита КРУ с контролем светового потока // Промышленная энергетика. 2001. № 11. С. 32–36.
- [11] Нагай В.И., Сарры С.В., Войтенко А.С. Быстродействующие релейные защиты КРУ от дуговых коротких замыканий с оптико-электрическими датчиками // Электрические станции. 2002. № 3. С. 55–59.
- [12] Оптико-электрическая дуговая защита КРУН 6–10 кВ / В.И. Нагай, С.В. Сарры, М.М. Котлов и др. // Энергетик. № 8. 2000. С. 38–39.
- [13] Михайлов Б.В., Нагай В.И., Бонадренко Л.Н., Рогов В.И. Какой должна быть защита от дуговых замыканий в КРУ // Энергоэксперт. № 6 (17). 2009. С. 70–73.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

Нагай Владимир Иванович — декан энергетического факультета, доктор технических наук, профессор

Сарры Сергей Владимирович — доцент кафедры «Электрические станции», кандидат технических наук

Луконин Алексей Валерьевич — ведущий специалист НИИЭ ГОУ ВПО ЮРГТУ (НПИ), кандидат технических наук

Рыбников Алексей Святославович — доцент кафедры «Электрические станции»

ГОУ ВПО ЮРГТУ(НПИ)

Россия, 346428, г. Новочеркасск Ростовской области, ул. Просвещения, д. 132

Тел. (863-52) 5-52-91, 5-15-68. Факс (863-52) 5-52-91, 2-78-13, 4-80-68

E-mail: nvi53@mail.ru, nagay@novoch.ru. <http://www.niieng.ru>

БЫСТРОДЕЙСТВУЮЩАЯ ДУГОВАЯ ЗАЩИТА С ВОЛОКОННО-ОПТИЧЕСКИМИ ДАТЧИКАМИ НА ОСНОВЕ ШИНЫ CAN

В.Е. МИЛОХИН, Б.В. МИХАЙЛОВ, В.А. ГРИГОРЬЕВ, А.В. РОЖКОВ

ООО НПП «ПРОЭЛ»

В настоящее время предприятием ООО НПП «ПРОЭЛ» выпущено около 4000 устройств дуговой защиты (УДЗ) «ОВОД-М» и «ОВОД-МД», имеющих централизованный принцип построения. Развитием УДЗ семейства «ОВОД» стало УДЗ «ОВОД-Л».

Устройство реализовано на основе шины CAN и представляет собой распределенную многопроцессорную систему с волоконно-оптическими датчиками радиального типа. УДЗ «ОВОД-Л» состоит из набора функциональных блоков, соединенных последовательной шиной цифровой связи со скоростью передачи данных 0,5 Мбит/с.

Внешний вид устройства приведен на рис. 1.

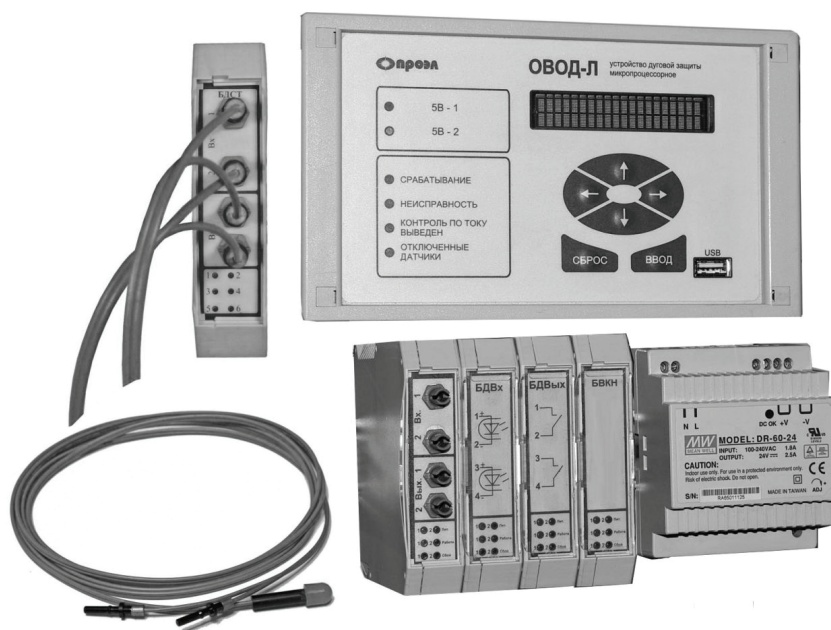


Рис. 1. Внешний вид устройства

В состав устройства входят:

1. Блок детектирования света и тестирования (БДСТ), имеющий четыре варианта исполнения:
 - БДСТ-1 – два датчика, один выход отключения;
 - БДСТ-2 – один датчик, один выход отключения;
 - БДСТ-3 – два датчика, нет выхода отключения;
 - БДСТ-4 – один датчик, нет выхода отключения.

2. Блок дискретных выходов (БДВых):

- БДВых-1 – два выхода отключения, контакты реле нормально разомкнуты;
- БДВых-2 – один выход отключения, контакты реле нормально разомкнуты;
- БДВых-3 – два выхода отключения, контакты реле нормально замкнуты;
- БДВых-4 – один выход отключения, контакты реле нормально замкнуты;
- БДВых-5 – два выхода отключения, контакты одного реле нормально разомкнуты, второго реле

нормально замкнуты.

3. Блок дискретных входов (БДВх):

- БДВх-1 – два дискретных входа;
- БДВх-2 – один дискретный вход.

4. Блок управления (БУП).

5. Блок выпрямления и контроля напряжения (БВКН).

6. Блок питания (БП).

7. Волоконно-оптические датчики (ВОД).

8. Резистор терминирующий.

9. Комплект монтажных частей.

Выбирая функциональные блоки из выше перечисленных, можно оптимизировать материальные затраты, необходимые для обеспечения дуговой защитой ячеек КРУ.

Блок управления конструктивно выполнен на основе панели Vorla CF200, а БДСТ, БДВых, БДВх и БВКН в корпусе Phoenix Contact MEMAX 22,5. Блок питания используется покупной фирмы Phoenix Contact. Все блоки, кроме БУП, устанавливаются на DIN-рейку. БУП крепится на передней дверце релейного отсека.

Соединение блоков с линией связи осуществляется с помощью специального Т-образного разъема. Соединение блоков, находящихся в релейных отсеках соседних ячеек осуществляется с помощью экранированного кабеля, мультиштекерных винтовых систем, подключаемых к Т-образным разъемам. При установке двух или более блоков в одном релейном отсеке Т-образные разъемы соединяются непосредственно друг с другом. После установки блок или группа блоков фиксируется фиксаторами.

В зависимости от конструкции КРУ в релейном отсеке каждой ячейки устанавливается один или два блока БДСТ, имеющие выход отключения.

БДВх устанавливаются в релейных отсеках тех ячеек, из схем РЗА которых берется сигнал МТЗ.

БДВых устанавливается в тех ячейках, где необходимо сформировать дополнительный сигнал отключения или обеспечить запрет действия схем АПВ или АВР.

БУП, БВКН и БП устанавливаются в наиболее свободных релейных отсеках. Обычно это ячейки ТН или секционного разъединителя.

Алгоритм работы устройства формируется таким же образом, как и у УДЗ «ОВОД-МД».

Устройство обеспечивает:

- подключение 112 функциональных блоков при длине линии связи 100 м;
- полный автоматический контроль работоспособности оптоэлектронного тракта (ВОД, блоков и электрического кабеля линии связи);
- выдачу команд на отключение выключателей трех ступеней силовых электрических цепей:
 - 1 ступень – выключатель высокого напряжения;
 - 2 ступень – выключатель ввода или секционный выключатель;
 - 3 ступень – выключатель отходящей линии;
- определение места возникновения электрической дуги (номер ячейки и отсек);
- формирование по заданию Заказчика или проектной организации гибкой логики работы устройства, возможно проведение ее коррекции на объекте Заказчика;
- формирование сигналов запрета АПВ и АВР;
- включение программируемой функции резервного отключения вышестоящего выключателя при отказе нижестоящего выключателя по длительности сигнала от МТЗ или ЗМН;
- формирование регулируемой задержки при выдаче любой команды на отключение;

- проверку функционирования и логики работы устройства при проведении пуско-наладочных работ и техническом обслуживании с блока управления устройством (нет необходимости в имитации светового излучения от электрической дуги с помощью лампы-вспышки);
- ввод/вывод из действия любого количества ВОД;
- формирование выходных сигналов неисправности устройства, пропадания оперативного тока и общего сигнала о срабатывании дуговой защиты;
- сохранение работоспособности не менее одной секунды с момента пропадания оперативного тока;
- сохранение в памяти устройства при пропадании оперативного тока информации о текущем состоянии и последующее приведение устройства в исходное состояние после подачи питающего напряжения;
- ведение журнала событий с привязкой к энергонезависимым часам реального времени;
- передачу журнала событий на ПК пользователя через встроенный интерфейсный порт USB;
- подключение к координированным системам контроля и АСУ ТП по шине ANSI/TIA/EIA-485-A-98;
- простоту установки блоков устройства в релейных отсеках ячеек на DIN-рейку;
- малую длину оптических кабелей ВОД и контрольных кабелей от устройства к схемам РЗА ячеек КРУ;
- высокую помехозащищенность линии связи за счет применения промышленной шины данных CAN;
- защиту от ложных срабатываний при освещении ВОД лампой мощностью 60 Вт с расстояния не ближе 15 см и при выходе из строя электрических компонентов в цепях формирования сигналов отключения;
- сохранение работоспособности при появлении сажи и пыли на линзе ВОД;
- минимум затрат при быстром и простом монтаже устройства без внесения изменений в конструкцию КРУ.

Для обмена информацией с внешними источниками информации устройство оснащено:

- одним интерфейсным портом шины ANSI/TIA/EIA-485-A-98;
- одним интерфейсным портом шины USB.

Порт шины ANSI/TIA/EIA-485-A-98 служит для интеграции в координированные системы контроля или АСУ ТП.

Порт шины USB предназначен для подключения ПК пользователя. Через это соединение возможно:

- считывание журнала событий;
- задание алгоритма работы устройства;
- считывание текущего алгоритма работы устройства;
- установка параметров устройства (часы, уставки и др.).

Реализация УДЗ «ОВОД-Л» на основе многопроцессорной распределенной системы дает следующие преимущества:

- монтаж устройства можно проводить на заводе-изготовителе ячеек, т. к. прокладка и крепление ВОД осуществляется в пределах одной ячейки, а подключения к схемам РЗА осуществляется в пределах релейного отсека этой ячейки;
- одним устройством можно обеспечить защиту большого количества ячеек;
- простота наращивания блоков УДЗ, при установке дополнительных ячеек. Алгоритм работы УДЗ корректируется с помощью пульта блока управления;
- удельная стоимость дуговой защиты на одну снижается при организации дуговой защиты секции КРУ с количеством ячеек менее 7, более 20 или двухсекционного КРУ;
- при организации дуговой защиты КРУ практически исключаются затраты на покупку контрольного кабеля и монтажные работы по прокладке этого кабеля;

Москва, 1–4 июня 2010 г.

- в комплект поставки будут входить волоконно-оптические датчики с 3 стандартными длинами оптического волокна от 1 м до 4 м;

- выход из строя любого из блоков не влияет на работу УДЗ «ОВОД-Л», кроме блоков питания и БВКН. Их можно зарезервировать, установив дополнительные БП и БВКН, т. к. БП обеспечивают возможность их параллельной работы.

УДЗ «ОВОД-Л» позволяет реализовать дуговую защиту КРУ и по централизованному принципу.

Тел./факс: (812) 331-50-33, 331-50-34

<http://www.proel.spb.ru>

e-mail: proel@land.ru; proel-2001@mail.ru

ИСТОЧНИКИ ПИТАНИЯ И СИСТЕМЫ ОПЕРАТИВНОГО ПОСТОЯННОГО ТОКА (СОПТ) ПРОИЗВОДСТВА ЗАО МПОТК «ТЕХНОКОМПЛЕКТ»

С.А. ТЮЛЕНЕВ, И.А. ДЕНИСОВ

ЗАО МПОТК «Технокомплект»

Эффективное и безаварийное функционирование систем релейной защиты и автоматики, устройств сигнализации, надежное управление разнообразной коммутационной аппаратурой и т. д. во всех без исключения режимах работы, в том числе и аварийных, предполагает наличие оперативного тока.

Оперативный ток может быть переменным, выпрямленным и постоянным.

По мнению большинства специалистов, для питания систем релейной защиты и автоматики (микропроцессорных тем более) наиболее приемлемым является постоянный оперативный ток, обеспечивающий бесперебойное питание в различных режимах работы.

Источниками постоянного оперативного тока служат аккумуляторные батареи (АБ) с зарядно-подзарядными устройствами (ЗПУ).

ЗАО «МПОТК «ТЕХНОКОМПЛЕКТ» имеет опыт разработки и производства ЗПУ, предназначенных как для автономного использования, так и в составе систем оперативного постоянного тока (СОПТ):

1. Одноканальные ЗПУ с подключением АБ в буферном режиме – устройства, имеющие одну входную цепь питающей сети (как правило 3-фазную) и одну общую выходную цепь для подключения нагрузки и АБ.
2. Одноканальные ЗПУ с отдельными цепями подключения АБ и нагрузки – устройства, имеющие одну входную цепь питающей сети, один выход для подключения нагрузки и один для подключения АБ, что позволяет контролировать ток АБ отдельно от выходного тока ЗПУ.
3. Одноканальные ЗПУ с двумя входными цепями питающей сети, АВР, резервным силовым блоком, одним отдельным выходом (отдельное подключение нагрузки и отдельное подключение аккумуляторной батареи).
4. Двухканальные ЗПУ – устройства, имеющие одну входную цепь питающей сети и два гальванически развязанных выхода с отдельным подключением нагрузок и аккумуляторных батарей (УЗП-Е).
5. ЗПУ специального назначения.
6. СОПТ(ы).

I. Одноканальное ЗПУ первого типа – Преобразователи напряжения зарядно-подзарядные ПНЗП-80-260-М-УХЛ4 и ПНЗП-65-300-М-УХЛ4.

Преобразователи преобразуют переменное трехфазное напряжение питающей сети 380 В в постоянное выходное напряжение (от 48 до 260 В) или (от 48 до 300 В) и предназначены:

- для заряда и подзаряда аккумуляторных батарей различными методами (ток, ток–напряжение, ток–напряжение–ток, выравнивающий заряд), подключаемых отдельно или в буферном режиме с нагрузкой;
- для организации систем постоянного оперативного тока на подстанциях и распределительных устройствах;
- для питания высоковольтных выключателей с электромагнитным приводом (ВВЭ-10, ВВ/ТЕЛ-10, ВБЭК-10, ВБКЭ-10, ЭВОЛИС, FL и др.).

Конструктивно преобразователи выполнены в виде шкафа настенного или напольного (на подставке). Имеет небольшие массу и габариты, одностороннее обслуживание.

Основные технические характеристики:

- питающая сеть $3 \times 380 \text{ В} + 10\% - 15\%$, от 49 до 60 Гц;
- выходное постоянное напряжение $48 \div 260 \text{ В}$ ($48 \div 300 \text{ В}$);
- максимальный выходной ток 80 А (65 А);
- для обеспечения максимального выходного тока до 160 А (130 А) два преобразователя включаются параллельно по выходу в режиме «Ведущий» без связи по RS-485 между собой;
- диапазон регулирования выходного тока от 1 А до максимального дискретно с шагом 0,1 А;
- максимальное отклонение выходного параметра от уставки, при изменении сопротивления нагрузки и входного напряжения в допустимых пределах не более 1%;
- пульсации тока и напряжения при работе на активную нагрузку не более 0,5%;
- коэффициент полезного действия при номинальной нагрузке не менее 0,93;
- резервирование – одновременное включение двух преобразователей параллельно в режиме «Ведущий–Ведомый» со связью по RS-485 между собой;
- преобразователь обеспечивает выдачу сигнала «Авария»/«Неисправность» типа «сухой контакт»;
- связь с персональным компьютером или АСУТП по каналу RS-485 по протоколу ModBus RTU;
- термокомпенсация зарядного тока с контролем температуры в аккумуляторном шкафу;
- дистанционное управление по сигналам Упр. 1 и Упр. 2;
- наличие управляемых по скорости вентиляторов в системе принудительного охлаждения;
- наличие входных защитных цепей от перенапряжения;
- контроль напряжения аккумуляторной батареи с выдачей сигнала «Авария»/«Неисправность»;
- контроль изоляции сети потребителя;
- степень защиты IP21, IP51;
- климатическое исполнение, категория размещения УХЛ4;
- габариты $667 \times 406 \times 270 \text{ мм}$ (настенного варианта);
- масса 45 кг.

Устройство и работа

Преобразователь функционально состоит из входного трехфазного выпрямителя, сглаживающего фильтра, инвертора, трансформатора, выходного выпрямителя и LC-фильтра.

Сетевое напряжение поступает на неуправляемый трехфазный выпрямитель, с выхода которого постоянное напряжение через сглаживающий LC-фильтр подается для питания инвертора. Инвертор выполнен на основе интеллектуального IGBT-модуля фирмы Mitsubishi, что позволяет применить широтно-импульсную модуляцию с частотой около 12 кГц.

Нагрузкой инвертора является первичная обмотка трансформатора. Напряжение с вторичной обмотки выпрямляется диодами выходного выпрямителя и через выходной LC-фильтр поступает на нагрузку.

II. Одноканальное ЗПУ второго типа – Преобразователи напряжения зарядно-подзарядные ПНЗП-80-260-М2(3)-УХЛ4 и ПНЗП-65-300-М2(3)-УХЛ4.

Преобразователь преобразует переменное трехфазное напряжение питающей сети 380 В (М2) или 220 В (М3) в постоянное выходное напряжение от 48 до 260 В или от 48 до 300 В в зависимости от исполнения.

В дополнение к зарядным устройствам первого типа преобразователи М2 и М3 имеют ввод для подключения аккумуляторной батареи и дополнительные технические характеристики:

- наличие выходных защитных цепей по перенапряжению;
- отдельный контроль тока аккумуляторной батареи и нагрузки;
- улучшенный тепловой режим;
- контроль цепи аккумуляторной батареи;

- выходной фильтр подавления электромагнитных помех;
- габариты 667×606×320 мм (настенного варианта);
- масса 55 кг (М2) и 57 кг (М3).

Конструкция и состав

Преобразователь состоит из собственно шкафа преобразователя и прибора контроля температуры. В зависимости от варианта исполнения преобразователь может поставляться с прибором контроля температуры или без него, напольного или настенного исполнения. Преобразователь напольного исполнения поставляется в комплекте с подставкой.

Преобразователь включает в себя силовой блок с трансформаторно-реакторным узлом, систему управления, дисплей с клавиатурой и защитно-коммутационное оборудование.

В состав защитно-коммутационного оборудования входят:

- QF1 трехфазный ввод 220 В;
- QF2 подключение нагрузки к выходной шине ПНЗП;
- QF3 подключение аккумуляторной батареи к выходной шине ПНЗП.

Реле контроля напряжения KV1 осуществляет автономный контроль напряжения АБ и выдает сигнал «Авария АБ», если напряжение находится за пределами установленного на реле диапазона. Диапазон устанавливается при вводе преобразователя в эксплуатацию.

III. Одноканальное ЗПУ третьего типа – Аппараты управления оперативным током АУОТ-М2 и АУОТ-М3.

Аппарат применяется на подстанциях и распределительных устройствах объектов первой категории электро-снабжения и предназначен:

- для бесперебойного питания потребителей стабилизированным напряжением;
- для заряда аккумуляторных батарей, подключаемых отдельно или в буферном режиме с нагрузкой;
- для обеспечения подзаряда аккумуляторных батарей, подключаемых отдельно или в буферном режиме;
- для контроля состояния аккумуляторных батарей (перегрев аккумуляторной батареи, глубокий разряд аккумуляторной батареи, перезаряд аккумуляторной батареи).

Устройство и работа аппарата

Силовая часть аппарата состоит из двух силовых блоков, преобразующих переменное трехфазное напряжение питающей сети в постоянное выходное напряжение 150÷250 В. При запрете совместной работы силовых блоков, в зависимости от наличия напряжений на основном и резервном питающих вводах и исправности силовых блоков, АВР обеспечивает автоматическое переключение силовых блоков в один из 4 приоритетных режимов работы:

1. Питание основного силового блока от основного ввода.
2. Питание основного силового блока от резервного ввода.
3. Питание резервного силового блока от основного ввода.
4. Питание резервного силового блока от резервного ввода.

При разрешении совместной работы силовых блоков АВР обеспечивает автоматическое переключение в один из 2 приоритетных режимов работы:

1. Питание основного и резервного силовых блоков от основного ввода.
2. Питание основного и резервного силовых блоков от резервного ввода.

При пропадании напряжения на обоих силовых вводах питание оперативных цепей осуществляется от аккумуляторной батареи, подключенной к выходу силовых блоков. При появлении любого из входных напряжений, соответствующий силовой блок автоматически возобновляет работу, обеспечивая установленные до исчезновения питания выходные параметры. Таким образом реализована функция аварийного включения резерва (АВР). Во время переключения выходное напряжение поддерживается аккумуляторной батареей.

Основные технические характеристики АУОТ-М2-УХЛ4 и АУОТ-М3-УХЛ4:

- Диапазон регулирования выходного тока от 1 А до максимального.
- Коэффициент пульсаций выходного напряжения, %, не более 0,5.
- Точность установленного напряжения в режиме стабилизации напряжения, при изменении тока нагрузки от 5 до 100% номинального значения не более ± 1 В.
- Точность установленного максимального тока в режиме стабилизации тока, при изменении напряжения на нагрузке во всем диапазоне регулирования не более $\pm 0,1$ А.
- Коэффициент полезного действия при номинальной нагрузке не менее 0,95.
- Порог срабатывания схемы контроля изоляции сети потребителя (по требованию заказчика) от 5 до 50 кОм.
- Резервирование: два независимых силовых блока; два ввода питающей сети; АВР; аккумуляторная батарея, включенная в буферном режиме.
- Время переключения силовых блоков (при работе одного силового блока) ≈ 4 с.
- Степень защиты оболочки IP21 (IP51).
- Температура окружающей среды, °С (+1°+40) или (–25°+40).
- Габаритные размеры аппарата не более 1000×600×265 мм.
- Масса, не более 70 (80) кг.

Технические характеристики АУОТ в зависимости от вариантов исполнения

| Вариант исполнения | Питающая сеть | Максимальный выходной ток при работе одного силового блока (при параллельной работе силовых блоков*), [А] | Максимальная выходная мощность при работе одного силового блока (при параллельной работе силовых блоков*), [кВт] | Диапазон регулирования выходного напряжения [В] | Количество элементов аккумуляторной батареи при номинальном напряжении на выходе аппарата, [шт.] |
|---------------------|--|---|--|---|--|
| АУОТ-М2-20-220-УХЛ4 | 3×380 В, –30% ÷ +15% | 24 (40*) | 6 (10*) | 150–250 | 102 |
| АУОТ-М2-20-110-УХЛ4 | | 24 (40*) | 3,4(5,6*) | 90–140 | 54 |
| АУОТ-М2-20-60-УХЛ4 | | 24 (40*) | 1,7(2,9*) | 48–72 | 30 |
| АУОТ-М2-10-220-УХЛ4 | | 12 (20*) | 3(6*) | 150–250 | 102 |
| АУОТ-М2-40-220-УХЛ4 | Частота: 49÷60 Гц | 40 (70*) | 10(17,5*) | 150–250 | 102 |
| АУОТ-М2-40-110-УХЛ4 | | 40 (70*) | 5,6(9,8*) | 90–140 | 54 |
| АУОТ-М2-40-60-УХЛ4 | | 40 (70*) | 2,9(5*) | 48–72 | 30 |
| АУОТ-М3-16-220-УХЛ4 | 3×220 В, –30% ÷ +15% Частота: 49÷60 Гц | 16(25*) | 4(6,25*) | 150–250 | 102 |
| АУОТ-М3-20-110-УХЛ4 | | 24 (40*) | 3,4(5,6*) | 90–140 | 54 |
| АУОТ-М3-25-220-УХЛ4 | | 25(40*) | 6,25(10*) | 150–250 | 102 |
| АУОТ-М3-40-110-УХЛ4 | | 40(70*) | 5,6(9,8*) | 90–140 | 54 |

* Возможна поставка для входного напряжения 220 В устройства УЗП-Е-46/23-260/80-УХЛ4 (с пропорциональным снижением выходной мощности).

IV. Двухканальные ЗПУ – Устройства УЗП-Е-80/40-260/80-УХЛ4 предназначенные для:

- заряда и подзаряда основных и «хвостовых» аккумуляторных батарей (АБ) различными методами (I, IU, IUI, выравнивающий заряд), а также для питания потребителей;
- организации систем оперативного постоянного тока на подстанциях и распределительных устройствах.

Структура УЗП — двухканальное устройство, содержащее:

- зарядно-подзарядный канал 1 — канал основной аккумуляторной батареи (ОСН АБ);
- зарядно-подзарядный канал 2 — канал аккумуляторной батареи хвостовых элементов (АБ ХЭ).

Технические характеристики:

- питающая сеть $3 \times 380 \text{ В} + 10 \div -15\%$, от 49 до 60 Гц;
- диапазон регулирования выходного напряжения канала ОСН АБ от 150 до 260 В;
- диапазон регулирования выходного напряжения канала АБ ХЭ от 12 до 80 В;
- диапазон регулирования выходного тока канала ОСН АБ от 0,2 до 80 А;
- диапазон регулирования выходного тока канала АБ ХЭ от 0,1 до 40 А;
- коэффициент пульсаций выходного напряжения по каждому каналу не более 0,5%;
- коэффициент полезного действия УЗП не менее 0,95;
- габаритные размеры: 1680×600×450 мм;
- масса: не более 180 кг;
- естественное охлаждение;
- степень защиты IP21.

V. ЗПУ специального назначения — ЗУ-ТП составная часть системы бесперебойного питания собственных нужд тяговых подстанций МПС и формирует шину управления «ШУ/2», шину управления «ШУ», шину выключателей «ШВ, шины «+ТУ» и «-ТУ, шину «ОБЩ».

В зависимости от варианта исполнения питание трехфазное $3 \times 380 \text{ В}$ или $3 \times 220 \text{ В}$.

VI. СОПТ(ы)

1. Устройство бесперебойного питания УБП-М-01-УХЛ4 предназначено:

• для работы в системе бесперебойного питания оперативным током устройств релейной защиты и автоматики:

- для заряда-подзаряда аккумуляторной батареи;
- для питания внешних потребителей.

Состав УБП-М-01-УХЛ4:

- два преобразователя напряжения зарядно-подзарядных ПНЗП-80-260-М-УХЛ4;
- шкаф распределительный ШР-01-УХЛ4 и дополнительный шкаф распределительный, по требованию Заказчика, для установки АВ секций;
- шкаф аккумуляторных батарей.

Шкаф распределительный ШР-01 предназначен для подключения вводов питания, выходных цепей преобразователей, две секции по три направления потребителей шины постоянного тока, цепей аккумуляторной батареи, шины ШМС, внешнего устройства контроля сигнала «АВАРИЯ».

Технические характеристики:

- два независимых ввода трехфазной сети переменного тока номинальным напряжением 380 В, номинальной частотой 50 Гц;
- выходное стабилизированное постоянное напряжение $48 \div 260 \text{ В}$ с регулируемой установкой, с шагом 1 В;
- максимальный выходной ток 160 А;
- диапазон регулирования выходного тока в режиме стабилизации тока от 1 А до 160 А, с шагом 0,2 А;
- максимальное отклонение выходного параметра от уставки при изменении сопротивления нагрузки и входного напряжения в допустимых пределах, не более 1%;
- пульсации тока и напряжения при работе на активную нагрузку не более 0,5%;
- коэффициент полезного действия не менее 95%;
- номинальная амплитуда выходного напряжения шины «ШМС» равна номинальному выходному напряжению цепей постоянного тока, частота прерывания — от 0,5 до 2 Гц;
- максимальная амплитуда выходного тока шины «ШМС» не более 2 А;

- дистанционный пуск/остановка преобразователей;
- дистанционное снижение выходного напряжения;
- снижение выходной мощности при перегреве силовых блоков преобразователей;
- габаритные размеры УБП, не более: 800×1300×315 мм;
- масса УБП не более 160 кг;
- степень защиты оболочки IP51.

2. АУОТ-М и ШР

СОПТ состоит из собственно аппарата управления оперативным током (шкаф АУОТ-М2, АУОТ-М3) и шкафа распределительного (ШР-05) или (ШР с ПКИ). Аппарат может поставляться с совмещенным ШР, с отдельным ШР. В комплект поставки может входить шкаф аккумуляторный с аккумуляторными батареями.

Технические и функциональные характеристики шкафов распределительных ШР всех вариантов исполнения.

Все ШР имеют 12 выходов шины постоянного тока. Четыре группы по три автоматических выключателя с номинальными токами 6 А, 10 А, 16 А и 25 А.

ШР-05-УХЛ4 – вид исполнения: навесной, напольный.

ШР-05-01-УХЛ4 – имеет выход шины ШМС. Вид исполнения: навесной, напольный.

ШР-05-02-УХЛ4 – имеет выход шины ШМС; 4 выхода шины аварийного освещения с номинальными токами 6А. Вид исполнения: напольный.

ШР-05-03-УХЛ4 – имеет нагревательный элемент. Вид исполнения: напольный.

Шкаф ШР-05-02-УХЛ4 имеет дополнительный ввод питания аварийного освещения – сеть переменного тока напряжением 220 В, частотой 50 Гц.

Шкаф ШР с ПКИ УХЛ4 имеет дополнительно контроль:

- сопротивления изоляции цепей присоединений;
- напряжений на шинах оперативного тока и их присоединениях;
- токов аккумуляторной батареи и суммарного тока нагрузок.

Максимально допустимый продолжительный суммарный выходной ток шины «ШМС» – не более 2 А, частота прерывания от 0,5 до 2 Гц.

Степень защиты оболочки ШР – IP21 или IP51 в зависимости от варианта исполнения конструкции. Все варианты исполнения ШР обеспечивают оперативное подключение/отключение выходных цепей и аккумуляторной батареи от зарядных устройств для вывода их на техническое обслуживание или ремонт.

Все варианты исполнения ШР обеспечивают возможность оперативного изменения конфигурации системы оперативного постоянного тока при аварийных ситуациях и автоматический контроль и световую индикацию установленной конфигурации системы оперативного постоянного тока.

Шкаф распределительный может быть доработан с учетом требований и пожеланий Заказчика.

3. Устройство универсальное зарядно-подзарядное УУЗП-80-260-МХ-ХХ-УХЛ4

Структура УУЗП-М – две независимые зарядно-подзарядные секции с возможностью объединения по выходу.

Технические характеристики

| Характеристика | УУЗП-80-260-М-УХЛ4 | УУЗП-80-260-М-01-УХЛ4 | УУЗП-80-260-М3-УХЛ4 | УУЗП-80-260-М3-01-УХЛ4 |
|--|--|-----------------------|--|------------------------|
| Питание через блок аварийного включения резерва (БАВР) | Два независимых ввода трехфазной сети переменного тока с (основной и резервный), напряжением от 323 до 418 В | | Два независимых ввода трехфазной сети переменного тока (основной и резервный), напряжением от 187 до 242 В | |

| | | | | |
|---|--|----------------------------|-----------------|------------------|
| УУЗП имеет два независимых ввода аккумуляторных батарей с номинальным напряжением подзаряда от 150 до 260 В | | | | |
| Диапазон регулирования выходного напряжения зарядно-подзарядных преобразователей | От 150 до 260 В с шагом 1 В | | | |
| Разветвление выхода каждой секции | 12 направлений | | | |
| Выход шины «ШМС»: | Частота прерывания от 0,5 до 2 Гц; максимальная амплитуда выходного тока шины «ШМС» – 2 А | | | |
| УУЗП допускает одновременную параллельную работу преобразователей по выходу (объединение секций) | | | | |
| Диапазон регулирования выходного тока преобразователей каждой секции | От 1 до 40 А с шагом 0,1 А | От 1 до 23 А с шагом 0,1 А | | |
| Коэффициент пульсаций выходного напряжения | Не более 0,5% | | | |
| Коэффициент полезного действия | Не менее 0,9 | | | |
| Постоянство установленного напряжения в режиме стабилизации с точностью | ± 1 В при изменении тока нагрузки от 5% до 100% номинального значения | | | |
| Уставка по максимальному току в режиме стабилизации с точностью | $\pm 0,1$ А при изменении напряжения на нагрузке во всем диапазоне регулирования | | | |
| Габаритные размеры | 1900 × 600 × 634 мм | | | |
| Масса | Не более 150 кг | | | |
| Степень защиты оболочки | IP51 по ГОСТ 14254 | | | |
| Рабочее значение температуры окружающего воздуха при эксплуатации | от +1 до +40 °С | от –40 до +40 °С | от +1 до +40 °С | от –40 до +40 °С |
| Установка | Вертикальная | | | |
| Обслуживание УУЗП | Двухстороннее | | | |

УУЗП-М выполнено в виде шкафа конструктива «RITTAL».

Шкаф УУЗП-М содержит две независимые зарядно-подзарядные секции и блок аварийного включения резерва (БАВР).

Основная секция содержит преобразователь 1, выходные автоматические выключатели секции 1 и формирователь ШМС 1 (Ф ШМС 1).

Резервная секция содержит преобразователь 2, выходные автоматические выключатели секции и формирователь ШМС 2 (Ф ШМС 2).

Автоматический выключатель ОБЪЕДИНЕНИЕ предназначен для объединения секций шин постоянного тока по выходу.

Преобразователь 1 обеспечивает заряд-подзаряд аккумуляторной батареи АБ1 и питание нагрузки, подключенной к выходам секции 1.

Преобразователь 2 обеспечивает заряд-подзаряд аккумуляторной батареи АБ2 и питание нагрузки, подключенной к выходам секции 2.

Москва, 1–4 июня 2010 г.

Преобразователи, БАР и плата контроля объединены каналом RS 485 (протокол ModBus RTU) и обеспечивают возможность дистанционного управления, контроля текущего состояния и считывания протокола состояний системой управления и контроля верхнего уровня.

По требованию Заказчиков (представленному заданию заводу-изготовителю) предприятие выпускает другие виды СОПТы и ЩПТ с несколькими уровнями селективности и автоматическим пофидерным контролем отходящих цепей постоянного тока.

Контактная информация

ЗАО «Межрегиональное Производственное Объединение Технического Комплектования «Технокомплект»

Адрес: 141981, г. Дубна Московской области, ул. Школьная, д. 10А. Телефон/факс: (49621) 2-39-93

E-mail: techno@dubna.ru www.technocomplekt.ru

ВАРИАНТЫ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ РЗА В СЕТЯХ 6-35 кВ НА ИННОВАЦИОННЫХ ИЗДЕЛИЯХ «РЕЛСИС»

КОЛЕСНИК С.П.

ПАО «Электротехнический завод» РЕЛСИС, г. Киев

1. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время в схемах релейной защиты и автоматики используются три поколения устройств: электромеханические, микроэлектронные и микропроцессорные. Основную массу составляют электромеханические измерительные и логические реле и комплектные устройства на их базе, большинство которых проработало уже более 25-30 лет, морально и физически устарели, их гарантированный срок эксплуатации уже значительно превышен. Количество находящихся в эксплуатации простых электромеханических и статических реле составляет более 30 млн штук на сумму более 26 млрд рублей в ценах 2006 г. [1].

В этой связи, во избежание неминуемых отказов релейной защиты, эксплуатирующим организациям потребуются решать задачи замены, отслуживших свой срок, старых реле на новые. ПАО «Электротехнический завод «РЕЛСИС», г. Киев разработал и наладил выпуск современных микропроцессорных реле и устройств РЗА на любой бюджет.

1. ВАРИАНТЫ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ РЗА В СЕТЯХ 6-35 кВ НА ИННОВАЦИОННЫХ ИЗДЕЛИЯХ «РЕЛСИС»

Завод «РЕЛСИС» предлагает несколько вариантов решения по переоснащению устройств РЗА в зависимости от финансовых возможностей предприятия:

- замена электромеханических устройств РЗА на новые простые реле «РЕЛСИС»;
- упрощенные микропроцессорные устройства защиты и автоматики серии РЗЛ-03;
- универсальные микропроцессорные устройства РЗА серии РЗЛ-01, РЗЛ-02, РЗЛ-04;
- многофункциональные устройства серии СЕЗАМ.

1.1. Новые простые реле энергетики

Для замены электромеханических реле производства ОАО «ЧЭАЗ» заводом «РЕЛСИС» предлагается разнообразная гамма *статических* реле (тока, напряжения, времени, контроля), выполненных на современной микропроцессорной и микроэлектронной базе, и *промежуточных* реле.

Особенности статических реле для энергетики:

- Рабочая температура от минус 40 до плюс 55 °С.
- Конструкция реле универсальна, монтаж с передним, и с задним присоединением проводов, имеются исполнения реле для установки на DIN-35 рейку.
- Ступенчатая регулировка уставок срабатывания с дискретностью 1%.
- Отсчет уставок (времени, тока, напряжения) привычный десятичный, а не в двоичном коде суммированием перемычек.
- Высокая точность: погрешностью 1-2%, повторяемость 0,5-1%.
- Фиксированный порог срабатывания и отпускания для исключения ложной работы при КЗ в цепях оперативного питания.

- Визуальный контроль и возможность оперативного изменения уставок, реле имеют прозрачную крышку с возможностью ее пломбирования.
- Светодиодная индикация срабатывания выходного реле.



Состав комплекса реле для энергетики

Реле тока:

Двухфазные реле максимального тока без оперативного питания.

- **АЛ-3** – без выдержки времени;
- **АЛ-3-В** – с независимой выдержкой времени;
- **АЛ-3-ОВ** – с независимой и двумя зависимыми характеристиками срабатывания типа РТ-80 и РТВ-1 (по выбору с лицевой панели);
- **АЛ-5** – двухступенчатые (ТО+МТЗ), с независимой и двумя зависимыми характеристиками срабатывания типа.

Реле времени:

- одно-, двух-, трехцепные реле времени с выдержкой на срабатывание с мгновенным, проскальзывающим и замыкающим (переключающим) контактом – **ВЛ100А, ВЛ102, ВЛ102А**;
- одно- двух- трехцепные реле времени с выдержкой на отпускание с мгновенным, проскальзывающим и замыкающим (переключающим) контактом – (**ВЛ103 ВЛ101А**) в т. ч. с регулируемым порогом отпускания (**ВЛ103А**);
- трехцепные реле времени с двумя проскальзывающими и одним замыкающим контактами, с выдержкой при раздельном замыкании цепей управления каждой фазы (**ВЛ104**) и общем замыкании управляющего контакта (**ВЛ104А**), с питанием от токовых цепей двух фаз;
- реле времени однократного повторного включения с оперативным питанием постоянного или переменного тока – **ВЛ108**.

Реле напряжения:

- реле максимального напряжения переменного тока с оперативным питанием и широким диапазоном уставок по напряжению от 10 до 500 В в одном исполнении – **НЛ4**;
- реле минимального напряжения переменного тока с оперативным питанием и широким диапазоном уставок по напряжению от 10 до 500 В в одном исполнении – **НЛ5**;
- реле максимального напряжения переменного тока без оперативного питания – **НЛ6**, для монтажа на DIN-35 рейку – **НЛ6А**;
- реле максимального напряжения переменного тока с широким диапазоном уставок срабатывания, для монтажа на DIN-35 рейку – **НЛ6А-1**;
- реле минимального напряжения переменного тока без оперативного питания – **НЛ7**, для монтажа на DIN-35 рейку – **НЛ7А**;
- реле максимального напряжения постоянного тока без оперативного питания – **НЛ8**, для выступающего монтажа на DIN-35 рейку – **НЛ8А**;
- реле максимального напряжения постоянного тока с широким диапазоном уставок срабатывания для монтажа на DIN-35 рейку – **НЛ8А-1**;
- реле напряжения постоянного и переменного тока с двумя порогами срабатывания и отпускания – **НЛ9**, для монтажа на DIN-35 рейку – **НЛ9А**;
- реле минимального напряжения трехфазного тока с задержкой выходного сигнала и контактами мгновенного действия – **НЛ11**;
- реле максимального (**НЛ18-1**) и минимального (**НЛ18-2**) напряжения постоянного и переменного тока с цифровой индикацией значения контролируемого напряжения без оперативного питания для монтажа на DIN-35 рейку;
- реле напряжения постоянного и переменного тока с двумя программируемыми порогами срабатывания и отпускания, с цифровой индикацией значения контролируемого напряжения без оперативного питания для монтажа на DIN-35 рейку – **НЛ19**.

- дополнительные функции по контролю — измерение и отображение фазных токов; контроль исправности цепей управления выключателем;

- дополнительные функции по индикации — отображение параметров последней аварии на дисплее (фазные токи) и светодиодах (сработавшие функции, работа входов и т. д.).

3. Имеет упрощенное меню, и его визуализация облегчает работу релейного и оперативного персонала с устройством РЗЛ-03. Меню содержит все необходимые уставки и параметры для использования реле, указывает параметры последней аварии, легко квитируется кнопкой управления либо ключом управления по входу устройства. Микропроцессорное устройство РЗЛ-03 отличается простотой и удобством в обслуживании, при его использовании значительно снижается трудоемкость регламентных работ.

4. Имеет привлекательную и конкурентоспособную цену по сравнению с микроэлектронными реле и аналогичным решением на электромеханических реле.

Устройство РЗЛ-03 обеспечивает следующие эксплуатационные возможности:

- возможность работы как с вакуумными, так и с масляными типами высоковольтных выключателей, в т. ч. со схемой дешунтирования;

- задание внутренней конфигурации (ввод/вывод защит и автоматики);

- отображение с помощью светодиодных индикаторов состояния дискретных входов, пусков работы МТЗ, неуспешного АПВ и т. п.;

- выбор типа времятоковой характеристики;

- жесткое и свободное назначение дискретных выходов на функции пуска/работы МТЗ, АПВ, ЛЗШ, ДВ;

- регистрация и хранение параметров последнего аварийного события;

- индикация до сброса (с запоминанием) срабатывания ТО, МТЗ, АПВ, ДВ;

- возможность сброса индикации с передней панели или дистанционно;

- питание схемы устройства только от контролируемых токовых цепей;

- непрерывный контроль работоспособности (самодиагностику) в течение всего времени работы;

- блокировка всех выходов при неисправности устройства для исключения ложных срабатываний;

- конструктивные исполнения: с утопленным и выступающим монтажом.

Функции защиты, выполняемые устройством:

- Трехступенчатая максимальная токовая защита от междуфазных повреждений с контролем двух/трехфазных токов.

- Возможность работы МТЗ в режиме ускоряющей отсечки с возможностью выбора активных ступеней для ускорения.

- Одноступенчатая ненаправленная защита от однофазных замыканий на землю.

- Функция логической защиты шин (ЛЗШ).

- Возможность подключения внешних защит.

- Операции отключения и включения выключателя.

- Функция однократного/двукратного АПВ после работы МТЗ или ДВ, работа АПВ по назначенным ступеням МТЗ.

- Функция УРОВ по назначенным ступеням МТЗ.

- Фиксация параметров аварии в момент срабатывания защиты.

- Встроенные часы-календарь.

- Измерение текущих фазных токов и их отображение в первичных/вторичных значениях на светодиодном индикаторе.

1.3. Универсальные микропроцессорные устройства РЗА для сетей 6-35 кВ серии РЗЛ-01, РЗЛ-02, РЗЛ-04

Эксплуатационные возможности:

- выполнение функций защит, автоматики и управления, определенных ПУЭ и ПТЭ;
- задание внутренней конфигурации (ввод/вывод защит и автоматики);
- ввод, просмотр и хранение 2 групп уставок защит и автоматики;
- свободное назначение светодиодных индикаторов для отображения состояния дискретных входов, пусков/работы МТЗ/ЗНЗ, успешного/неуспешного АПВ, ускорения МТЗ, а также других защитных и сервисных функций;
 - свободное ранжирование состояний логических функций и дискретных входов/выходов на 16 каналов осциллографа;
 - получение дискретных сигналов управления и блокировок в т. ч. квитирование аварий, запуск осциллографа по ДВ;
 - телеуправление, телеизмерение, передача параметров аварии, ввод и изменение уставок по линии связи;
 - непрерывный оперативный контроль работоспособности (самодиагностика) в течении всего времени работы;
 - блокировка всех выходов при выявлении контролирующей системы неисправности устройства для исключения ложных срабатываний;
 - гальваническая развязка всех входов и выходов, включая питание, для обеспечения высокой помехозащищенности.



Функции защиты:

- трехступенчатая максимальная токовая защита от междуфазных повреждений с контролем двух/трех фазных токов;
- возможность работы МТЗ в режиме ускоряющей отсечки с возможностью выбора активных ступеней для ускорения;
- одноступенчатая ненаправленная защита от однофазных замыканий на землю;
- направленная двухступенчатая защита от однофазных коротких замыканий на землю (только РЗЛ-04);
- функция логической защиты шин (ЛЗШ);
- возможность подключения внешних защит;
- направленная максимальная токовая защита (только РЗЛ-02);
- АЧР – автоматическая частотная разгрузка (только РЗЛ-02, РЗЛ-04);
- ЧАПВ – частотное автоматическое повторное включение (только РЗЛ-02, РЗЛ-04);
- ЗМН – защита минимального напряжения (только РЗЛ-02);
- ЗПН – защита от повышения напряжения (только РЗЛ-02).

Функции автоматики и дополнительные сервисные функции:

- операции отключения и включения выключателя по внешним командам;
- функция однократного/двукратного АПВ после работы МТЗ или ДВ, работа АПВ по назначенным ступеням МТЗ;
- функция УРОВ по назначенным ступеням МТЗ;
- фиксация токов в момент срабатывания защиты;
- встроенные часы-календарь;
- измерение текущих фазных токов и их отображение в первичных/вторичных значениях на ЖКИ;

- цифровой осциллограф (энергонезависимый);
- журнал событий (энергонезависимый);
- журнал статистики (энергонезависимый);
- возможность выбора языка интерфейса для ЖКИ: русский, украинский, английский.

Номенклатура устройств релейной защиты и автоматики микропроцессорное для распределительных сетей 6/35 кВ завода «РЕЛСис»:

РЗЛ-01.01 – МПУ токовой защиты и автоматики присоединений с расширенными функциональными возможностями

РЗЛ-01.02 – МПУ токовой защиты и автоматики присоединений с расширенными функциональными возможностями с возможностью питания от токов короткого замыкания

РЗЛ-01.03 – МПУ токовой защиты и автоматики присоединений с расширенными функциональными возможностями с возможностью питания от токов короткого замыкания и функцией дешунтирования

РЗЛ-02-Л – Защита воздушной и кабельной линии 6-35 кВ по току и напряжению (направленная)

РЗЛ-02-ВВ – Защита ввода 6-35 кВ по току и напряжению

РЗЛ-02-СВ – Защита секционного выключателя 6-35 кВ по току и напряжению

РЗЛ-02-АР – Защита секционного выключателя 6-35 кВ по току и напряжению

РЗЛ-04 – Устройство релейной защиты для кабельных и карьерных линий.

1.4. Многофункциональные устройства серии СЕЗАМ



Предназначены для выполнения функций релейной защиты, автоматики и управления различными присоединениями на электрических подстанциях и на промышленных предприятиях напряжением 6-110 кВ.

В устройствах серии СЕЗАМ заложены самые современные принципы. Логика функционирования строится на базе библиотеки стандартных функций ANSI с использованием современных открытых языков высокого уровня. Модульный принцип построения конструкции позволяет оптимизировать ее в соответствии с

решаемой задачей, что позволяет достичь наилучших показателей «цена/функциональность».

Серия СЕЗАМ обладает всеми стандартными функциями микропроцессорных защит – функциями защиты, измерения, автоматики, диагностики сети и коммутационного аппарата, самодиагностики, цифрового осциллографирования и связи по открытому протоколу MODBUS. При этом необходимо подчеркнуть, что устройство, соответствуя всем необходимым требованиям к перспективному развитию системы, не перегружено избыточными функциями, что позволяет обеспечить оптимальное соотношение цены и качества.

Устройство СЕЗАМ состоит из двух блоков: базовый модуль, который устанавливается непосредственно в шкафах, релейных отсеках КРУ, и выносной пульт управления, который соединяется с основным блоком с помощью интерфейсного кабеля.

Базовый модуль хранит и выполняет программу логики работы.

Пульт управления хранит меню пользователя, выполняет функции отображения текущих параметров и редактирования уставок.

Набор унифицированных аппаратных решений и большая библиотека стандартных функций защиты и автоматики устройств серии СЕЗАМ позволяют быстро создать устройство под ваши потребности.

Если Вам необходимо устройство с уникальными логическими функциями, мы готовы реализовать любое ваше желание без увеличения срока поставки.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Сушко В.А. Релейная защита присоединений 6-35 кВ. Есть ли выход из тупика? // Журнал «Новости Электротехники». № 4 (40). 2006.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ

Колесник С.П. — главный конструктор, ПАО «Электротехнический завод» РЕЛСИС, г. Киев.

РАЗВИТИЕ МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ, АВТОМАТИКИ И УПРАВЛЕНИЯ (МП РЗАУ) ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ

ГАРКЕ В.Г., ЖЕГАЛОВ А.А., ИВАНОВ И.Ю., ИСАКОВ Р.Г., КОНОВА Е.А.,
КУРАКИН С.В., ПЕТРУХИН С.Б., ХАЗБУЛАТОВ З.З.

Развития 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 $\phi_{м.ч}$, рис. 1.

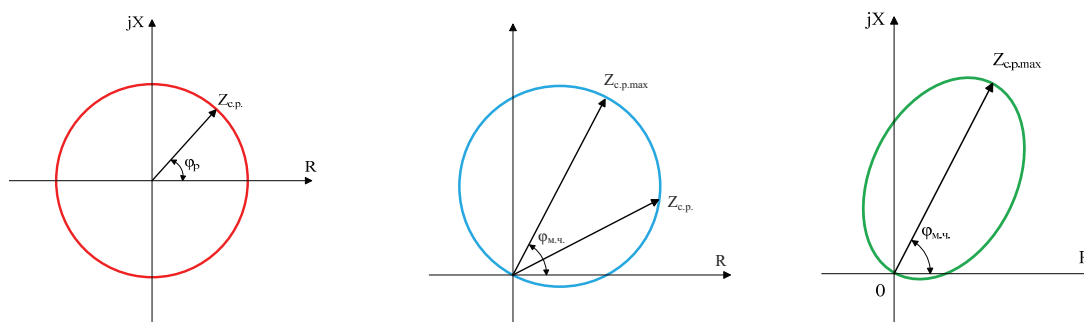


Рис. 1. Виды характеристик срабатывания ИО сопротивления электромеханических защит

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

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

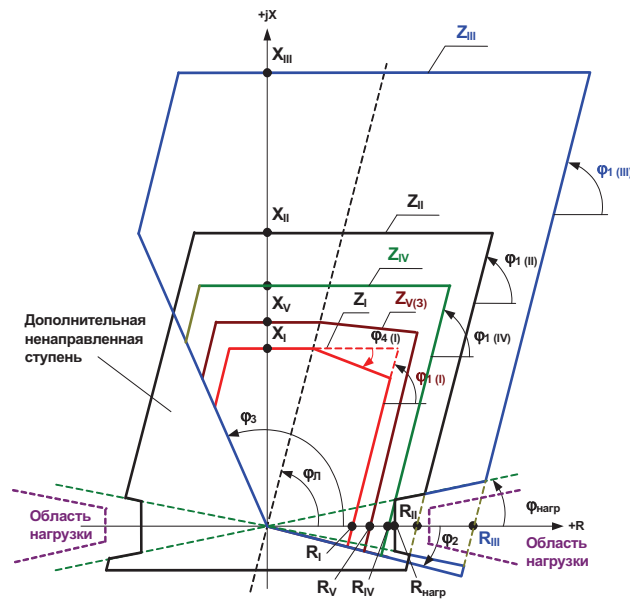


Рис. 2. Характеристика срабатывания ИО сопротивления ступеней дистанционной защиты (шкаф ШЭ2607 021021, ООО НПП «ЭКРА»)

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, замеряемый защитой. Однако наличие вектора нагрузки Z_{II} требует выполнять характеристику проходящей через начало координат так, чтобы охватить результирующий вектор $Z_{рез}$. Это не позволяет охватить характеристикой области объектов, отходящих от подстанции p [3].

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].

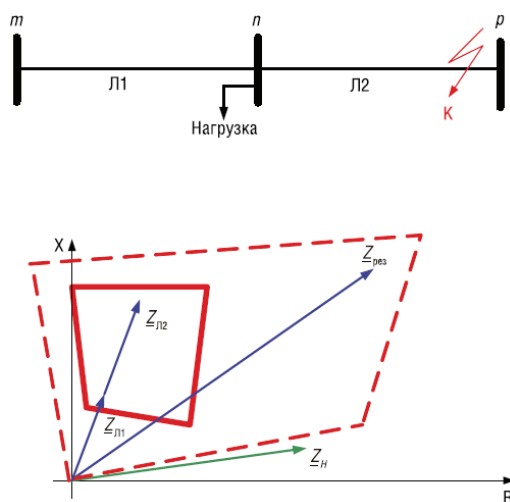


Рис. 3. Выполнение ступени дистанционной защиты с характеристикой, смещенной в первый квадрант комплексной плоскости для резервирования отказа защит смежной линии

Токовыми называются защиты, реагирующие на ток, проходящий по защищаемому элементу. Защита срабатывает при превышении тока в месте ее 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 защитах 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.

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.

Линейно-зависимая характеристика срабатывания получается следующим образом.

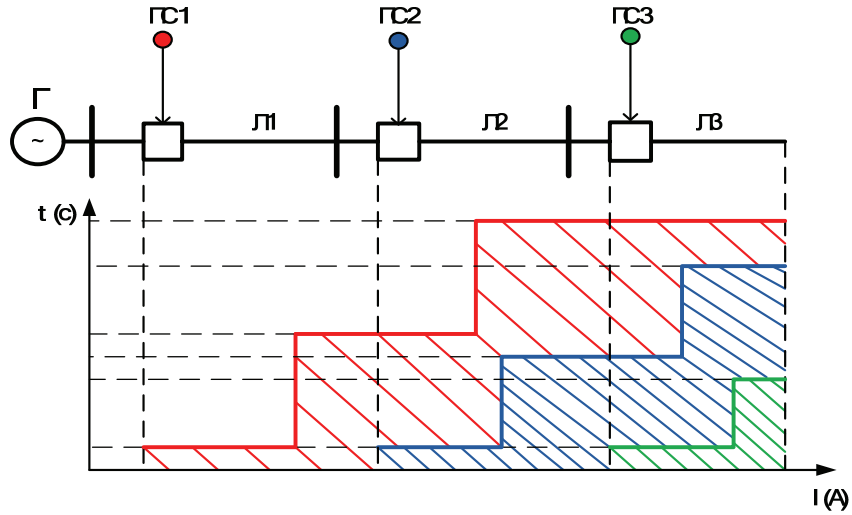


Рис. 4. Трехступенчатая токовая защита (ТО₁, ТО₂, МТЗ)

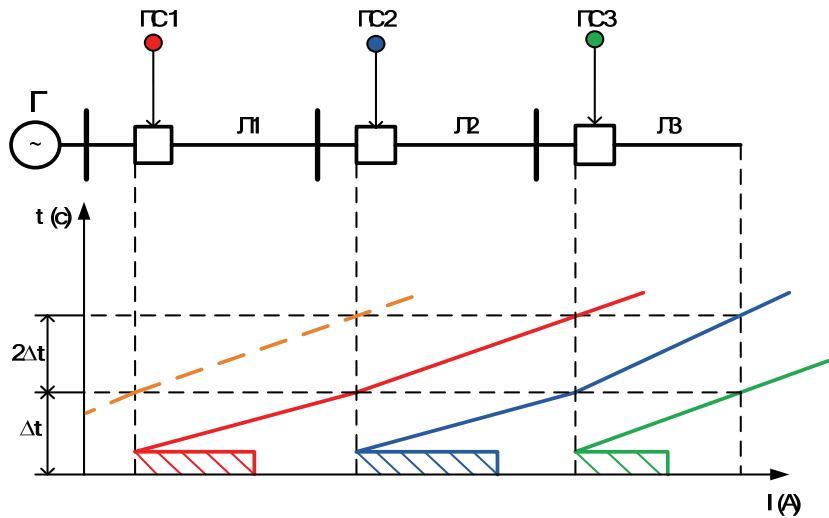


Рис. 5. Двухступенчатая токовая (ТО, МТЗ) или дистанционная (ДЗ) защита

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 :

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

Характеристика состоит из двух частей:

1. Первая часть характеристики от начала до конца первой линии: $t_{cз1} = \frac{\Delta t}{Z_{Л1}} (Z_K - Z_C)$ (3)

2. Вторая часть характеристики от начала второй линии до конца зоны действия второй ступени защиты: $t_{cз2} = \frac{\Delta t}{Z_{Л2}} (Z_K - Z_C - Z_{Л1}) + \Delta t$ (4)

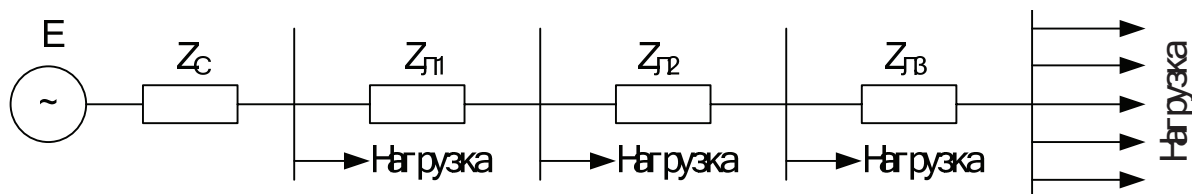


Рис. 6. Пример распределительной сети

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 дает 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 емкость 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 – 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.

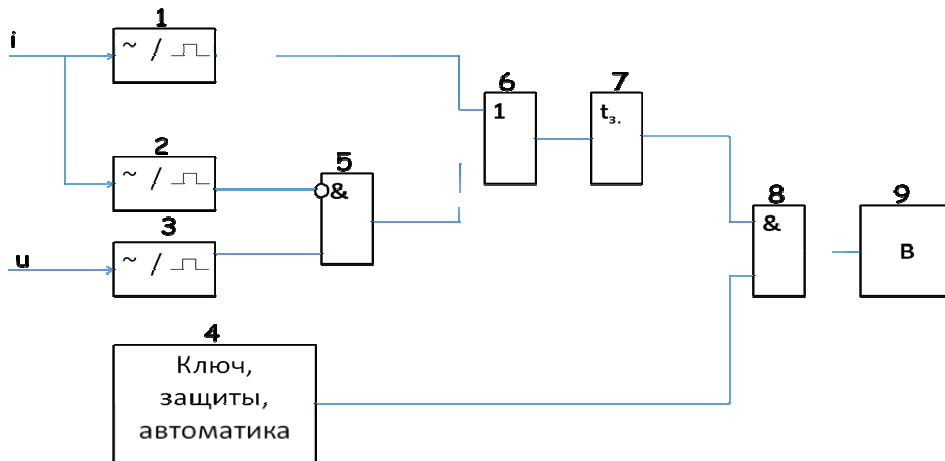


Рис. 7. Структурная схема АУВ с контролем момента включения и отключения

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 ПВФ «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.

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.

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 дополнениями 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.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

Гарке В.Г. — доктор технических наук, 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).

ОБЩЕСИСТЕМНЫЕ РЕШЕНИЯ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ КОМПЛЕКСОВ ПА НА БАЗЕ ПРОГРАММНО-АППАРАТНЫХ СРЕДСТВ ЗАВОДА «ЭЗАН»

ГОРБУНОВ В.Г.

ФГУП «ЭЗАН»

ОВЛАСЮК И.Я.

ООО «НТП «Технософт-М»

1. СОСТАВ И ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ МФС ПА ЗАВОДА ЭЗАН

1.1. Состав аппаратных средств

В состав многофункциональной системы противоаварийной автоматики МФС ПА входят следующие технические средства и оборудование:

- контроллер КМ04 стандарта CompactPCI;
- контроллеры присоединения, программируемые КППР-1;
- автоматизированные рабочие места АРМ;
- напольные и настенные шкафы, выполненные в стандарте Евромеханика 19';
- оборудование локальных вычислительных сетей ЛВС;
- испытательный стенд для проверки алгоритмов, реализованных МФС ПА.

Состав оборудования комплексов ПА определяется техническим проектом и поставляется заводом в соответствии с заказным обозначением МФС ПА (формой заказа).

МФС ПА соответствует требованиям РД 34.35.310-97 «Общие технические требования к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем».

Многоканальные контроллеры высокого быстродействия в стандарте CompactPCI КМ04 имеют следующие технические характеристики:

- Количество физических каналов ввода/вывода в зависимости от размеров крейта: от 448 до 832 дискретных, от 448 до 832 аналоговых.
- Обеспечивают ввод/вывод нормированных аналоговых сигналов: 4-20 мА, 0-5 мА, +/-5 В, +/-10 В.
- Обеспечивает ввод сигналов от термопар и термосопротивлений (ГОСТ Р 8.585-2001, ГОСТ 6616-94, ГОСТ 6651-94).
- Обеспечивают ввод/вывод дискретных сигналов: =24 В, =220 В, ~220 В, выходные токи до 5 А.
- Процессорный модуль Intel Pentium 1800 МГц / SDRAM 512 Мб (2 Гб) / Flash 256 Мб (1 Гб).
- Внешний физический интерфейс: Ethernet 100 (1000) Мбит/сек, RS-485.
- Прикладной и канальный уровни внешнего интерфейса: протоколы TCP/IP, "fleet QNX", МЭК 101, 103, 104, "Modbus".

Контроллеры присоединения, программируемые КППР-1, имеют:

- Количество каналов ввода сигналов частотой 50 Гц от трансформаторов тока и напряжения ТТ 1 А, 5 А, ТН 100В. – 24.
- Частота дискретизации сигналов переменного тока/напряжения программируется и соответствует международному стандарту COMTRADE и составляет 40-160 точек на период промышленной частоты 50 Гц.

- Количество каналов ввод/вывод дискретных сигналов: =24 В, =220 В, ~220 В, выходные токи до 5 А – до 144.
- Процессорный модуль AMD GX 500 МГц/SDRAM 256 Мб/Flash 128 Мб (256 Мб) / Ethernet 100 Мбит/сек.
- Интерфейс синхронизации времени от СЕВ: IRIG-B (международный стандарт, точность синхронизации 1 Мсек).
- Внешний физический интерфейс: Ethernet 100 (1000) Мбит/сек, RS-232.
- Прикладной и канальный уровни внешнего интерфейса: протоколы TCP/IP, “fleet QNX”, МЭК 104, МЭК 61850.

Конструкция контроллеров обеспечивает безопасность управления и высокие показатели надежности.

Осуществляется аппаратное стробирование выходных сигналов контроллеров УВ, входными сигналами ПО. Приняты меры для защиты от выдачи выходных сигналов при включении/выключении контроллеров. Обеспечивается возможность резервирования контроллеров. Используется схема питания контроллеров и оборудования шкафа от двух фидеров. Кроме этого, внутренние вторичные источники питания контроллеров также задублированы.

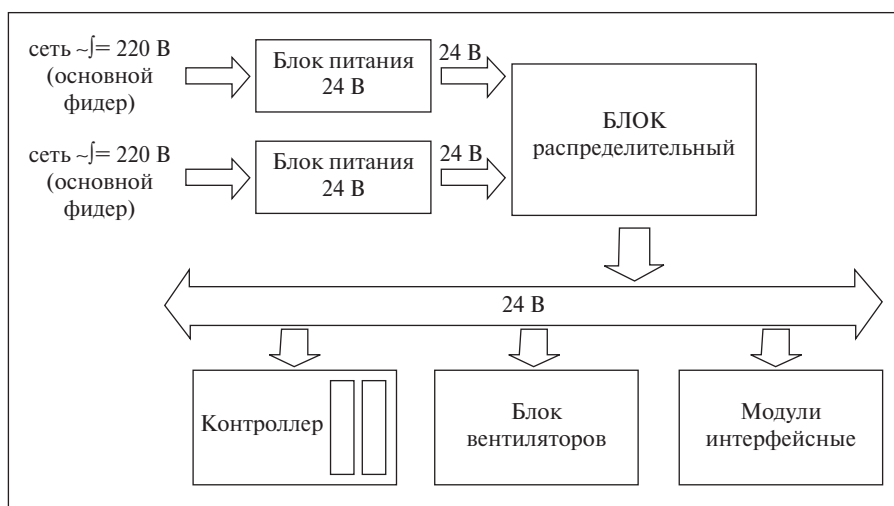


Рис. 1. Схема питания контроллеров и оборудования шкафа

При поставке проектировщик может заказать одиночные контроллеры, дублирование контроллеров «1 из 2х» или мажоритарное резервирование контроллеров «2 из 3х». При этом дублированные контроллеры могут размещаться в одном шкафу или в разных в зависимости от количества сигналов контроля и управления.

1.2. Программные средства и функциональные возможности МФС ПА

Программные средства МФС ПА состоят из общесистемного программного обеспечения ОПО и технологического (пользовательского) программного обеспечения ТПО (ППО).

Общесистемное программное обеспечение включает многозадачную операционную систему реального времени QNX 4.25 и Комплекс программ контроля и управления «ОКО» (пакет «ОКО»).

Во все технические средства при поставке загружаются все или часть программ ОПО в зависимости от функций устройства контроллер/АРМ.

Пользовательское или технологическое программное обеспечение ТПО зависит от конфигурации и функционального назначения, входящих в МФС ПА технических средств и разрабатывается на основании ТЗ Заказчика.

ТПО входит в программный проект объекта автоматизации, хранится на внешнем машинном носителе и может загружаться как перед поставкой комплекса ПА, так и во время пусконаладочных работ.

Во время эксплуатации комплекса на базе МФС ПА копия ТПО хранится в энергонезависимой памяти и автоматически перегружается при перезапуске системы.

ТПО полностью разрабатывается с помощью инструментальных средств ОПО, использование которых не требует специальных знаний в области математического программирования средств вычислительной техники.

ОПО и ТПО имеют комплект документации, выполненной в соответствии с ГОСТ 19.1 в объеме достаточном для эксплуатации и дальнейшей модернизации комплекса ПА.

1.2.1. Функции, реализуемые общесистемным программным обеспечением ОПО

С помощью общесистемного программного обеспечения ОПО реализуются следующие функции, необходимые для выполнения задач ПА:

- прием и первичная обработка аналоговых сигналов переменного тока и напряжения частотой 50 Гц;
- электрические измерения, расчет основных электротехнических параметров;
- прием и первичная обработка дискретных сигналов типа «сухой контакт»;
- прием и первичная обработка нормированных аналоговых сигналов постоянного тока и напряжения;
- фильтрация, масштабирование и достоверизация принятых входных сигналов;
- отображение на экранах мониторов АРМов информации о текущих режимах и состоянии оборудования ПА и состоянии основного электротехнического оборудования электростанции (подстанции);
- технологическая предупредительная и аварийная сигнализация;
- диагностическая предупредительная и аварийная сигнализация;
- ручной ввод с экрана мониторов значений параметров и команд;
- регистрация событий, ведение и просмотр архивов технологических событий и архивов событий самодиагностики;
- ведение и просмотр архива истории технологических параметров;
- ведение архивов и просмотр протоколов пуска автоматики;
- формирование отчетных документов;
- регистрация переходных процессов в аварийных режимах в электрических сетях, а также ведение архивов переходных процессов в формате «COMTRADE» и просмотр осциллограмм;
- обмен информацией устройствами МФС ПА по сети Ethernet между собой и автоматизированными рабочими местами АРМ;
- обмен информацией со смежными автоматизированными системами и устройствами и системами управления верхнего уровня ССПИ, АСУ ТП, ЦСПА по протоколам: ГОСТ Р МЭК 60870-5-101, ГОСТ Р МЭК 60870-5-104, Modbus RTU;
- периодический контроль исправности программно-аппаратного комплекса (самодиагностику);
- защита от несанкционированного доступа и разграничение полномочий при доступе к информации ПАК ПА;
- выполнение в реальном времени программ управления ТПО созданных в инструментальной среде ОПО;

- корректное включение и выключение комплекса ПА и отдельных устройств без выдачи ложных сигналов управления (пусковых органов, управляющих воздействий);
- поддержка всех известных принципов резервирования: «мажоритарного» принципа «2 из 3х», дублирования «1 из 2х», «1 из n», «горячего» резервирования и обеспечение работоспособности комплекса ПА при отказе отдельных резервируемых устройств (реконфигурирование системы).

ОПО имеет инструментальные средства, обеспечивающие создание технологического программного обеспечения ТПО и не требующие для своего использования специальных знаний в области математического программирования средств вычислительной техники.

1.2.2. Технологическое программное обеспечение ТПО

Технологическое программное обеспечение ТПО выполняется в виде единого программного проекта имеющего уникальное идентификационное имя, состоящее из букв русского и латинского алфавитов и арабских цифр длиной до 48 знаков.

ТПО содержит конфигурационные, настроечные и другие данные обеспечивающих выполнение вышеперечисленных задач ОПО в соответствии с проектом комплекса ПА.

ТПО содержит также программы необходимые для выполнения различных функций противоаварийной автоматики.

Например, для выполнения задачи АПНУ ТПО должно содержать следующие программы:

- программы фиксации отключения линии, автотрансформатора, блока (ФОЛ, ФОАТ, ФОБ) сконфигурированные в соответствии с проектом ПА,
- программу фиксации тяжести короткого замыкания ФТКЗ параметризованную в соответствии с проектом ПА,
- программу расчета управляющих воздействий (УВ) для режима локальной автоматики дозированных воздействий ЛАДВ в доаварийном цикле по принципу 2ДО,
- программу запоминания рассчитанных в предыдущем цикле дозирровок (управляющих воздействий) АЗД,
- программу выдачи УВ при поступлении пускового органа ПО и собранных условиях аварийного управления (ремонт и др.),
- программу автоматики разгрузки станции АРС, обеспечивающую оптимальное распределение ступеней разгрузки блоков станции с учетом текущих мощностей и истории предыдущих разгрузок блоков.

Программы автоматик ПА создаются в инструментальной среде ОПО и используют алгоритмы из библиотеки стандартных алгоритмов ТПО. Эти библиотеки содержат как уже готовые к использованию программы – например, программу ФТКЗ, так и программные модули, содержащие основные алгоритмы автоматик. Например, программа расчета УВ строится на основе модулей контроля предшествующего режима КППР и формирования текущих УВ (ФтУВ) из библиотеки стандартных алгоритмов ТПО.

В настоящее время библиотеки стандартных алгоритмов ТПО содержат все алгоритмы необходимые для создания автоматики предотвращения нарушения устойчивости АПНУ. Проводится работа по созданию библиотечных алгоритмов реализующих другие автоматики ПА: АОПН, АОСН, АОПО, АЛАР, АОПЧ, АОСЧ.

Библиотеки стандартных алгоритмов ТПО могут расширяться пользователями (проектировщиками), путем создания собственных библиотечных программных модулей на «технологических» языках.

Программы ТПО не использующие ввод сигналов переменного тока и напряжения, могут выполняться на любых технических средствах МФС ПА. Программы, использующие сигналы переменного тока или напряжения могут исполняться только на контроллерах КППР.

Указание узлов ЛВС, на которых исполняются программы, содержится в конфигурационных данных программного проекта ТПО.

2. ОБЩЕСИСТЕМНЫЕ РЕШЕНИЯ КОМПЛЕКСОВ ПА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МФС ПА ЗАВОДА ЭЗАН

Возможность проектной компоновки технических средств МФС ПА, их поставка по заказной спецификации, мощность и гибкость общесистемных программных средств ОПО позволяет проектировщику создавать комплексы ПА различной архитектуры, наиболее полно учитывающие особенности и требования объекта внедрения.

Ниже показаны возможные структуры оборудования АПНУ, выполненные с использованием МФС ПА. На рисунках показаны состав оборудования и связи оборудования по аварийному тракту.

На рис. 2 показана централизованная структура, обеспечивающая одинаково высокую надежность и безопасность управления при наименьших затратах.

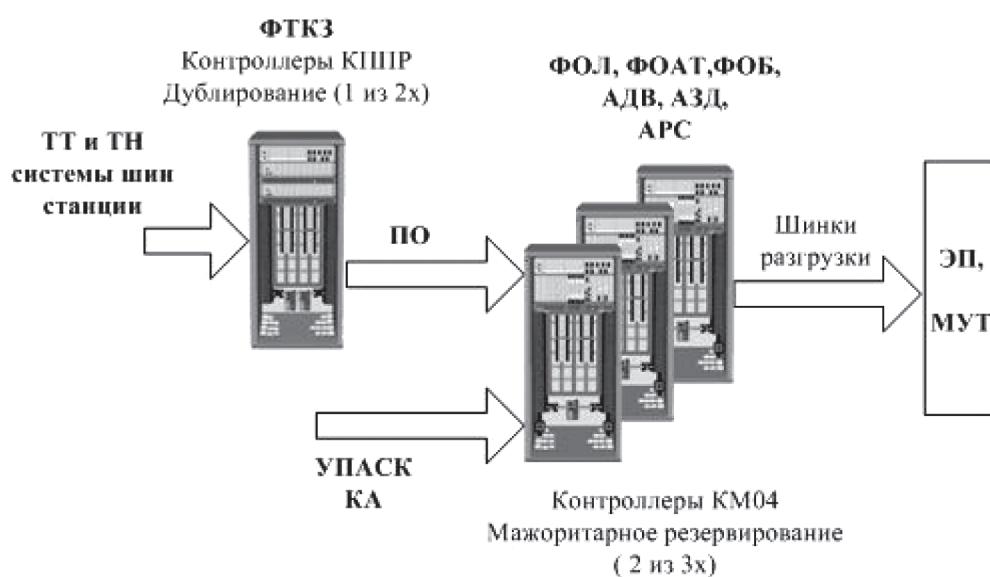


Рис. 2. Состав и структура связей по аварийному тракту АПНУ с централизованным управлением

На рис. 3 показана распределенная по всем функциям АПНУ структура, обеспечивающая высокую надежность при пониженной безопасности управления.

Эта структура удобна при реконструкции комплекса ПА, так как позволяет устанавливать новое оборудование на место заменяемого и таким образом использовать уже имеющиеся вторичные соединения, что, несмотря на увеличение оборудования, позволяет сохранить стоимость реконструкции приемлемой. Кроме того, она позволяет повысить автономность отдельных устройств, например АРС, обеспечивающего разгрузку блоков не только от АПНУ, но и других автоматик. Такая архитектура была использована при реконструкции ПА Костромской ГРЭС (за исключением оборудования ЛАДВ, которое было выполнено по схеме «2 из 3х»).

На рис. 4 показана структура, которая позволяет более полно использовать возможности контроллеров присоединений КППР. Здесь на каждое присоединение устанавливается один не резервированный контроллер КППР, который кроме функций ФОЛ, ФТКЗ (дальних КЗ) может выполнять и другие дополнительные функции. Например: регистрацию переходных процессов в аварийных режимах (РАС), электрические измерения, контроль качества электроэнергии, фиксацию состояния коммутационных аппаратов и другого оборудования присоединения.

На рис. 5 представлена типовая структура информационно-вычислительного комплекса ПА с использованием средств МФС ПА. ИВК ПА построен на базе ЛВС, представляющую из себя замкнутое

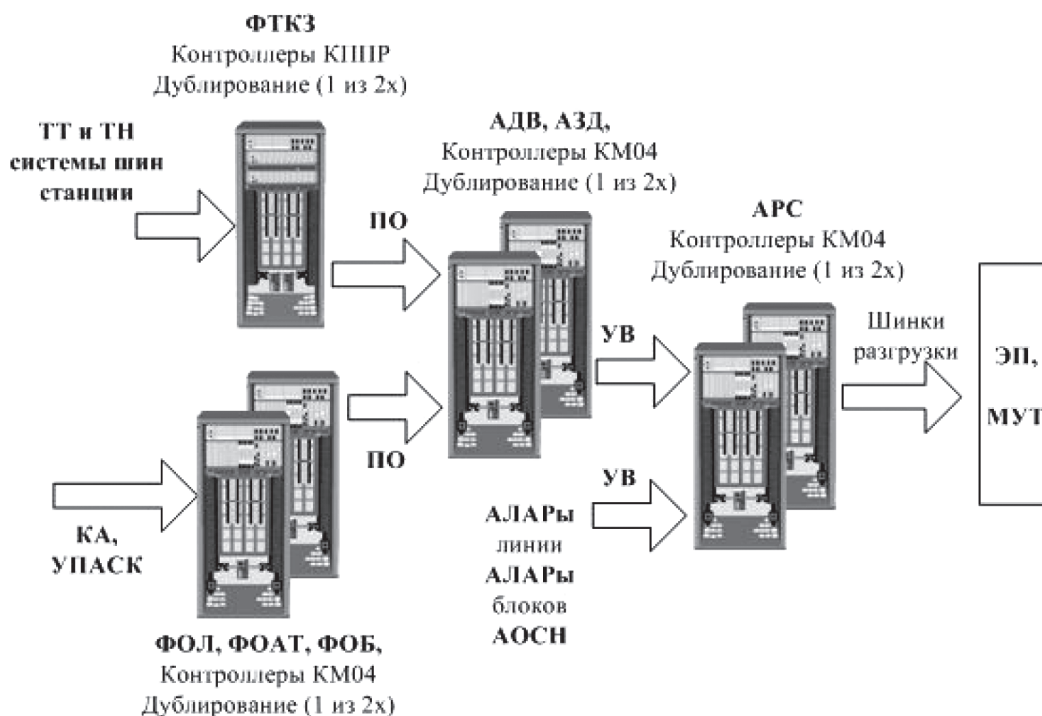


Рис. 3. Состав и структура связей по аварийному тракту АЭЗ с распределенным по функциям управлением



Рис. 4. Состав и структура связей по аварийному тракту АЭЗ с распределенным оборудованием по присоединениям ВЛ и дополнительными функциями

оптоволоконное кольцо, к которому подключены все контроллеры и АРМы. Все устройства ПА других производителей подключаются к ЛВС ПА через «шлюз». ИВК ПА через «шлюз» подключается к сети АСУ ТП или сети ССПИ станции или подстанции. Наличие шлюзов позволяет обезопасить комплекс ПА от сторонних помех и несанкционированного доступа. Через сети ССПИ или АСУ ТП осуществляется связь с верхним уровнем ОДУ и ЦДУ.

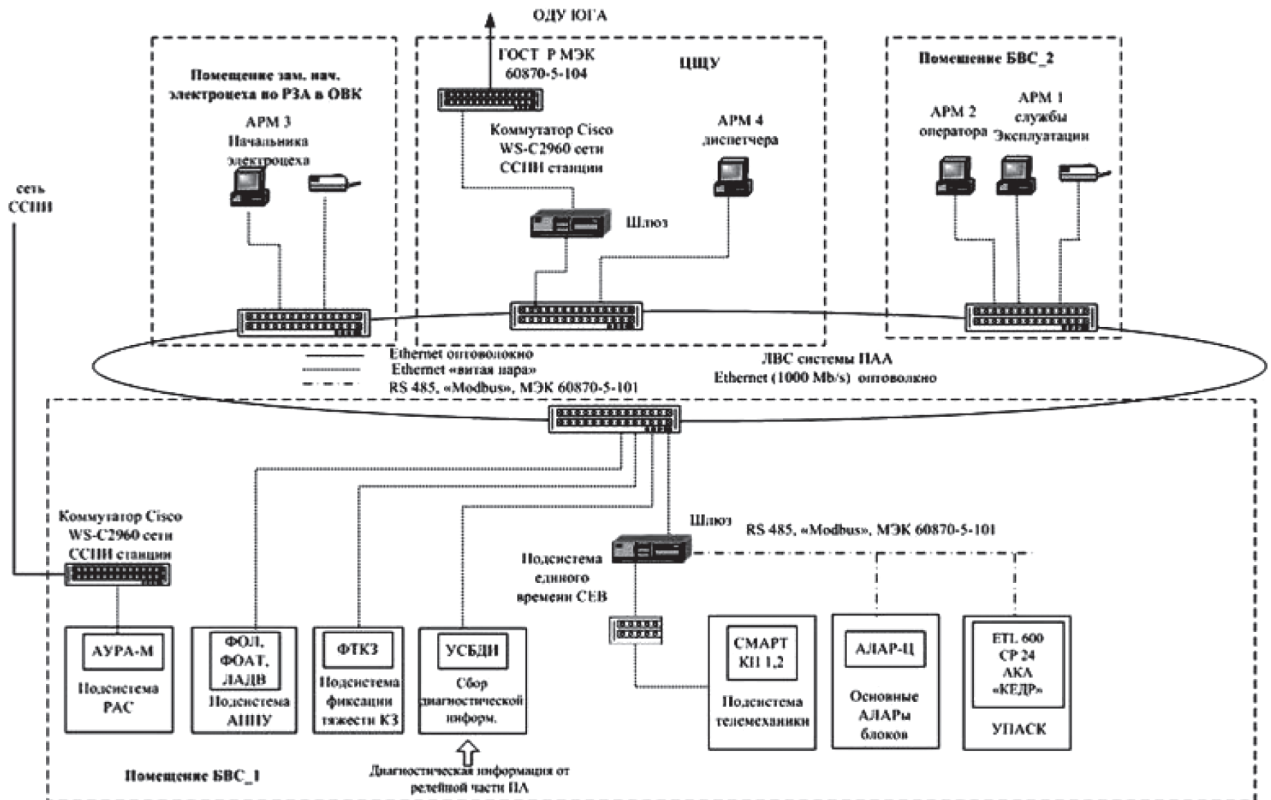


Рис. 5. Типовая структура информационно-вычислительного комплекса ПА

Доступ к данным РАС от устройств «АУРА-М» осуществляется через FTP-сервер ССПИ.

Доступ к диагностической и технологической информации от устройств, не имеющих цифрового интерфейса (например, релейное АПНУ), осуществляется через устройство сбора диагностической и технологической информации УСБДИ. В качестве УСБДИ может быть использован любой контроллер МФС ПА. Таким образом создается общее информационное пространство включающее данные от всех устройств ПА (в том числе и нецифровых).

Наличие ИВК ПА позволяет осуществлять мониторинг работы ПА, менять настройки автоматик ПА в связи с изменившимися условиями эксплуатации сетей, осуществлять архивирование всех аварийных, технологических событий и действий персонала, производить анализ причин и правильности срабатывания автоматик ПА, создавать эксплуатационные и отчетные документы и др.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На базе комплексов МФС ПА была выполнена реконструкция системы АПНУ противоаварийной автоматики Костромской ГРЭС. В январе 2008 г. после года опытно-промышленной эксплуатации система сдана в промышленную эксплуатацию.

НТС РАО «ЕЭС России» на своем заседании 07.05.2008 г. одобрил результаты опытно-промышленной эксплуатации АПНУ КГРЭС на базе МФС ПА.

В 2008–2009 гг. с использованием МФС ПА был выполнен проект реконструкции противоаварийной автоматики Волгодонской АЭС в связи с вводом блока № 2, было изготовлено и поставлено оборудование и в настоящее время ведется отладка комплекса ПА ВдаЭС. Все общесистемные решения и управляющие алгоритмы по этим комплексам согласовывались со службами ОАО «СО ЕЭС» и филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Юга.

РАЗВИТИЕ ТЕОРЕТИЧЕСКИХ ОСНОВ МИКРОПРОЦЕССОРНОЙ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

Ю.Я. ЛЯМЕЦ, А.Н. ПОДШИВАЛИН, Г.С. НУДЕЛЬМАН

ООО «Исследовательский центр «Бреслер», ОАО «ВНИИР»

ВВЕДЕНИЕ

Память, которой наделена микропроцессорная релейная защита, — физическая основа ее интеллекта. Но это еще не сам интеллект. Интеллектуальная система обладает рядом принципиально важных способностей. Это, как минимум, способность к адаптации, распознаванию, обучению. Учитывая специфику релейной защиты, охарактеризуем адаптацию как эффективное объединение разнородной информации о состоянии контролируемого объекта — текущей, априорной, апостериорной. Говоря о проблеме распознавания аварийных ситуаций, укажем на две ее сопредельные стороны: распознаваемость отслеживаемых ситуаций как физическое свойство объекта и распознающая способность защиты — наблюдателя отслеживаемой ситуации. Обучение, как видится, на данном этапе призвано стать центральным пунктом теории микропроцессорной защиты. В задачу обучения входит определение областей срабатывания модулей защиты с учетом логических связей между ними.

В настоящем докладе представлены основные теоретические положения информационного анализа в релейной защите, а также элементы теории распознавания аварийных режимов, перспективные, по мнению авторов, для современных устройств.

1. МНОГОМЕРНАЯ СТРУКТУРА МИКРОПРОЦЕССОРНОЙ ЗАЩИТЫ

Современные защиты обладают свойствами многомерности в том смысле, что для достижения высокой распознающей способности они объединяют информацию, разнесенную как во времени, так и в пространстве [1, 5, 10]. Эта информация, доступная в виде измерений, преобразуется в замер защиты в уставочном пространстве A . Единое многомерное пространство защиты имеет важное теоретическое значение, например, при определении распознаваемости аварийных режимов [2, 4, 6, 9]. На практике наиболее удобными и наглядными оказались уставочные подпространства, в частном случае, плоскости $A_i, i = 1, n$, замеров z_i — комплексов или двумерных векторов. Каждая из плоскостей характеризует непосредственный двумерный замер, комплексный замер или результат работы алгоритмической модели [3, 10]. Отдельный замер может не в состоянии обеспечить высокую распознающую способность, а их совместное применение расширяет информационную базу реле и справляется с проблемами распознавания. Логические связи между модулями создают структуру многомерной защиты (рис. 1). Они формируют не только набор модулей, но и выбранные области срабатывания, так как изменение логических связей означает изменение эквивалентной многомерной области срабатывания.

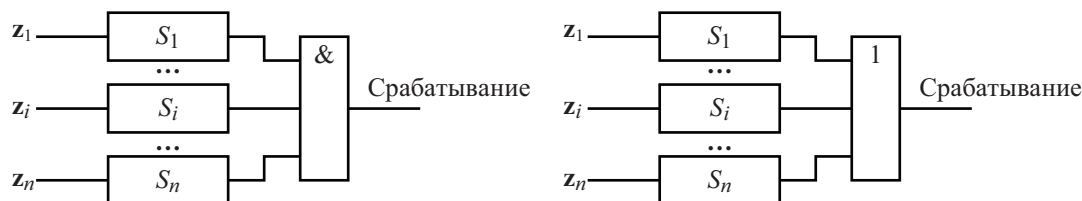


Рис. 1. Пример структуры многомерной защиты с логическими операциями И (а), ИЛИ (б)

Замеры сами по себе тоже могут вносить вклад в многомерность защиты, если они объединяют информацию нескольких режимов или различных измерений. Ярким примером тому служит виртуальное реле, реагирующее на замер, полученный из алгоритмической модели.

Работа защиты происходит по условию попадания замеров z_i в области срабатывания S_i в соответствующих уставочных подпространствах. В задачу расчета уставок входит задание таких областей срабатывания измерительных органов защиты, при которых ее действие будет селективным во всех режимах работы энергообъекта. Нахождение областей срабатывания можно осуществить путем обучения, при котором задается эталонное срабатывание для множества режимов. Такое обучение может производиться на основе априорных данных или по результатам определенного опыта работы этих измерительных органов.

Учителями выступают имитационные модели объекта в отслеживаемых и альтернативных режимах (α - и β -режимы). Режимы задаются в объектных пространствах с векторами варьируемых параметров $x_\alpha \in G_\alpha$, $x_\beta \in G_\beta$, где G_α и G_β – области их определения. Обучение происходит в уставочном пространстве A , представленном плоскостями A_i .

2. ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ ЗАМЕРОВ, ОТОБРАЖАЕМЫХ НА УСТАВОЧНЫХ ПЛОСКОСТЯХ

Наличие логической связи между измерительными органами означает, что на каждый из них, взятый отдельно, не возлагается вся ответственность за распознавание отслеживаемых режимов или отстройку от альтернативных режимов. Однако объединение измерительных органов в единую структуру приводит к усилению их общих распознающих свойств. В результате возможно значительное повышение распознающей способности, называемое блокировкой (операция И) или дополнением (операция ИЛИ).

Логическая связь по схеме пересечения (И) имеет существенные отличия от схемы объединения (ИЛИ). Логические схемы И реализуют систему пусковых и блокирующих органов, каждый из которых отстраивает защиту от ложного срабатывания в определенных альтернативных режимах. Напротив, схема ИЛИ расширяет область действия защиты за счет каждого нового измерительного органа. Обучение второй схемы ставится как задача распознавания отдельных частей заданной области G_α при наличии всего множества альтернативных режимов G_β . Поскольку каждый модуль действует независимо, такое обучение не сталкивается с взаимодействием различных уставочных подпространств, которое характерно для схемы с операцией И.

Для дальнейшего изложения удобно воспользоваться понятиями информационной теории [11, 12] о нераспознаваемых режимах в приложении к составному уставочному пространству. Абсолютная нераспознаваемость режима $x_\alpha \in G_\alpha$ характеризуется совпадением всех его замеров с одним из режимов $x_\beta \in G_\beta$:

$$z_{\alpha i}(x_\alpha) = z_{\beta i}(x_\beta), i = \overline{1, n}. \quad (1)$$

На практике говорят об уровне приближения равенства (1) по определенному критерию:

$$\text{dist}_{x_\beta \in G_\beta} (z_\alpha(x_\alpha), z_\beta(x_\beta)) < \varepsilon. \quad (2)$$

Режимы, удовлетворяющие условиям (1) и (2), невозможно распознать по имеющейся информационной базе теоретически и технически соответственно. Это связано с пересечением отображений отдельных отслеживаемых и альтернативных режимов в уставочном пространстве. Выделяются следующие характерные ситуации. Абсолютно распознаваемые режимы $x_{\alpha i}$ из области G_α можно отличить от альтернативных режимов в одном из уставочных подпространств за счет отсутствия пересечений их отображений:

$$\text{dist}_{x_\beta \in G_\beta} (z_{\alpha i}(x_{\alpha i}), z_{\beta i}(x_\beta)) > \varepsilon, i \in [1, n]. \quad (3)$$

Для их распознавания достаточно системы реле, включенных по схеме ИЛИ, с областями срабатывания $S_i \subset S_{\alpha i}$, где $S_{\alpha i}$ – собственная область α -режимов в подпространстве i , не имеющая пересечения с альтернативными режимами:

$$S_{\alpha i} = S_i \setminus S_{\alpha \beta i} = \{z_{\alpha}(x_{\alpha}), x_{\alpha} \in G_{\alpha}\} \setminus \{z_{\beta}(x_{\beta}), x_{\beta} \in G_{\alpha}\}. \quad (4)$$

Для распознавания других α -режимов необходимо привлечение информации сразу от нескольких замеров z_i , что отражается в логических связях по типу И [13-16]. Эти связи приводят к понятию условного отображения, при котором требуется одновременное попадание замера в определенные области нескольких (в пределе, всех) подпространств. Условное отображение может применяться по отношению к отслеживаемым или альтернативным режимам. Наибольший интерес представляет условное отображение режимов G_{β} , результатом которого является набор областей $S'_{\alpha \beta i}$, полученных для альтернативных режимов, пересекающихся с отслеживаемыми режимами во всех подпространствах A_i . Эти области отсекают часть отслеживаемых режимов, так как условием срабатывания становится попадание замеров во все области

$$S'_{\alpha i} = S_{\alpha i} \setminus S'_{\alpha \beta i}, \quad i = \overline{1, n}. \quad (5)$$

Области $S'_{\alpha i}$, как правило, больше $S_{\alpha i}$, что приводит к охвату большего числа режимов G_{α} . Отслеживаемые режимы, попавшие в области $S'_{\alpha \beta i}$, $i \in [1, n]$, но не относящиеся к абсолютно нераспознаваемым по (1) и (2), названы относительно распознаваемыми. Существует возможность их распознавания путем дробления области отслеживаемых режимов.

3. ОБУЧЕНИЕ МНОГОМЕРНОЙ ЗАЩИТЫ

Для многомерной защиты с единым уставочным пространством A разработаны методы обучения, основанные на анализе поведения многомерного вектора замера z . В обучении важную роль играют граничные режимы, которые позволяют ускорить обучение и повысить точность определения «оболочки» областей в уставочном пространстве. Для этого введены две теоремы [7, 8]. Теорема о соразмерности: прообраз (в объектном пространстве) границы уставочной области имеет ту же размерность, что и сама граница. Теорема о компланарности: на границе области векторные производные замера по каждой координате компланарны, т. е. располагаются в одной квазиплоскости, касательной к граничной квазиповерхности, что для комплексной плоскости сводится к условию коллинеарности:

$$\operatorname{Im} \left[\frac{\partial z(x)}{\partial x_i} \frac{\partial z^*(x)}{\partial x_k} \right] = 0, \quad (6)$$

где $i = \overline{1, m}$, $k = \overline{1, m}$, $i \neq k$, m – размерность объектного пространства.

Эти теоремы позволяют построить систему обучения, основанную на анализе только граничных режимов, что значительно сокращает объем испытаний имитационной модели объекта, но не снижает надежность работы реле.

В случае составного пространства A появляется дискретная логическая операция над результатами сравнения в отдельных подпространствах. Это приводит к тому, что функции дифференцирования, использующиеся в качестве критериев при нахождении общих границ, неприменимы. Для решения проблемы рассматриваются следующие варианты: ограничение объектных областей лишь теми режимами, которые прошли проверку в других уставочных пространствах; анализ областей отслеживаемых и альтернативных режимов в каждом уставочном подпространстве в отдельности.

Процесс обучения оказывается тем более успешным, чем больше область распознавания – область отслеживаемых режимов, охваченных областью срабатывания защиты. Современные микропроцессорные устройства способны выполнять несколько алгоритмов защиты одновременно. Нарастивание распознающей способности защиты производится за счет дополнительных параллельных ветвей с

собственными наборами характеристик $S_i, i = \overline{1, n}$. Каждый набор получается в результате обучения на уменьшенной по отношению к G_α области отслеживаемых режимов. Срабатывание защиты определяется срабатыванием хотя бы одной ветви, каждая из которых оказывается селективной, но чувствительной только к некоторой части α -режимов.

4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗОНЫ ЗАМЫКАНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ДВУХ ПЛОСКОСТЕЙ

Иллюстрацией взаимодействия замеров на плоскостях может быть пример обучения дистанционной защиты линии электропередачи от трехфазных замыканий. Рассматривалась идеализированная чисто индуктивная двухпроводная модель линии с двухсторонним питанием от систем бесконечной мощности. Защита состоит из двух реле: реле текущего замера сопротивления $Z_{\text{ТК}} = U_{\text{ТК}} / I_{\text{ТК}}$ и виртуального реле $Z_{\text{ВР}}$ [10]. Отслеживаемые и альтернативные замыкания располагались на первой и второй половинах линии соответственно. В результате обучения¹ по процедуре условного отображения получены области $S'_{\alpha\beta 1}$ и $S'_{\alpha\beta 2}$ в уставочных подпространствах. Для сравнения на рис. 2 приведены области $S_{\alpha\beta 1}$ и $S_{\alpha\beta 2}$ пересечения каждой из этих областей с областями альтернативных режимов в предположении отсутствия дополнительных (кроме этой плоскости) средств распознавания. Как видно, совместное применение двух уставочных подпространств присоединяет к областям изначально распознаваемых режимов часть относительно нераспознаваемых режимов и ощутимо повышает чувствительность защиты (рис. 2а).

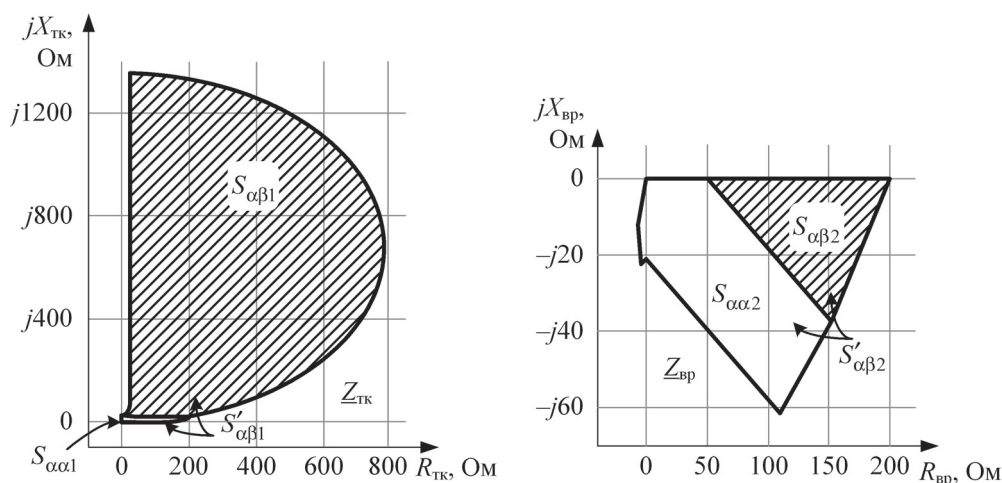


Рис. 2. Пересечение отслеживаемых и альтернативных режимов на плоскостях $Z_{\text{ТК}}$ (а) и $Z_{\text{ВР}}$ (б)

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Микропроцессорные защиты обладают рядом интересных возможностей в части распознавания аварийных ситуаций. Эти возможности раскрываются по мере развития информационной теории релейной защиты. Многомерная структура современных реле требует особого подхода, который отражается в процедуре обучения с использованием имитационных моделей объекта. Логические связи между измерительными органами защиты являются основой для построения уставочных характеристик с повышенной, близкой к предельной, распознающей способностью.

¹ Обучение проведено зав. сектором выбора уставок ООО «ИЦ «Бреслер» И.С. Подшивалиной.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Liamets Y., Podchivaline A., Chevelev A., Nudelman G., Zakonjsek J. Informational tasks of relay protection. CIGRE SC B5 Colloquium, Sydney, Australia, 2003, Paper 213.
- [2] Лямец Ю.Я., Иванов С.В., Подшивалин А.Н., Нудельман Г.С., Zakonjsek J. Информационный анализ энергообъектов и способов их защиты // Релейная защита и автоматика энергосистем 2002: Сб. докладов XV научно-технической конференции. М., 2002. С. 93-97.
- [3] Лямец Ю.Я., Подшивалин А.Н., Нудельман Г.С., Zakonjsek J. Универсальное реле // Релейная защита и автоматика энергосистем 2004: Сб. докладов XVI научно-технической конференции. М., 2004. С. 63-68.
- [4] Liamets Y., Ivanov S., Podchivaline A., Nudelman G., Zakonjsek J. Informational analysis – new relay protection tool. Proc. 13th Int. Conf. Power System Protection, Bled, Slovenia, 2002. P. 197-210.
- [5] Liamets Y., Podchivaline A., Ivanov S., Nudelman G. Interval transform of information and its applications in relay protection. Proc. Int. Conf. IEEE St-Petersburg PowerTech, Saint-Petersburg, Russia, 2005, Report 31.
- [6] Liamets Y., Ivanov S., Nudelman G. The phenomena of uncertainty and ambiguity in identification of faults in electrical systems. CIGRE SC B5 Colloquium, Calgary, Canada, 2005, Report 312, Paper 1-7.
- [7] Liamets Y., Kerzhaev D., Ivanov S., Podchivaline A., Zakonjsek J., Nudelman G. Electrical power system conditions hierarchy in methodology of relay protection education. CIGRE SC B5 Colloquium, Madrid, Spain, 2007.
- [8] Лямец Ю.Я., Кержаев Д.В., Нудельман Г.С., Романов Ю.В. Граничные режимы в методике обучения релейной защиты. Ч. 1. Граничные условия и обучающие процедуры. Ч. 2. Обучение реле сопротивления. Ч. 3. Обучение защит с абсолютной селективностью // Известия ВУЗов. Электромеханика. 2009. № 4. С. 24-30. 2010. № 2. С. 53-59. 2010. № 4.
- [9] Лямец Ю.Я., Иванов С.В., Подшивалин А.Н., Нудельман Г.С., Zakonjsek J. Информационный анализ энергообъектов и способов их защиты // Релейная защита и автоматика энергосистем 2002: Сб. докладов XV научно-технической конференции. М., 2002. С. 93-97.
- [10] Лямец Ю.Я., Нудельман Г.С., Зиновьев Д.В., Кержаев Д.В., Романов Ю.В. Многомерная релейная защиты. Ч. 1. Теоретические предпосылки. Ч. 2. Анализ распознающей способности реле. Ч. 3. Эквивалентирование моделей // Электричество. 2009. № 10. С. 17-25; № 11. С. 9-15; 2010. № 1. С. 9-15.
- [11] Лямец Ю.Я., Нудельман Г.С., Подшивалин А.Н., Закончек Я.В. Об информационной теории релейной защиты // Известия Академии электротехнических наук РФ. 2009. № 1. С. 32-44.
- [12] Лямец Ю.Я., Нудельман Г.С. Об информационной теории релейной защиты // Релейщик. 2009. № 2. С. 36-37.
- [13] Патент РФ № 2316871. МПК H02H3/40. Способ релейной защиты энергообъекта / Лямец Ю.Я., Кержаев Д.В. Оpub. в Б.И. 2008. № 4.
- [14] Патент РФ № 2316872. МПК H02H3/40. Способ релейной защиты энергообъекта / Лямец Ю.Я., Иванов С.В., Подшивалин А.Н. Оpub. в Б.И. 2008. № 4.
- [15] Патент РФ № 2247456. МПК H02H3/40. Способ релейной защиты энергообъекта / Лямец Ю.Я., Ефимов Е.Б., Нудельман Г.С. Оpub. в Б.И. 2005. № 6.
- [16] Патент РФ № 2248077. МПК H02H3/40. Способ дистанционной защиты линии электропередачи / Лямец Ю.Я., Нудельман Г.С., Ефимов Е.Б., Ефремов В.А. Оpub. в Б.И. 2005. № 7.

СЛОВАРЬ ТЕРМИНОВ

Селективность релейной защиты – свойство релейной защиты выявлять поврежденный объект энергосистемы, срабатывать при возникновении аварийного режима объекта и **гарантированно** не срабатывать во всех других режимах [10].

Отслеживаемый режим (α -режим) – аварийный режим защищаемого объекта, при котором релейная защита призвана срабатывать.

Альтернативные режимы (β -режимы) – все режимы защищаемого объекта, при которых релейная защита гарантировано не должна срабатывать.

Имитационная модель защищаемого объекта – физическая система или математическая структура, воспроизводящая электрические величины, наблюдаемые на реальном защищаемом объекте.

Алгоритмическая модель защищаемого объекта – математическая структура, преобразующая информацию из мест наблюдения в места предполагаемых повреждений.

Информационная база релейной защиты – совокупность текущей информации, поступающей от защищаемого объекта, и априорной информации о параметрах его имитационной модели.

Объектное пространство C – m -мерное вещественное пространство, вмещающее область G определения вектора x варьируемых параметров имитационной модели защищаемого объекта; m – число варьируемых параметров.

Объектное пространство C_α отслеживаемых режимов – m_α -мерное пространство, вмещающее область G_α определения вектора x_α варьируемых параметров имитационной модели в отслеживаемых режимах.

Объектное пространство C_β альтернативных режимов – m_β -мерное пространство, вмещающее область G_β определения вектора x_β варьируемых параметров имитационной модели в альтернативных режимах.

Уставочное пространство A – n -мерное вещественное пространство, в котором отображается вектор замеров релейной защиты.

Распознаваемость конкретного аварийного режима x_α – свойство защищаемого объекта, обеспечивающее принципиальную возможность отличить данный режим x_α от всего множества альтернативных режимов $x_\beta \in G_\beta$.

Область распознаваемости аварийных режимов $G_{\text{рас}} \subset G_\alpha$ – множество физически распознаваемых режимов области G_α .

Область распознавания аварийных режимов релейной защитой $G_\alpha \subset G_{\text{рас}}$ – множество физически распознаваемых режимов области G_α , на которые реагирует данная защита.

Распознающая способность релейной защиты – параметр, определяемый отношением размеров области распознавания аварийных режимов релейной защиты $G_{\alpha\alpha}$ и области G_α .

Принцип информационного совершенства релейной защиты – необходимость обеспечения условий, при которых область $G_{\alpha\alpha}$ распознавания аварийных режимов релейной защитой приближалась бы к области $G_{\text{рас}}$ распознаваемости аварийных режимов.

Критерий резистивности замыкания – положение о том, что модель замыкания может быть представлена в виде резистивной схемы.

Многомерная релейная защита – релейная защита, обладающая способностью объединять в единой алгоритмической модели всю доступную информацию (разнесенную во времени, в пространстве; текущую, априорную).

Виртуальное реле – программный модуль, реализующий функцию реле, использующий токи и напряжения, формируемые алгоритмической моделью защищаемого объекта.

ООО «Исследовательский центр «Бреслер»
428020, г. Чебоксары, пр. Ивана Яковлева, д. 1
Тел.: (8352) 57-43-20, 57-43-21, 57-43-23...57-43-29
Факс: (8352) 57-43-22
podshivalin_a@ic-bresler.ru

СТРАТЕГИЯ ПОСТРОЕНИЯ ЗАЩИТЫ ОТ ОДНОФАЗНЫХ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ В СЕТЯХ СОБСТВЕННЫХ НУЖД СВЕРХМОЩНЫХ ЭНЕРГОБЛОКОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ

ВИШТИБЕЕВ А.В.

ОАО «Сибирский энергетический научно-технический центр»

ВВЕДЕНИЕ

Тенденция на строительство энергоблоков повышенной единичной мощности (более 1100 МВт для АЭС, и более 800 МВт для ТЭС) отчетливо прослеживается во всей мировой энергетике, так как удельная стоимость их строительства на 20-30% ниже, чем блоков меньшей мощностью. Например, большинство энергоблоков, вводимых в Японии, имеет мощность 1000 МВт. Заметим, что даже для докритических начальных параметров пара строительство энергоблоков мощностью менее 600 МВт ведется в исключительных случаях, обусловленных специальными соображениями. На этом фоне энергоблоки России мощностью 150-300 МВт, на которых вырабатывается почти половина электроэнергии, выглядят архаичными.

Объективная необходимость повышения в общем балансе производства электроэнергии ее доли вырабатываемой на АЭС, закрепленная Федеральной целевой программой «Развитие атомного энергопромышленного комплекса России на 2007-2010 годы и на перспективу до 2015 года», опыт ведущих зарубежных стран, конкуренция на рынке поставки услуг в области энергетике, возрастающие требования нормативных документов по безопасности АЭС ведут к необходимости разработки проектов энергоблоков атомных станций с реакторами нового поколения, обеспечивающими качественный шаг вперед в ожидаемом уровне их безопасности. Для удовлетворения требований потребителей в России и заказчиков в других странах, достижения необходимых экономических и технических характеристик, требуется иметь ряд проектов блоков АЭС мощностью 1500-1800 МВт.

Такая же ситуация складывается и при строительстве энергоблоков для ТЭС.

Но, несмотря на понимание необходимости создания сверхмощных энергоблоков необходимо осознавать, что без решения существующих проблем эксплуатации электротехнического оборудования сверхмощных энергоблоков развитие электроэнергетики, к сожалению, может оказаться не столь значительным, как того требует энергетическая безопасность РФ. Одной из наиболее значащих и нерешенных проблем эксплуатации электротехнического оборудования на сверхмощных энергоблоках является защита сетей собственных нужд от наиболее часто встречающегося вида повреждений – однофазных замыканий на землю. Согласно статистике причины нарушений в работе сетей СН электростанций (СН) следующие: 19% – однофазные замыкания в сети СН электростанций, в том числе в обмотке статора электродвигателей; 36% – двойные и короткие замыкания в сети СН электростанций, в том числе развившиеся из ОЗЗ; 9% – ОЗЗ, отключаемые селективными защитами.

В технике релейной защиты успешно используются автоматические комплексы защит надежная работа которых зависит от многих факторов. При выборе алгоритмов функционирования релейной защиты и моделировании нормальных режимов и аварийных процессов необходимо учитывать все факторы, влияющие на правильную настройку и работу этих комплексов. Высокие требования к надежной и селективной работе релейной защиты обусловили разработку и выпуск специальной серии сейсмостойких реле. В настоящее время устройства релейной защиты всех элементов сетей собственных нужд на мощных электростанциях, в том числе атомных, выполняются только с использованием сейсмостойких реле.

1. УЧЕТ ФАКТОРОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ГРАМОТНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ПРИ ОДНОФАЗНЫХ ЗАМЫКАНИЯХ

До настоящего времени, несмотря на ряд исследований и технических решений, способствующих предотвращению опасных последствий от однофазных дуговых замыканий (ОДЗ) в сетях СН ТЭС и АЭС, вопросы защиты оборудования нельзя считать исчерпанными.

Единственный и достоверный путь анализа этих режимов – грамотное моделирование процессов однофазных дуговых замыканий, с учетом всех необходимых факторов.

При моделировании процессов однофазных дуговых замыканий и феррорезонансных явлений необходимо учитывать следующие важные моменты:

1. Сеть следует моделировать с питающими источниками (ряд авторов исследуют процессы изначально ошибочно, так как не учитывают питающие источники).

2. Следует учитывать наличие следующего электротехнического оборудования: кабели с бумажной изоляцией, кабели с пластмассовой изоляцией, кабели с резиновой изоляцией, электродвигатели с различными видами изоляций: от термопластической микалентной до терморезистивной, шинопроводы с фарфоровой изоляцией, трансформаторы маслонаполненные, сухие и т. д. Во всех этих изоляционных средах дуга горит по-разному, характер процесса перемежающейся дуги непостоянен: разные его формы сменяют одна другую с различной случайной последовательностью – единая универсальная математическая модель горения дуги отсутствует.

3. Сеть следует моделировать с учетом всего широкого спектра нагрузок: асинхронная, выпрямительная, активная и др.

4. Обязателен учет трансформаторов напряжения, которые, как показали исследования, существенно влияют на процессы при ОДЗ. Первичные обмотки ТН в сетях собственных нужд энергоблоков включены по схеме «звездой с заземленной нейтралью». Это позволяет осуществлять контроль изоляции всех фаз сети относительно земли и достаточно оперативно определять фазу с ОЗЗ. Учет реальных нелинейных индуктивностей трансформаторов напряжения позволил в результате расчетов получить данные, которые достоверно совпали с осциллограммами процессов, полученных в конкретной сети, рис. 1 [1-3].

В табл. 1 приведены результаты расчетов процессов ОДЗ с учетом и без учета реального количества комплектов трансформаторов напряжения для сети с параметрами: $C_{\phi} = 2400$ нФ, $C_{\phi\phi} = 660$ нФ энергоблока АЭС мощностью 1000 МВт.

Таблица 1

Кратности перенапряжений в сети и токи в первичных обмотках единичного трансформатора напряжения при однофазных дуговых замыканиях

| RN, Ом | U _{ам} , о.е. | U _{бм} , о.е. | U _{см} , о.е. | I _{аТм} , А | I _{бТм} , А | I _{сТм} , А | Примечание |
|--------|------------------------|------------------------|------------------------|----------------------|----------------------|----------------------|--------------|
| ∞ | 1.94 | 2.15 | 2.58 | 2.39 | 2.51 | 3.62 | С учетом ТН |
| ∞ | 3.98 | 3.67 | 4.01 | – | – | – | Без учета ТН |

Анализ результатов, приведенных в табл. 1, позволяет заключить, что учет всех проводимостей сети на землю, в том числе и нелинейных индуктивных, обязателен. Полученные результаты при этом реально приближены к натурным испытаниям и режимам. В существующих сетях СН уровни перенапряжений при ОДЗ не превосходят уровней испытательных напряжений для электродвигателей, однако вероятность развития различных феррорезонансных явлений в таких сетях выше по сравнению с сетями, в которых установлено меньшее количество комплектов трансформаторов напряжения.

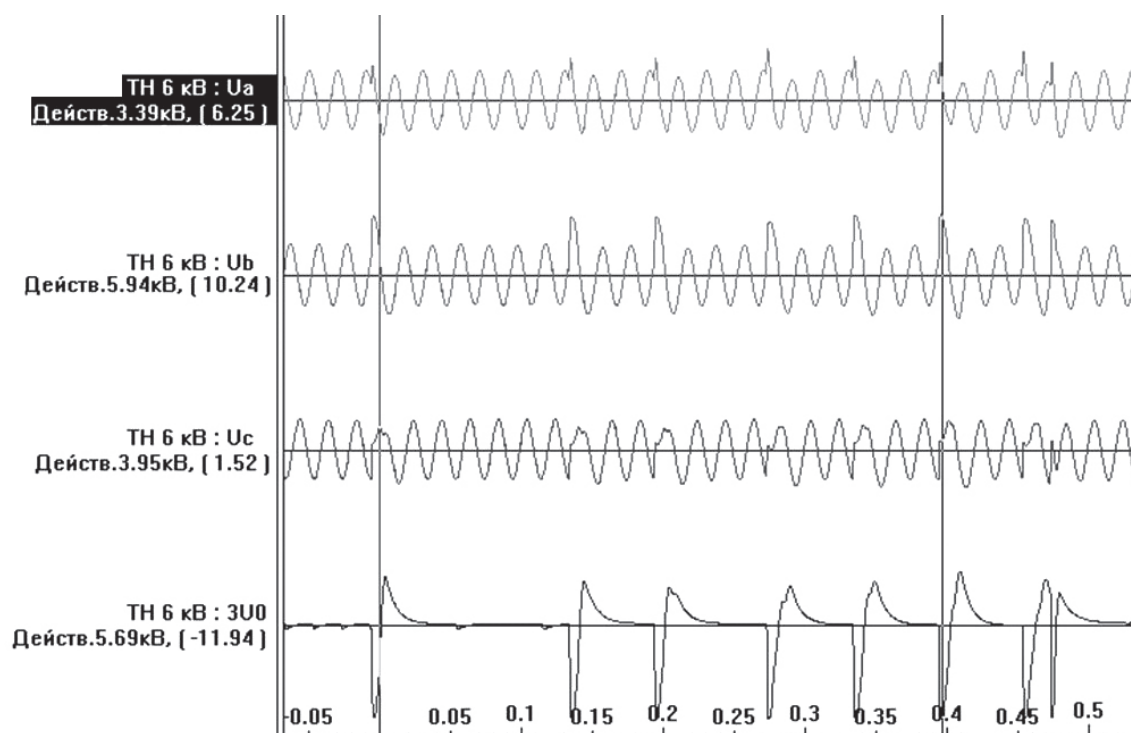


Рис. 1. Самоустранившееся однофазное дуговое замыкание (фаза С) в сети СН энергоблока 1000 МВт АЭС

Поэтому учет реальных нелинейных индуктивностей трансформаторов напряжения при моделировании процессов однофазного замыкания на землю — обязателен.

2. АНАЛИЗ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ КОМПЛЕКСА ЗАЩИТ ОТ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ

На рис. 2 представлена схема комплекса защит от замыканий на землю (ОЗЗ) сети собственных нужд электроснабжения ответственных технологических потребителей энергоблока электростанции при заземлении нейтрали этой сети через резистор.

На рис. 3 представлена оциллограмма однофазного замыкания в сети собственных нужд энергоблока АЭС. ОЗЗ возникло на питающем шиннопроводе от рабочего трансформатора собственных нужд. ТВН включен на ОБС с резистором сопротивлением 100 Ом (величина полного тока ОЗЗ на уровне 30 А). T0 — момент возникновения ОЗЗ в сети. T1 — момент отключения ТВН на ОБС при неизменной емкости сети. T2 — момент самоустранения ОЗЗ в сети.

Из оциллограммы следует, что работа анализируемого комплекса абсолютно не соответствует режиму, который возник в реальной эксплуатации. Последовательность его действий не улучшает ситуацию, а как раз, наоборот, усугубляет ее, увеличивая кратности перенапряжений на неповрежденных фазах и вероятности перехода ОЗЗ в междуфазное короткое замыкание с протеканием недопустимых для выключателей токов и возгорания кабелей в сети энергоснабжения ответственных технологических потребителей.

При однофазном замыкании в точке К1 сработают измерительные органы токовой защиты линии питания рабочего ввода ТСН и дистанционной защиты питающего ввода. При срабатывании измерительных органов линии питания рабочего ввода ТСН они без выдержки времени будут блокировать формирование отключающего импульса питающего ввода от дистанционной защиты, предотвращая

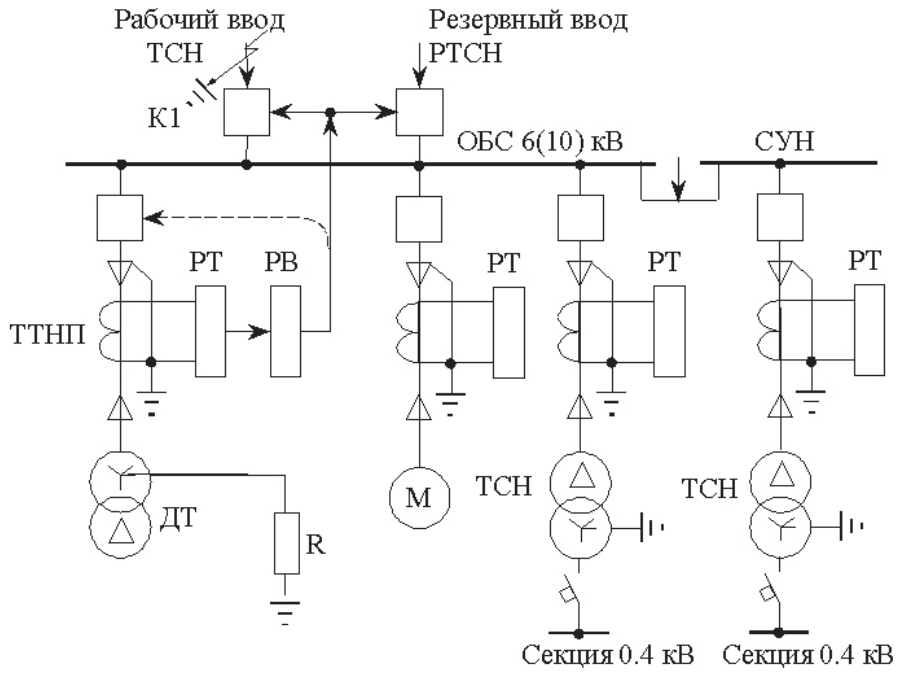


Рис. 2. Комплекс защит сети СН электростанции

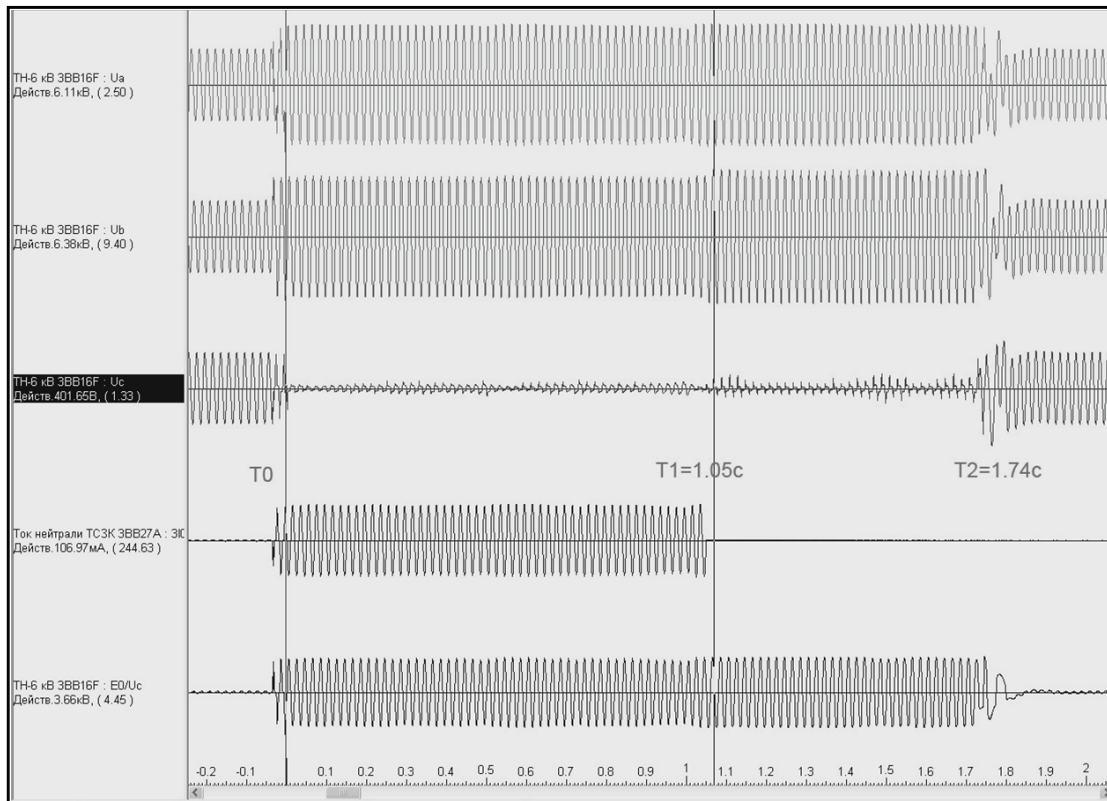


Рис. 3. Осциллограмма однофазного замыкания в сети собственных нужд энергоблока АЭС

тем самым излишние отключения секций, на которых нет повреждений. По истечении выдержки времени токовой защиты сформируется импульс на отключение секционных выключателей, после отключения которых ликвидируется замыкание, и все измерительные органы релейных защит приходят в состояние «до срабатывания».

После отключения ОЗЗ, переход измерительных органов релейной защиты, выполненных с использованием сейсмостойких реле, в положение предшествующее срабатыванию осуществляется, к сожалению, не одновременно (табл. 2) и поэтому в таких случаях могут формироваться неселективные отключающие импульсы, усугубляющие аварийную ситуацию и усложняющие переходный процесс в технологической схеме энергоблока.

При устранении короткого замыкания в точке К1 (рис. 3) токовой защитой линии питания рабочего ввода ТСН измерительный орган токовой защиты возвращается в положение «до срабатывания» значительно раньше измерительного органа дистанционной защиты, что служит основой для формирования отключающего импульса на отключение рабочего ввода с запретом АВР (табл. 2) уже после ликвидации аварийного режима. Что только усугубило сложившуюся ситуацию, увеличив кратности перенапряжений в неповрежденных фазах и вероятность перехода ОЗЗ в двойное и междуфазное короткое замыкание с протеканием недопустимых для выключателей токов и возгорания кабелей в сети энергоснабжения ответственных технологических потребителей электростанции.

После отключения ТВН защиты от однофазных замыканий на землю становятся вообще нечувствительными к чисто емкостному току замыкания. ОЗЗ в данном случае будет существовать долго, вплоть до того момента, пока не перейдет в двойное или междуфазное короткое замыкание.

Таблица 2

Возвратные характеристики комплекса защит от ОЗЗ

| 35 мс | 60 мс | 70 мс | 145 мс |
|--|-------|---|---|
| Время возврата МТЗ – 35 мс | 10 мс | Время срабатывания выходящего реле рабочего ввода – 35 мс | Время формирования отключающего импульса от дифференциальной защиты на отключение рабочего ввода с запретом АВР – 65 мс |
| Время возврата токового пуска РСТ 13-70 мс | | 5 мс | |
| Время возврата БРЭ 2801 – 60 мс (отстраивается от группового самозапуска двигателей) | | 10 мс | Время возврата реле времени РВ – 75 мс |

3. РЕЗИСТИВНОЕ ЗАЗЕМЛЕНИЕ НЕЙТРАЛИ СЕТИ

Еще 1986 году «Атомтеплоэлектропроект» выпустил директивное указание об эксплуатации всех блочных ТЭС, ТЭЦ и АЭС с частично заземленной через низкоомные резисторы нейтралью (величина резистора предусматривается равной 100 Ом, защита от ОЗЗ базируется на токовых реле типа РТЗ–51 и действует на отключение поврежденного присоединения).

Однако вплоть до настоящего времени, большинство этих сетей по-прежнему эксплуатируются в режиме изолированной нейтрали.

Основная причина заключается в том, что заземление нейтрали через резистор величиной сопротивления 100 Ом снижает уровень безопасности сети. Его применение на сверхмощных энергоблоках нецелесообразно и даже опасно. Как показал опыт эксплуатации в сетях с нейтралью, заземленной через такой резистор, достаточно часты случаи отключения присоединений защитой от ОЗЗ с последующим неопределяемым местом замыкания. Более того, при таких величинах сопротивления

резистора присоединение необходимо отключать за минимально возможное время, дабы обеспечить термическую стойкость установленного электрооборудования. В этой связи хотелось бы подчеркнуть, что этим самым ликвидированы все основные преимущества сетей, эксплуатируемых с изолированной нейтралью.

Для повышения уровня надежности и электробезопасности сети СН необходимо применять так называемое «высокоомное» заземление нейтрали.

Так как трансформаторы СН содержат две расщепленные обмотки низшего напряжения, соединенные в треугольник, т. е. не имеют выделенной нулевой точки на стороне секций СН. Следовательно, для оснащения нейтрали сети СН резисторами необходимо какое-то дополнительное устройство, создающее нейтральную точку. Этим устройством может быть специальный трансформатор или какой-либо фильтр, конструкция которого должна обеспечивать относительно малую величину индуктивности нулевой последовательности ($L_0 \leq 2.5$ Гн). Также для создания нейтральной точки может применяться заземляющий трансформатор.

Верхний предел величины сопротивления резистора в нейтрали зависит от протяженности кабельной сети и выбирается, исходя из требования практического исключения повторных зажиганий дуги при ОДЗ. Нижний предел величины сопротивления резистора необходимо выбирать таким образом, чтобы при ОЗЗ не было отключений с неопределенным местом ОЗЗ, и чтобы обеспечивалась термическая стойкость электрооборудования.

Следовательно, величину сопротивления резистора следует выбирать в диапазоне:

$$f(I_{\text{ДОП ТЕРМ}}) \leq R_N \leq 1/(3...5)\omega C_\Phi.$$

Мощность и энергия, поглощаемые резистором в процессе ОЗЗ при изменении эквивалентной емкости сети в диапазоне 0.1...30 мкФ, составляют: на напряжении 6 кВ – 0.35-110 кВт и 1.1-325 кДж; на напряжении 10 кВ – 1-300 кВт и 3-900 кДж [4, 5].

Отметим, что сети СН, по возможности, должны быть локальными. Увеличение трансформаторной мощности в сетях СН – мероприятие по увеличению надежности энергоснабжения СН и уровня безопасной эксплуатации.

4. ВЫВОДЫ

1. Процессы, происходящие в сети СН при однофазных замыканиях на землю (дуговые перенапряжения, феррорезонансные явления), необходимо рассматривать в единой математической модели, а задачу защиты сетей СН от их последствий необходимо решать комплексно с учетом, по возможности, всех многочисленных эксплуатационных факторов и режимов.

2. Надежная и безаварийная эксплуатация сетей СН ТЭС и АЭС может быть достигнута с помощью изменения режима эксплуатации нейтрали, в сочетании с соответствующим комплексом релейной защиты от ОЗЗ.

3. Наиболее радикальной мерой, препятствующей возникновению опасных дуговых перенапряжений и феррорезонансных процессов, является оснащение нейтрали сети резистором. Оснащение нейтрали сети высокоомными, не отключаемыми резисторами сопротивлением $\approx (500-700)$ Ом, позволяет исключить эскалацию опасных перенапряжений при ОДЗ и, соответственно, практически исключить вероятность многоместных замыканий, приводящих к коротким замыканиям в сети СН, а также опасных феррорезонансных явлений.

4. Разработанный комплексный подход к решению поставленной задачи, включающий в себя методологию выбора режима заземления нейтрали, обоснование мест включения трансформаторов для выделения нейтрали, а также организацию релейной защиты, позволяет решить основную задачу – обеспечение надежной эксплуатации основных механизмов собственных нужд сверхмощных энергоблоков электрических станций.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Виштибеев А.В., Гаврилко А.И. Однофазные замыкания на землю в сетях собственных нужд сверхмощных энергоблоков атомных электрических станций: проблемы и решения // Перенапряжения и надежность эксплуатации электрооборудования. Труды 4-й Международной научно-технической конференции, 14-18 ноября 2005 года. Будапешт, Венгрия: Изд-во Будапештского университета технологии и экономики, 2005. С. 191-202.
- [2] Гаврилко А.И. Проблемы эксплуатации электротехнического оборудования сверхмощных энергоблоков // Электро: Электротехника. Электроэнергетика. Электротехническая промышленность. 2006. № 2. С. 25-28.
- [3] Виштибеев А.В., Гаврилко А.И. Особенности феррорезонансных явлений в электрических сетях // Научно-технический журнал Национальной Академии Наук Азербайджана «Проблемы энергетики». № 1-2. 2006. Баку: Изд-во «Элм». С. 32-36.
- [4] Виштибеев А.В. Эффективность резистивного заземления нейтрали в кабельных электрических сетях 6-10 кВ. Ограничение перенапряжений и режимы заземления нейтрали сетей 6-35 кВ. Труды Второй Всероссийской научно-технической конференции «Ограничение перенапряжений и режимы заземления нейтрали сетей 6-35 кВ». Новосибирск: Изд-во ГЦРО, 2002. С. 84-94.
- [5] Alexey V. Wishtibeev. Calculation strategy of operate settings protection against ground fault – International Conference Proceedings 2005 IEEE St.Petersburg Power Tech. Poster Session II «Power system protection, Power system dynamic, stability and control». Paper index 295. June 27-30, 2005. ISBN 5-93208-034-0.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРЕ

Алексей Владимирович Виштибеев — кандидат технических наук, доцент, начальник отдела развития электрических сетей Сибирского института проектирования энергетических систем ОАО «Сибирский ЭНТЦ». С 2005 г. — член Консультативного и Научного комитета WSEAS, с 2009 г. — член Научного комитета Международной конференции «Технические и физические проблемы в электроэнергетике TPE».
aхххе@mail.ru; vishtibeev@ortek.energосib.ru; +7-913-921-0830

ОЦЕНКА ЖЕСТКОСТИ УЗЛОВ ПРИ ОГРАНИЧЕНИИ ТОКОВ КРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В СЕТЯХ МЕГАПОЛИСОВ

О.В. ФРОЛОВ, Н.Ш. ЧЕМБОРИСОВА

ОАО «Научно-исследовательский институт постоянного тока»,
г. Санкт-Петербург

Системы электроснабжения мегаполисов характеризуются большими значениями мощностей нагрузок и централизацией производства, транспорта и распределения электрической и тепловой энергии, а также высоким уровнем токов короткого замыкания (ТКЗ). Примерами систем электроснабжения мегаполисов, имеющими большие ТКЗ, являются Московская энергосистема, обеспечивающая электроснабжение г. Москвы и Московской области, и Ленинградская энергосистема, осуществляющая электроснабжение г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области. Как показано в [1] уровни токов короткого замыкания в сети 110-220 кВ можно стабилизировать стационарным делением сети, хотя эта мера снижает надежность электроснабжения потребителей, ухудшает управляемость установившимся режимом. В связи с этим для крупных городских образований необходимо снижение уровня токов короткого замыкания при одновременном повышении показателей режимной управляемости, особенно в части регулирования напряжений.

Например, при ликвидации всех точек секционирования сети в самом неблагоприятном по токам короткого замыкания узле Московской энергосистемы при расчетах на перспективу ТКЗ превышает отключающую способность выключателя в несколько раз. После секционирования сети ток в этой же точке становится меньше отключающей способности выключателей. Для ограничения ТКЗ в Московской ЭС организовано более 100 стационарных точек деления в сети 110 кВ и более 15 – в сети 220 кВ. Сходная проблема существует в энергосистеме Санкт-Петербурга и области, но количество точек секционирования сети меньше на порядок.

Необходимость усиления сетей обеих ЭС на перспективу неизбежно приведет к усложнению и повышению связности их схем, и, как следствие, к увеличению ТКЗ и возрастанию количества точек секционирования сети. В этих условиях решение задачи эффективного ограничения ТКЗ при уменьшении количества точек секционирования сети становится актуальным.

Одним из способов ограничения ТКЗ является снижение «жесткости» узлов схемы [2], которая определяется по степени снижения напряжения в узле при изменении реактивной мощности в узле на единицу. В связи с этим представляет интерес формализованный выбор мест ограничения ТКЗ с использованием секционирования сети или уменьшения «жесткости» узлов схемы с помощью подключенных в них устройств ограничения ТКЗ (УОТКЗ). Такой предварительный анализ параметров сети для выбора мест установки УОТКЗ значительно повышает их эффективность.

Если сравнивать и располагать узлы по степени их «жесткости», то полученный ранжированный список дает возможность получить информацию о наиболее «жестких» узлах, ограничивать токи короткого замыкания в которых необходимо в первую очередь.

Формализовано описать условия ранжирования узлов можно по разности между значениями собственной Y_{ii} и суммой взаимных проводимостей $\sum Y_{ij}$ для конкретного i -го узла, то есть ΔY_i . Чем больше реактивная составляющая ΔY_i , тем более жестким будет узел. В противоположном конце списка находится сенсорный узел, напряжение в котором будет изменяться сильнее, чем в «жестком». Для обеих энергосистем были получены на основе параметров сети такие ранжированные списки узлов. Жесткими узлами в списке оказались узлы, известные из опыта эксплуатации как наиболее неблагоприятные по ТКЗ (с высоким уровнем токов), ограничение ТКЗ в которых достаточно эффективно. В ранжированных списках анализировалась информация только по нагрузочным узлам без учета электрических станций.

Оценить жесткость узлов можно и при расчетах установившихся режимов. Изменяя реактивную мощность в узле и анализируя отклонение напряжения от номинального (базового) значения, можно ранжировать узлы по степени их жесткости. Чем сильнее изменяется напряжение при одинаковых изменениях реактивной мощности в узле, тем менее жестким является узел. Для иллюстрации этого подхода на рис. 1 приведены зависимости изменения напряжения от изменения реактивной мощности в одном из самых жестких узлов и в сенсорном узле, находящемся в противоположном конце списка. Сравнение графиков позволяет сделать вывод о возможности оценки жесткости узлов и по проводимостям, и по результатам расчета установившегося режима, хотя последняя оценка требует больших объемов расчетов.

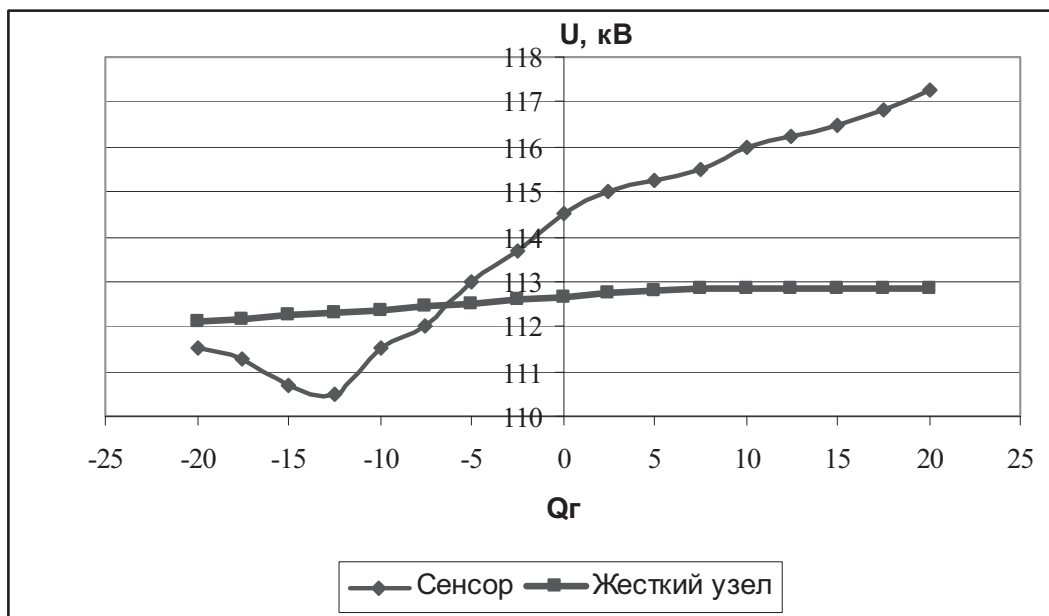


Рис. 1. Изменение напряжения в зависимости от генерируемой в узле реактивной мощности

При подключении (или отключении) БСК или токоограничивающих реакторов, резонансных УОТКЗ, секционировании или изменении топологии сети «жесткость» узлов может изменяться, чем можно воспользоваться при ограничении ТКЗ. При изменении суммарной (собственной) проводимости всех подключенных к узлу ветвей (линий электропередачи, трансформаторов, шунтов) изменится и жесткость этого узла. Секционирование сети приводит к разделению секций (систем) шин, то есть вместо одного возникают два узла, имеющие меньшую «жесткость». Такой же эффект секционирования сети для ограничения ТКЗ получается при размыкании отдельных линий электропередачи. Ликвидация секционирования повышает «жесткость» узла, но при этом может повыситься и надежность функционирования сети, тогда в ремонтных режимах или при изменении топологии сети можно осуществлять переключения таким образом, что это приведет к снижению уровня ТКЗ в сети.

На рис. 2 приведены зависимости изменения напряжения в узле в зависимости от величины индуктивного шунта. Сопоставление графиков позволяет сделать вывод о возможности оценки «жесткости» узла по проводимостям. Определенный как «жесткий» узел и при подключении равных по проводимости шунтов лучше держит напряжение, чем сенсорный.

Для примера на этапе проектирования рассматривались токи короткого замыкания на шинах одной из подстанций (ПС) Московской энергосистемы с двумя секционированными системами шин на напряжении 110 кВ. Отдельные секции шин рассматривались как узлы, «жесткость» которых

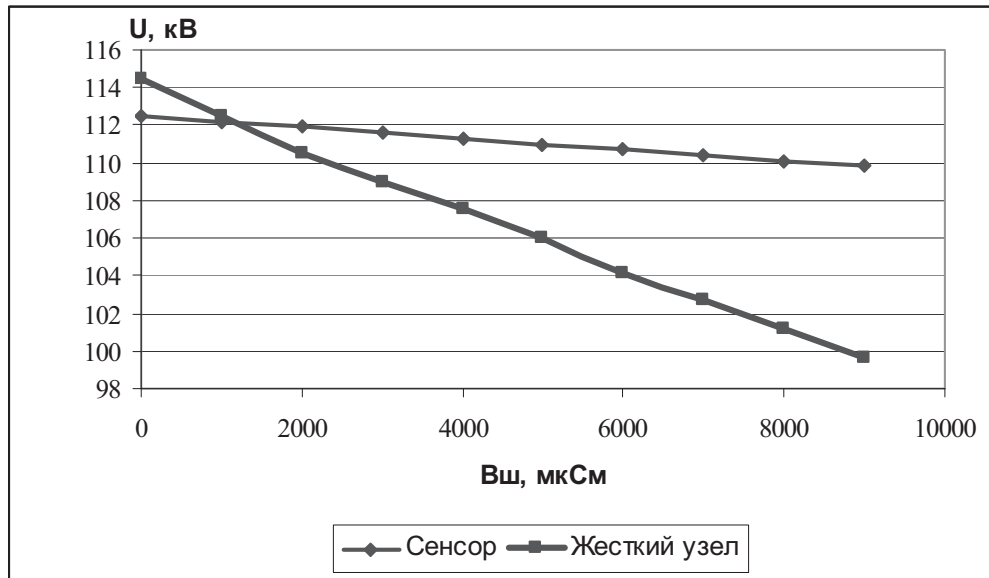


Рис. 2. Изменение напряжения в зависимости от значения проводимости подключенного в узле индуктивного шунта

сопоставляется. Даже при секционировании сети на шинах этой ПС ТКЗ в перспективном режиме в самом «жестком» узле (секции) превышают отключающую способность установленных выключателей на 12%. При замыкании секционных выключателей эта величина возрастает до 51%. Снижение ТКЗ можно получить при включении реакторов последовательно с секционными выключателями и в две отходящие линии с наибольшими токами подпитки. В этом случае ток становится немного меньше допустимого.

Альтернативным вариантом вместо включения реакторов в линии является переключение двух линий электропередачи с примерно одинаковыми параметрами, одна из которых с меньшими токами подпитки при КЗ на шинах подключается к наиболее «жесткому» узлу (секции шин), а другая с большими токами подпитки – к наименее «жесткому» узлу. Если параметры линий значительно отличаются, то необходимо также учесть их влияние на жесткость узлов. При этом ток в самом «жестком» узле снижается и становится меньше коммутационной способности выключателей на 11,3%. Токи на остальных секциях шин еще меньше.

Эффективность предложенного варианта ограничения ТКЗ была проверена и в ремонтных схемах. Результаты расчетов в этих схемах показали, что максимальные ТКЗ в ремонтных схемах на шинах рассматриваемой ПС ниже предельных значений по условию отключающей способности установленных выключателей. В варианте без УОТКЗ токи короткого замыкания в ремонтных режимах становятся больше допустимых по условию отключающей способности выключателей.

Аналогичные расчеты для жесткого узла Ленинградской энергосистемы позволили после ввода УОТКЗ (реакторов) и значительного снижения жесткости узла снизить ТКЗ от величины на 75% выше допустимого значения до 8% ниже допустимого значения. Таким образом, при анализе схем или установившихся режимов в сложных энергосистемах, осуществляющих электроснабжение мегаполисов, возможно получение дополнительной информации, полезной при ограничении токов короткого замыкания. Эта информация позволяет до расчета установившегося режима или токов короткого замыкания по схеме сети определить список наиболее жестких узлов, ограничение токов короткого замыкания в которых необходимо в первую очередь, что позволяет примерно на порядок уменьшить объем расчетов ТКЗ. Используя расчеты серии установившихся режимов, можно получить сходную информацию, но объем расчетов при этом значительно возрастает.

Москва, 1–4 июня 2010 г.

Сопоставление схем соединения при проектировании или для ремонтных режимов в сетях с высокими уровнями ТКЗ может быть существенно упрощено, если предварительно оценить степень жесткости узлов. Варианты с большей жесткостью узлов (неблагополучных по ТКЗ) можно отбраковывать. Можно также корректировать схему сети при проектировании, осуществляя присоединение линий к секциям шин таким образом, чтобы все секции шин имели приблизительно одинаковую жесткость, т. е. находились в ранжированном списке узлов достаточно близко друг от друга.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / Под. ред. Б.Н. Неклепаева. М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006.
- [2] Неклепаев Б.Н. Координация и оптимизация уровней токов короткого замыкания в электрических системах. М.: Энергия, 1978.

РАСЧЕТ СТАЦИОНАРНЫХ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРОГРАММНО-ВЫЧИСЛИТЕЛЬНОГО КОМПЛЕКСА PSS/E

БУЛЫЧЕВ А.В., КОНСТАНТИНОВ Е.П., ОНИСОВА О.А.

ОАО «ВНИИР»

Исходной информацией для расчета релейной защиты являются результаты предварительных аналитических исследований нормальных режимов и режимов повреждений защищаемой электрической системы.

Процедура выполнения таких исследований даже для простых радиальных и кольцевых сетей характеризуется значительными временными затратами, вероятностью получения неточных, а иногда и некорректных результатов; для сетей сложной конфигурации выполнение аналитических расчетов вызывает значительные трудности. По этим причинам целесообразно использование средств автоматизированного расчета параметров электрических систем. Среди программных средств данного назначения нашли применение ТКЗ 3000, АРМ СРЗА, Rastr, Mustang, EUROSTAG, Neplan, PSS/E и т. д. Основанные на использовании в целом аналогичных математических алгоритмов и оперирующие тем же набором исходной информации, что и при расчете «вручную», специализированные программные средства позволяют существенно снизить временные затраты на проведение расчетов, повысить точность полученных результатов, учесть ряд важных параметров. С использованием программных средств становится возможным оперативный расчет всех необходимых режимов, получение более полной и достоверной информации для уточнения состава защит, настройки параметров их срабатывания, проверки эффективности действия.

Для решения такого рода задач ОАО «ВНИИР» использует программно-вычислительный комплекс (ПВК) PSS/E (Power System Simulator for Engineering; разработчик – Siemens PTI).

К основным функциям, выполняемым ПВК PSS/E, относятся расчеты установившихся режимов и режимов повреждений, анализ динамической устойчивости, оптимизация и эквивалентирование [1].

Библиотека элементов ПВК PSS/E содержит широкий набор стандартных моделей: линии электропередач, двух- и трехобмоточные трансформаторы (с «ручным» и автоматическим изменением коэффициента трансформации, с возможностью учета изменения сопротивления при регулировании), синхронные и асинхронные машины, системы возбуждения, автоматические регуляторы возбуждения, турбины, системы автоматического регулирования скорости, устройства на современной силовой полупроводниковой базе (гибкие системы передачи переменного тока – FACTS, линии и вставки постоянного тока – HVDC), устройства релейной защиты, обобщенная нагрузка. Возможно также создание пользовательских моделей элементов.

Описание топологии и параметров схемы может выполняться как с использованием интерфейса программы (при этом автоматически создаются бинарные файлы описания), так и при помощи любого удобного пользователю внешнего редактора текстовых файлов (создание текстовых файлов описаний «вручную»).

РАСЧЕТЫ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПВК PSS/E

Математическая модель расчета установившегося режима представляет собой нелинейную алгебраическую систему уравнений, решаемую итерационными методами.

В ПВК PSS/E итерационные схемы решения уравнений установившегося режима реализованы на базе алгоритмов Гаусса–Зейделя (*Gauss–Seidel, Modified Gauss–Seidel*) и Ньютона–Рафсона (*Full Newton–Raphson, Decoupled Newton–Raphson, Fixed slope decoupled Newton–Raphson*).

Метод Гаусса–Зейделя характеризуется нечувствительностью к неточному (некорректному) заданию начальных приближений решения или исходных данных. Кроме того, метод позволяет выявить фрагмент схемы, неточность в задании параметров которого приводит к несходимости процесса расчета всей схемы. Однако скорость итерационного решения по методу Гаусса–Зейделя обычно ниже в сравнении с методами Ньютона–Рафсона.

Метод Ньютона–Рафсона (*Full Newton–Raphson*) характеризуется быстрой сходимостью, практически не зависящей от размеров расчетной схемы, и позволяет достичь максимальной точности решения, но при этом отличается чувствительностью к неточности задания начальных приближений или исходных данных. В ПВК PSS/E помимо классического метода Ньютона–Рафсона реализованы также его упрощенные модификации.

Набор реализованных в ПВК PSS/E методов решения уравнений установившегося режима позволяет адаптировать алгоритм решения в соответствии с особенностями конкретной задачи. Возможно последовательное использование нескольких методов расчета. Например, в качестве стартового решения могут применяться методы Гаусса–Зейделя, а поиск окончательного решения может быть реализован с использованием методов Ньютона–Рафсона.

Дополнительным преимуществом ПВК PSS/E является возможность учета автоматического регулирования коэффициентов трансформации трансформаторов, изменения сопротивления ветвей трансформаторов при регулировании, ограничений реактивной мощности генераторов (в зависимости от величины загрузки по активной мощности), статических характеристик нагрузок, регулирования режимов сети устройствами FACTS.

ИССЛЕДОВАНИЕ РЕЖИМОВ ПОВРЕЖДЕНИЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПВК PSS/E

ПВК PSS/E позволяет осуществлять моделирование следующих видов повреждений (рис. 1):

- однофазные короткие замыкания;
- междуфазные короткие замыкания (в том числе на землю);
- несимметричные режимы, связанные с обрывом фаз.

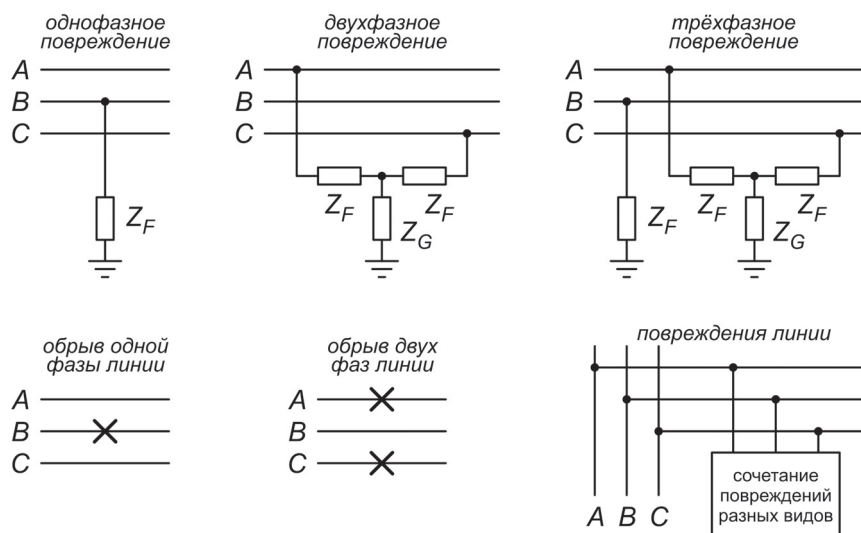


Рис. 1. Виды повреждений, моделируемых PSS/E

Возможно воспроизведение как металлических («глухих») коротких замыканий, так и коротких замыканий с учетом переходного сопротивления в месте повреждения.

Методика расчета режимов повреждений, реализуемая в PSS/E, базируется на применении модели электрической сети в форме системы уравнений узловых напряжений и использовании классического метода симметричных составляющих.

Основные особенности выполнения расчетов параметров повреждений с использованием программно-вычислительного комплекса PSS/E:

1. Возможность выбора одного из нескольких алгоритмов расчета токов короткого замыкания, а также возможность настройки пользователем ряда параметров расчета, что позволяет гибко выбрать оптимальный метод с заданием необходимых начальных условий.

2. Возможность описания расчетной модели с высокой степенью детализации.

3. Возможность расчета токов короткого замыкания с учетом параметров предшествующего короткому замыканию режима.

Основной алгоритм расчета, реализованный в PSS/E (*Detailed analysis of complicated multiple unbalanced situations*), позволяет максимально подробно описать расчетную модель. Данный алгоритм предназначен для расчета начального действующего значения периодической составляющей тока короткого замыкания в заданной точке сети. Основные отличительные характеристики алгоритма:

- расчет значений токов короткого замыкания в соответствии с условиями работы электрической системы в предшествующем короткому замыканию режиме;

- наличие опций, позволяющих установить необходимые начальные условия для расчета токов КЗ (отличные от полученных в ходе расчета установившегося режима), в том числе: задать начальные уровни напряжений в узлах сети и коэффициенты мощности генерирующих установок, принять номинальные (базисные) значения напряжений в узлах сети и установить режим холостого хода для всех генераторов схемы;

- возможность учета регулирования напряжения, схем соединения обмоток трансформаторов, фазового сдвига, вносимого трансформатором;

- возможность учета влияния устройств FACTS и связей, выполненных при помощи передач (вставок) постоянного тока;

- возможность учета ветвей поперечных проводимостей, в том числе зарядных мощностей линий, токов намагничивания трансформаторов и автотрансформаторов;

- учет нагрузок в схемах замещения всех трех последовательностей.

Другой алгоритм расчета (*Automatic sequencing calculation*) предполагает возможность использования менее подробной расчетной модели исследуемой электрической системы.

В PSS/E предусмотрены также методики расчета, соответствующие требованиям стандартов МЭК(IEC) 60909, ANSI C37.5-1979.

Алгоритм расчета, основанный на требованиях стандарта МЭК, предполагает определение начального действующего значения периодической составляющей и ударного тока короткого замыкания, а также мгновенного значения, апериодической и периодической составляющих тока короткого замыкания в заданный момент времени.

Расчетные условия короткого замыкания предполагают, что напряжения в узлах электрической сети принимаются равными значениям средних номинальных напряжений; до момента короткого замыкания все генераторы работают в режиме холостого хода.

Расчет в соответствии с требованиями ANSI C37.5-1979 позволяет определять начальное действующее значение тока короткого замыкания, значения периодической и апериодической составляющих тока короткого замыкания в заданный момент времени и основан на следующих допущениях:

- игнорируются значения напряжений в узлах сети, полученные в ходе расчета установившегося режима;

- предполагается, что в момент времени, предшествующий короткому замыканию, генераторы работают в режиме холостого хода;

- не учитываются статические нагрузки, ветви поперечных проводимостей, устройства FACTS и связи, выполненные при помощи вставок постоянного тока.

В программно-вычислительном комплексе PSS/E реализована возможность создания модели системы релейной защиты и проверки ее действия в динамических режимах. Однако для более полного и детального исследования динамических режимов с учетом электромагнитных переходных процессов PSS/E целесообразно применять в комплексе с ориентированными на решение таких задач программными и программно-аппаратными средствами PSCAD и RTDS (RSCAD).

В качестве примера применения ПБК PSS/E далее приведены результаты расчета нормальных режимов и режимов короткого замыкания для фрагмента распределительной сети 35/10 кВ (рис. 2). Анализ нормальных режимов позволяет определить максимальные и минимальные значения рабочих токов в местах установки устройств защиты. Так, максимальное значение рабочего тока линии W1 соответствует схемно-режимной ситуации, при которой по этой линии осуществляется питание всех подстанций 35/10 кВ в максимальном режиме электрической системы (рис. 3).

Для расчета уставок токовых защит необходимо также определить значения максимальных и минимальных токов коротких замыканий в расчетных точках электрической сети. Значения максимальных токов трехфазных коротких замыканий для рассматриваемой схемно-режимной ситуации показаны на рис. 4 инверсным цветом.

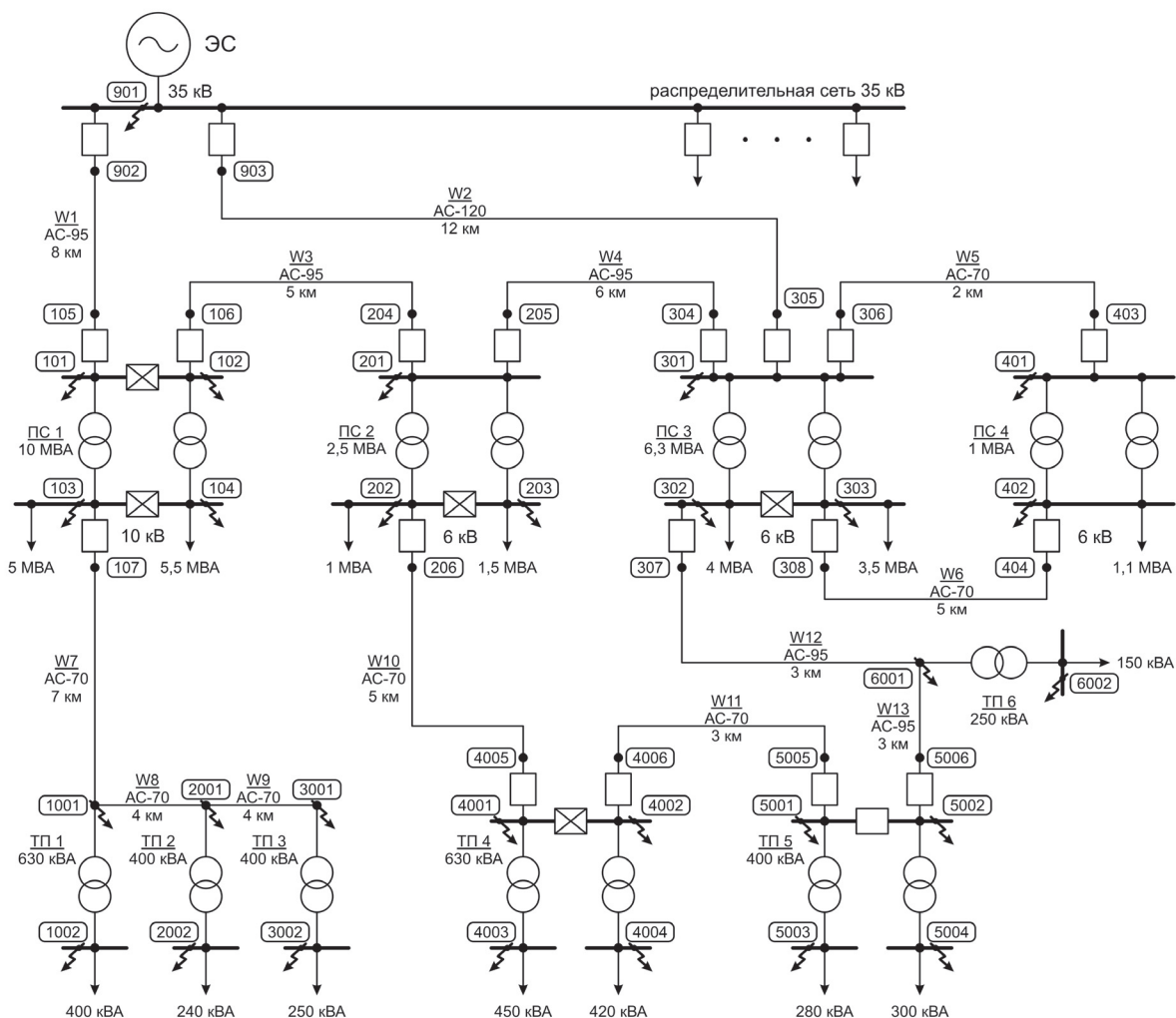


Рис. 2. Фрагмент распределительной сети 35/10 кВ

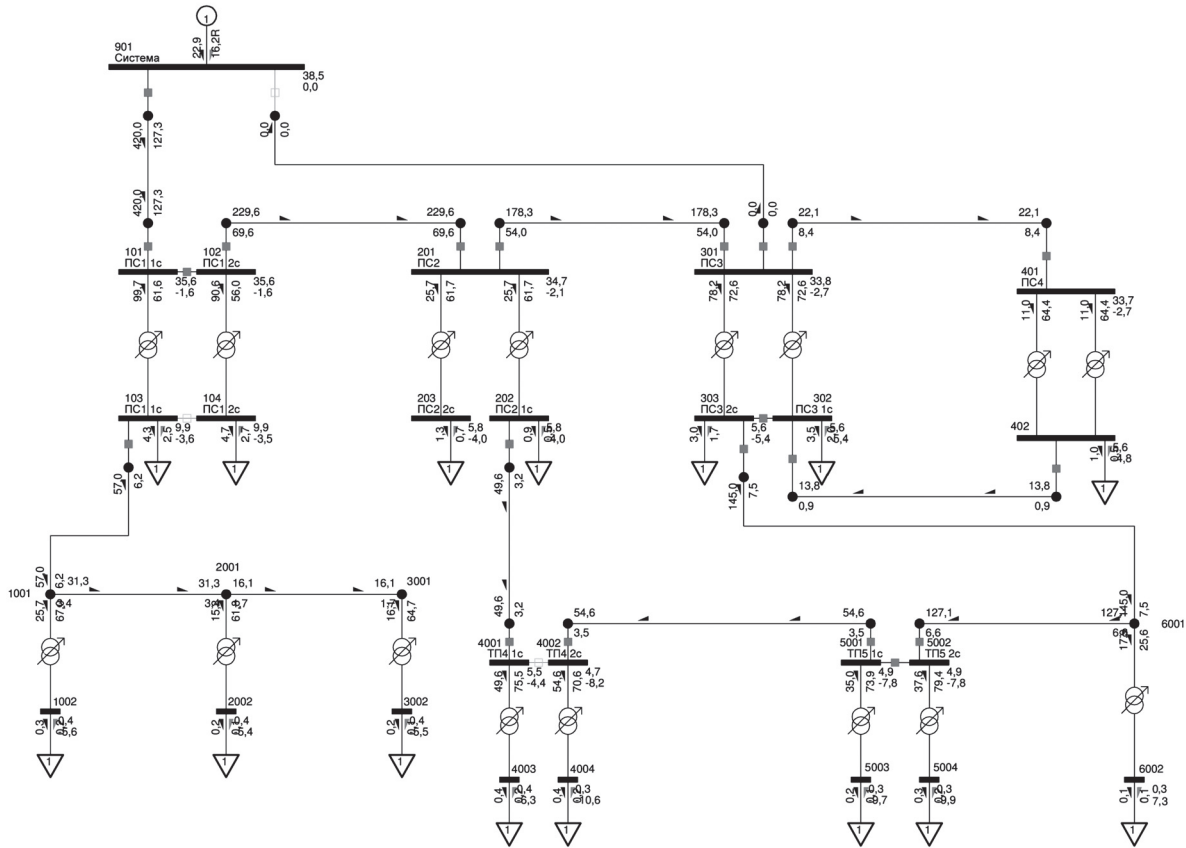


Рис. 3. Результаты расчета нормального режима в ПВК PSS/E

С использованием ПВК PSS/E возможен расчет всех необходимых режимов рассматриваемой схемы (при изменении конфигурации электрической сети, варьировании параметров элементов, величин генерации и нагрузок).

ВЫВОДЫ

Для решения задач настройки параметров и проверки эффективности релейной защиты необходима информация о режимных параметрах контролируемой электрической системы. Получение такой информации возможно с использованием ПВК PSS/E.

ПВК PSS/E представляет собой гибкий инструмент расчета режимов как в отношении выбора начальных условий, так и с точки зрения возможности варьирования расчетной модели электрической системы и степени детализации ее представления. Описание расчетных моделей соответствует требованиям российских и зарубежных стандартов и, кроме того, позволяет учесть дополнительные параметры, повышающие точность расчета.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] PSS Product Suite [Программный комплекс PSS; Электронный ресурс] // <http://www.usa.siemens.com/energy>. 2009.

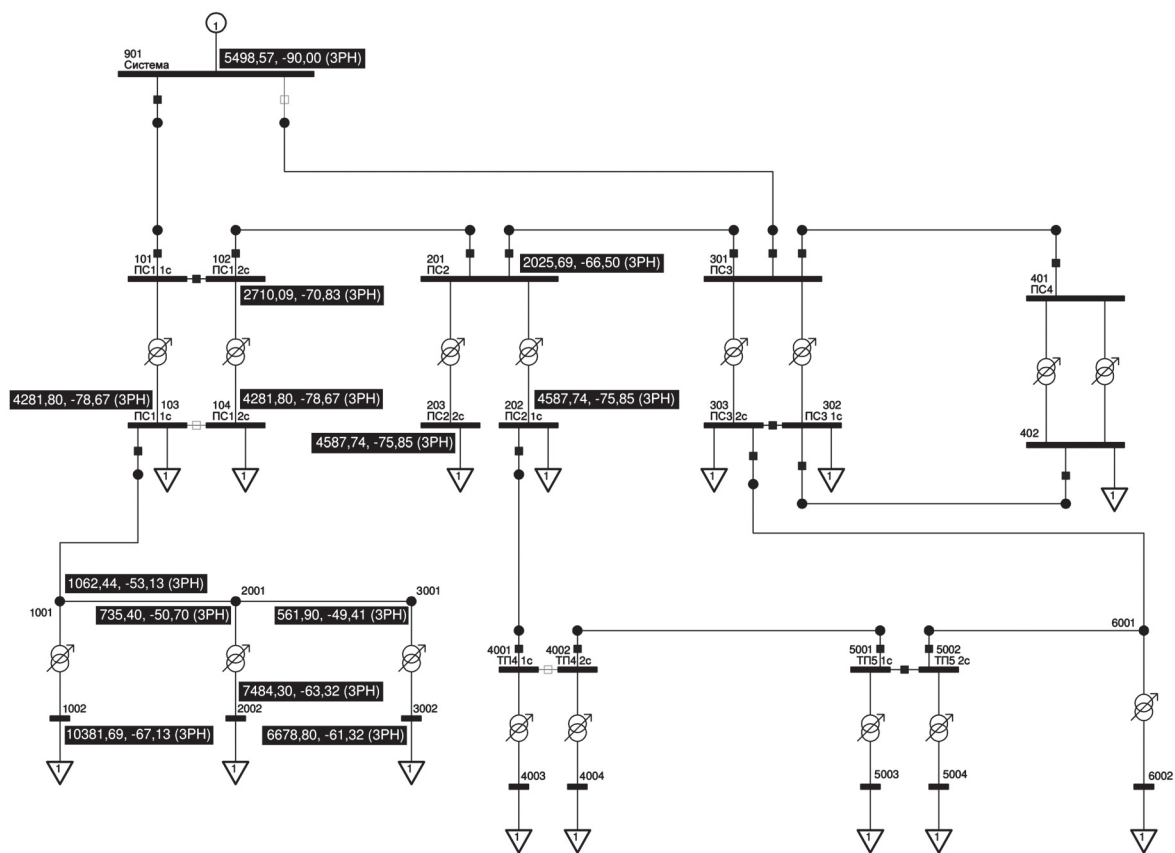


Рис. 4. Результаты расчета токов коротких замыканий в ПВК PSS/E

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

Бульчев Александр Витальевич – доктор технических наук, профессор; заместитель генерального директора ОАО «ВНИИР» по науке.

Константинов Евгений Петрович – научный сотрудник ОАО «ВНИИР».

Онисова Ольга Александровна – научный сотрудник ОАО «ВНИИР».

ВОПРОСЫ СОЗДАНИЯ ПОДСТАНЦИИ НА БАЗЕ ВОЛОКОННО-ОПТИЧЕСКИХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА И НАПРЯЖЕНИЯ

КУЗИН А.С., РЯБКО М.В. (к. ф-м.н.), ГОРОЖАНКИН П.А. (к.т.н.)

ООО «Уникальные волоконные приборы»
ОАО «Институт «Энергосетьпроект»

ВВЕДЕНИЕ

В данной статье описаны принцип действия и основные технические характеристики волоконно-оптических трансформаторов тока (ВОТТ) и напряжения (ВОТН), производства ООО «Уникальные волоконные приборы», а также рассмотрены некоторые вопросы применения ВОТТ и ВОТН как средства сбора информации о параметрах электроэнергии и передачи ее вторичному оборудованию (измерительные преобразователи, АИИС КУЭ, РЗА). Для варианта ВОТТ и ВОТН с цифровыми и аналоговыми выходами предложена схема подключения к существующему оборудованию по аналоговым выходам для сохранения функциональности и надежности работы вторичного оборудования, а также возможные варианты построения подстанции на базе цифрового обмена данных, в частности протокола 61850-9.2.

1. ВОЛОКОННО-ОПТИЧЕСКИЙ ТРАНСФОРМАТОР ТОКА

1.1. Принцип действия и устройство

Принцип действия ВОТТ основан на магнитооптическом эффекте Фарадея. Магнитное поле протекающего тока создает фазовый сдвиг между двумя круговыми поляризациями света в волокне, который измеряется методом низко-когерентной интерферометрии, позволяющий реализовать высокоточные измерения физических величин.

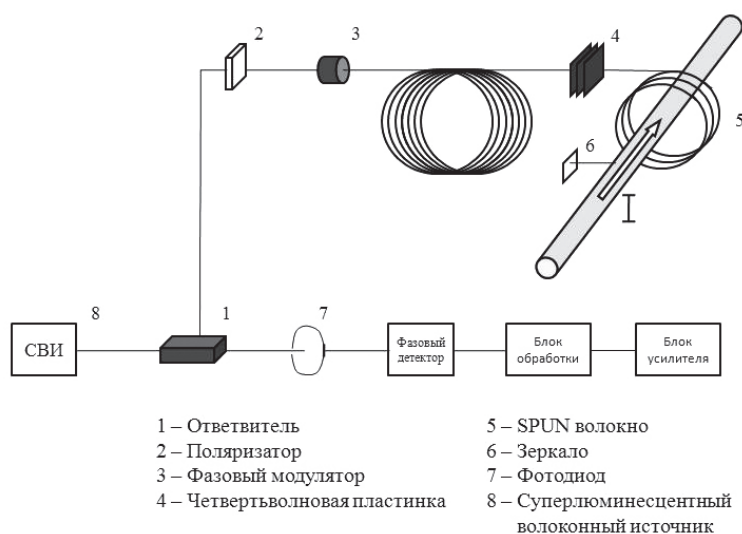


Рис. 1. Принципиальная схема ВОТТ

$$P(\varphi_F) = \frac{1}{2} P_0 (1 + \cos \varphi_F) \quad (1)$$

$$\varphi_F = 4VNI \quad (2)$$

где V – константа Верде волокна, N – число витков волокна вокруг проводника с протекающим током I .

1.2. Точностные характеристики

Проводимые сертификационные испытания оборудования подтвердили соответствие ВОТТ классу 0,2S в температурном диапазоне -40 – $+60$ град.

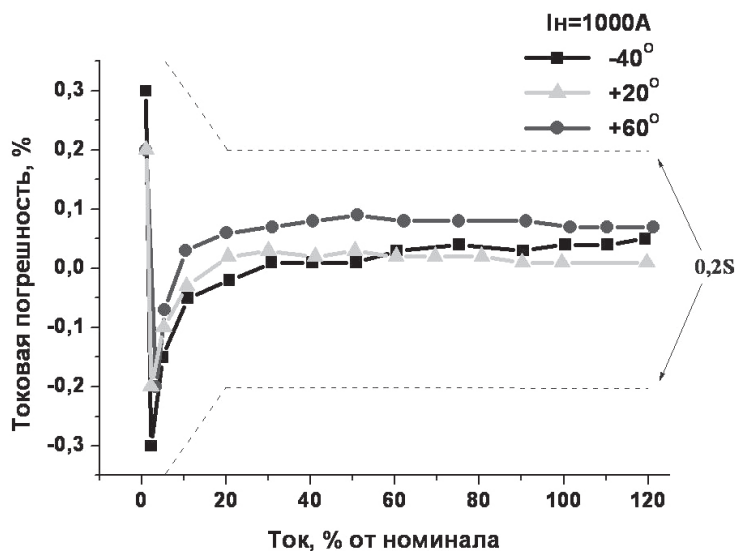


Рис. 2. Токовая погрешность (для 110 кВ)

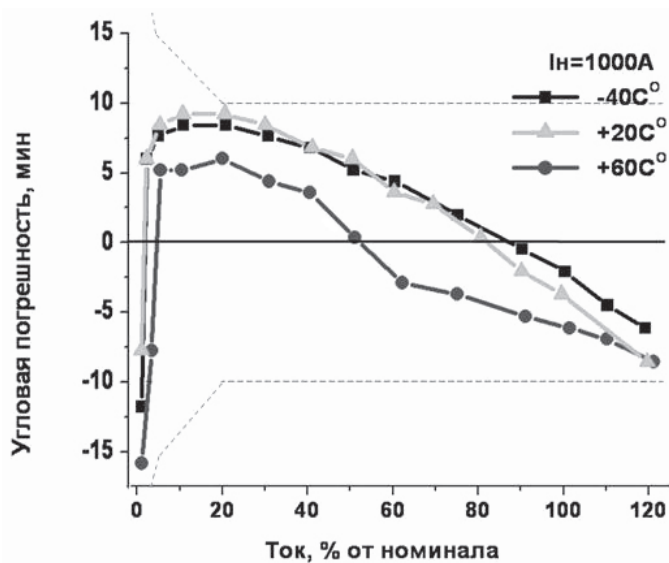


Рис. 3. Угловая погрешность (для 110 кВ)

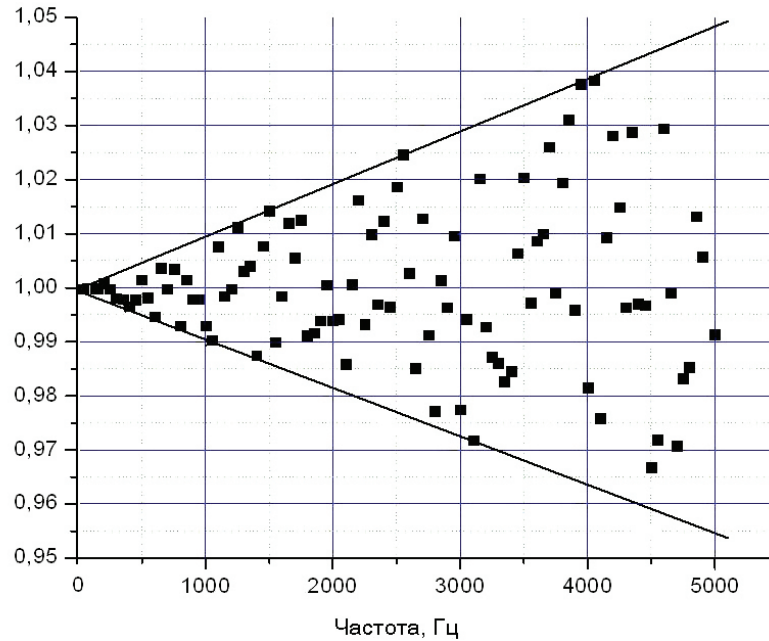


Рис. 4. Отклонение вторичного тока при изменении частоты первичного

1.3. Технические характеристики ВОТТ

| Параметр | Значение |
|---|---|
| Номинальный напряжения | 1-750 кВ |
| Номинальный первичный ток | (100-400 000) А rms |
| Высокоуровневый аналоговый выход | 1 А (для любого значения номинального тока) |
| Низкоуровневый аналоговый выход | 200 мВ (для любого значения номинального тока) |
| Цифровой выход | МЭК 61850-9-2 |
| Класс точности: для измерений для защиты | 0,2S 5P |
| Номинальная грузка аналогового выхода: для измерений для защиты | 2,5 ВА 10 ВА |
| Температурный диапазон | -50 – +60 °С (измерительный блок) -10 – +40 (блок обработки) |
| Скорость ветра | до 45 м/с |
| Высота установки нал уровнем моря | <1000 м |
| Условия работы изоляции по уровню загрязнения | Класс II, III |
| Первичные выводы подключения к шине | Зажимы аппаратные А4А |
| Срок службы | До 30 лет |
| Длина магистральных кабелей | До 1000 м |

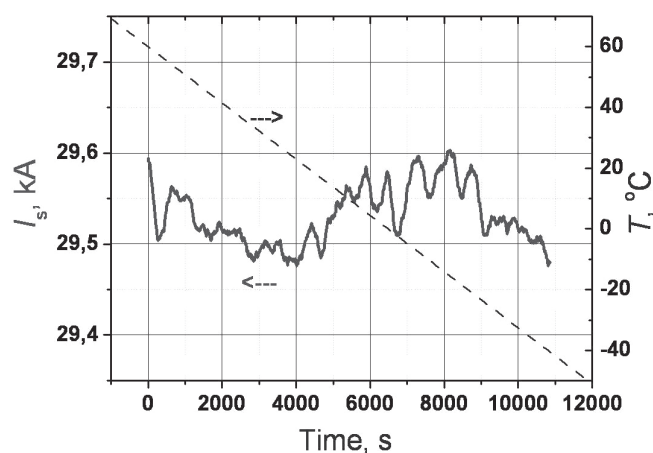


Рис. 5. Результаты испытаний ВОТТ при изменении T от -40 до $+60$ °C

1.4. Особенности ВОТТ

Отличительные особенности оптического трансформатора по сравнению с традиционными измерительными трансформаторами состоят в следующем:

1. Большой динамический диапазон измеряемых токов (до 10^6).
2. Большая ширина полосы пропускания – 6 кГц. Таким образом, возможно измерение токов от постоянного до 6000 Гц, что позволяет использовать ВОТТ для анализа качества электроэнергии.
3. Естественная гальваническая развязка первичных и вторичных цепей (чувствительный элемент – оптическое волокно – является диэлектриком).
4. Меньше масса, чем традиционные трансформаторы с масляной или литой изоляцией в 2-3 раза, что упрощает монтаж.
5. ВОТТ не нуждается в регулярном обслуживании (за счет отсутствия расходных компонентов, а также наличия самодиагностики и автокалибровки).
6. ВОТТ взрыво- и пожаробезопасен, так как не содержит ни масел, ни элегаза в качестве изоляции.
7. ВОТТ имеет как аналоговый, так и цифровой выход, а поэтому совместим как с существующими системами РЗА, так и перспективными РЗА на базе протокола 61850-9-2.
8. Отсутствие выноса потенциала с ОРУ (повышение безопасности и электромагнитной совместимости).

2. ВОЛОКОННО-ОПТИЧЕСКИЙ ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ

2.1. Принцип действия и устройство

Волоконно-оптический трансформатор напряжения является модифицированным емкостным трансформатором напряжения. Суть его работы заключается в том, что измеренная информация после аналогово-цифрового преобразования (АЦП) передается к подстанции по волоконно-оптическому кабелю, причем и сам блок питается по тому же волоконно-оптическому кабелю. В блоке обработке, находящемся в ПС находится блок обработки, который принимает сигнал и преобразует его в необходимый для последующей передачи вид (100 В, цифровой сигнал). Принципиальная схема показана на рис. 6.

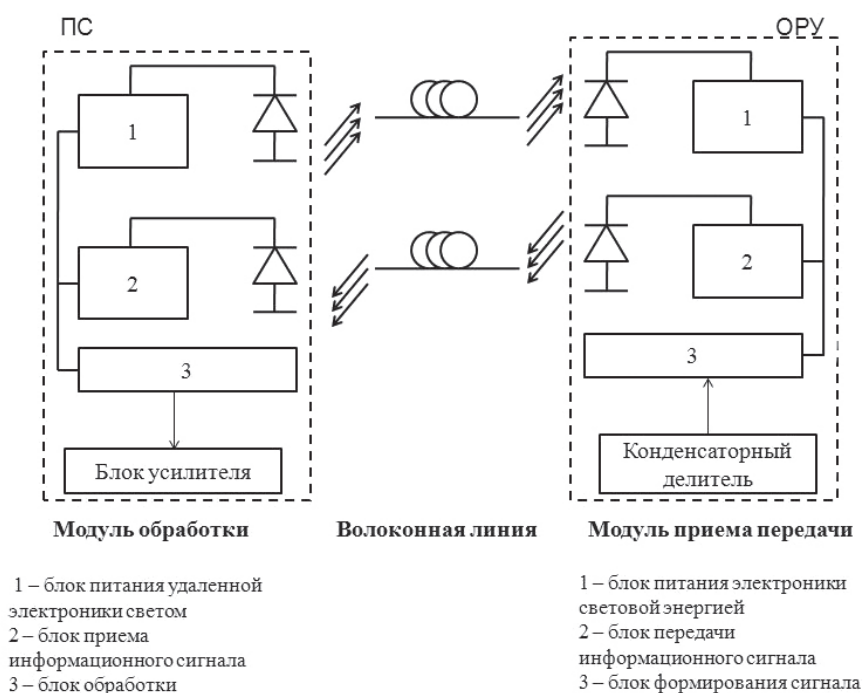


Рис. 6. Принципиальная схема BOTN

2.2. Особенности BOTN

BOTN обладает теми же преимуществами, что и BOTT, благодаря цифровой системе съема, обработки и передачи информации о напряжении.

2.3. Технические характеристики ТН

| Параметр | Значение |
|--|---|
| Номинальное первичное напряжение | 110-750 кВ |
| Температурный диапазон | -50 – +60 °С (измерительный блок) -10 – +40 (блок обработки) |
| Аналоговый выход | 100√3 В |
| Цифровой выход | МЭК 61850-9-2 |
| Класс точности: для измерений для защиты | 0.2 3P |
| Нелинейность | 0,02% |
| Номинальная грузка | 15 ВА |
| Масса колонны (110 кВ) | 98 кг |
| Габаритные размеры (для 110 кВ) | 1843 × 260 мм |
| Срок службы | 25 лет |
| Потребляемая мощность (для 3 фаз) | 100 Вт |

3. ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ НА БАЗЕ ВОТТ И ВОТН С АНАЛОГОВЫМ ВЫХОДОМ

Принципиальным отличием ВОТТ и ВОТН от традиционных трансформаторов является метод передачи информации от первичных цепей к вторичным — по волоконно-оптическому кабелю с использованием промежуточного блока обработки и цифро-аналогового преобразователя, что определяет существенные особенности схемы подключения и ВОТТ и ВОТН к вторичному оборудованию. Данные с измерительных блоков ВОТТ и ВОТН поступают на блок обработки информации (пофазного), где происходит выделение полезного сигнала, обработка, синхронизация отсчетов, компенсация погрешностей и т. д. Далее информация поступает также по волоконно-оптическому кабелю на коммутатор для распределения полезного сигнала между шкафами РЗА, АСКУЭ, ПА и т. д.

После коммутатора, непосредственно в шкафу с оборудованием РЗА, АИИС КУЭ и т. д. выполняется цифро-аналоговое преобразование и сигнал с уровнем 1А и $100\sqrt{3}В$ подается на входы вторичных устройств, установленным в данном шкафу.

Вариант подключения ВОТТ и ВОТН к существующим системам РЗА и АСКУЭ. представлен на рис. 7.

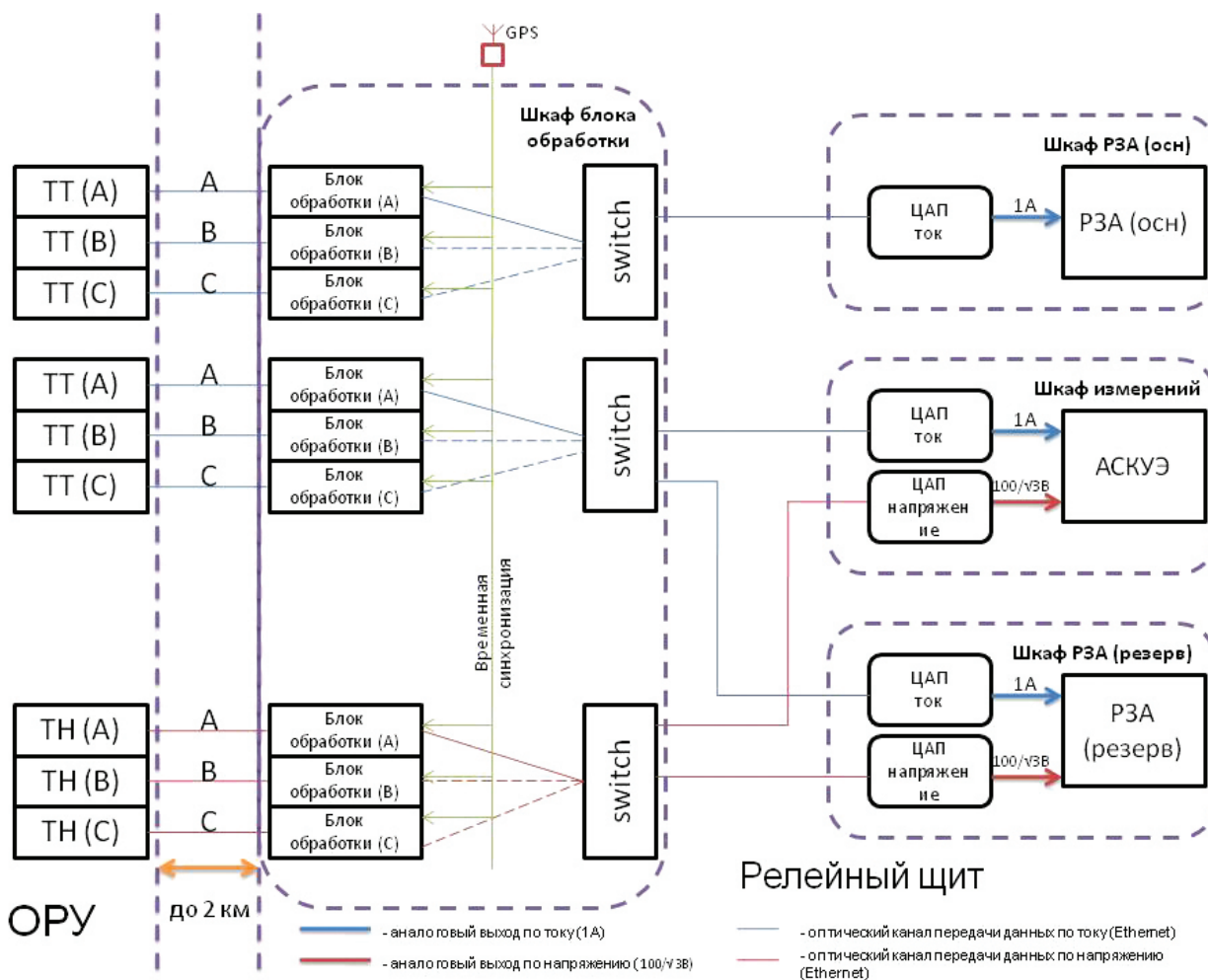


Рис. 7

Прежде чем рассматривать варианты связи ВОТТ и ВОТН по протоколу IEC 61850-9.2 с устройствами РЗА, ПА и т.д., сформулируем самый общий принцип функционирования такой системы: один отказ любого устройства не должен приводить к отказу функций релейной защиты (для защит уровня 500-750 кВ – отказ любых двух устройств). С этой точки зрения, возможности дублирования (и резервы повышения надежности) при использовании IEC 61850-9.2 с цифровыми устройствами значительно шире и достигается с меньшими затратами.

Переход на цифровой обмен данными по протоколу 61850-9-2 позволит снизить затраты на вторичные цепи при строительстве ПС, стоимость микропроцессорного оборудования (терминалов) за счет исключения дорогостоящего узла входных цепей для аналоговых сигналов и АЦП. С увеличением номинального напряжения стоимость ВОТТ и ВОТН практически не изменяется, что дает заметное преимущество по цене на высоком напряжении. С другой стороны, становится очевидным необходимость дублирования практически всех устройств (особенно для ПС 550-750 кВ), участвующих в процессе контроля (первичный датчик ВОТ, цифровые сети, устройства обработки информации).

Поскольку ВОТТ и ВОТН позволяют использовать их для всего спектра задач измерений (по точности, динамическому и частотному диапазону), то на повестку дня выходит задача создания универсальных средств измерения, позволяющих реализовать все измерительные функции (в т.ч. – ККЭ, WAMS, датчики для мониторинга ресурса выключателей, ОМП и др.). Естественно, что использование универсальных средств будет существенно экономичнее, чем применение наборов узкоспециализированных устройств.

Принципиальной отличительной особенностью ВОТТ и ВОТН является необходимость питания узлов его от системы гарантированного электропитания. Поэтому, в отличие от традиционных (электромагнитных) ТТ и ТН, которые сами являются источником тока или напряжения, для оптических цифровых систем первоначально значение приобретает задача рациональной компоновки блоков ТТ в шкафах и оптимизация схемы электропитания.

Безусловно положительным качеством при использовании ВОТТ и ВОТН для целей АИИС КУЭ, является его повышенная информационная защищенность (исказить информацию, передаваемую от ВОТТ и ВОТН, значительно сложнее, чем при использовании традиционных ТТ и ТН).

В заключение хочется сказать, что, очевидно, внедрение ВОТТ и ВОТН на подстанциях невозможно без внесения корректировок и дополнений в нормативную документацию (нормы технологического проектирования, ПУЭ, ПТЭ и т.д.), касающихся всех этапов жизненного цикла изделий (проектирование, ввода в работу, эксплуатация). Эти изменения будут существенны, и потребуются, безусловно, разработка пилотного проекта «цифровой подстанции», полигонные испытания оборудования, а также активизация производителей вторичного оборудования для создания новых продуктов.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Э.И. Алексеев, Е.Н. Базаров, В.П. Губин, В.Г. Коваленко, А.И. Сазонов, Н.И. Старостин. Рециркуляционный волоконный кольцевой интерферометр с фарадеевским отражателем. Письма в ЖТФ. 2002. Т. 28. Вып. 22. С. 52-58.
- [2] R.I. Laming, D.N. Payne, Electric current sensors employing spun highly birefringent optical fibers, J. of Lightwave Technol., 7. Pp. 2084-2094, 1989.
- [3] В.П. Губин, В.А. Исаев, С.К. Моршнев, А.И. Сазонов, Н.И. Старостин, Ю.К. Чаморовский, А.И. Усов, С.Ю. Отрохов. Цельноволоконные оптические датчики электрического тока с чувствительным элементом на основе SPUN световодов // Труды научно-технической конференции «Лазеры, измерения, информация», 8-9 июня 2005 г., Санкт-Петербург. С. 16.
- [4] Аксенов В.А., Волошин В.В., Воробьев И.Л., Иванов Г.А., Исаев В.А., Колосовский А.О., Моршнев С.К., Чаморовский Ю.К. Особенности эффекта Фарадея в кварцевых волоконных световодах // Радиотехника и электроника. 2002. Т. 47. № 8, 1011.

КОНЦЕПЦИЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЦИФРОВЫХ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА И НАПРЯЖЕНИЯ НА ПОДСТАНЦИЯХ 110-750 кВ

ГРЕЧУХИН В.Н.

ООО НПЦ «МИКРОН-2»

Рассмотрены вопросы взаимодействия цифровых измерительных трансформаторов тока и напряжения (ЦТТН) с вторичными системами на подстанции и, в первую очередь, с микропроцессорными системами релейной защиты и противоаварийной автоматики (РЗА). Концепция предусматривает решение вопросов технологической и сетевой безопасности, стандартный протокол обмена данными, решение проблемы синхронизации на подстанции, обеспечение метрологических характеристик от первичного провода на ОРУ до шины данных модуля на щите. Концепция также предусматривает избыточную дискретизацию, автоматический выбор потребителем источника информации о первичном токе из 4 датчиков на разных физических принципах, заложенных в ЦТТН и выбор каждым потребителем своего темпа поступления измерительной информации от ЦТТН.

ВВЕДЕНИЕ

Актуальна инновационная разработка высоковольтных энергоэффективных, взрывобезопасных, повышенной точности измерительных цифровых трансформаторов тока и напряжения с передачей цифровой информации о мгновенных значениях первичного тока и напряжения по оптоволокну на модуль терминала и далее, по согласованным протоколам, вторичным системам коммерческого учета, РЗА, ПА и управления.

Потребителю не слишком важно, на каком физическом принципе построен цифровой (электронный) ТТ и ТН (ЦТТН). Важны метрологические характеристики ЦТТН, а именно, погрешности по величине (току, напряжению) и по углу, обеспеченные между первичным проводом и входом микропроцессора потребителя.

Требования по метрологии потребители на подстанции предъявляют разные. Наивысшая точность, особенно по углу, нужна системам коммерческого учета активной, реактивной мощности и энергии (учет денег), работающим в нормальных эксплуатационных режимах энергосистемы. Для систем РЗА, работающих в аварийных режимах (обрывы, КЗ), важна трансформация всего спектра токов и напряжений, включая постоянную (апериодическую) составляющую, пусть даже с меньшей точностью.

Важно также обеспечить преобразование в цифру и транспорт информации по оптоволокну без потери информации, выбрав интервал дискретизации в соответствии с теоремой Котельникова (Шеннона).

Концепция построения ЦТТН, учитывающая эти и другие требования, изложена в докладе.

1. КОНЦЕПЦИЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЦТТН НА ПОДСТАНЦИЯХ 110-750 кВ

При разработке высоковольтных измерительных цифровых ТТ и ТН необходимо провести анализ организации существующих на подстанциях аналоговых вторичных цепей, использовав рациональные аспекты и, по возможности, компенсировав недостатки.

1.1. Анализ организации аналоговых вторичных цепей тока и напряжения

Каждый измерительный электромагнитный ТТ 110 кВ и выше, электромагнитный или емкостный ТН 110 кВ и выше подключен вторичными кабелями только к нужным системам измерений, коммерческого учета, РЗ и ПА, УРОВ и др. на подстанции, причем ТТ имеет несколько разных по назначению и точности сердечников.

Достоинства: точность, временная и температурная стабильность ТТ и ТН, автономность функционирования систем учета, РЗ присоединения вне зависимости от процессов на других присоединениях.

Недостатки: вынос потенциала по вторичным цепям на щит управления при КЗ вблизи ОРУ подстанции, зависимость точности от сопротивления нагрузки вторичных цепей, для ТТ – насыщение сердечников при коротких замыканиях с апериодической составляющей, погрешность трансформации первичного тока достигает при этом 90%, вероятность пробоя высоковольтной изоляции в месте прохождения высоковольтного провода сквозь заземленные сердечники и выход из строя ТТ, для ТН – возможность феррорезонанса и выхода из строя ТН в этом режиме.

1.2. Основные принципы технологии «цифровые вторичные цепи»

Цифровые (электронные) ТТ и ТН как элементы системы автоматизации подстанции должны в соответствии с разделом 4.2.3: стандарта 61850-3 [1] «Жизненно важные функции на подстанции и их зависимость от системы автоматизации подстанции» обеспечивать, **цитата:**

- «Единое повреждение системы автоматизации подстанции не должно выводить из строя жизненно важные функции подстанции (релейную защиту, функции управления основным оборудованием, учет электроэнергии и т.п.). Для этого система автоматизации подстанции должна иметь следующие характеристики: ...

- Функции релейной защиты должны выполняться автономно», **конец цитаты.**

Кроме того, для обеспечения надежности должны соблюдаться:

- **Принцип преемственности:** идеология построения цифровых вторичных цепей должна повторять на новом техническом уровне построение аналоговых вторичных цепей тока и напряжения – каждой вторичной системе (РЗ, ПА, учету и т. д.) подаются только нужные ей цифровые токи и напряжения.

- **Принцип функциональности:** каждому потребителю свой источник цифровой информации о первичном токе – измерениям и учету канал от встроенного трансформатора тока класса точности 0.2s, 0.2s/2 (0.1), основной РЗ и ПА – канал от встроенного шунта, трансформирующего без искажений весь спектр тока, включая апериодическую составляющую, резервной РЗ и ПА Каналы от магнитотранзисторного пояса или пояса Роговского, источник цифровой информации о первичном напряжении – канал от компенсированного высоковольтного делителя и т. д.

1.3. Концепция использования высоковольтных ЦТТН на подстанциях

Проведем упорядочение (рис. 1) информационных потоков на подстанции по скорости и равномерности доставки информации от источников потребителям. На рис. 1 показано, что системы связи на подстанции разные, их можно ранжировать по скорости доставки информации.

Пакетные протоколы связи, доставляющие информацию за одну-две миллисекунды и медленнее, только условно можно отнести к «системам реального времени», они реально могут обеспечить информацией только человека (диспетчера) в темпе восприятия им этой информации.

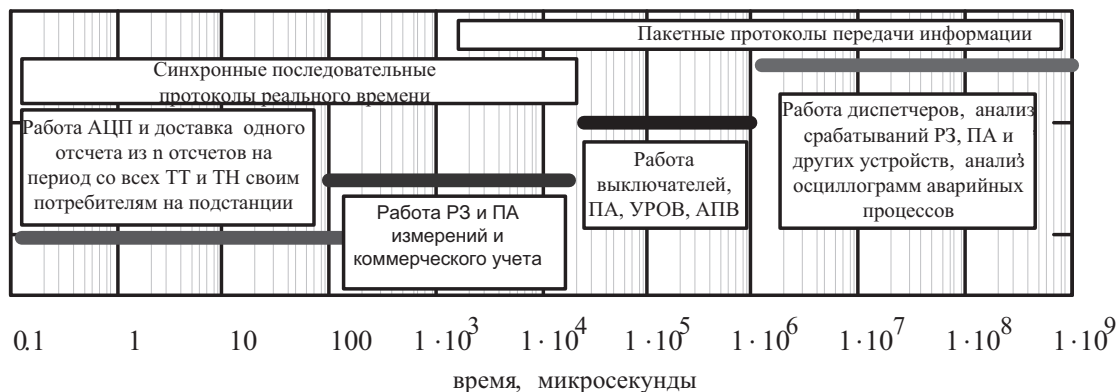


Рис. 1. Требования к скорости доставки информации по стандартам МЭК 60044-8 (4), МЭК 61850-9-2 (6-8) для важнейших систем на подстанции в функции времени от 0.1 микросекунды до 18 минут

Выделим из всех систем связи на подстанции измерительную подсистему, работающую с интервалами дискретизации от 0.1 до 250 микросекунд, обеспечивающую преобразование мгновенных значений первичного тока и напряжения в цифру и доставку потребителю потока измерительной информации.

Метрологические требования к этой подсистеме высоки [2-7], особенно по углу для систем коммерческого учета. Для класса точности 0.1 угловая погрешность не должна превышать 5 электрических минут, т. е. 4.63 микросекунды в пересчете на временное запаздывание. Микропроцессоры DSP (рис. 2) платы управления и ЦТТН выполняют свои программы за время 0.2-0.5 микросекунды, 1 микросекунда тратится на транспорт цифры по оптоволокну длиной 300 метров, т. е. структура рис. 2 обеспечивает требования.

1.4. Концепция использования ЦТТН должна обеспечить:

1.4.1. Метрологические характеристики – от первичного провода на ОРУ до шины данных модуля на щите, включая до 300 метров оптоволокну обеспечиваются погрешности по величине и углу в классе 0.2s (0.2s/2), 0.2 для коммерческого учета электроэнергии (канал со встроенного ТТ и делителя), а для РЗА трансформируется с высокой точностью весь спектр тока короткого замыкания, включая постоянный ток и апериодическую составляющую (канал со встроенного шунта). Дополнительно может комплектоваться поясом Роговского и/или магнитотранзисторным поясом.

1.4.2. Стандартный протокол обмена данными – платы Ethernet модуля терминала должны обеспечить обмен пакетами с каждым потребителем (МП системы РЗА, коммерческого учета, УРОВ и т.д.) по стандартам IEC 61850-9-2 и IEC 60044-7/8 в соответствии с рекомендациями UCA International Users Group “Implementation Guideline for Digital Interface to Instrument Transformers using IEC 61850-9-2” по оптоволоконному каналу (и/или по витой паре). Протоколы SPORT, SPI, RS-485, RS-232 могут быть также рекомендованы, так как они реализованы на физическом уровне во всех DSP микропроцессорах, присутствующих на рынке.

1.4.3. Решение проблемы синхронизации на подстанции – каждая плата Ethernet модуля обеспечивает индивидуальную синхронизацию с каждым из 4 потребителей по принципу «точка–точка». Каждый потребитель через свой порт связи выдает в нужное ему время сигнал дискретизации на один из 4 МП платы Ethernet, обеспечивая нужное ему количество отсчетов на период 50 Гц (из возможного от 12 до 256). МП плата Ethernet в ответ на сигнал дискретизации выдает потребителю пакет самых свежих мгновенных значений первичных напряжений и токов (например, $U_a, U_b, U_c, 3U_0, I_a, I_b, I_c, 3I_0$) от нужных потребителю источников информации (ТТ, шунт, МТ, ПР).

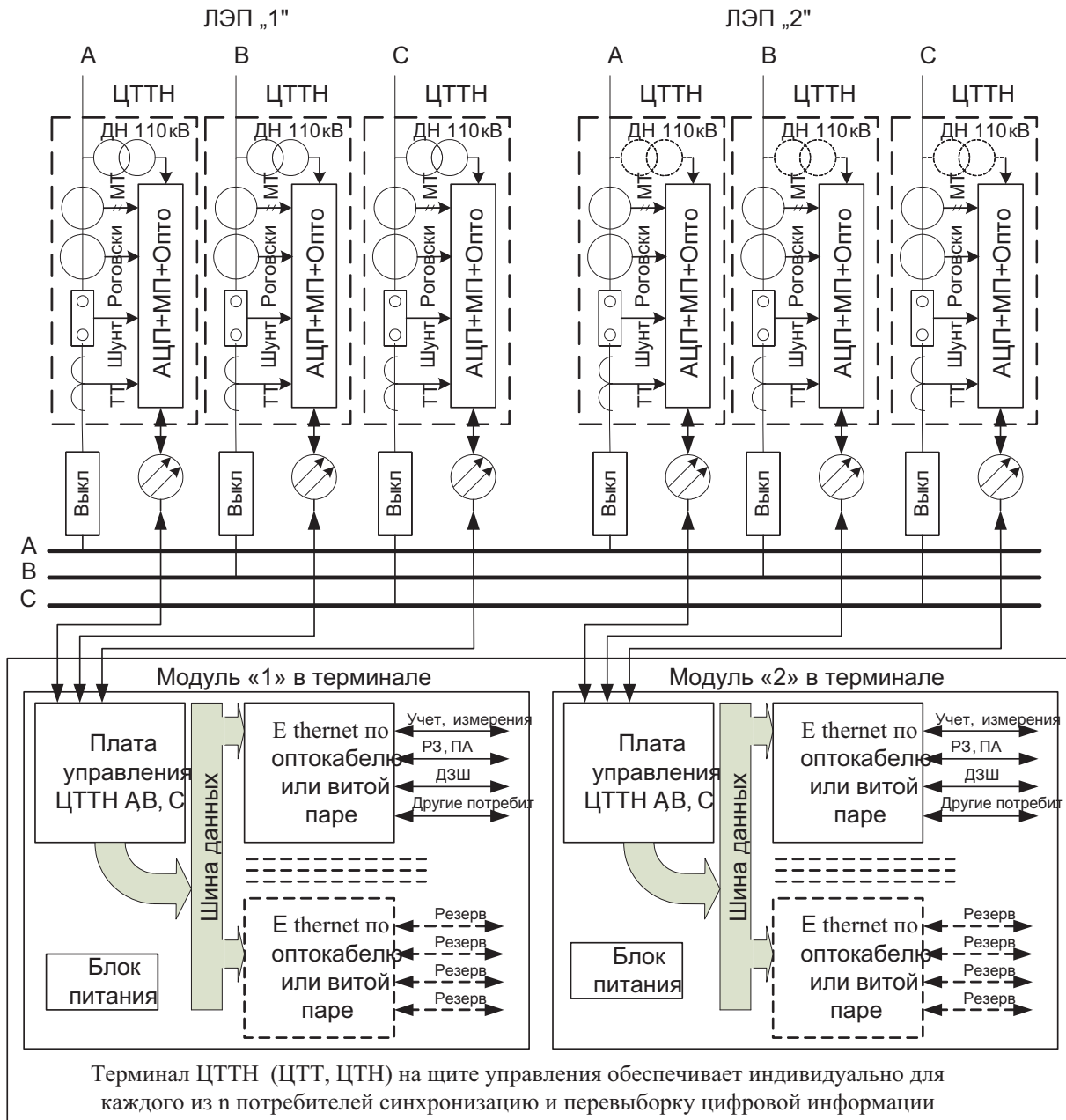


Рис. 2. Пример организации цифровых потоков измерительной информации на интеллектуальной подстанции. Два модуля (n модулей) в одном терминале обеспечивают полностью независимое функционирование двух комплектов (n комплектов) комбинированных ЦТТН (или отдельных ЦТТ и ЦТН), синхронизацию с каждым потребителем и формирование ему индивидуального потока данных (до 320 мгновенных значений токов и напряжений в каждой из 3 фаз на период 50 Гц)

1.4.4. Избыточную дискретизацию – плата управления обеспечивает синхронные отсчеты первичных токов и напряжений по всем каналам трех фаз ЦТТН в количестве, многократно превышающем 256 отсчетов на период 50 Гц. Это дает в любой момент времени на шине данных пакет самых свежих мгновенных значений первичных напряжений и токов, что позволяет одновременно решить проблему синхронизации и обеспечить метрологию.

1.4.5. Оптимальную разрядность аналого-цифрового преобразователя – известно, что избыточная разрядность АЦП лишь улучшает точность оцифровки шума. С другой стороны, недостаточная разрядность АЦП не позволяет реализовать заданный класс точности. Оптимально использовать 16-разрядный АЦП.

1.4.6. Номинальный вторичный цифровой код – соответствующий номинальному первичному току (напряжению) предлагается выбрать 16 000 бит для систем измерений и учета при 16-разрядном АЦП, а для РЗА этот код соответствует предельной кратности тока КЗ. Это обеспечивает передачу мгновенных значений переменного тока (напряжения) с запасом по шкале АЦП.

1.4.7. Сетевую безопасность – три ЦТТН на ОРУ и плата управления модуля терминала на щите функционируют круглосуточно независимо ни от каких факторов, не связаны ни с какими сетями передачи данных. Плата управления опрашивает три ЦТТН и выдает на шину данных модуля однонаправленный поток цифровой измерительной информации для плат Ethernet.

1.4.8. Технологическую безопасность – отечественная инновационная и технологическая разработка, выполняется по метрологическим стандартам, нормам ТВН и электромагнитной совместимости.

Иллюстрация полезности избыточной дискретизации приведена на рис. 3.

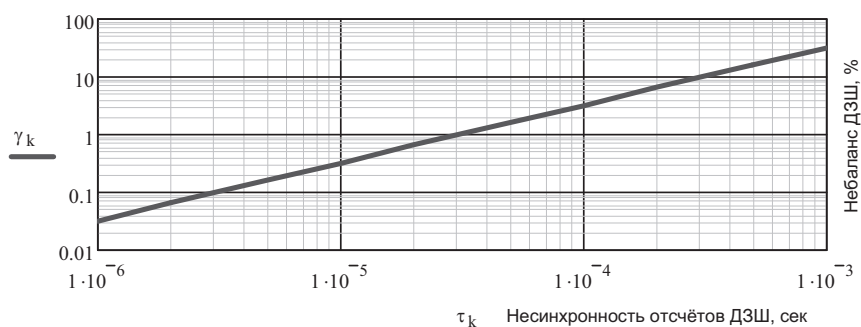


Рис. 3. Зависимость небаланса дифференциальной защиты от несинхронности цифровых отсчетов двух ЦТТ

На рис. 3 приведены результаты расчета небаланса дифференциальной защиты шин (трансформатора) в условиях, когда ДЗШ делает запрос в своем темпе к двум комплектам ЦТТ и в ответ получает самые свежие мгновенные значения первичных токов. Эти мгновенные значения первичных токов отличаются по времени максимально на один интервал дискретизации и, вследствие этого, различаются по величине. Среднеквадратичная ошибка (небаланс в %) показана на рис. 3.

Если интервал дискретизации 78.125 мкс. (256 отсчетов на период), то небаланс меньше 3%, а фактически за счет избыточной дискретизации небаланс значительно меньше 1%.

2. ПРИМЕР РЕАЛИЗАЦИИ КОНЦЕПЦИИ

На рис. 4 дана фотография опытного образца цифрового трансформатора тока и напряжения 220 кВ, а на рис. 5 его структура. При разработке опытного образца ЦТТН использовались изложенные в разделе 1 принципы и концепция, а также отечественные [2-3] и международные [1, 4-7] стандарты.

Разработка базируется на проведенных ранее работах по разработке микропроцессорного датчика тока с передачей информации по оптоволокну и его испытаниях [8]. ЦТТН имеет 8 цифровых информационных каналов, с передачей цифровой информации по оптоволокну на терминал. В качестве датчиков тока и напряжения в ЦТТН используются (рис. 5):

- Встроенный трансформатор тока класса 0.2s; 0.2s/2, освобожденный от высоковольтной изоляции для коммерческого учета. Известно, что нет ни чего точнее ТТ для измерения переменного тока. В метрологических службах субъектов федерации используются ТТ класса точности 0.01%.

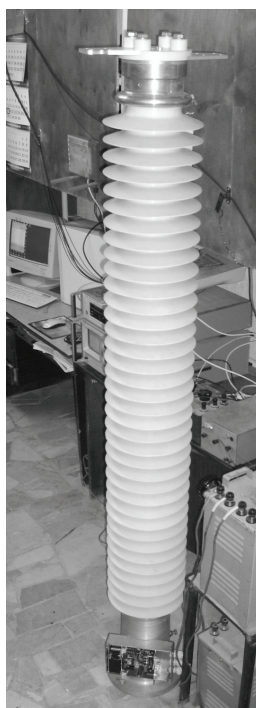


Рис. 4. Опытный образец ЦТТН 220 кВ

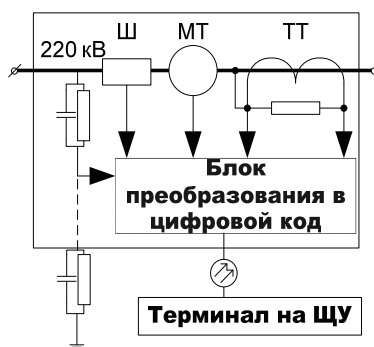


Рис. 5. Структура опытного образца ЦТТН 220 кВ

Group [7], SPORT, SPI, RS-485, RS-232 и др.

Количество отсчетов мгновенных значений первичного тока и напряжения на период промышленной частоты выбирается потребителем из трех рядов (4,8,16,32,64,128,256), (5,10,20,40,80,160,320), (6,12,24,48,96,192), или по оперативному запросу потребителя в диапазоне от 4 до 320 отсчетов.

Использована внешняя гибкая, вандалоустойчивая высоковольтная изоляция и твердая, композитная внутренняя высоковольтная изоляция. Питание (пост. 24 В) ЦТТН получает от терминала по медным жилам в оптоволоконном кабеле. ЦТТН имеет вес до 85 кг.

Следует обратить внимание на синхронный последовательный протокол (SPORT Analog Device, Texas Instrument), реализованный на физическом уровне во всех DSP микропроцессорах, присутствующих на рынке. Наряду с синхронным последовательным интерфейсом (SPI) это стандарты де-факто в микропроцессорной технике. На осциллограмме рис. 6. показана работа SPORT в ЦТТН при передаче информации по оптоволокну с высокого по-

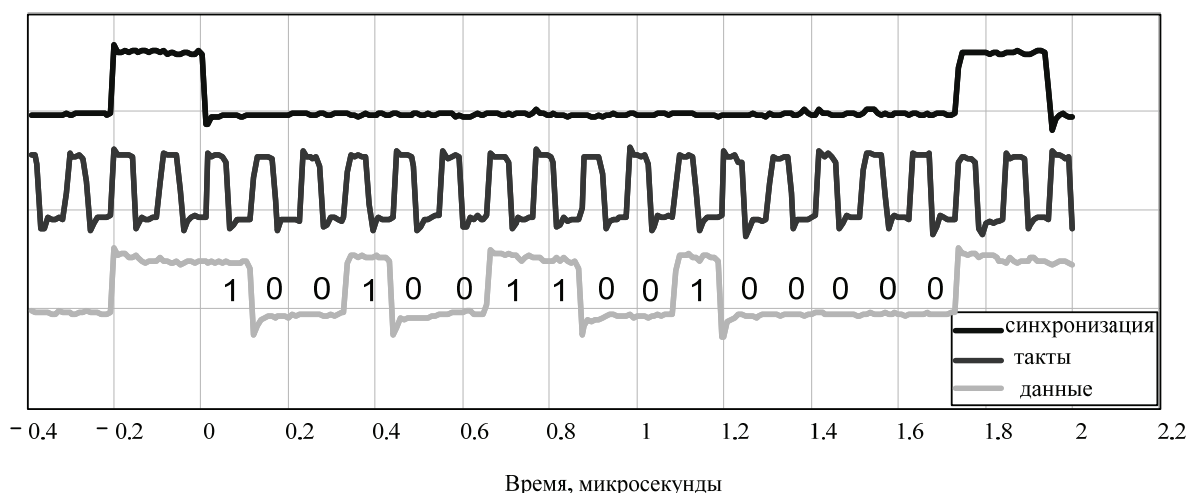


Рис. 6. Осциллограмма одного 16-битного слова, переданного последовательным синхронным протоколом менее чем за 2 микросекунды с порта DSP микропроцессора цифрового трансформатора тока и напряжения по трем оптоволоконкам на стандартный порт DSP микропроцессора любого терминала РЗ и ПА, измерений, коммерческого учета электроэнергии (или на один модуль измерительного терминала)

Москва, 1–4 июня 2010 г.

тенциала на землю (щит управления). Одно 16-битное слово данных 1001001100100000 передается за менее чем 2 микросекунды, а может быть передано за 15 наносекунд простым изменением частоты тактов. У передающего и приемного микропроцессоров эта операция занимает один такт, так как работают портовые процессоры в режиме прямого доступа.

ВЫВОД

Изложенная концепция может быть рекомендована при разработке и эксплуатации цифровых ТТ и ТН.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] ГОСТ Р МЭК 61850-3-2005, Сети и системы связи на подстанциях. Часть 3. Основные требования.
- [2] ГОСТ 7746-2001. Трансформаторы тока. 2001.
- [3] ГОСТ 1983-2001. Трансформаторы напряжения. 2001.
- [4] INTERNATIONAL STANDARD IEC 60044-8 Instrument transformers – Part 8: Electronic current transformers. First edition. 2002-07. Электронные трансформаторы тока, 2002.
- [5] INTERNATIONAL STANDARD IEC 60044-7 – Part 7: Electronic voltage transformers. Premiere edition. First edition. 1999-12. Электронные трансформаторы напряжения, 2003.
- [6] INTERNATIONAL STANDARD IEC 61850-9-2 Communication networks and systems in substations – Part 9-2: Specific Communication Service Mapping (SCSM) – Sampled values over ISO/IEC 8802-3. First edition. 2004-04.
- [7] Implementation Guideline for Digital Interface to Instrument Transformers using IEC 61850-9-2, USA International Users Group 10604 Candler Falls Court Raleigh, NC 27614.
- [8] В.Н. Гречухин. Анализ результатов испытаний цифрового трансформатора тока // Электро. № 3. 2001.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ

Владимир Николаевич Гречухин – закончил в 1969 г. Ивановский Энергетический Институт. С 1969 по 1986 г. работал в Горьковском отделении ВГПИ и НИИ «Энергосетьпроект» от инженера до главного специалиста. В 1978 г. защитил кандидатскую диссертацию в Новочеркасском Политехническом Институте. С 1986 г. по настоящее время работает доцентом кафедры ТОЭ Ивановского Государственного Энергетического Университета. В 2008 г. назначен директором Учебно-научного центра «Высоковольтные измерительные преобразователи и трансформаторы» (УНЦ ВИПТ) НИСа ИГЭУ. С 1991 г. – научный руководитель, а с 2003 г. – генеральный директор Научно-производственного центра «МИКРОН-2».

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ НОВЫХ ФУНКЦИЙ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА RASTRWIN ДЛЯ РАСЧЕТА ТОКОВ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЙ И ШУНТОВ

НЕУЙМИН В.Г., АЛЕКСАНДРОВ А.С.

Филиал ОАО «НИИПТ» «Системы Управления Энергией»,
г. Екатеринбург

ВВЕДЕНИЕ

Программный комплекс RastrWin используется во всех РДУ и ОДУ России, а также во множестве проектных и учебных организаций. Он позволяет рассчитывать установившиеся режимы, оптимизировать по активной и реактивной мощности, моделировать динамические переходные процессы, обладает мощной графической системой.

В настоящее время ведется работа по расширению функций программного комплекса в части расчета токов коротких замыканий (ТКЗ). Общая платформа позволяет использовать одни и те же данные для разных расчетов. Например, данные по узлам и ветвям электрической сети применяются в расчете режима, моделировании динамических процессов, оптимизации, эквивалентировании, а также в расчете ТКЗ. Появляется возможность использования данных, рассчитанных в одном модуле, в качестве исходных в другом.

АРХИТЕКТУРНЫЕ АСПЕКТЫ РЕАЛИЗАЦИИ

При разработке использовалась модульная структура построения программного обеспечения. Это позволяет повторно использовать уже готовые модули за счет расширения их функций. Например, алгоритм триангуляции матрицы применяется как для расчета ТКЗ, так и для задачи определения потокораспределения на подстанциях в модуле коммутационных схем. Использование шаблонов C++ позволяет создавать алгоритмы без привязки к данным, с которыми им приходится оперировать. Модуль триангуляции работает как со встроенным типом данных "double", так и со сложным пользовательским типом из стандартной библиотеки шаблонов "complex<double>" без модификации исходного кода. Получены хорошие результаты при исследовании возможности использования и других пользовательских типов данных.

Использование трех уровневой архитектуры позволило отделить модель электрической сети от расчетных алгоритмов, что достигается при помощи промежуточного уровня «Строитель», как это представлено на рисунке 1.

Для расчета ТКЗ необходимо составить систему линейных алгебраических уравнений (СЛУ), описывающих выбранную несимметрию. Составлять ее можно опираясь на граф электрической сети и дополнительную информацию. Это приводит к жесткой связи математической и расчетной моделей. При использовании трехуровневой модели каждый модуль формирования работает непосредственно со «Строителем» и не зависит от расчетной модели, что позволяет специализировать модуль «Математическая модель» и максимально унифицировать модули «Строитель» и «Расчетная модель».

Математическую модель составляют три модуля: «Электрическая сеть», «Электромагнитные связи» и «Повреждения». В расчетной модели они соответственно отвечают за отдельные области матриц A и B :

$$A \times x = B. \quad (1)$$



Рис. 1. Передача исходных данных

Матрица A может включать в себя до трех частей, соответствующих электрической сети – Y_{12} , магнитным связям линий – M , и моделированию граничных условий рассматриваемых повреждений – F . На рисунке 2 схематично показано их расположение.

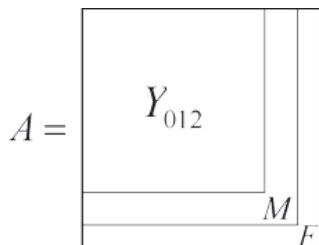


Рис. 2. Расположение составляющих матрицы

Решение полученной СЛУ (1) производится методом триангуляции с выбором ведущей строки в текущем исключаемом столбце, что повышает устойчивость решения и снимает проблему существования нулей на главной диагонали матрицы A .

Использование модульной архитектуры особенно полезно в так называемом пакетном режиме, т. е. в режиме расчета нескольких повреждений при неизменной топологии электрической сети. При переходе в пакетный режим топология фиксируется и модули «Электрическая сеть» и «Магнитные связи» не вызываются, что существенно снижает затраты на формирование расчетной модели. Сама расчетная модель адаптирована к изменению лишь небольшой ее части, сосредоточенной в области граничных условий – F . В результате скорость выполнения одного расчета возрастает в десять раз.

РЕАЛИЗАЦИЯ В ПРОГРАММНОМ КОМПЛЕКСЕ RASTRWIN

В программном комплексе RastrWin данные алгоритмы реализованы в его расчетном ядре и доступны лишь при наличии лицензии. Для расчета задаются следующие исходные данные:

- сопротивления электрической сети в симметричной системе координат (реализован учет комплексных коэффициентов трансформации и выключателей);
- параметры магнитосвязанных ветвей нулевой последовательности;
- величины ЭДС и углов на генераторах.

Для примера взята схема из руководящих указаний по расчету токов коротких замыканий 110–750 кВ [1, стр. 10], изображенная на рисунке 3.

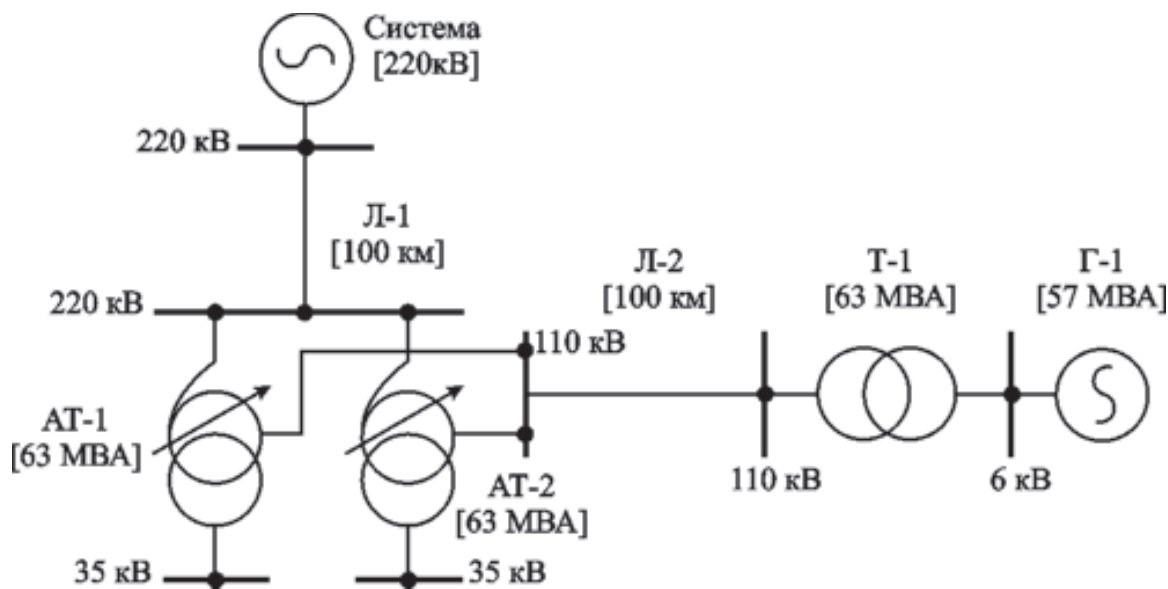


Рис. 3. Схема примера

Задание всех параметров осуществляется стандартным для RastrWin методом через систему таблиц, как это показано на рисунке 4.

Имеется также возможность использования существующих схем программных комплексов семейства RastrWin: Rustab, LincorWin, Actopus, Bars, RastrCIM. Разработан специальный конвертер исходных данных досовского ТКЗ-3000, его запуск показан на рисунке 5.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Набор функций программного комплекса RastrWin был расширен функциями расчета ТКЗ и шунтов, при разработке была использована новая архитектура построения расчетного модуля, обеспечивающая универсальность его компонент. Разработанное программное обеспечение позволяет:

- использовать схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей с комплексными коэффициентами трансформации без ограничений размера;
- учитывать в расчете магнитосвязанные линии нулевой последовательности;
- рассчитывать несколько точек одновременного возникновения несимметрии;
- применять пакетный режим работы для эффективного расчета серии повреждений схемы без изменения ее топологии;
- вызывать все функции посредством СОМ-интерфейсов, что позволяет использовать расчетный модуль из любых приложений и сред разработки;
- использовать данные по схеме, уже существующие в комплексах RastrWin, Rustab и др.;
- импортировать данные из досовской версии ТКЗ-3000.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Руководящие указания по релейной защите. Вып. 11. Расчеты токов короткого замыкания для релейной защиты и системной автоматики в сетях 110–750 кВ. М.: Энергия, 1979. 152 с. ил.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

Неуймин Владимир Геннадьевич — кандидат технических наук, заместитель директора филиала ОАО «НИИПТ» «Системы Управления Энергией», г. Екатеринбург. Тел. +7 (343) 362-92-57, vlad@tsgrp.ru

Александров Александр Сергеевич — кандидат технических наук, н. о. электротехнических расчетов, филиал ОАО «НИИПТ» «Системы Управления Энергией», г. Екатеринбург. Тел. +7 (343) 362-92-64, e-mail: aac@tsgrp.ru

ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ МНОГОМЕСТНЫХ ПОВРЕЖДЕНИЙ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 6–10 кВ СРЕДСТВАМИ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И ЭЛЕКТРОАВТОМАТИКИ

**КУЖЕКОВ С.Л., ХНЫЧЕВ В.А., КОРОГОД А.А., ШАРАПОВ А.Н.,
ШУПИКОВ А.А., БУРАКОВ И.Ф., СЕНЧУКОВ А.А.**

*Южно-Российский государственный технический университет
(Новочеркасский политехнический институт),
ОАО «Пятигорские электрические сети»*

Современное состояние распределительных электрических сетей напряжением 6–10 кВ характеризуется высокой изношенностью силового электротехнического оборудования (кабельных и воздушных линий, оборудования подстанций). Основным видом повреждения в таких сетях являются однофазные замыкания на землю (до 90% от общего числа нарушений нормальной работы сети). Борьба с ними является важным направлением по повышению надежности систем электроснабжения. При отсутствии простых, дешевых и надежных средств защиты электрооборудования от последствий дуговых перенапряжений эффективное решение может быть найдено в оптимизации и управлении режимом нейтрали сети.

Распределительные электрические сети напряжением 6–10 кВ, как правило, работают с изолированной нейтралью (I -сеть) или с компенсацией емкостного тока замыкания на землю (L_σ -сеть). Это обусловлено стремлением не отключать потребителей от источника питания при однофазных замыканиях на землю (ОЗЗ). Однако, вследствие возникающих при замыканиях на землю перенапряжений, достигающих при неустойчивом горении заземляющей электрической дуги значений $(3,0 \div 3,5)U_\phi$, где U_ϕ – фазное напряжение, замыкания на землю часто переходят в двойные замыкания, приводящие к отключению нескольких кабельных линий. Нередко отмечаются случаи отключения четырех-шести кабельных линий. Следует отметить, что при больших сроках эксплуатации кабельной сети указанные отключения имеют место даже при устойчивом горении заземляющих электрических дуг, т. е. при перенапряжениях, составляющих $\sqrt{3}U_\phi$. Таким образом, сохранение в работе поврежденных кабельных линий при ОЗЗ приемлемо далеко не всегда.

В настоящее время, вследствие прошедшего реформирования электроэнергетики, реализация эффективной компенсации емкостного тока замыкания на землю (режим L_σ -сети) становится все более проблематичной из-за незаинтересованности сетевых энергоснабжающих организаций, относящихся к региональным сетевым компаниям, решать проблемы эксплуатации потребителей, например предприятий городских электрических сетей. Это относится, в частности, к внедрению микропроцессорных систем автоматического управления дугогасящих реакторов с подмагничиванием. Известные технические решения по резистивному заземлению нейтрали часто не обеспечивают повышение эффективности функционирования кабельной сети. В частности, при высокоомном резистивном заземлении нейтрали (R_ν -сеть), как отмечено рядом авторов, повторные пробой изоляции возникают более часто, чем в L_σ -сети. Использование режима низкоомного резистивного заземления нейтрали (R_n -сеть) связано с установкой специальных чувствительных защит от замыканий на землю. Следует учитывать также, что при частых повторных замыканиях на землю термическая стойкость резисторов может оказаться недостаточной. Кроме того, после отключения замыкания на землю затруднено быстрое отыскание места повреждения, так как промышленные указатели тока короткого замыкания не реагируют на токи ОЗЗ при низкоомном резистивном заземлении нейтрали.

С учетом изложенного с целью исключения множественных повреждений кабельных линий распределительной электрической сети предложен режим кратковременного низкоомного индуктивного заземления нейтрали распределительной электрической сети напряжением 6–10 кВ (L_n -сеть) [1]. В соответствии с этим предложением на участке сети (наиболее целесообразно в центре питания) устанавливается специальный силовой трансформатор со схемой соединения звезда – треугольник (ТЗН). Нейтраль обмотки, соединенной в звезду, заземляется. Указанный трансформатор подключается выключателем к источнику питания при замыкании на землю, т. е. при появлении на шинах питания напряжения нулевой последовательности U_0 . Подключение трансформатора переводит сеть из режима I -сети или L_0 -сети в режим L_n -сети, т. е. кратковременного низкоомного индуктивного заземления нейтрали. Значение тока однофазного замыкания на землю в L_n -сети должно быть достаточным для срабатывания промышленных указателей тока короткого замыкания, т. е., в первом приближении, достигать значения 500–700 А. Следует подчеркнуть, что использование указателей тока короткого замыкания в данном режиме нейтрали электрической сети является эффективным средством для быстрого отыскания участка электрической сети с ОЗЗ и последующего восстановления электроснабжения.

Распределительные сетевые компании, обеспечивающие питанием городские и другие электрические сети, как правило, не заинтересованы в подключении к шинам своих подстанций указанных выше трансформаторов. По этой причине специальные трансформаторы могут быть подключены к шинам распределительных пунктов (РП) городских электрических сетей и промышленных предприятий. Это обстоятельство предъявляет дополнительные требования к релейной защите электрической сети.

На рис. 1 приведен фрагмент участка кабельной сети, включающей в себя подстанцию энергонабжающей организации – центр питания (ЦП) с установкой заземляющего трансформатора ТЗН на РП 1. С целью упрощения показана только одна секция шин распределительного устройства низкого напряжения (РУ НН) РП 1. Напряжение на секцию шин РП подается с помощью кабельной линии W 1. Заземляющий трансформатор Т подключен через выключатель Q 9.

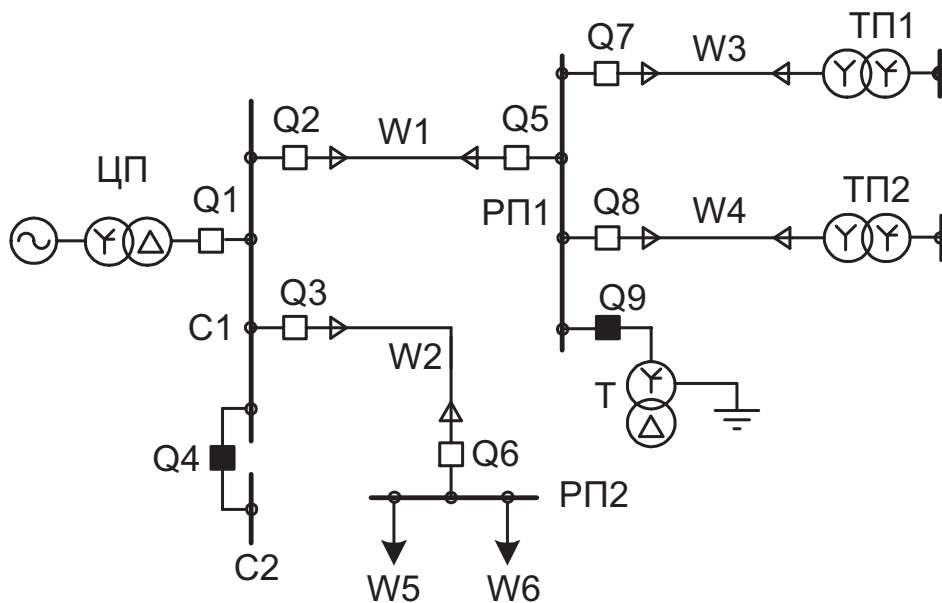


Рис. 1. Фрагмент участка кабельной сети напряжением 6–10 кВ

Токи ОЗЗ в L_n -сети отключаются автоматическим действием существующих достаточно грубых устройств релейной защиты от двойных замыканий на землю, реагирующих на токи нулевой после-

довательности. Могут использоваться также максимальные токовые защиты (МТЗ), реагирующие на фазные токи, для чего необходимо дополнительно установить трансформаторы тока в третьей фазе ячеек РУ и доукомплектовать МТЗ третьими комплектами защиты. Время существования режима L_n -сети должно быть минимальным, что обеспечивается автоматическим отключением ТЗН от источника питания по истечении допустимого времени (как правило, не более двух секунд). Выдержка времени на включение принята равной 0,5 с с целью выявления кабелей, находящихся на грани повреждения, а на отключение – не более двух секунд.

Предельно возможное значение тока искусственного однофазного КЗ в L_n -сети при замыкании на землю на шинах РП1 равно

$$I_{к.пред}^{(1)} = \frac{300}{u_k \%} \times \frac{S_{ном.т}}{\sqrt{3}U_{ном.т}},$$

где $u_k \%$ – напряжение короткого замыкания трансформатора; $I_{ном.т}$ – номинальный ток трансформатора.

Значения тока $I_{к.пред}^{(1)}$ при $u_k \% = 5\%$ и $U_{ном.т} = 10$ кВ приведены в табл. 1.

Таблица 1

Значения $I_{к.пред}^{(1)}$

| | | | | | | |
|------------------------|-----|-----|-----|------|------|------|
| $S_{ном.т}$, кВА | 63 | 100 | 250 | 400 | 630 | 1000 |
| $I_{к.пред}^{(1)}$, А | 219 | 347 | 868 | 1388 | 2186 | 3470 |

Таким образом, при замыкании одной фазы на землю за счет перевода электрической сети в режим кратковременного низкоомного индуктивного заземления нейтрали обеспечивается быстрое автоматическое отключение поврежденной линии существующими защитами от двойных замыканий на землю. Применение ТЗН дает значительную экономию по сравнению со стоимостью дугогасящих реакторов с устройствами автоматической компенсации емкостных токов и исключает появление значительных коммутационных перенапряжений при замыканиях на землю. Следует отметить, что в ряде случаев в Китае с аналогичной целью используется перевод сети в режим двойного замыкания на землю, что сопряжено с протеканием неограниченного тока КЗ, опасного для электрооборудования.

Защита и автоматика ТЗН:

- должна обеспечивать автоматическое включение трансформатора по напряжению $3U_0$;
- должна обеспечивать автоматическое отключение трансформатора по истечению заданной выдержки времени;
- должны выполнять функции, предусмотренные ПУЭ;
- при необходимости должны осуществлять функцию автоматического повторного включения (АПВ).

Защита и автоматика, действующая на вводной выключатель Q5:

- должна сформировать команду на отключение выключателя Q5 по истечении заданного времени при существовании режима L_n -сети (на случай отказа в отключении выключателя Q9);
- с выдержкой времени должна действовать на отключение выключателя Q5 при ОЗЗ на линии W1.

Защита питающей линии W1, установленная в ЦП и действующая на отключение выключателя Q2, должна обладать свойством изменения чувствительности при наличии на шинах ЦП напряжения $3U_0$. Указанное требование предъявлено для обеспечения отключения выключателя Q2 при ОЗЗ на W1, так как при этом по трансформаторам тока фаз защиты проходят 2/3, 1/3 и 1/3 от тока повреждения и режиме L_n -сети. Указанное условие несложно в реализации.

Защиты распределительных линий (W3, W4, W5, W6) должны быть выполнены в виде токовых отсечек нулевой последовательности, а остальных питающих линий (кроме W1, например, W2) – в виде токовых отсечек нулевой последовательности с выдержкой времени.

К защитам вводного выключателя Q1 и секционных выключателей (Q4 и других) специальные требования не предъявляются.

В табл. 2 с целью сопоставления приведены свойства электрических сетей с различными режимами нейтрали.

С целью проверки эффективности данного предложения были проведены эксперименты с созданием в электрической сети искусственных замыканий на землю. Эксперименты подтвердили работоспособность технического предложения об установке заземляющего трансформатора. Кратковременное индуктивное заземление нейтрали участка сети с помощью ТЗН обеспечивало быстрое селективное отключение однофазного замыкания на землю в течение отрезка времени, не более 0,1 с (практически в течение 0,07 с).

Опыты показали также, что минимальная выдержка времени на включение ТЗН (0,5 с) целесообразна для обнаружения и отключения присоединений с чрезмерно ослабленной изоляцией, являющихся причиной множественных замыканий на землю в сети с изолированной нейтралью.

С целью исключения отказов токовых отсечек нулевой последовательности при двойных замыканиях на землю необходимо принимать меры по предотвращению насыщения трансформаторов тока нулевой последовательности типа ТЗЛ, например путем применения ТТ нулевой последовательности с разъемным магнитопроводом (типа ТЗР) и введения в их магнитопровод немагнитного зазора.

Предложенный режим нейтрали в настоящее время проходит опытную эксплуатацию в ОАО «Пятигорские электрические сети».

Работы по обоснованию возможности осуществления предложенного режима нейтрали распределительной электрической сети напряжением 6–10 кВ, экспериментальной проверке функционирования релейной защиты и электроавтоматики при искусственных замыканиях на землю на участке сети напряжением 10 кВ, питающемся от центра питания – подстанция «Горячеводская», а также по осуществлению опытной эксплуатации участка сети с указанным режимом нейтрали выполнена коллективом авторов в составе: Кужеков С.Л., д.т.н., профессор ЮРГТУ (НПИ), Хнычев В.А., д.э.н., профессор, директор ОАО «Пятигорские электрические сети», Корогод А.А., Шарапов А.Н., Шупиков А.А. – сотрудники ОАО «Пятигорские электрические сети», Бураков И.Ф., Сенчуков А.А. – к.т.н., доценты, ЮРГТУ (НПИ).

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Хнычев В.А., Корогод А.А., Шарапов А.Н., Шупиков А.А., Кужеков С.Л., Бураков И.Ф., Сенчуков А.А. О кратковременном низкоомном индуктивном заземлении нейтрали электрической сети напряжением 6-10 кВ // Энергоэксперт. № 6. 2008.

Таблица 2

Совокупность режимов нейтрали распределительных электрических сетей напряжением 6–10 кВ

| Наименование режима нейтрали | R-сеть | | L-сеть | |
|--------------------------------|--|--|---|--|
| | R _B -сеть | R _H -сеть | L _B -сеть | L _H -сеть |
| Характеристика режима нейтрали | <p>Нейтраль изолирована</p> $I_{3.3} = 3U_{\phi, \text{норм}} \times \omega C_{\phi}$ $U_{\phi, \text{неп}} \leq 3,5U_{\phi, \text{норм}}$ | $I_R \approx (3 - 4)I_{3.3}$ $U_{\phi, \text{неп}} \approx (1,8 - 2) \times U_{\phi, \text{норм}}$ <p>ОЗЗ отключается быстрой действующей токовой защитой нулевой последовательности. Следует учитывать невысокую термическую стойкость резисторов</p> | $I_L \approx I_{3.3}$ $U_{\phi, \text{неп}} \approx (2,2 - 2,4) \times U_{\phi, \text{норм}}$ <p>Затруднена эффективная компенсация I_{3.3} из-за коммутации линий сети</p> | $I_L > I_{\text{ср, уткз}}$ $I_L \gg I_{3.3}$ $U_{\phi, \text{неп}} \approx U_{\phi, \text{норм}}$ |

Примечание:

U_{φ, неп} — напряжение неповрежденной фазы относительно земли; U_{φ, норм} — фазное напряжение в нормальном режиме;
 I_{3.3} — емкостный ток замыкания на землю; C_φ — суммарная емкость участка сети относительно земли;
 I_{ср, уткз} — ток срабатывания указателя тока короткого замыкания;
 I_R; I_L — токи через резистор или индуктивность, соответственно, при ОЗЗ.

ПОСТРОЕНИЕ МНОГОПАРАМЕТРИЧЕСКИХ ЗАЩИТ ДАЛЬНОГО РЕЗЕРВИРОВАНИЯ С ПОВЫШЕННОЙ РАСПОЗНАВАЕМОСТЬЮ ПОВРЕЖДЕНИЙ

И.В. НАГАЙ

Южно-Российский государственный технический университет
(Новочеркасский политехнический институт)

В работе рассмотрены подходы к построению многопараметрических высокочувствительных резервных защит трансформаторов ответвительных и промежуточных подстанций, отличительной особенностью которых является отстроенность от влияющих факторов: переходного сопротивления в месте повреждения, нагрузочных режимов.

В электрических распределительных сетях России напряжением 6-110 кВ достаточно остро стоит проблема дальнего резервирования релейных защит (РЗ) трансформаторов сравнительно небольшой мощности 2,5-10 МВА ответвительных и промежуточных подстанций, в качестве коммутационных аппаратов которых, как правило, используются отделители и короткозамыкатели (рис. 1).

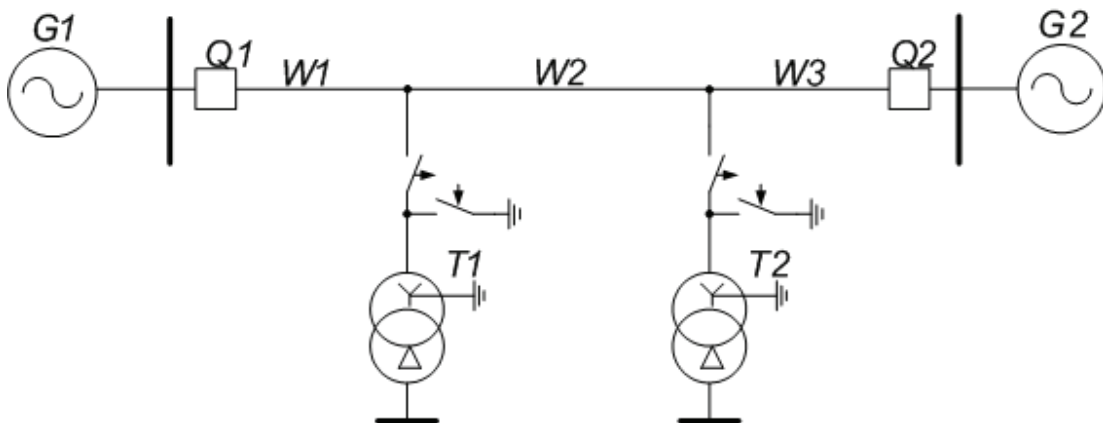


Рис. 1. Схема электрической распределительной сети с ответвительными подстанциями

Недостаточная чувствительность рассматриваемых защит обусловлена сопоставимостью токов короткого замыкания на стороне низшего (среднего) напряжения с токами нагрузки более мощных трансформаторов, подключенных к этой же линии или токами перетока мощности по транзитной воздушной линии (ВЛ). Данная проблема усугубляется наличием двигательной нагрузки, участвующей в режимах пуска и самозапуска [1-3]. Возникновение междуфазных коротких замыканий (КЗ) через электрическую дугу приводит не только к снижению уровней токов, но и к уменьшению их аргументов, то есть увеличению их активной составляющей.

На рис. 2 в плоскости ортогональных составляющих тока (активная I_a и реактивная I_p составляющие тока) показаны: 1 – область токов при наличии переходного сопротивления; 2 – область пусковых режимов электродвигателей; 3 – область аварийных режимов при наложении областей КЗ и установившегося нагрузочного режима 4. Совмещение областей режимов 1 и 2 и 3 и 4 не по-

звоняет обеспечить их распознавание, и следовательно, выполнить резервную защиту с требуемой чувствительностью. Решением поставленной проблемы может быть построение защиты дальнего резервирования с контролем аварийных составляющих и формированием их характеристик с учетом нескольких параметров защищаемого объектов, т.е. применением многопараметрических защит, например, как это предлагается в [4,5].

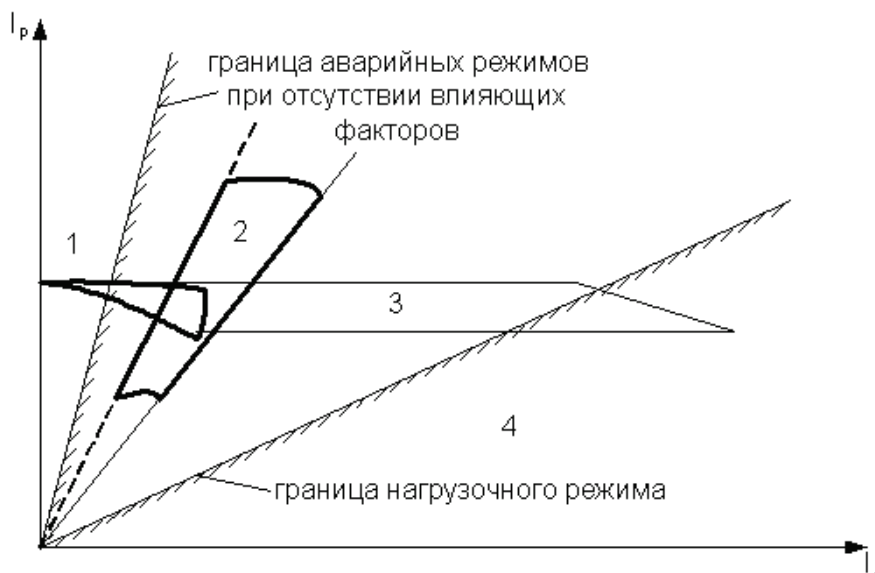


Рис. 2. Область аварийных и нагрузочных режимов в плоскости ортогональных составляющих

Одним из примеров может быть формирование характеристик защиты с контролем скорректированных аварийных ортогональных составляющих:

$$\Delta I_{pk} = \Delta I_p [1 + \alpha(\gamma_1, \gamma_2, \dots, \gamma_n)],$$

$$\Delta I_{ak} = \Delta I_a [1 + \beta(\gamma_1, \gamma_2, \dots, \gamma_n)],$$

$$\Delta I_a = \operatorname{Re} [I_{ав}^* - I_{нг}^*],$$

$$\Delta I_p = \operatorname{Im} [I_{ав}^* - I_{нг}^*],$$

где $I_{ав}^*$, $I_{нг}^*$ — токи в аварийном и предшествующем нагрузочном режиме; $\alpha(\gamma_1, \gamma_2, \dots, \gamma_n)$, $\beta(\gamma_1, \gamma_2, \dots, \gamma_n)$ — корректирующие коэффициенты, формируемые в зависимости от значений параметров режима защищаемой сети $\gamma_1, \gamma_2, \dots, \gamma_n$, зависящие, например, от значения токов и напряжений и их составляющие (симметричные составляющие, ортогональные составляющие, гармонические составляющие), скорости их изменения, аргументов.

Тогда положения областей режимов 1-4 может принять вид, показанный на рис. 3. Минимальное расстояние между распознаваемыми областями 1,3 и 2 должно быть таким, чтобы с учетом погрешности измерительных преобразователей защиты, погрешность расчета режима 2 из-за отсутствия полноценной информации об электродвигателях, участвующих в режимах пуска (самозапуска), превышало значение минимального тока КЗ (повреждение за трансформатором минимальной мощности) не менее чем на 25-30%.

Более высокая эффективность распознавания аварийных режимов на фоне нагрузочных режимов, в том числе и режимов продольно-поперечной несимметрии может быть достигнута как за счет формирования N характеристик защиты в двумерном, трехмерном пространстве параметров защищаемой сети, зависящих от нескольких параметров режима работы электроустановки, например,

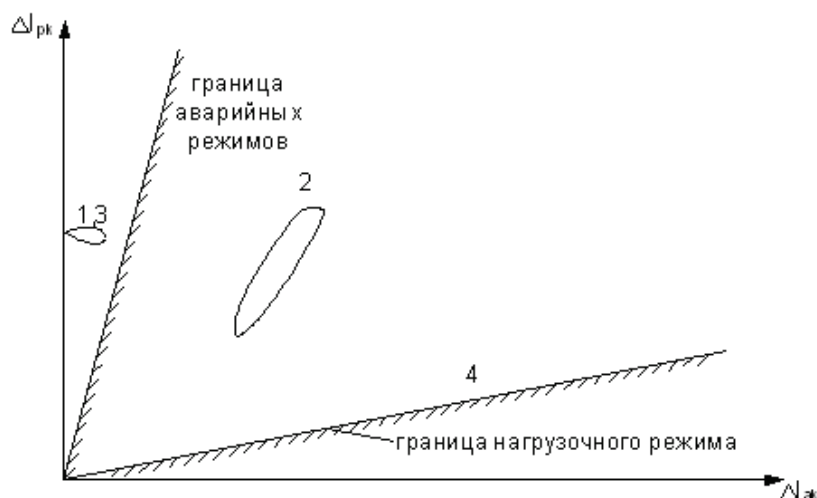


Рис. 3. Область аварийных и нагрузочных режимов в плоскости ортогональных составляющих

фазных токов, токов симметричных составляющих, модулей и аргументов (их приращений) т. д., так и формированием контролируемого сигнала многопараметрической защиты, например, полученного в виде $F = k_1 \Delta I_{pk} - k_2 \Delta I_{ak} + k_3 (\Delta \varphi_1) \Delta I_1 + k_4 (\varphi_{12}) \Delta I_2 + \dots + k_n I_n$ и зависящего от фазных токов, симметричных составляющих, реактивных, активных составляющих токов, приращений реактивных, активных составляющих, симметричных составляющих токов, аргументов фазных токов, симметричных составляющих. Данные подходы в построении резервных защит трансформаторов ответственных и промежуточных подстанций реализованы в защите КЕДР-07 и ее модификациях.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Нагай В.И., Маруда И.Ф., Нагай В.В. Резервирование релейной защиты и коммутационных аппаратов электрических распределительных сетей: монография / Под. ред. В.И. Нагая. Ростов н/Д: Изд-во журн. «Известия вузов. Сев.-Кавк. Регион», 2009. 316 с.
- [2] Нагай В.И., Нагай В.В. Резервирование в распределительных сетях напряжением 6–110 кВ: проблемы и решения // Электро. 2002. № 6. С. 29-33.
- [3] Нагай В.В. Анализ распознаваемости несимметричных коротких замыканий за трансформаторами ответственных и проходных подстанций // Изв. вузов. Технические науки. 2003. Спецвыпуск. С. 46-49.
- [4] 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.
- [5] Подшивалин А.Н., Климатова И.С. Применение многомерной защиты: методики расчета уставок и проведения испытаний // 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. 112-121.

Нагай Иван Владимирович — аспирант кафедры «Электрические станции». *НИИ Энергетики ЮРГТУ (НПИ)*. 346428, г. Новочеркасск, Ростовской обл., ул. Просвещения, 132. Тел. (8635) 25-52-91, 22-31-56. Факс (8635) 25-52-91, 52-78-13, 54-80-68. E-mail: nieng@novoch.ru, niieng@mail.ru. [http:// www.niieng.ru](http://www.niieng.ru)

ПОСТРОЕНИЕ РЕЗЕРВНЫХ ЗАЩИТ, ИСПОЛЬЗУЮЩИХ ЗАКОН КИРХГОФА И СРАВНЕНИЕ ЗНАКА МОЩНОСТИ

КЛЕЦЕЛЬ М.Я., СТИНСКИЙ А.С., ШАХАЕВ К.Т.

*Павлодарский государственный университет им. С. Торайгырова
(Казахстан, г. Павлодар)*

НИКИТИН К.И.

*Омский государственный технический университет
(Россия, г. Омск)*

Начавшееся внедрение микропроцессорных защит требует внимательного подхода к обеспечению их надежности. Применяемое в настоящее время дублирование увеличивает надежность срабатывания, но уменьшает надежность несрабатывания. В [1] показано, что недооценивать последнее не следует, и лучше применять мажорирование с помощью трех защит, когда сигнал на отключение подается, если сработали любые две. При этом, в соответствии с положениями теории надежности, наиболее целесообразно использовать устройства с разными принципами действия. Особо важно обеспечить надежность защит системообразующих линий напряжением 330–750 кВ, поскольку их отказы могут приводить к очень крупным авариям. Однако здесь полноценное мажорирование затрудняется из-за недостаточного количества апробированных резервных защит. В работе сделана попытка построить новые резервные защиты обрабатывая информацию от всех присоединений схемы ОРУ 330–750 кВ: одну – на основе использования первого закона Кирхгофа, другую – на сравнении знака мощности.

1. ЗАЩИТА СО СРАВНЕНИЕМ ЗНАКА МОЩНОСТИ

Определяет место короткого замыкания (КЗ), как и в [2, 3, 4], по направлению активной мощности (НМ) и величине тока в каждом присоединении. При этом учитываются особенности схемы и режимов. Ток контролируется пусковыми органами (ПО), выполненными, например для линии W2 (рис. 1), с помощью реле KV1, KV2, подключенными через трансреакторы TAV4 и TAV5 к трансформаторам тока TA4 и TA5. Ток I_{C31}^{W2} срабатывания первого ПО выбирается, как у устройства резервирования отказа выключателей (это позволяет отличить КЗ на линиях от режима нагрузки). Ток I_{C32}^{W2} второго отстраивается от неполнофазных режимов. Для определения отключенной фазы используется реле KV3, срабатывающее при токе I_{C33}^{W2} . Токи срабатывания выбираются по формулам:

$$I_{C31}^{W2} = 1,4 \cdot I_{HM}^{W2}, I_{C32}^{W2} = 1,2 \cdot I_{ДФ}^{W2}, I_{C33}^{W2} = 1,3 \cdot I_{ХХ}^{W2}, \quad (1)$$

где I_{HM}^{W2} ($I_{ДФ}^{W2}$ и $I_{ХХ}^{W2}$) – максимальный ток нагрузки присоединения (ток в каждой из двух фаз при отключенной третьей и ток холостого хода линии W2). Ток $I_{ДФ}^{W2}$ зависит от режима заземления нейтрали, конфигурации сети и сопротивлений присоединений. Поэтому при работе двумя фазами защита иногда не будет обладать требуемой чувствительностью, с чем можно не считаться, так как этот режим длится не более трех часов.

НМ контролируется реле направления мощности – KW, получающих информацию от трансформаторов тока TA2–TA5 (рис. 1) и конденсаторов связи (на схеме не показаны). Защита срабатывает при выполнении первого и второго условий из (1) и НМ к присоединению. Каждая фаза W2 отключается

двумя выключателями, но один из них может быть в ремонте. С учетом сказанного, условие подачи сигнала M_{W2} о НМ в линию W2 в символах алгебры логики записывается так:

$$M_{W2} = M_3 \cdot (M_4 + a'_4) + M_4 \cdot (M_3 + a'_3), \quad (2)$$

где a'_3, a'_4 – сигналы от реле положения «отключено» (РПО) выключателей Q3, Q4, принимающие значение логической единицы «1» при их срабатывании; M_3, M_4 – сигналы от КВ1, КВ2 (рис. 1), принимают значение «1» при НМ в линию (на рис. 1 при К3 в точке К1) и значение «0» при обратном направлении и обесточенном положении. Выражение (2) справедливо для всех фаз.

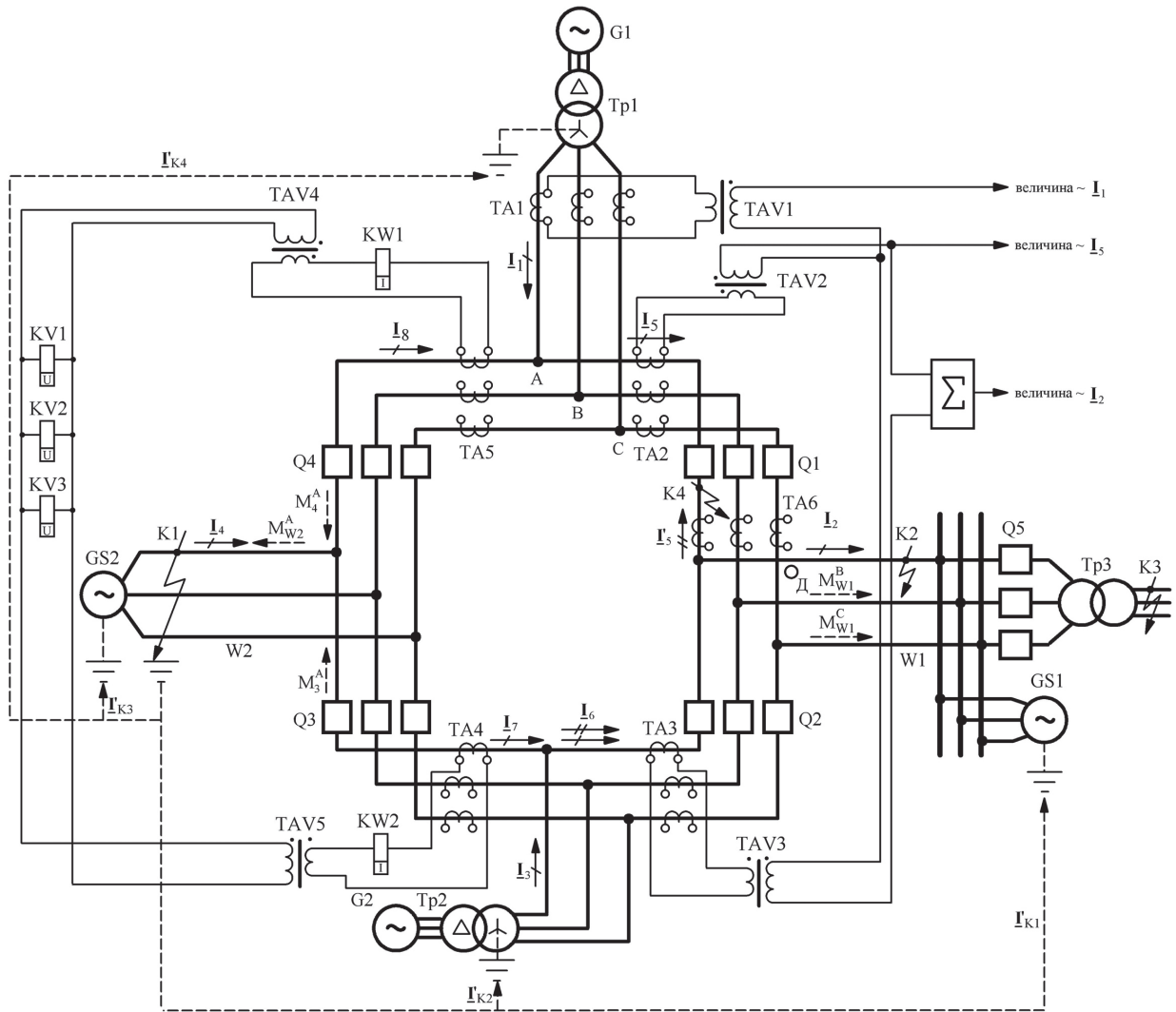


Рис. 1. Подключение измерительных органов защит; направления мощности и токов при различных КЗ

Однако если энергия передается от системы GS2 к GS1 (рис. 1), то при КЗ на землю в фазе А линии W2 или трансформаторах Tr1, Tr2 в фазах В и С линии W1 мощность может быть направлена в линию, а ток в ней достаточен для срабатывания ПО. Чтобы исключить отключение неповрежденной линии W1, воспользуемся сигналом B_{W1}^0 о срабатывании традиционных защит нулевой по-

следовательности других присоединений, всегда устанавливаемых в сетях с заземленной нейтралью. $B_{W1}^0 = T_{W2}^0 \cdot M_{W2}^0 + T_{Tp1}^0 \cdot M_{Tp1}^0 + T_{Tp2}^0 \cdot M_{Tp2}^0$, где $T_{W2}^0, T_{Tp1}^0, T_{Tp2}^0 (M_{W2}^0, M_{Tp1}^0, M_{Tp2}^0)$ – сигналы от ПО (KW) этих защит, принимающие значение «1» при появлении КЗ на землю соответственно на W2, Тр1, Тр2. Аналогичные блокировки используются и для других присоединений. В алгоритме функционирования необходимо учитывать и то, что каждый выключатель участвует в отключении КЗ на двух присоединениях. На основе изложенного анализа формулируются условия срабатывания на отключение КЗ в любом присоединении схемы ОРУ, например на отключение выключателя Q4 фазы А линии W2 при КЗ на ней или на Тр1, которые затем записываются аналитически:

$$O_4^A = (Y_{W2}^A + Y_{Tp1}^A) \cdot a_1^A, \quad Y_{W2}^A = M_{W2}^A \cdot (\overline{x_1} \cdot T_{1,W2}^A + x_1 \cdot T_{2,W2}^A) \cdot \overline{B_{W2}^A} \cdot D_{W2}^{\uparrow} \quad (3)$$

$$x_1 = \overline{T_{3,W1}^A} \cdot T_{3,W1}^B \cdot T_{3,W1}^C + T_{3,W1}^A \cdot \overline{T_{3,W1}^B} \cdot T_{3,W1}^C + T_{3,W1}^A \cdot T_{3,W1}^B \cdot \overline{T_{3,W1}^C} + \overline{T_{3,Tp2}^A} \cdot T_{3,Tp2}^B \cdot T_{3,Tp2}^C + \dots + \overline{T_{3,W2}^A} \cdot T_{3,W2}^B \cdot T_{3,W2}^C + \dots + T_{3,Tp1}^A \cdot T_{3,Tp1}^B \cdot \overline{T_{3,Tp1}^C} \quad (4)$$

где O_4^A – сигнал на отключение выключателя Q4 фазы А, а a_1^A – сигнал от его реле положения «включено» (РПВ), который принимает значение «1», если Q4 включен; $Y_{W2}^A (Y_{Tp1}^A)$ – сигнал на отключение фазы А линии W2 (Тр1); $x_1 (x_1)$ – сигнал, принимающий значение «1» на переключение уставки с I_{C31}^{W2} на I_{C32}^{W2} (с I_{C32}^{W2} на I_{C31}^{W2}); $T_{1,W2}^A$ и $T_{2,W2}^A$ – сигналы от первого и второго ПО, контролирующих величину тока I_{C31}^{W2} и I_{C32}^{W2} в фазе А линии W2, которые принимают значение «1» («0») при их срабатывании (несрабатывании); D_{W2}^{\uparrow} – оператор задержки сигнала на время t_{C3} (выбирается, как у традиционных резервных защит); $T_{3,W1}^A, T_{3,W1}^B, T_{3,W1}^C, T_{3,Tp2}^A, \dots, T_{3,W2}^A, T_{3,Tp1}^A, T_{3,Tp1}^B, T_{3,Tp1}^C$ – сигналы от КВЗ всех присоединений о том, что ток в их фазах А, В, С больше токов холостого хода.

2. ЗАЩИТА, ОПРЕДЕЛЯЮЩАЯ МЕСТО КЗ НА ОСНОВЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПЕРВОГО ЗАКОНА КИРХГОФА

Методику ее построения покажем на примере четырехугольника (рис. 1). При КЗ в точке К2 на W1, когда все выключатели включены и система GS2 подпитывает КЗ, по первому закону Кирхгофа

$$I_2 = I_1 + I_3 + I_4 \quad (5)$$

где I_1, I_2, I_3, I_4 – токи в присоединениях Тр1, W1, Тр2, W2, соответственно. На рисунке эти токи показаны стрелками с одним штрихом.

Чтобы защита не работала, когда (5) выполняется и без КЗ (передача мощности от GS2 к GS1), она должна иметь ПО, отстраиваемые по (1). Равенство (5) может выполняться и при КЗ в точке К3 (а иногда и в К2), если сопротивление до точки КЗ достаточно велико и система GS2 продолжает, как и до КЗ, потреблять энергию. Но тогда: а) $I_{C31}^{W2} < 1,4 \cdot I_{HM}^{W2}$, б) $I_{C31}^{W1} \geq 1,4 \cdot I_{HM}^{W1}$ и выполняется в) $I_2 = I_5 + I_6$, причем «в)» не выполняется при КЗ на Тр1 и Тр2. Таким образом, без учета погрешностей реализации для отключения линии W1 при КЗ на ней должны выполняться (5) и б) или при КЗ в К2 - а) и б), и в) одновременно. В схеме ОРУ любой выключатель отключается на профилактический ремонт. При этом, если отключен Q1(Q2), условия (5) и б) для выявления КЗ в К1 и а) и б) при КЗ в К2 не меняются, а в остальных нет необходимости. Если отключена линия W2 или одновременно отключены Q1(Q2) и Q3(Q4), то достаточно только условия б), но защита превращается в неселективную максимальную токовую и может сработать при КЗ в Тр2(Тр1), что допустимо, поскольку при этом выключатель Q2(Q1) должен отключаться быстродействующими защитами Тр2(Тр1). Если отключен Тр1(Тр2), то необходимы условия б) и (5) без $I_1, (I_3)$, или, если W2 продолжает нести нагрузку, то – условия а) и б). Особый случай: КЗ на выводах Q1 (точка К4; токи при этом КЗ показаны стрелками с двумя штрихами). Если ТА6 предусмотрен, то для выявления этого КЗ достаточно условий б) и г) $I_5 = I_2 + I_6$. Если ТА6 отсутствует, то необходим запрет от защит Тр3, выполнение б) и д) $I_5 = I_1 + I_8$,

или, если мощность при этом КЗ продолжает передаваться в систему W2, то необходимы а) и б) и запрещающий сигнал от защит Тр2.

Из проведенного анализа следует: защита не нуждается в цепях напряжения, которые, как известно, ухудшают надежность многих защит, но должна контролировать токи во всех ветвях и присоединениях. В ветвях это делается с помощью ТА и трансреакторов ТАВ. Для контроля тока в линиях нужны датчики, которые в настоящее время не устанавливаются, например катушки индуктивности, датчики Холла, оптические ТА. Трансформаторы тока, датчики и устройства, реализующие полученные алгоритмы, например [5], имеют погрешности. Из-за последних приведенные равенства заменяются неравенствами с соответствующими вторичными токами i_1, i_2, i_3, i_4 .

$$k_1 \cdot (i_1 + i_3 + i_4) < i_2 < k_2 \cdot (i_1 + i_3 + i_4) , \quad (6)$$

$$k_1 \cdot (i_5 + i_6) < i_2 < k_2 \cdot (i_5 + i_6) , \quad (7)$$

$$k_1 \cdot (i_2 + i_6) < i'_5 < k_2 \cdot (i_2 + i_6) , \quad (8)$$

$$k_1 \cdot (i_1 + i_8) < i_5 < k_2 \cdot (i_1 + i_8) , \quad (9)$$

где i_5, i_6, i_8 – токи в ветвях схемы ОРУ, в которых установлены выключатели Q1, Q2, Q4; k_1, k_2 – коэффициенты, зависящие от упомянутых погрешностей. На k_1 и k_2 наибольшее влияние оказывают погрешности ТА – ε . Элементарные расчеты показывают: при допустимых $\varepsilon = 10\%$ минимальные значения $k_1 = 0,8, k_2 = 1,11$; при $\varepsilon = 5\%$ $k_1 = 0,94, k_2 = 1,07$. В первом случае ошибка в измерении суммы токов может достигать $11 \div 12\%$, во втором – $6 \div 7\%$. При близких КЗ $\varepsilon = 40 \div 60\%$. У упомянутых датчиков погрешности зависят и от точности установки, и расстояний от земли, от фаз и соседних электроустановок. Поэтому при реализации устройств защиты следует обратить особое внимание на погрешности ТА и датчиков.

Условия срабатывания защиты записываются аналогично (3), (4), но вместо сигналов M_3, M_4 используются сигналы A_1, A_2, A_3, A_4 о выполнении приведенных выше комбинаций неравенств (6), (7), (8), (9) и сигналов $b_{Тр1}, b_{Тр2}$ о срабатывании быстродействующих защит Тр1 и Тр2, так как эти комбинации определяют направление, в котором произошло КЗ.

Для обеспечения надежности в обеих защитах нужно контролировать исправность реле РПВ, РПО и соединительных проводов. Одновременное наличие (отсутствие) сигнала от РПВ и отсутствие (наличие) сигнала от РПО информирует об их исправности. При обрывах соединительных проводов или неисправности РПВ и РПО это состояние нарушается. Поэтому сигнал об их неисправности формулируется просто, например для выключателя Q1 $H_{Q1} = a_1 \cdot a'_1 + a_1 \cdot a_1$.

Отметим, что обе защиты могут применяться в сетях, где токи самозапуска не превосходят $1,4 \cdot I_{HM}$. Они имеют такую же чувствительность, как у максимальной токовой защиты с пуском по напряжению, если оценивать ее по методике [6], когда сравнение осуществляется по минимальному току КЗ, который может выявить защита. Тогда у всех этих защит $I_{КЗ.МИН} = k_q \cdot I_{CЗ1} = 1,7 \cdot I_{HM}$, где k_q – коэффициент чувствительности (по ПУЭ $k_q = 1,2$).

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Федосеев А.М. Релейная защита электроэнергетических систем: учеб. для вузов. М.: Энергоатомиздат. 1984. 520 с.
- [2] Поляков В.Е., Скутельников В.И. Комплексная структурная быстродействующая защита главной схемы электростанций и подстанций от коротких замыканий // Изв. вузов СССР – Энергетика. 1965. № 5. С. 1-5.
- [3] Поляков В.Е., Клецель М.Я. Централизованная токовая направленная защита // Энергетика... (Изв. высш. учебн. заведений) 1977. № 3. С. 9-14.
- [4] Клецель М.Я. Защита со сравнением знака мощности для токопроводов с ответвлениями // Энергетика... (Изв. высш. учебн. заведений) 1985. № 11. С. 7-11.

Москва, 1–4 июня 2010 г.

- [5] Патент РФ №2363084. МПК H02H 7/22, H02H 3/08. Устройство централизованной резервной защиты присоединений схемы шестиугольника / Клецель М.Я., Никитин К.И., Стинский А.С., Шахаев К.Т. Оpub. в Б.И. 2009. № 21. 4 с.: ил.
- [6] Клецель М.Я., Никитин К.И. Анализ чувствительности резервных защит распределительных сетей // Электричество. 1992. № 2. С. 19-23.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

Клецель Марк Яковлевич — доктор технических наук, профессор

8(7182)688180

mark2002@mail.kz

Стинский Александр Сергеевич — кандидат технических наук, преподаватель

8(7182)600628

stn-alexander@mail.ru

Шахаев Куаныш Тулеугазыевич — аспирант, инженер

8(7182)655085

i_am_shanghai@mail.ru

ПРОГРАММА ДЛЯ РАСЧЕТА ПЕРЕХОДНЫХ И УСТАНОВИВШИХСЯ ПРОЦЕССОВ В ТОКОВЫХ ЦЕПЯХ ПРОДОЛЬНЫХ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫХ ТОКОВЫХ ЗАЩИТ

КУРГУЗОВ Н.Н., КУРГУЗОВА Л.И.

Павлодарский государственный университет

КУРГУЗОВА М.Н.

ТОО «Проектный институт ТЭЛПРО» (Павлодар, Казахстан)

В последнее время специалистами отмечается снижение показателей правильной работы устройств релейной защиты (РЗ) в условиях эксплуатации, что в определенной степени связано с недостаточным уровнем их технического совершенства.

Оценка целесообразности использования различных принципов и способов повышения технического совершенства РЗ, в том числе микропроцессорных, на практике может оказаться невозможной без применения специализированных программ, обеспечивающих моделирование и расчеты переходных и установившихся процессов в токовых цепях РЗ. Актуальность разработки таких программ подтверждена многочисленными публикациями известных отечественных и зарубежных специалистов, например [1].

К программам расчета переходных и установившихся процессов в цепях РЗ предъявляются требования в части их высокого быстродействия и повышенной устойчивости решения систем дифференциальных уравнений, описывающих процессы в нелинейных токовых цепях РЗ. Известные на сегодняшний день программы для широкого класса РЗ, в том числе продольных дифференциальных токовых защит (ДЗ), обладают рядом недостатков – в частности, неустойчивостью решения при практически активном характере сопротивлений вторичных цепей трансформаторов тока (ТТ) защит. Такого рода проблемы возникают, например, при математическом моделировании переходных процессов в токовых цепях продольной ДЗ мощного асинхронного электродвигателя (АД), в нулевых выводах обмотки статора которого установлены ТТ серии ТПОЛ, индуктивности рассеяния вторичных обмоток которых практически равны нулю.

В отличие от широко используемых в различных программах расчета переходных и установившихся процессов в токовых цепях ДЗ методов, в том числе метода [2] прогноза и коррекции вторичного тока ТТ, в разработанной авторами программе прогнозирование первых приближений вторичных токов ТТ каждой фазы плеча дифференциальной защиты на шаге расчета осуществляется по известному методу линейной экстраполяции, а для коррекции вторичных токов ТТ на шаге расчета авторами предложен и на практике реализован эффективный метод, обеспечивший устойчивое решение при практически любом характере сопротивлений во вторичных цепях ДЗ ЭД.

На рисунке 1, в качестве примера вычислительного эксперимента, приведена расчетная осциллограмма процесса пуска АД типа АД-4000, со стороны нулевых выводов обмотки статора которого установлены ТТ типа ТПОЛ-10-600/5, а со стороны линейных выводов – ТТ типа ТВЛМ-10-600/5.

Проанализируем полученную осциллограмму.

Ввиду отсутствия в пусковом токе в фазе А обмотки статора АД апериодической составляющей, насыщение сердечников ТТ первого и второго плеч ДЗ наступает только на шестой период переходного процесса включения АД в сеть. Начиная с этого момента времени и в течение примерно пятнадцати периодов в реле фазы А продольной ДЗ протекает ток i_{da} небаланса, равный разности вторичных токов i_{2a1} ТТ первого и i_{2a2} ТТ второго плеча ДЗ. Этот ток, как известно [3], обусловлен насыщением сердечников ТТ свободным током переменной частоты.

В фазе С защиты переходные процессы протекают иначе и значительно дольше. Ввиду наличия в пусковом токе в фазе С обмотки статора АД апериодической составляющей, насыщение сердечника

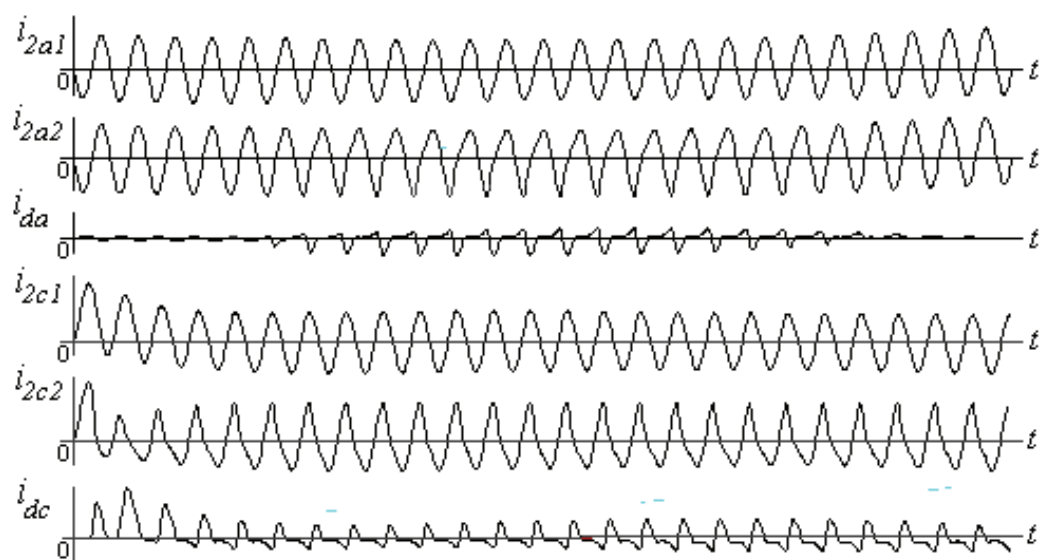


Рис. 1. Токи плеч и токи небаланса продольной ДЗ при пуске АД типа АТД - 4000

более нагруженного ТТ второго плеча ДЗ наступает уже в первый период переходного процесса. Пока сердечник менее нагруженного ТТ первого плеча ДЗ еще не насыщен (кривая вторичного тока i_{2a1} ТТ первого плеча ДЗ на расчетной осциллограмме практически не искажена), ток небаланса i_{dc} в первый и второй периоды переходного процесса пуска АД имеет однополярный характер (без полуволн обратного знака). После насыщения сердечника ТТ первого плеча аperiodической составляющей пускового тока ЭД, начиная с 3-го периода, в токе небаланса i_{dc} , появляются полуволны обратного знака. По мере затухания аperiodической составляющей пускового тока сердечники ТТ обоих плеч ДЗ начинают выходить из области насыщения, что приводит к снижению тока небаланса.

Последующее вхождение сердечников ТТ плеч ДЗ в область насыщения, обусловленное действием свободного тока переменной частоты в фазе С обмотки статора АД, приводит к повторному и более продолжительному протеканию значительного тока небаланса, имеющего полуволны обоих знаков.

Сравнительный анализ результатов моделирования переходных процессов в токовых цепях ДЗ АД типа АТД-4000 с экспериментальными данными при пуске того же АД показал хорошее совпадение расчетных и экспериментальных данных (погрешность расчета во всех случаях не превышает 2-5%).

Проведены многочисленные вычислительные эксперименты режимов пуска и для других мощных ЭД. Во всех случаях разработанная авторами программа расчета переходных и установившихся процессов в токовых цепях ДЗ обеспечивала устойчивое решение при любом характере нагрузок вторичных цепей ТТ.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Сопьяник В.Х. Расчет на ПЭВМ переходных и установившихся процессов в трансформаторах тока и токовых цепях РЗ // Электрические станции. 2004. № 2.
- [2] Богдан А.В., Золоев Б.П., Подгорный Э.В. Сравнение численных методов расчета переходных токов трансформаторов тока на ЦВМ // Известия вузов СССР. Электромеханика. 1974. № 2.
- [3] Богдан А.В., Кургузов Н.Н., Кургузова Л.И. Токи небаланса дифференциальных защит мощных электродвигателей // Электрические станции. 1980. № 9.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ УСТРОЙСТВА ПРОДОЛЬНОЙ КОМПЕНСАЦИИ, ОТКЛЮЧЕНИЯ ГЕНЕРАТОРОВ И ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ТОРМОЖЕНИЯ КАК СПОСОБОВ ПОВЫШЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ САЯНО-ШУШЕНСКОЙ ГЭС

АБАКУМОВ С.А., ВИШТИБЕЕВ А.В., КОРОЛЮК Е.А.

ОАО «Сибирский энергетический научно-технический центр»

ВВЕДЕНИЕ

Недостаточное развитие сетевой инфраструктуры ограничивает возможность удовлетворения требований свободного рынка электроэнергии и соблюдения условий надежного энергоснабжения потребителей. Снятие сетевых ограничений на выдачу мощности электростанций является одной из важнейших задач электроэнергетики.

В настоящее время наибольшие ограничения по выдаче мощности Саяно-Шушенской ГЭС (СШГЭС) в 2000 МВт вводятся по условию сохранения динамической устойчивости станции. Активно поднимается вопрос о разработке мероприятий по уменьшению имеющихся ограничений после завершения ремонтных работ по восстановлению станции.

В качестве мероприятий для повышения динамической устойчивости СШГЭС рассмотрены следующие средства:

1. Сбалансированная разгрузка СШГЭС: отключение части генераторов (ОГ) на станции и части нагрузки (ОН) в приемной части системы.

2. Поперечное электрическое торможение (ПЭТ) – осуществляемое посредством параллельного подключения к электрической схеме тормозного сопротивления для погашения избыточной кинетической энергии генераторов. Рассматриваются два варианта исполнения ЭТ: однократное для повышения динамической устойчивости и многократное для демпфирования качаний генераторов в послеаварийном режиме.

3. Устройства FACTS – устройства продольной компенсации (УПК) для увеличения пропускной способности схемы выдачи мощности в до- и послеаварийных режимах станции и демпфирования качаний генераторов. Рассматривается установка УПК на ВЛ 500 кВ СШГЭС – Новокузнецкая и СШГЭС – Кузбасская.

В работе проведен анализ технической эффективности и перспектив использования вышеперечисленных мероприятий при различной нагрузке станции и числа агрегатов.

Результаты работы использовались в работах Сибирского института проектирования энергетических систем ОАО «Сибирский ЭНТЦ», выполненных в соответствии с Инвестиционной программой ОАО «ФСК ЕЭС» (установка БСК на ПС Алюминиевая и Означенное, строительство ВЛ 500 кВ Алюминиевая – Абаканская – Итатская).

Полученные результаты позволят определить наиболее эффективные мероприятия для повышения динамической устойчивости СШГЭС на год выхода станции на полную мощность (2014 г.) и дальнейшую перспективу.

1. ХАРАКТЕРИСТИКА РАСЧЕТНЫХ УСЛОВИЙ ДЛЯ ОЦЕНКИ ДИНАМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ

Для оценки динамической устойчивости СШГЭС использовалась подробная цифровая модель ОЭС Сибири (западная и центральная часть Сибири) в формате ПВК «Mustang».

Для определения эффективности мероприятий рассмотрено наиболее тяжелое нормативное возмущение группы III – отключение одной цепи ВЛ 500 кВ СШГЭС – Кузбасская действием УРОВ при двухфазном КЗ на землю вблизи шин 500 кВ СШГЭС с отказом одной фазы выключателя в РУ 500 кВ СШГЭС. При моделировании принимались отказы тех выключателей, которые не приводят к отключению генераторов станции и, как следствие, ее разгрузке [1]. Такой подход позволяет исследовать возмущения более тяжелые для устойчивости станции.

Нормативные возмущения рассмотрены для режима зимнего максимума 2014 г., этот год характерен завершением ремонтных работ по восстановлению станции и выходом СШГЭС на полную установленную мощность в размере 6400 МВт.

2. ОТКЛЮЧЕНИЕ ЧАСТИ ГЕНЕРАТОРОВ (ОГ)

После возникновения короткого замыкания возникает небаланс между механической мощностью турбины и электрической мощностью генератора, вследствие чего происходит ускорение ротора генератора. Применение ОГ снижает мощность турбины, тем самым уменьшает имеющийся небаланс мощности.

В качестве балансирующего действия для ОГ применяется отключение нагрузки в приемной части энергосистемы. Максимальная величина небаланса активной мощности, допустимо возможная при потере генерации в ОЭС Сибири, принята в объеме 700 МВт. В качестве инструмента реализации ОН целесообразно использовать существующие ресурсы САОН в западной и центральной частях Сибири. Балансирующим действием для ОГ-2 (отключение одного укрупненного блока СШГЭС) является ОН-1 (480 МВт) в Хакасской ЭС, для ОГ-4 (отключение двух укрупненных блоков СШГЭС) является ОН-3 (700 МВт) в Хакасской ЭС и ОН-2 в Кузбасской ЭС (600 МВт) [1].

Как показали результаты расчета эффект от ОГ-2 оценивается в 180-210 МВт, ОГ-4 – 420-490 МВт дополнительной выдачи мощности СШГЭС в зависимости от числа генераторов в работе. Результаты расчета приведены в таблице 1.

Таблица 1

Предельная загрузка СШГЭС по условию сохранения динамической устойчивости

в МВт

| Число генераторов в работе | Без ОГ | с ОГ-2 | Эффект от ОГ-2 | с ОГ-4 | Эффект от ОГ-4 |
|----------------------------|--------|--------|----------------|--------|----------------|
| 10 | 4860 | 5070 | 210 | 5350 | 490 |
| 9 | 4570 | 4760 | 190 | 5020 | 450 |
| 8 | 4240 | 4420 | 180 | 4660 | 420 |

Главным недостатком ОГ является ограничение в электроснабжении потребителей и высокие уровни токов в обмотке статора при отключении генератора под нагрузкой (близки к токам короткого замыкания).

3. ПОПЕРЕЧНОЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЕ ТОРМОЖЕНИЕ (ПЭТ)

Применение ПЭТ оказывает существенное влияние на предел динамической устойчивости, а также на успешную ресинхронизацию и сохранение результирующей устойчивости системы [3].

Подключение ПЭТ к шинам высокого напряжения станции уменьшает количество необходимой коммутирующей аппаратуры и упрощает компоновку ПЭТ. Их номинальная мощность не зависит, при этом, от количества генераторов, находящихся в работе и может варьироваться лишь изменением числа подключаемых резисторов. Подключение резисторов на генераторном напряжении, позволяет

изменять мощность ПЭТ автоматически в зависимости от числа находящихся в работе агрегатов. На рисунке 1 приведены зависимость предельной загрузки СШГЭС по условию сохранения динамической устойчивости при нормативном возмущении группы III от мощности ПЭТ, при двух вариантах подключения ПЭТ – к шинам высокого и низкого напряжения станции, а также разного числа включенных в работу гидрогенераторов.

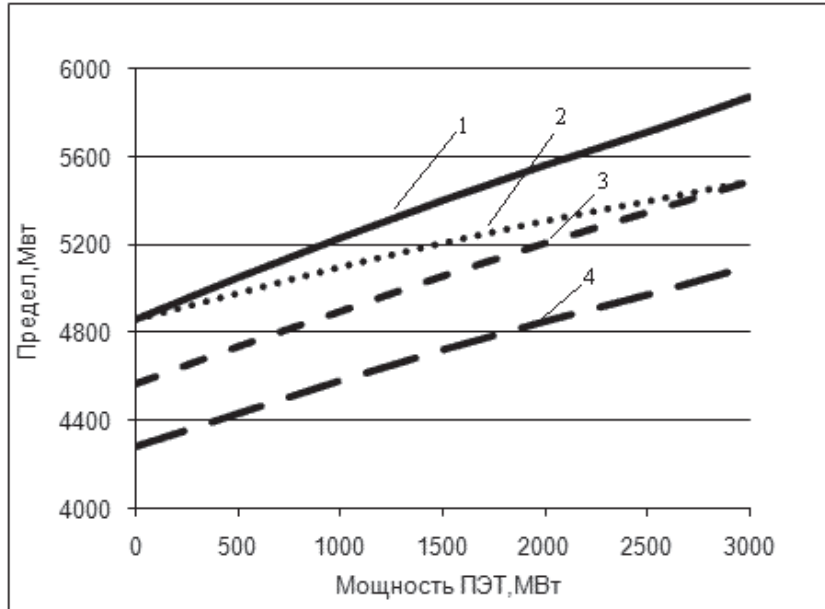


Рис. 1. Влияния мощности ПЭТ на предельную загрузку СШГЭС по условию сохранения динамической устойчивости:
 1 – ПЭТ подключен к шинам низкого напряжения (НН), в работе 10 генераторов; 2 – ПЭТ подключен к шинам высокого напряжения (ВН), 10 генераторов; 3 – к НН, 9 генераторов; 4 – к НН, 8 генераторов

Как видно из рисунка 1 подключения ПЭТ к шинам низкого напряжения СШГЭС более эффективно, чем к шинам высокого напряжения. С эксплуатационной точки зрения размещения ПЭТ на генераторном напряжении более удобно. Из рисунка следует, что предельная загрузка станции имеет практически линейную зависимость от мощности ПЭТ, однако следует учитывать ограниченные размеры камеры, предназначенной для размещения устройства ПЭТ в машинном зале электростанции, например, конструктивные размеры установки мощностью 84 МВт эксплуатируемые на Зейской ГЭС, составляют $3 \times 3 \times 6$ метров. Размеры устройства ПЭТ особенно актуальны для СШГЭС, в связи с особенностью расположения машинного зала на станции. Увеличение мощности устройства ПЭТ повлечет увеличение размеров устройства, что будет ограничивающим фактором при выборе мощности устройства ПЭТ.

Наибольшую сложность представляет задача определения момента отключения тормозного сопротивления. На рисунке 2 изображена зависимость предельной загрузки СШГЭС по условию сохранения динамической устойчивости от времени отключения ПЭТ при применении однократного включения нагрузочных резисторов для различного числа генераторов и места установки.

Из рисунка 2 можно определить оптимальную мощность устройства ПЭТ и длительность подключения устройства ПЭТ.

Получить дополнительный эффект от применения многократного ЭТ на СШГЭС ввиду конструктивных особенностей существующих турбин (рабочая зона турбины порядка 500-600 МВт) невозможно, так как многократное ЭТ должно осуществляться совместно с разгрузкой турбин.

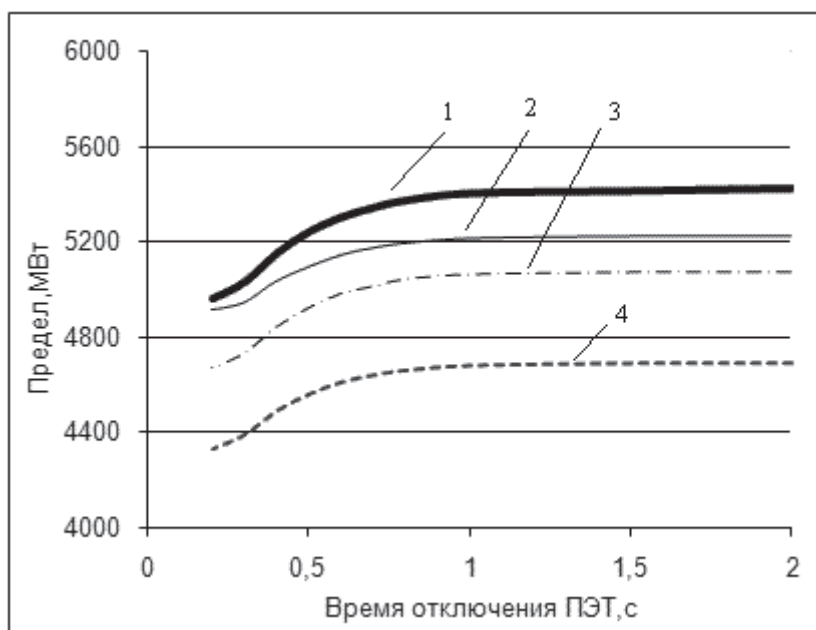


Рис. 2. Влияния времени отключения ПЭТ на предельную загрузку СШГЭС по условию сохранения динамической устойчивости: 1 – к НН, 10 генераторов; 2 – к ВН, 10 генераторов; 3 – к НН, 9 генераторов; 4 – к НН, 8 генераторов

4. УСТРОЙСТВА ПРОДОЛЬНОЙ КОМПЕНСАЦИИ (УПК)

Увеличение пропускной способности ВЛ в доаварийном режиме с помощью неуправляемого УПК оказывает положительный эффект на динамическую устойчивость станции. Также стоит отметить что динамическая устойчивость станции существенно зависит и от относительного эквивалентного сопротивления системы в послеаварийном режиме. Уменьшение послеаварийного сопротивления можно достичь с помощью управляемого устройства продольной компенсации.

В соответствии с работой [2] принята следующая схема установки УПК в ВЛ 500 кВ СШГЭС – Новокузнецкая и СШГЭС – Кузбасская: установка неуправляемой части УПК степенью емкостной компенсации 30%, и установка управляемой части УПК степенью емкостной компенсации 20% у шин ПС 500 кВ Новокузнецкая и Кузбасская.

Результаты расчета сведены в таблицу 2, как показали расчеты эффект от установки УПК растет с увеличением числа генераторов в работе.

Таблица 2

Предельная загрузка СШГЭС по условию сохранения динамической устойчивости

в МВт

| Число генераторов в работе | Без УПК | с УПК | Эффект от УПК |
|----------------------------|---------|-------|---------------|
| 10 | 4860 | 5350 | +490 |
| 9 | 4570 | 4990 | +420 |
| 8 | 4240 | 4620 | +380 |

В период синхронных качаний генератор при росте угла ротора в течение полупериода отдает избыточную энергию в систему, а в течение другой половины, при снижении угла, в силу инерционно-

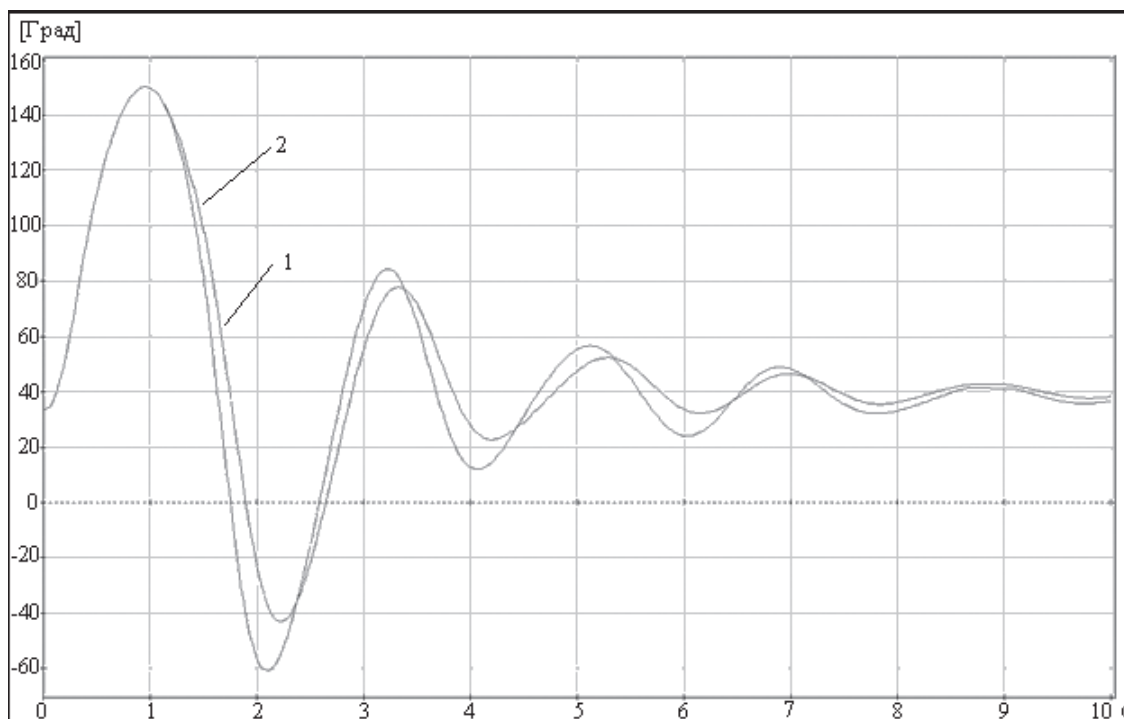


Рис. 3. Изменения угла ротора эквивалентного генератора СШГЭС без управления УПК (1) и с управлением УПК (2)

сти, получает часть обратно. Для скорейшего затухания переходного процесса необходимо увеличить мощность, отдаваемую генератором и уменьшить долю получаемой обратно. Этого эффекта можно достигнуть управлением степенью компенсации УПК — увеличением степени компенсации в первой половине цикла и уменьшением во второй. На рисунке 3 сопоставляются УПК с управлением (диапазон 8-20%) для демпфирования качаний генератора и без управления УПК (20%) (только для уменьшения послеаварийного сопротивления), исходный режим соответствует нагрузке СШГЭС на 5350 МВт (в работе 10 генераторов). Как видно на рисунке, воздействие на степень компенсации УПК в переходном процессе позволяет незначительно ускорить затухание переходного процесса. Это связано прежде всего с малой регулировочной способностью управляемого УПК [2].

5. ВЫВОДЫ

В таблице 3 приведена предельная нагрузка СШГЭС при применении различных мероприятий по повышению динамической устойчивости станции.

Таблица 3

Предельная нагрузка СШГЭС по условию сохранения динамической устойчивости

| Число генераторов в работе | ОГ | ПЭТ (мощность 150 МВт на генератор) | УПК |
|----------------------------|------|-------------------------------------|------|
| 10 | 5350 | 5400 | 5350 |
| 9 | 5020 | 5010 | 4990 |
| 8 | 4660 | 4620 | 4620 |

Как показали расчеты при 50% компенсации реактивного сопротивления ВЛ СШГЭС – Новокузнецкая и СШГЭС – Кузбасская, эффект от применения УПК равен эффекту получаемому от применения ОГ на станции, при этом обладает рядом преимуществ:

1. Не нужен останов генераторов.
2. Не приводит к потере энергоснабжения потребителей.
3. Не приводит к перегреву обмотки статора генераторов.

Но следует отметить и недостатки:

1. Возможно самовозбуждение генераторов.
2. Возможно повышение уровня напряжения в местах установки УПК выше допустимой.

Однако стоит отметить, что разработка грамотной системы управления и эксплуатации УПК позволит избежать этих недостатков.

Перспективы использования устройства ПЭТ на СШГЭС довольно проблематичны, в связи с отсутствием места на станции для его установки. Эффект от применения ПЭТ в значительной мере зависит от мощности установки. Чтобы получить эффект, сравнимый с эффектом от использования ОГ и УПК, необходимо устройство мощностью 150 МВт на один генератор, размеры такого устройства ориентировочно будут составлять $5 \times 5 \times 4$ м.

В связи с вышесказанным, применение УПК будет наиболее оптимальным мероприятием для повышения динамической устойчивости СШГЭС. Строительство ВЛ 500 кВ Алюминиевая – Абаканская – Итатская и установка УПК помогут снять часть ограничения по выдаче мощности СШГЭС после завершения ремонтных работ по восстановлению станции.

В завершении хочется отметить, что освоение более эффективных средств автоматического предотвращения нарушения устойчивости (например, электрическое торможения и УПК) – очевидное условие для развития современной противоаварийной автоматики в ЕЭС России.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Определение предельных и допустимых режимов работы Саяно-Шушенской ГЭС на год выхода станции на полную мощность и пятый год эксплуатации. ОАО «Сибирский ЭНТЦ», Новосибирск, 2010.
- [2] Разработка технических требований и предложений на устройства управляемой продольной компенсации на ВЛ 500 кВ Саяно-Шушенская ГЭС – Новокузнецкая, разработка алгоритмов управления, схем защиты и автоматики. ОАО «НТЦ электроэнергетики». М., 2009.
- [3] Веников В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах. М.: Высшая школа, 1970.
- [4] Иофьев Б.И. Автоматическое аварийное управление мощностью энергосистем. М.: Энергия, 1974.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Абакумов Сергей Александрович – инженер сектора устойчивости и противоаварийной автоматики Сибирского института проектирования энергетических систем
seregaspartak@mail.ru
+7-960-784-2394

Виштибеев Алексей Владимирович – начальник отдела развития электрических сетей Сибирского института проектирования энергетических систем
vishtibeev@ortek.energосib.ru
+7-913-921-0830

Королук Евгения Аркадьевна – главный специалист сектора устойчивости и противоаварийной автоматики Сибирского института проектирования энергетических систем

ИЕРАРХИЧЕСКАЯ СИСТЕМА СБОРА И ПРОСМОТРА АВАРИЙНОЙ ИНФОРМАЦИИ ОТ РАЗНОРОДНЫХ РАСПРЕДЕЛЕННЫХ ИСТОЧНИКОВ. НОВЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ И ОПЫТ ВНЕДРЕНИЯ

ГОРЕЛИК Т.Г., ЛОБАНОВ С.В., МОГИЛЕВКИН Д.В.

ОАО «НИИПТ»

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:

- Различной точностью привязки аварийных осциллограмм к единому времени.
- Разным шагом осциллографирования аварийной информации.
- Неодновременностью времен начала и окончания процесса осциллографирования в разных регистраторах.
- Не во всех регистраторах аварийных процессов есть возможность автоматической перекодировки данных в универсальный формат Comtrade.
- Неоднозначностью трактовки формата Comtrade различными фирмами, что обуславливает необходимость дополнительной обработки данных.
- Отсутствием единой системы классификации и кодирования аварийной информации в масштабах ЕЭС.
- Невысокой скоростью передачи информации при использовании связи по 485 интерфейсу.
- Автономным характером систем регистрации и программ для просмотра и анализа аварийных процессов.
- Минимальным объемом программ анализа и обработки аварийной информации.
- Практическим отсутствием в ЕЭС интегрированных систем регистрации и анализа аварийных процессов.

Решением проблемы регистрации и отображения сложных аварийных процессов НИИ Постоянного тока занимается практически с начала 90-х гг. За истекший период нами последовательно были решены проблемы синхронизации съема информации, стыковки в единую систему разнородных источников информации, в качестве которых могут выступать микропроцессорные устройства отечественных и зарубежных фирм, создание специального комплекса программ, обеспечивающего удобный интерфейс для работы персонала разных служб: релейной, диспетчерской, административного персонала, других служб. Программно-технический комплекс (ПТК) внедрен на Выборгской преобразовательной подстанции и других энергообъектах под названием *стационарная система передачи и просмотра аварийной информации — ЦРА*.

ПТК предназначен для организации постоянного мониторинга и контроля аварийных, предаварийных и послеаварийных переходных процессов, с помощью современных микропроцессорных систем регистрации аварийных процессов и РЗА и позволяет осуществлять решение задач сбора,

обработки, передачи и просмотра аварийной информации непосредственно на подстанции и на верхних уровнях управления сетью.

При разработке ПТК преследовалась цель создания комплекса, позволяющего в максимальной степени упростить расшифровку аварийной информации и обеспечить возможность использования ее в оперативном управлении для сокращения аварийных простоев, своевременной диагностики повреждений, решения проблем координации релейной защиты и системной противоаварийной автоматики и др.

Рассмотрим структуру системы, которая строится непосредственно на энергообъекте.

В связи с широким ассортиментом технических средств, используемых для построения АСУ ТП ПС, представленных в настоящее время на рынке, допускается варьирование структуры системы. Среди возможного множества вариантов имеются два основных:

— Первый вариант представляет собой систему, базирующуюся на использовании концентраторов данных. Этот вариант наиболее распространен в отечественных и зарубежных системах, многократно апробирован на подстанциях ЕНЭС, допускает различные модификации и имеет перспективы дальнейшего развития.

— Второй вариант предполагает использование для передачи информации внутри подстанции стандарта МЭК 61850. Во втором варианте возможно применение двух подвариантов структуры: с концентраторами данных (шлюзами или станционными контроллерами) и с непосредственной связью устройств (в том числе МП РЗА и ПА) с сервером.

Система в варианте с концентраторами данных имеет 3-уровневую структуру, совпадающую со структурой АСУ ТП ПС.

В системе выделяется три уровня программно-технических средств (ПТС): нижний (полевой), средний и верхний.

К нижнему (полевому) уровню относятся все устройства, которые непосредственно связаны с объектом управления. С их помощью обеспечивается сбор аварийной информации, необходимый для функционирования системы в целом. В качестве ПТС нижнего уровня используется набор локальных МП устройств (контроллеров), в том числе: микропроцессорные защиты, ПА, контроллеры АСУТП, автономные РАС, подключаемые к промышленным сетям передачи данных. Устройства нижнего уровня размещаются в помещениях соответствующих РЩ.

Средний уровень образуют устройства концентрации, обработки и передачи информации от устройств нижнего уровня на верхний уровень. Микропроцессорные устройства, относящиеся к некоторой территориальной единице подстанции (ОРУ, КРУ, ОПУ и т. п.), оптоволоконными кабелями (или витыми парами) подключаются к концентратору (шлюзу), к которому подключаются все микропроцессорные устройства данной зоны. Все концентраторы подключаются к локальной сети подстанции, используя Ethernet и протокол TCP/IP.

К верхнему уровню относятся средства передачи, хранения, накопления и представления информации, а также средства локальной вычислительной сети (центральный сервер АСУ ТП, сервер телемеханики, сервер ССПТИ и основные АРМ).

Преимуществом данной структуры является гибкость в использовании средств стыковки устройств разных производителей и интеграции их в единую систему. Наличие буферирования информации на разных уровнях позволяет свести к минимуму вероятность потери информации при нарушениях в каналах связи между уровнями системы. Для повышения надежности в системе может широко использоваться дублирование и резервирование контроллеров и других компонентов. Система допускает возможность наращивания в процессе эксплуатации, замену или модернизацию различных устройств. Основное преимущество данной структуры заключается в возможности интеграции различных функций от одних и тех же устройств. Так в системе одновременно можно использовать аварийную информацию от микропроцессорных устройств и от цифровых осциллографов с различными протоколами связи.

В качестве примера на рис. 1 приведена структурная схема АСУ ТП крупной подстанции 500/220 кВ. В состав системы входят устройства МПРЗА и ПА разных типов, концентраторы, серверы, средства телемеханики и другие устройства.

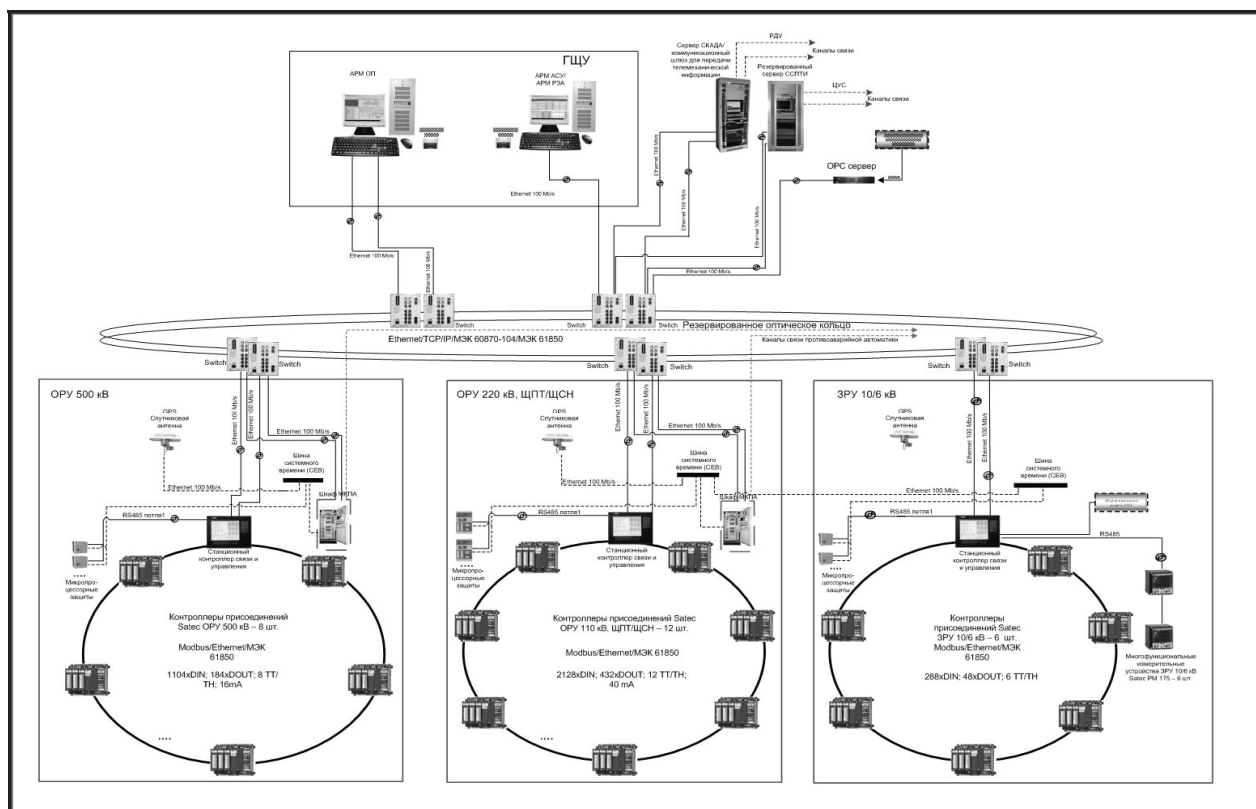


Рис. 1. Структурная схема АСУ ТП ПС 500/220/110кВ

В структуре системы, базирующейся на применении протокола МЭК 61850, могут отсутствовать промежуточные концентраторы данных. Микропроцессорные устройства, являющиеся источниками информации, напрямую обмениваются информацией друг с другом и с центральным сервером. Аварийная информация от источников передается в сервер АСУ ТП в файловом режиме в формате COMTRADE. Локальная сетевая структура, по которой передается аварийная информация, в этом варианте отличается от структуры первого варианта повышенными требованиями к быстродействию сети.

Согласно протоколу IEC 61850 7-4 ч. 5.5.2 для организации функции осциллографирования в устройствах, соответствующих данному протоколу, создается отдельное логическое устройство (Logical Device) «Регистратор аварийных событий» (Disturbance recorder), внутри которого выделяют три вида логических узлов:

- логический узел RDRE (Disturbance recorder function);
- логический узел RADR (Disturbance recorder channel analogue);
- логический узел RBDR (Disturbance recorder channel binary).

Логический узел RDRE необходим для получения общей информации по осциллографированию в логическом устройстве, и соответственно имеется только один экземпляр данного класса в устройстве. Узлы RADR выделяются отдельно на каждый аналоговый канал осциллографирования, а узлы RBDR – на каждый дискретный канал. Хранение данных осциллограмм осуществляется в виде COMTRADE файлов (IEC 60255-24), которые должны быть доступны для загрузки с помощью сервиса передачи файлов (61850-7-2 ч. 20 File transfer и 61850-8-1 ч. 23 File transfer) или дополнительно по FTP (RFC 542). Сервер, имеющий логические устройства, должен содержать в корне файловой системы директорию LD (“/LD”), а поддиректории LD должны называться так же, как и соответствующие им логические устройства. Файлы осциллограмм (файлы, имеющие расширение *.hdr, *.cfg, *.dat, или *.zip для упакованных COMTRADE файлов) должны находиться внутри поддиректории “COMTRADE” соответствующего логического устройства.

Разработанная структура системы обеспечивает автоматическую передачу аварийной информации по всей цепочке – от устройств регистрации на подстанции на сервер АСУТП и далее средствами ССПТИ в АСТУ ФСК ЕЭС и в СО ЕЭС.

Разработанная структура технических средств позволила создать программное обеспечение, обеспечивающее высокий уровень автоматизации обработки аварийной информации, поступающей на диспетчерский пункт от множества осциллографов, расположенных в различных территориально удаленных точках энергообъединения.

Программное обеспечение серверной части на подстанции (станции) выполняет следующие функции:

- Предварительная обработка аварийных данных на сервере системы: перекодировка осциллограмм аварийных процессов от микропроцессорных устройств, не поддерживающих стандартные форматы, из их внутреннего формата в универсальный формат Comtrade и т. д.

- Объединение на сервере отдельных осциллограмм в единые аварийные процессы по признаку общего интервала времени. В системе реальна ситуация, когда осциллографирование по отдельным регистраторам началось и закончилось неодновременно. Обработывающая программа на сервере объединяет отдельные осциллограммы в единый блок для дальнейшего просмотра.

- Ведение долговременного архива аварийных процессов на объекте.

- Приведение (аппроксимация) осциллограмм аварийных процессов к единому шагу осциллографирования. Минимальный шаг осциллографирования выбирается равным минимальному шагу осциллографирования из всех регистраторов, включенных в систему.

- Передача из архива АСУТП дискретных сигналов для отображения на осциллограмме последовательности срабатывания защит, блинкеров, коммутационной аппаратуры и др.

- Автоматическая разбивка по кадрам по заранее заданным пользователем программы критериям (в один кадр попадает информация от физически связанных величин, например 3 фазы токов и 3 фазы напряжений по присоединениям).

- Подготовка и архивирование файла аварии для передачи на верхние уровни диспетчерского управления.

Программное обеспечение рабочей станции выполняет следующие функции (рис. 2 и рис. 3):

- Сохранение аварийной информации в пользовательском архиве на рабочей станции.

- Многооконный интерфейс (отображение осциллограмм в нескольких кадрах на экране одновременно).

- Наличие обзорного кадра, позволяющего осуществлять экспресс-анализ всего аварийного процесса и быстро перемещаться по временной оси аварии.

- Изменение масштаба графического отображения сигналов по временной оси и амплитуде, а также инструменты «Лупа» и Zoom.

- Возможность работы с группами сигналов.

- Экспресс-обзор зоны распространения аварии по объекту (какие присоединения, оборудование, сигналы задействованы в аварии).

- Вывод численного значения сигнала и перемещение его в любое место графической области.

- Широкий спектр инструментов для подготовки документа к печати (цвет, линии, тексты, метки, стрелки и т. д.), позволяющий пользователю автоматизировать процесс анализа осциллограмм. Режим предварительного просмотра. Распечатка осциллограмм.

- Наличие векторных диаграмм в индикаторном и оконном режиме, а также разложение трехфазных систем на прямую, обратную и нулевую последовательность.

- Разложение мгновенных напряжений и токов на гармонические составляющие.

- Определение максимальных и минимальных амплитудных и действующих значений на определенном временном интервале.

- Настройка конфигурации программы просмотра под конкретного пользователя.

- Режим предварительного просмотра осциллограмм.

- Полноэкранный режим работы.

- Экспорт данных в Ms Excel.
- Возможность сохранения, считывания и отображения файлов аварий в универсальном Comtrade формате текстовом или бинарном.

Основное внимание при разработке программного обеспечения обращалось на создание максимально удобного интерфейса оператора. Объем аварийной информации при сложных системных авариях достаточно велик, выдача его в простейшем виде (например, в форме простого суммирования сигналов от разных осциллографов) неприемлема, поскольку дежурный персонал не сможет осмыслить и использовать эту информацию. Поэтому в системе отображения использованы различные средства обобщения информации, представления ее в качественном виде, выделения существенных признаков цветом, звуком и др. Неинформативные и второстепенные явления и сигналы устраняются с помощью специальных фильтров. В программном обеспечении предусмотрены широкие возможности настройки системы отображения непосредственно эксплуатационным персоналом.

Для оперативного персонала, на базе программного комплекса СКАДА-НИИПТ разработана система, облегчающая анализ аварийного процесса не только релейному, но и оперативному персоналу. Программный комплекс предоставляет возможность отображать получаемую информацию в виде ведомостей событий, мнемосхем, панелей аварийно-предупредительных сигнализаций. На дисплей выведена дискретная информация, необходимая для адекватной оценки аварийной ситуации и управления объектом. Предусмотрена возможность настройки системы отображения под конкретного пользователя. Реализованы мнемосхемы с расположением схемы расстановки регистраторов аварийных процессов на карте энергообъединения, мнемосхемы расположения регистраторов аварий на главной электрической схеме энергообъекта, ведомость событий с сигналами о поступлении осциллограмм аварий и пусках регистраторов. Из ведомости событий предусмотрен механизм вызова программы «Осциллограф» с автоматическим запуском конкретной аварии.

Программный комплекс обработки и отображения аварийной информации от распределенных разнородных устройств регистрации реализован на Выборгской преобразовательной подстанции 330/400кВ линии электропередачи Россия–Финляндия, Калининградской ТЭЦ-2, а также представлен в составе системы АСУ ТП разработки ОАО «НИИПТ» на многих энергообъектах ОАО «ФСК ЕЭС». Внедрение данного программного комплекса позволяет повысить общую надежность, и, в частности, снизить ущерб от нарушений энергоснабжения целых регионов при сложных авариях в объединенных энергосистемах за счет оперативного выявления и локализации неисправностей.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕСТА ПОВРЕЖДЕНИЯ НА ЛИНИЯХ ФСК ЕЭС

КОЗЛОВ В.Н., ПАВЛОВ А.О., ЕФИМОВ Е.Б.

ООО «НПП Бреслер»

Совершенствование средств определения мест повреждения (ОМП) на воздушных линиях электропередачи (ВЛ) 110-750 кВ определяется технико-экономическими потерями из-за задержки в начале аварийного ремонта. С увеличением доли микропроцессорных устройств РЗА в оборудовании энергообъектов, широкое развитие получили средства ОМП по параметрам аварийного и предаварийного режимов.

По способу реализации средства ОМП можно разделить на аппаратные, т. е. выполненные в виде отдельных устройств или являющиеся одной из функций устройства (например, некоторые устройства РЗА имеют встроенную функцию ОМП), и программные, т. е. выполненные в виде специализированных программ для ПЭВМ. Программные средства ОМП используют цифровые осциллограммы аварийных процессов, записанные либо специальными регистраторами аварийных процессов, либо микропроцессорными устройствами РЗА. Преимуществом программных ОМП является повышенная точность, информативность (анализ аварийных осциллограмм), наглядность результатов (результаты могут быть представлены графически, на схеме линии с привязкой к номерам опор, автоматическое формирование отчета о повреждении и т. д.).

Повышение точности программных ОМП достигается за счет учета более полного набора параметров контролируемой ВЛ, ее режима работы, возможностью привлечения информации с противоположного конца ВЛ (двухстороннее ОМП), применением более сложных алгоритмов фильтрации.

По способу расчета программные ОМП можно разделить на формульные, которые используют для расчета расстояния формулы, справедливые для определенного набора конфигураций ЛЭП с некоторыми усредненными параметрами и модельные, которые используют для каждой ЛЭП индивидуальную алгоритмическую модель (по сути – модель ВЛ), позволяющую определить токи и напряжения в любом месте ЛЭП по их значениям в точке наблюдения.

Модельные методы ОМП позволяют учесть неоднородность линии, ответвления (отпайки), наличие реактора, режим заземления грозозащитного троса на каждом участке, влияние параллельных линий и обходной связи.

Подобные модельные методы используются в программном модуле BresОМП, входящем в программный комплекс WinBres. В настоящее время комплекс обслуживает более 900 (табл. 1) ЛЭП находящихся в ведении ФСК ЕЭС, и их количество постоянно увеличивается. Следует отметить, что данное количество модулей ОМП было введено в работу за год, благодаря централизованному сбору информации о параметрах линий, проведенному ФСК.

ОМП выполняется по параметрам аварийного процесса. Источником информации для программы служат аварийные осциллограммы, записанные микропроцессорными терминалами РЗА, РАС и др., которые пишутся в формате COMTRADE или имеют возможность конвертирования внутреннего формата в стандарт COMTRADE. Следует отметить, что если фирма-производитель микропроцессорных устройств РЗА предоставляет доступ к своему формату записи цифровых осциллограмм предприятию «НПП Бреслер», то конвертирования не требуется, так поступили предприятия НПП «ЭКРА», НПФ «Энергосоюз» и НТЦ «Госан».

Программный комплекс WinBres с модулем ОМП BresОМП устанавливается на рабочее место диспетчера ЦУС, и задача ОМП решается в наиболее напряженный период после аварийного отключения ВЛ. Качество решения во многом зависит от уровня квалификации диспетчера и владения им современными средствами ОМП.

Таблица 1

| № | МЭС | Количество линий |
|---|-----------------|------------------|
| 1 | Востока | 60 |
| 2 | Центра | 230 |
| 3 | Сибири | 198 |
| 4 | Урала | 127 |
| 5 | Волги | 61 |
| 6 | Северо-Запада | 86 |
| 7 | Западной Сибири | 94 |
| 8 | Юга | 67 |
| 9 | Всего | 923 |

Сам программный комплекс имеет достаточно гибкий интерфейс, и позволяет производить расчет ОМП без открытия и анализа осциллограммы, что особенно ценно для оперативного персонала в условиях острого дефицита времени послеаварийного периода. Достаточно скопировать полученную осциллограмму в соответствующий объект-«линию» и запустить расчет.

Сам программный комплекс может конфигурироваться пользователем для различных задач, например диспетчеру в послеаварийный период, не до анализа аварийных осциллограмм, поэтому он может использовать конфигурацию «диспетчерский вариант» (рис. 1), когда не требуется даже открывать осциллограмму, достаточно выбрать линию, и запустить расчет.

В процессе эксплуатации программного комплекса учитывались все пожелания специалистов ФСК и диспетчеров ЦУС. Для удобства пользования диспетчер сам может группировать ВЛ по различным признакам (по принадлежности к ПМЭС, по классу напряжения, по подстанциям и т. д.).

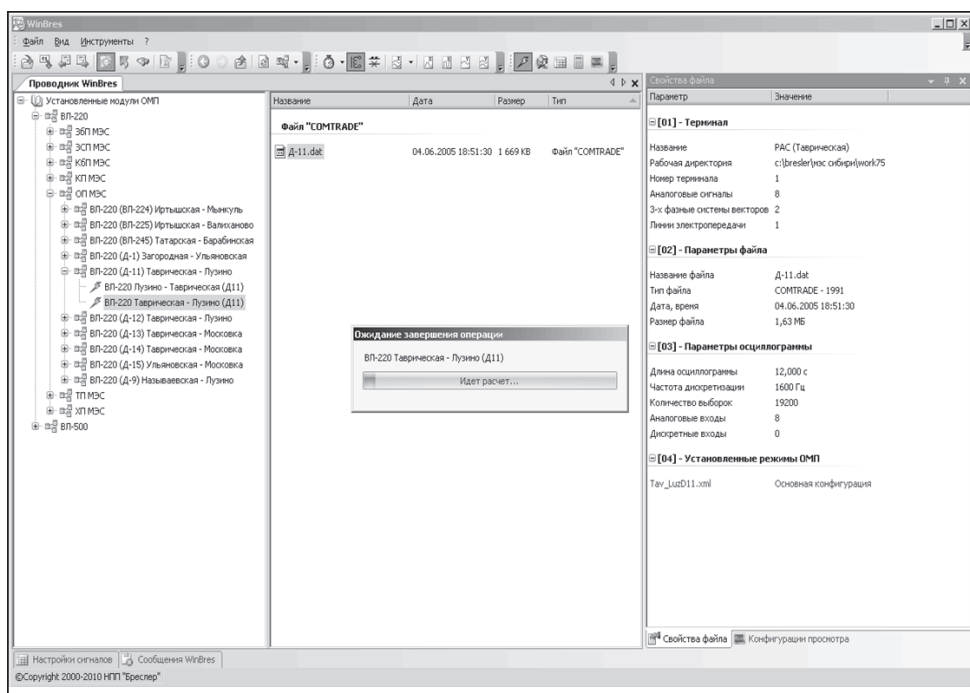


Рис. 1. Пример конфигурации «диспетчерский вариант» для МЭС Сибири

Диспетчеру достаточно получить файл аварийной осциллограмм с одной или с обеих сторон линии и запустить, соответственно, одно- или двухсторонний расчет ОМП, при выборе аварийной осциллограммы отображается информация о ней, если диспетчер располагает временем для более глубокого анализа аварийных осциллограмм, то программный комплекс WinBres, включает в себя широкий инструментарий анализа осциллограмм (рис. 2). Для этого необходимо открыть аварийную осциллограмму, при этом появляется графическая структура ВЛ, а также панель дополнительных настроек ОМП, где пользователь может выбрать режим линии (если их было заданно несколько), задать время пуска, настроить сигналы и т. д.

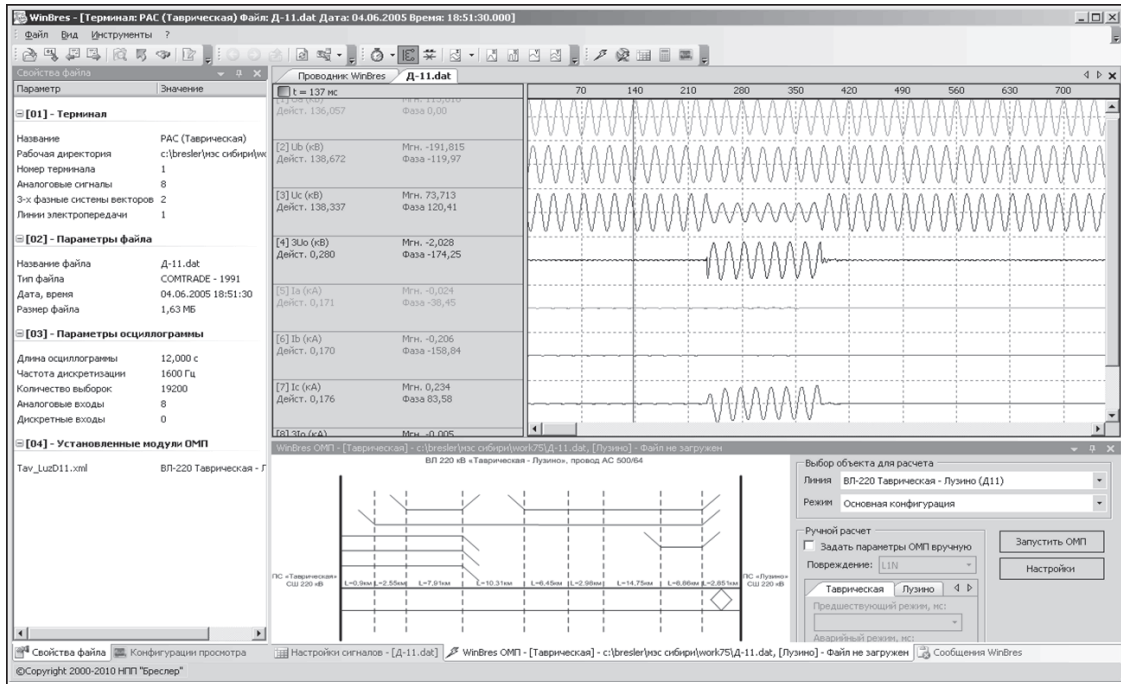


Рис. 2. Вид программы в режиме «анализ осциллограмм»

По завершении расчета комплекс формирует окно сообщения с результатами определения места повреждения (рис. 3а), а также дает возможность распечатать протокол ОМП (рис. 3б) либо сохранить его в файл формата *.pdf, *.xls, *.rtf и т. д. Форма и содержание протокола ОМП были разработаны совместно с представителями ФСК и МЭС.

Анализ аварийных осциллограмм, предоставленных ФСК в процессе наладки и эксплуатации комплекса WinBres, показал, что на ВЛ, оборудованных быстродействующими выключателями, высокий уровень апериодической составляющей присутствует до момента отключения, т. е. фактически установившегося синусоидального режима мы не наблюдаем. Апериодическая составляющая вносит погрешность в расчет ОМП, поэтому ее необходимо устранить. Для подавления апериодической составляющей необходимо было разложить исходный сигнал на синусоидальную и апериодическую составляющие, что было успешно достигнуто при использовании оптимизационных алгоритмов фильтрации (рис. 4). В таблице 2 представлены результаты ОМП на модели ВЛ-500кВ «Курган-Козырево» длиной 280,32 км для одно- и двухстороннего замера, без подавления и с подавлением апериодической составляющей.

В ходе настройки программных модулей BresОМП на объектах ФСК была решена задача многостороннего ОМП для таких объектов как «НВАЭС—Липецкая—Балашовская» (рис. 5). Подобных объектов на линиях ФСК единицы, но они потребовали разработки дополнительного алгоритма многостороннего ОМП, который сейчас оформляется как заявка на изобретение.

Результаты расчета ОМП - ВЛ-220 Таврическая - Лузино (Д11)

Печать бланка отчета

Отчет о повреждении | Расчетная диаграмма

[01] - Информация о ЛЭП

Название: ВЛ-220 Таврическая - Лузино (Д11)
 Класс напряжения: 220 кВ
 Длина: 57,561 км
 Тип ОМП: Одностороннее
 Режим объекта: Основная конфигурация

[02] - Информация о повреждении

Повреждение на линии: 16,863 км от п/ст Таврическая
 40,698 км от п/ст Лузино
 Дата, время повреждения: 04.06.2005 18:51:30.237
 Вид повреждения на ВЛ: Однофазное замыкание на землю фазы С
 Осциллограмма: c:\brestler\yos\сибирь\work\75Д-11.dat

Параметры расчета:

Оценка переходного сопротивления: 1,30 Ом
 Предшествующий режим: 207 мс
 Момент времени пуска: 237 мс
 Аварийный режим: 278 мс

[03] - Входные каналы и Ктр

Напряжение фазы А: [01] - Ктр = 1,000
 Напряжение фазы В: [02] - Ктр = 1,000
 Напряжение фазы С: [03] - Ктр = 1,000
 Ток фазы А: [05] - Ктр = 1,000
 Ток фазы В: [06] - Ктр = 1,000
 Ток фазы С: [07] - Ктр = 1,000

а)

Протокол ОМП

| № п/п | Параметр | Значение |
|-------|-----------------------------------|---|
| 1 | Наименование ВЛ | ВЛ-220 Таврическая - Лузино (Д11) |
| 2 | Наименование подстанций | п/ст Таврическая п/ст Лузино |
| 3 | Класс напряжения ВЛ, кВ | 220 |
| 4 | Длина ВЛ, км | 57,561 |
| 5 | Дата, время КЗ | 04.06.2005 18:51:30.237 |
| 6 | Вид повреждения на ВЛ | Однофазное замыкание на землю фазы С |
| 7 | Тип ОМП | Одностороннее |
| 8 | Расчетное место повреждения, км | 16,863 от п/ст Таврическая (40,698 км от п/ст Лузино) |
| 9 | Расчетная зона обхода | От ___ км до ___ км |
| | | Опора - опора |
| | | От 14,0 км до 20,5 км |
| 10 | Место повреждения по приборам, км | |
| 11 | Фактическое место повреждения, км | |
| 12 | Примечание | |

ВЛ 220 кВ «Таврическая - Лузино», провод АС 50/95/4

Расчет ОМП произвел / _____ / _____ / _____
 (подпись) (Ф.И.О.) (подпись)

б)

Рис. 3. Результаты ОМП

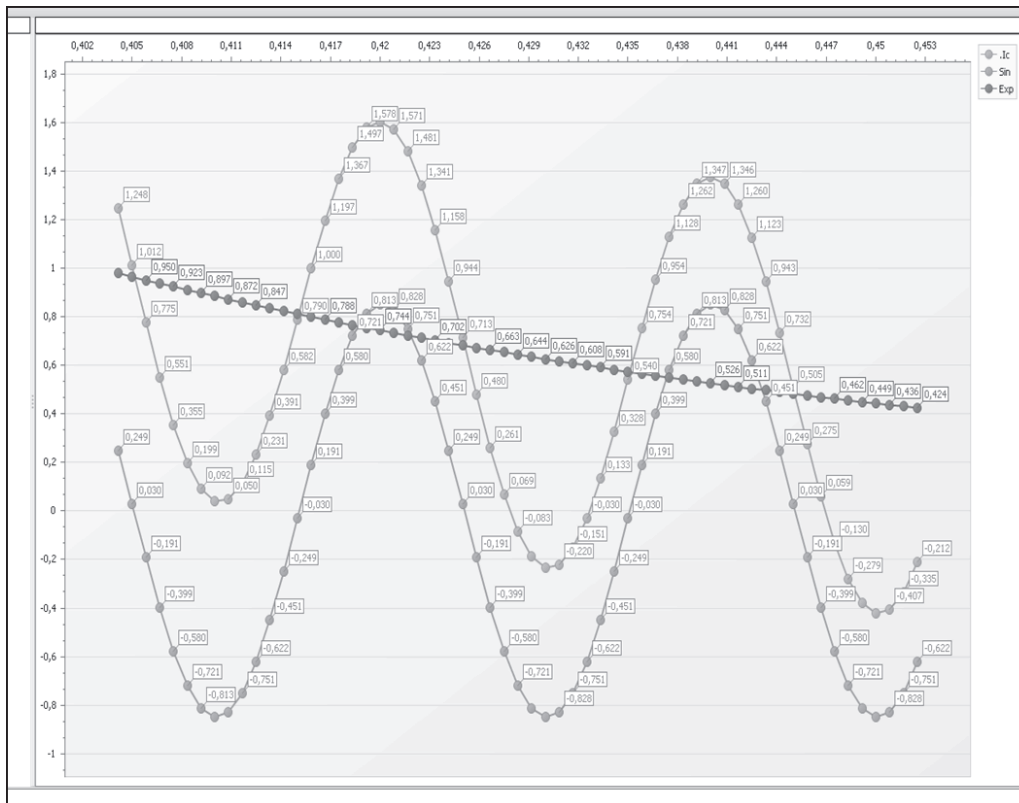


Рис. 4. Пример разложения затухающей синусоиды на периодическую и аperiodическую составляющие

Таблица 2

| ПС | Расстояние до места КЗ, км | Без подавления | | | С подавлением | | |
|----------|----------------------------|-------------------|-------------------|------------|-------------------|-------------------|-----------|
| | | одностор. ОМП, км | двухстор. ОМП, км | погр., км | одностор. ОМП, км | двухстор. ОМП, км | погр., км |
| Курган | 233 | 221,158 | 232,867 | 11,84/0,13 | 232,781 | 233,218 | 0,22/0,22 |
| Козырево | 47,32 | 44,755 | 47,453 | 2,57/0,133 | 47,265 | 47,102 | 0,06/0,22 |

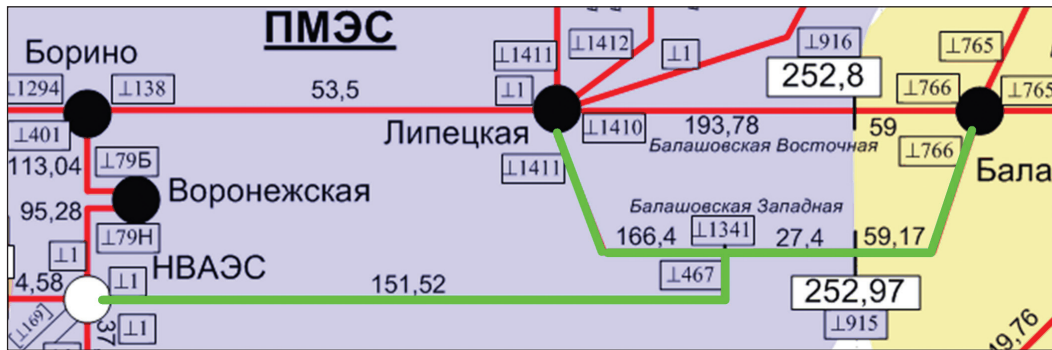


Рис. 5. Пример объекта, где требуется многостороннее ОМП

В заключении нужно отметить, что опыт, полученный за два года использования комплекса, выявил наиболее проблемные вопросы его эксплуатации, позволил сделать некоторые выводы и наметить пути дальнейшего развития.

1. В ходе эксплуатации комплекса WinBres на линиях ФСК были выявлены и решены вопросы с приведением цифровых осциллограмм разных производителей к единому формату, совместно с представителями ФСК и МЭС согласованы протоколы результатов ОМП, решена задача подавления аperiodической составляющей, разработан алгоритм многостороннего ОМП, совершенствуются модели ВЛ по поступающим от пользователей данным.

2. Для развития программного комплекса ОМП предполагается дальнейшая работа по совершенствованию моделей ВЛ, установка модулей на оставшихся линиях ФСК, работа по ликвидации этапа конвертирования, вывод удельных и эквивалентных сопротивлений, отдельных участков ВЛ, совершенствование интерфейса, с учетом пожеланий диспетчеров ЦУСов. Отдельно хотелось бы отметить, возможность создания отдельного модуля редактирования моделей ВЛ и всей документации по его использованию для передачи его пользователю, если в этом возникнет необходимость.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

Козлов Владимир Николаевич родился 15 августа 1952 г., главный конструктор ООО «НПП Бреслер».

В 1975 г. окончил Чувашский государственный университет по специальности «Электрические аппараты», кандидат технических наук, доцент кафедры «ТОЭ и РЗА» ЧГУ.

Павлов Александр Олегович родился 14 ноября 1975 г., ведущий инженер, начальник отдела РЗА ООО «НПП Бреслер». В 1998 г. окончил электроэнергетический факультет Чувашского государственного университета, кандидат технических наук, доцент кафедры ТОЭ и РЗА ЧГУ.

Ефимов Евгений Борисович родился 22 мая 1976 г., ведущий инженер, начальник отдела программирования ООО «НПП Бреслер». В 1998 г. окончил электроэнергетический факультет Чувашского государственного университета, кандидат технических наук, доцент кафедры ТОЭ и РЗА, ЧГУ.

АППАРАТНЫЙ КОМПЛЕКС ДВУХСТОРОННЕГО ОМП ВЛ

КОЗЛОВ В.Н., ПАВЛОВ А.О., БЫЧКОВ Ю.В.

ООО «НПП Бреслер»

В настоящее время сложилось два направления в определении расстояния до места повреждения (ОМП) на ВЛ – программные комплексы ОМП и аппаратные устройства (приборы) ОМП.

Программные комплексы ОМП в качестве входной информации используют аварийные осциллограммы переходного процесса в момент появления замыкания на ВЛ. Такие ОМП устанавливаются на отдельных ЭВМ, способны работать с осциллограммами, полученными от любых микропроцессорных терминалов (РЗА, ПА, РАС и др.) и на линиях любой конфигурации. Для расчетов используется модель линии, которые легко адаптируются к изменению параметров и режимов работы ВЛ. В зависимости от качества осциллограмм, соответствия реальной линии ее модели и используемых методов расчета достигается основной критерий качества ОМП – **высокая точность**. Однако имеется и ряд недостатков – низкая оперативность получения результата, сравнительно высокая трудоемкость, зависимость результата от квалификации пользователя.

Аппаратные устройств ОМП практически полностью свободны от указанных недостатков. Однако до сих пор они обеспечивали более **низкую точность** ОМП. Это обуславливалось двумя основными факторами: недостаточным вычислительным ресурсом микропроцессорных терминалов и отсутствием обмена информацией о переходном процессе между двумя сторонами ВЛ. Первый фактор не позволял реализовать методы расчета, аналогичные используемым в программных комплексах, второй – выполнить ОМП по результатам двухстороннего замера.

Выполнение ОМП по результатам двухстороннего замера намного проще, чем при одностороннем замере, а достигаемая точность значительно выше.

Аппаратный комплекс двухстороннего (одностороннего) ОМП «Бреслер-0107.ОМП» – состоит из двух полукомплектов, устанавливаемых с обоих концов ВЛ (рис. 1). Основная его цель – **реализация высокоточного ОМП методом двухстороннего замера**. Однако при отсутствии второго полукомплекта или невозможности обмена между ними выполняется одностороннее ОМП, по алгоритмам, аналогичным используемым программой BresOMP, входящей в состав программного комплекса WinBres.

Выполнение двухстороннего ОМП требует одновременного наличия синхронизированных осциллограмм с обоих концов ВЛ. Объем аварийных осциллограмм некоторых микропроцессорных тер-

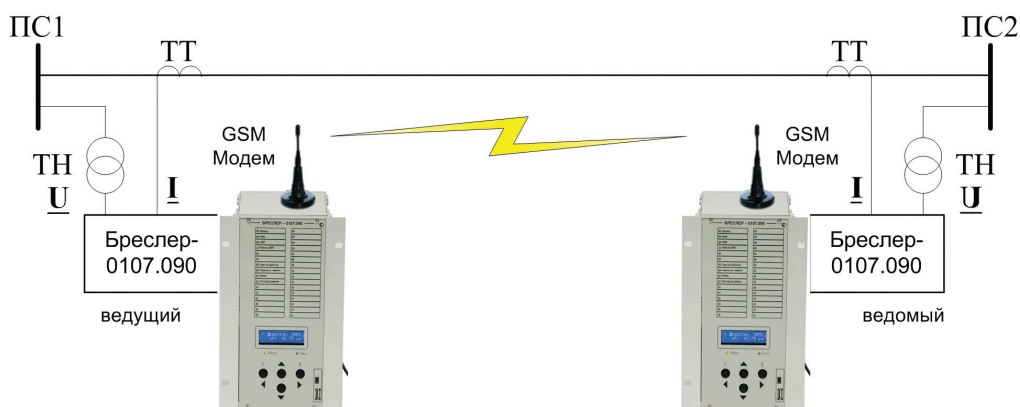


Рис. 1. Организация двухстороннего ОМП с помощью встроенного GSM-модема

миналов, являющихся их источником, весьма значителен. Передача таких осциллограмм по каналам связи – отдельная непростая задача.

Терминалу «Бреслер-0107.ОМП» не требуется специальный источник синхронизации. Синхронизация выполняется аналогично дифференциально-фазной защите, т. е. по току предаварийного режима. Не требуется и передача второму полуккомплекту всей аварийной осциллограммы. Из последней выделяются только те сигналы и только в той их части, которые необходимы для расчета. Выделенные части осциллограмм подвергаются предварительной обработке (предрасчету) и подготавливаются к обмену. В результате таких процедур объем файла обмена составляет менее 100 Байт. Основными модулями предварительной обработки, которые являются отличительной особенностью данного устройства от других, являются модули подавления аperiodической составляющей и двойного цикла расчета при неуспешном АПВ.

Модуль подавления аperiodической составляющей позволяет произвести расчет для случаев с малым временем отключения (а с применением современных выключателей, время отключения снижается), так как не требуется «отступ» от начала аварийного процесса (рис. 2а).

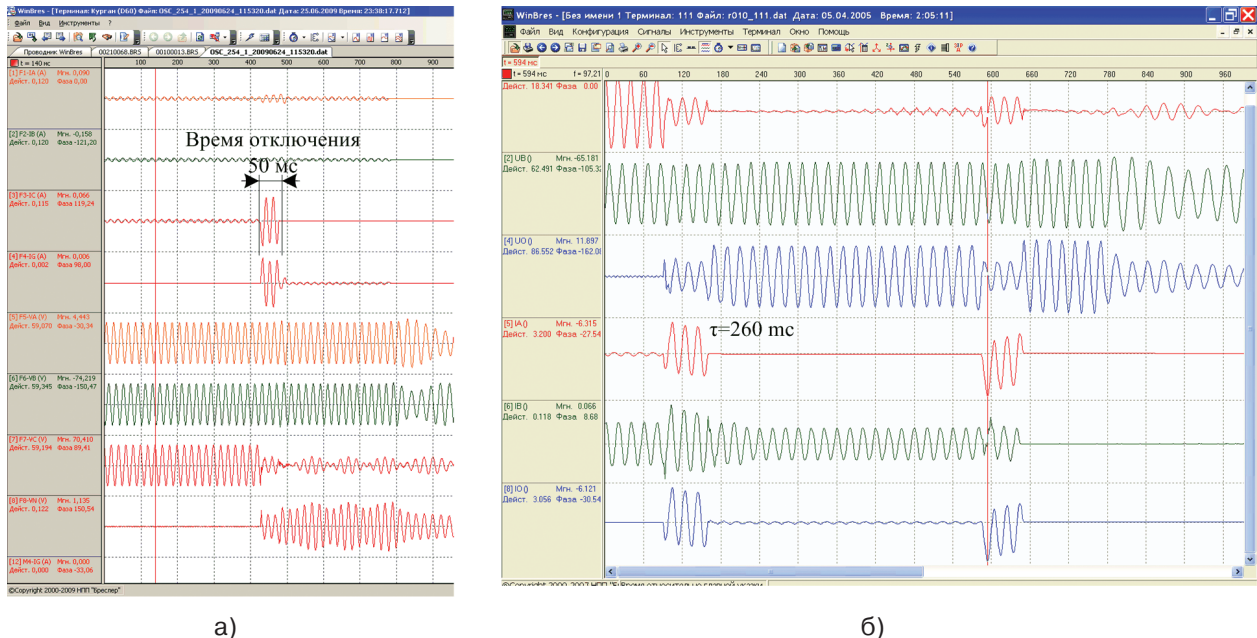


Рис. 2. Быстрое отключение (а) и неуспешное АПВ (б)

Модуль двойного цикла расчета при неуспешном АПВ позволяет провести два цикла расчета по одной осциллограмме, что раньше было доступно лишь программным средствам ОМП.

Незначительный объем информации, которой обмениваются полуккомплекты, позволяет использовать для связи практически любые виды модемов. В основной массе установленных устройств использованы различные GSM модемы. Даже при плохом качестве связи обмен с помощью этих модемов не превышает нескольких десятков секунд. В терминал может устанавливаться как встроенный GSM модем производства «НПП Бреслер», так и использоваться любой внешний модем.

Следует отметить, что для обмена может использоваться ВЧ канал связи, при его наличии на ВЛ. В частности, совместно с ООО «Уралэнергосервис» проведена проверка возможности использования для связи полуккомплектов ОМП приемопередатчиков ПВЗУ-Е. Достоинством такого решения следует считать высокую надежность канала связи, так как он обслуживается наряду с аппаратурой РЗА. На момент использования канала аппаратурой ОМП он больше никем не используется.

Существует несколько вариантов удаленного доступа к результатам ОМП – например, вариант, представленный на рис. 3.

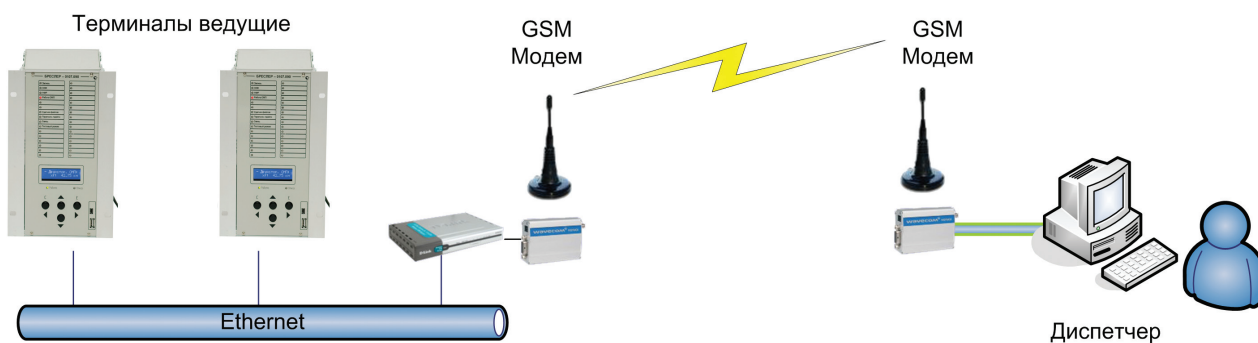


Рис. 3. Удаленный доступ к результатам аппаратного ОМП

В этом варианте при получении результатов ОМП на одном из терминалов, расположенных на подстанции и объединенных в локальную сеть, посылается сообщение по любому каналу связи, в данном случае через GSM-канал, к компьютеру диспетчера. С помощью установленного на нем специализированного программного обеспечения, диспетчер получает сообщение, где содержится вся информация о повреждении (рис. 4а) и автоматически готовится бланк протокола по результатам ОМП (рис. 4б).

Результаты расчета ОМП - ВЛ-220 Таврическая - Лузино (Д11)

Отчет о повреждении | Расчетная диаграмма

[01] - Информация о ЛЭП

Название: ВЛ-220 Таврическая - Лузино (Д11)
 Класс напряжения: 220 кВ
 Длина: 57,561 км
 Тип ОМП: Одностороннее
 Режим объекта: Основная конфигурация

[02] - Информация о повреждении

Повреждение на линии: 16,863 км от п/ст Таврическая
 40,698 км от п/ст Лузино
 Дата, время повреждения: 04.06.2005 18:51:30.237
 Вид повреждения на ВЛ: Однофазное замыкание на землю фазы С
 Осциллограмма: c:\bresler\мзс сибирь\work75\д-11.dat

Параметры расчета:

Оценка переходного сопротивления: 1,30 Ом
 Предшествующий режим: 207 мс
 Момент времени пуска: 237 мс
 Аварийный режим: 278 мс

[03] - Входные каналы и Ктр

Напряжение фазы А: [01] - Ктр = 1,000
 Напряжение фазы В: [02] - Ктр = 1,000
 Напряжение фазы С: [03] - Ктр = 1,000
 Ток фазы А: [05] - Ктр = 1,000
 Ток фазы В: [06] - Ктр = 1,000
 Ток фазы С: [07] - Ктр = 1,000

Протокол ОМП

| № п/п | Параметр | Значение |
|-------|-----------------------------------|---|
| 1 | Наименование ВЛ | ВЛ-220 Таврическая - Лузино (Д11) |
| 2 | Наименование подстанций | п/ст Таврическая п/ст Лузино |
| 3 | Класс напряжения ВЛ, кВ | 220 |
| 4 | Длина ВЛ, км | 57,561 |
| 5 | Дата, время КЗ | 04.06.2005 18:51:30.237 |
| 6 | Вид повреждения на ВЛ | Однофазное замыкание на землю фазы С |
| 7 | Тип ОМП | Одностороннее |
| 8 | Расчетное место повреждения, км | 16,863 от п/ст Таврическая (40,698 км от п/ст Лузино) |
| 9 | Расчетная зона обхода | От ___ км до ___ км Опора - опора: ---- От 14,0 км до 20,5 км |
| 10 | Место повреждения по приборам, км | |
| 11 | Фактическое место повреждения, км | |
| 12 | Примечание | |

ВЛ 220 кВ «Таврическая - Лузино», провод АС 500/64

Расчет ОМП произвел / _____ / _____ / _____
 (должность) (Ф.И.О) (подпись)

а)

б)

Рис. 4. Результаты ОМП: а) – информация о повреждении на экране компьютера; б) – протокол результатов ОМП

Конструктивно, терминал «Бреслер-0107.ОМП» может быть выполнен в трех габаритах (1/419', 1/219' и 3/419') и представляет собой полноценный регистратор аварийных событий. В минимальном габарите терминал со встроенным GSM-модемом контролирует одну линию (рис. 5а), при наличие внешнего модема терминал позволяет одновременно обслуживать 2 ВЛ с одной (рис. 5б) или двумя (рис. 5в) системами шин.

В максимальном габарите (3/419') терминал может контролировать до 13 линий.

Для задания уставок терминала ВЛ необходимо разбить на участки однородности (*Под участками однородности подразумеваются участки с одинаковыми параметрами прямой и нулевой последовательности, которые, в свою очередь, зависят от марки провода, типа опор, марки троса и способа его заземления, а также влияния параллельной линий.*), указать параметры ответвительных подстанций,

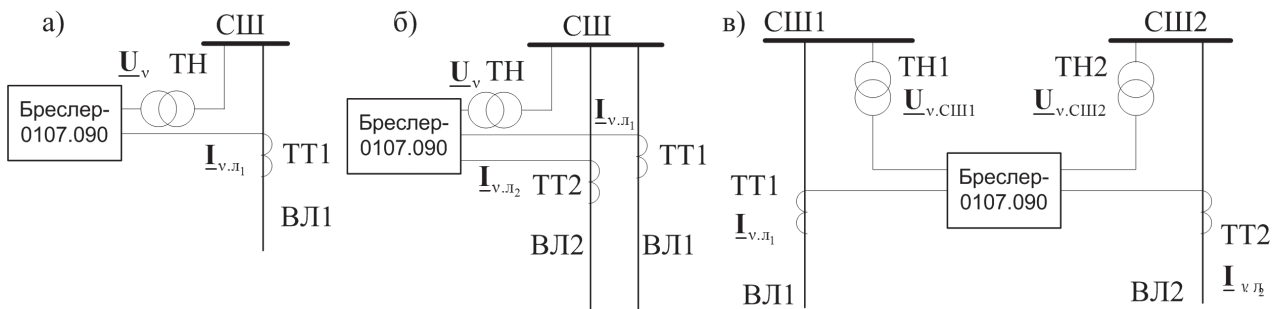


Рис. 5. Варианты подключение терминала ОМП минимального габарита

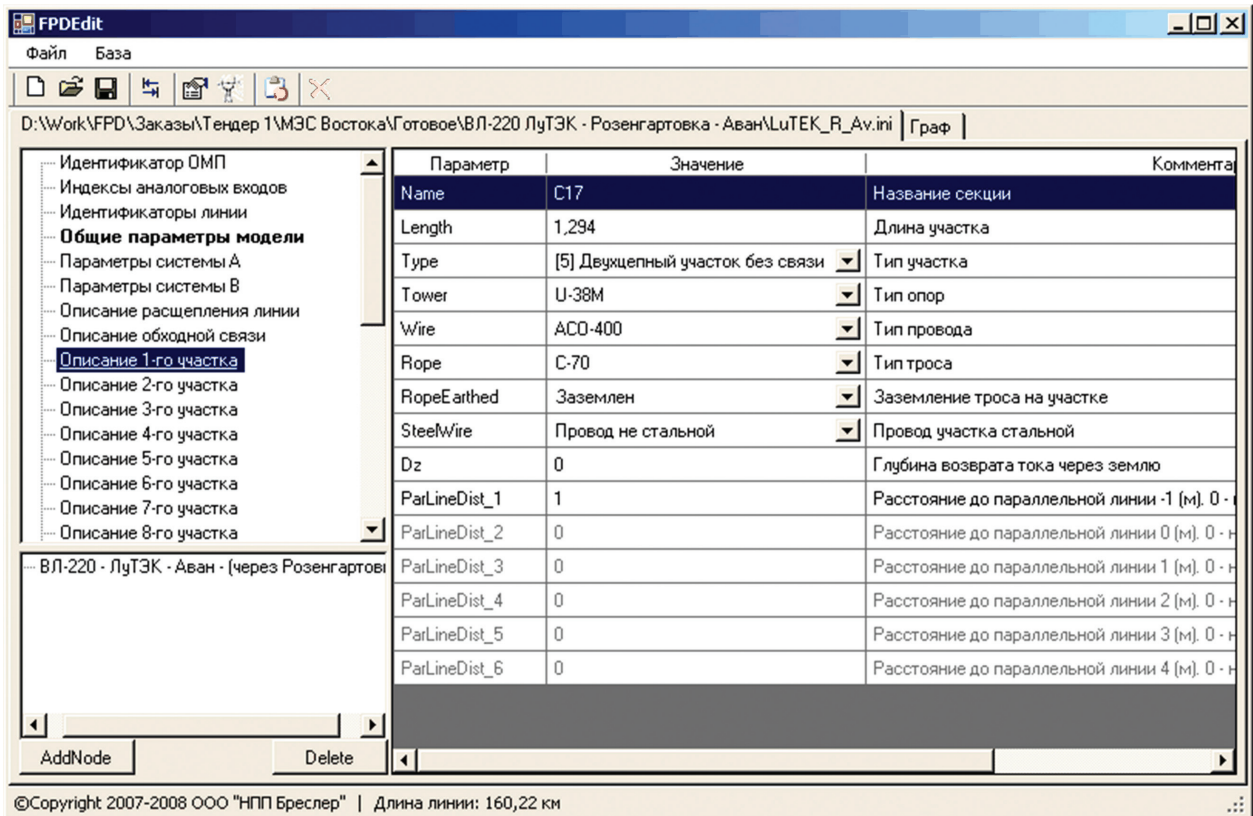


Рис. 6. Программа редактирования моделей ВЛ

Москва, 1–4 июня 2010 г.

шунтирующих реакторов, параметры обходной связи и т.д. Все эти данные вносятся в программу редактирования файла модели ВЛ «FPDEdit» (рис. 6), которая и генерирует файл уставок для терминала ОМП, а также файл модели ВЛ для программного комплекса WinBres.

Перенос файла уставок в терминал «Бреслер-0107.ОМП» может осуществляться как по локальной сети, так и с помощью внешнего USB носителя.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

Козлов Владимир Николаевич родился 15 августа 1952 г., главный конструктор ООО «НПП Бреслер».

В 1975 г. окончил Чувашский государственный университет по специальности «Электрические аппараты», кандидат технических наук, доцент кафедры «ТОЭ и РЗА» ЧГУ.

Павлов Александр Олегович родился 14 ноября 1975 г., ведущий инженер, начальник отдела РЗА ООО «НПП Бреслер». В 1998 г. окончил электроэнергетический факультет Чувашского государственного университета, кандидат технических наук, доцент кафедры ТОЭ и РЗА ЧГУ.

Бычков Юрий Владимирович родился 28 декабря 1983 г., ведущий инженер, зав. сектором ОМП ООО «НПП Бреслер». В 2007 г. окончил магистратуру электроэнергетического факультета Чувашского государственного университета, аспирант кафедры ТОЭ и РЗА ЧГУ.

ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭМС НА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПОДСТАНЦИЯХ

БОРИСОВ Р.К., СМИРНОВ М.Н.

ООО «НПФ ЭЛНАП»

В последние годы в энергетике России осуществляется масштабное техперевооружение энергообъектов (электрические станции и подстанции). Вводятся в работу системы релейной защиты и автоматики, выполненные с использованием микропроцессорной элементной базы. Вторичное оборудование (системы) на протяжении всего срока службы подвергается электромагнитным воздействиям разного вида, возникающих при коротких замыканиях, переключениях (коммутациях) первичного оборудования, ударах молнии, коммутациях во вторичных цепях, работе высокочастотной связи разного назначения и т.п. Устойчивая и надежная работа современного энергообъекта возможна только при обеспечении условий электромагнитной совместимости.

Системный подход к решению проблемы ЭМС на объектах электроэнергетики предусматривает комплекс организационных и технических мероприятий:

- применение на энергообъектах оборудования с высокой помехоустойчивостью;
- разработка и реализация технических мероприятий по обеспечению благоприятной ЭМО;
- контроль ЭМО при строительстве (техперевооружении) и эксплуатации энергообъектов.

Для практической реализации такого подхода, прежде всего, должна быть соответствующая база нормативно-технических документов (НТД).

1. ОБ ОБЕСПЕЧЕНИИ ЭМС В СИСТЕМЕ НТД ОАО «ФСК ЕЭС»

ОАО «ФСК ЕЭС» в последние годы проведена большая работа по созданию нормативных документов по ЭМС. Разработаны и введены в действие следующие нормы и правила по обеспечению ЭМС на электрических подстанциях.

В образцовом Техническом задании на разработку проекта строительства (расширения, реконструкции, технического перевооружения) подстанции предусмотрено задание на «решения по электромагнитной совместимости устройств РЗА, ПА, АСУ ТП, АИИС КУЭ, связи, обеспечивающих их нормальную работу, с отражением в отдельном разделе» (п. 4.4).

В Нормах технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ, СТО 56947007-29.240.10.028-2009 введен раздел 5: «Защита от перенапряжений, заземление, электромагнитная совместимость», в котором даны указания по обеспечению ЭМС при проектировании.

В соответствии с «Положением об аттестации оборудования и технологий в ОАО «ФСК ЕЭС» в обязательном порядке осуществляется аттестация оборудования по ЭМС.

При аттестации к оборудованию предъявляются требования по помехоустойчивости в соответствии с ГОСТ 51317.6.5-2006 (МЭК 61000-6-5-2001) «Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к электромагнитным помехам технических средств, применяемых на электростанциях и подстанциях. Требования и методы испытаний». Испытания на помехоустойчивость проводятся в соответствии с ГОСТ Р 51317.4 ... (МЭК 61000-4-...). Совместимость технических средств электромагнитная. Требования и методы испытаний.

С 21.04.2010 г. вводятся в действия два новых документа:

- Руководство по обеспечению электромагнитной совместимости вторичного оборудования и систем связи электросетевых объектов. СТО 56947007-29.240.043-2010.
- Методические указания по обеспечению электромагнитной совместимости на объектах электросетевого хозяйства. СТО 56947007-29.240.044-2010.

С вводом этих документов отменяются «Методические указания по защите вторичных цепей электрических станций и подстанций от импульсных помех», РД 34.20.116-93.

При сдаче объектов в эксплуатацию производятся приемо-сдаточные испытания в соответствии с «Методическими указаниями по определению электромагнитных обстановки и совместимости на электрических станциях и подстанциях». СО 34.35.311.2004.

2. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ, РЕАЛИЗОВАННЫЕ В НТД

В указанных НТД устанавливаются следующие основные положения.

Требования по обеспечению ЭМС должны выполняться при проектировании, строительстве/техпереворужении и эксплуатации электрических подстанций.

ЭМС должна быть обеспечена для систем релейной защиты и противоаварийной автоматики, автоматизированных систем управления технологическим процессом, автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электроэнергии, автоматизированных систем диспетчерского управления, систем сбора и передачи информации, противопожарных систем, систем видеонаблюдения, охранной сигнализации и связи, систем постоянного и переменного тока электросетевых объектов класса напряжения 6-750 кВ.

При проектировании, на этапе приемо-сдаточных испытаний и в процессе эксплуатации должны рассматриваться наибольшие возможные уровни электромагнитных воздействий всех видов для вторичного оборудования и систем связи. При определении электромагнитной обстановки на подстанции применяются расчетно-экспериментальные методики.

Основой (критериями) для разработки необходимого комплекса мероприятий по обеспечению ЭМС являются допустимые уровни всех видов электромагнитных воздействий для конкретного устройства, устанавливаемого на электросетевом объекте.

Мероприятия по обеспечению ЭМС выбираются на основании технико-экономического расчета.

2.1. Руководство по обеспечению электромагнитной совместимости вторичного оборудования и систем связи электросетевых объектов

Документ содержит комплекс организационных и технических мероприятий, направленных на обеспечение устойчивой и надежной работы оборудования и устройств объектов ЕНЭС, а также объектов электроэнергетики, присоединяющихся к сетям ЕНЭС.

Организационные мероприятия для объектов нового строительства, комплексной реконструкции, расширения действующих объектов и при замене/установке отдельных устройств:

- принятие технических решений по обеспечению ЭМС в составе проектной документации на стадии проекта;
- применение сертифицированных ТС на помехоустойчивость в соответствии с ГОСТ 51317.6.5-2006 (МЭК 61000-6-5-2001) и назначением;
- реализацию принятых проектных решений в конструкторской, строительной, монтажной и другой документации на стадии разработки рабочей документации;
- авторский надзор за выполнением проектных решений при производстве строительно-монтажных и пуско-наладочных работ;
- проведение приемо-сдаточных испытаний с целью подтверждения достаточности выполненных мероприятий.

Организационные мероприятия для действующих объектов:

- проведение планового (периодического) контроля ЭМО при эксплуатации объекта;
- проведение внепланового контроля ЭМО при возникновении признаков ее ухудшения в межплановый контрольный период;

- выполнение ремонтных работ по устранению выявленных недостатков и не требующих разработки проектной документации;
- разработка, при необходимости, проектной документации по устранению выявленных недостатков, и выполнение работ в соответствии с проектом.

Для создания ЭМО, обеспечивающей выполнение на объекте требований ЭМС, должны быть выполнены основные и дополнительные (при необходимости) технические мероприятия.

К основным техническим мероприятиям относятся технические решения по:

- заземляющему устройству;
- молниезащите;
- компоновке объекта (первичного, вторичного оборудования, молниеотводов и др.);
- кабельной канализации (выбор типа кабельной канализации, трассы, раскладка кабелей в кабельных каналах);
- определение ЭМО и проверка обеспечения требований ЭМС с использованием методов и технических средств в соответствии с СО 34.35.311.2004г.

Дополнительные технические мероприятия следует выполнить в случае невозможности достижения ЭМО, обеспечивающей требования ЭМС ТС, реализацией только основных технических мероприятий.

К дополнительным техническим мероприятиям относятся технические решения по:

- экранированию помещений, в которых установлены ТС;
- применению экранированных кабелей для подключения ТС;
- усилению заземляющего устройства (изменение шага сетки, замена материала заземляющего устройства);
- ограничение уровня эмиссии помех в источнике их возникновения.

2.2. Мероприятия, которые должны быть выполнены при проектировании

Расчет напряжения и токов промышленной частоты, воздействующих на вторичное оборудование при коротких замыканиях на землю и разработка проектных решений по обеспечению допустимых уровней воздействий.

Расчет импульсных помех, возникающих при коммутациях силового оборудования и КЗ в первичных цепях и разработка технических решений по обеспечению допустимых уровней воздействий на вторичное оборудование.

Расчет импульсных помех от токов молнии и разработка технических решений по обеспечению допустимых уровней воздействий на вторичное оборудование.

Расчет магнитных полей промышленной частоты и разработка технических решений по обеспечению допустимых уровней воздействий на вторичное оборудование.

Разработка проектных решений по защите от электромагнитных полей радиочастотного диапазона.

Расчет импульсных магнитных полей и разработка технических решений по обеспечению допустимых уровней воздействий на вторичное оборудование.

Разработка технических решений по защите от разрядов статического электричества.

Разработка технических решений по защите от наносекундных импульсных помех.

Разработка проектных решений по обеспечению качества электропитания переменным током вторичного оборудования.

Разработка технических решений по защите от кондуктивных помех.

Авторский надзор за выполнением проекта в части ЭМС.

В «Руководстве по обеспечению электромагнитной совместимости вторичного оборудования и систем связи электросетевых объектов» установлены требования по выполнению приемо-сдаточных испытаний и контролю электромагнитной обстановки при эксплуатации, а также требования к

персоналу, проводящему работы по обеспечению ЭМС вторичного оборудования и систем связи электросетевых объектов.

2.3. Методические указания по обеспечению электромагнитной совместимости на объектах электросетевого хозяйства. СТО 56947007-29.240.044-2010

В документе рассмотрены технические решения по обеспечению ЭМС вторичного оборудования при компоновке электросетевых объектов, выполнении проекта заземляющих устройств, молниезащиты, кабельной канализации, систем оперативного постоянного тока и электроснабжения 0,4 кВ переменного тока, а также представлены методики расчета наибольших уровней электромагнитных воздействий на вторичное оборудование. В приложениях приведены: справочный материал к разделам, примеры типовых проектных решений, обеспечивающих выполнение условий электромагнитной совместимости вторичного оборудования на электросетевых объектах.

2.3.1. Компоновка оборудования, зданий и помещений на электросетевом объекте

Уровень воздействий на вторичное оборудование напряжений и токов промышленной частоты, электромагнитных полей и импульсных помех зависит от решений по компоновке оборудования, зданий и помещений. Обеспечение благоприятной ЭМО при компоновке позволяет снизить затраты на применение дополнительных мероприятий по защите от опасных электромагнитных воздействий.

2.3.2. Заземляющее устройство

Заземляющие устройства выполняют по условиям электробезопасности и ЭМС. Во всех случаях при проектировании ЗУ должны проводиться предпроектные изыскания.

Мероприятия по обеспечению ЭМС при проектировании ЗУ различаются для энергообъектов:

- вновь строящегося;
- при полной реконструкции (техпереворужение) с заменой первичного и вторичного оборудования;
- при поэтапной реконструкции (техпереворужение) подстанции с заменой части первичного и вторичного оборудования;
- при частичной реконструкции (техпереворужение) подстанции с заменой отдельных систем;
- при замене или оборудовании новых отдельных систем; замены или установки новых устройств АСТУ, связи и других систем.

Напряжение на ЗУ воздействует на изоляцию кабелей (связи, телемеханики и др.), отходящих от электросетевого объекта. Значение напряжения на ЗУ не должно превышать 5 кВ (гл. 1.7 ПУЭ). Если напряжение на ЗУ выше 5 кВ, то необходимо принимать меры по защите отходящих кабелей.

Разность потенциалов на ЗУ между точкой КЗ (или местом заземления нейтрали АТ/Т) и местом расположения вторичного оборудования, к которому приходят кабели с РУ, воздействует на изоляцию кабелей и вторичного оборудования. Наибольшее значение разности потенциалов на ЗУ не должно превышать 2 кВ.

Токи по экранам, броне, оболочкам и проводникам не должны вызывать их термического повреждения. Допустимое значение токов зависит от сечения и материала экрана, брони, оболочки и проводника и определяется расчетом.

При выполнении устройства заземления внутри зданий ГРЩ, РЩ и ОПУ, а также других зданий и сооружений, содержащих вторичное оборудование и системы связи, используют замкнутую сеть заземления. Система заземления электрических сетей переменного тока 0,38 кВ в помещении аппаратной должна удовлетворять требованиям TN-S системы, т. е. не допускается применение объединен-

ного защитного и нулевого рабочего PEN-проводника. Заземление устройств оборудования обработки информации выполняют в соответствии с ГОСТ Р 50571.21-2000 и ГОСТ Р 50571.22-2000.

Для распределительных устройств с элегазовым оборудованием вследствие наличия в них более сложной электромагнитной обстановки большое значение имеет создание эквипотенциальной сети заземления или общей поверхности нулевого потенциала. Данная поверхность может представлять собой непрерывную стальную (медную) сетку, залитую бетоном, сетку или металлические пластины, расположенные на одном или нескольких уровнях.

2.3.3. Кабельная канализация

Уровни наведенных импульсных помех зависят от расположения трассы прокладки вторичных кабелей по отношению к первичным цепям и молниеотводам, типа кабельной канализации (лотки, каналы, тоннели) и типа кабелей (с экраном, металлической оболочкой, броней).

При разработке проектного решения по кабельной канализации (трасса прокладки, тип кабельной канализации, тип кабелей) учитывают, чтобы возможный уровень импульсных помех не превышал допустимых значений (электрическая прочность изоляции и помехоустойчивость вторичного оборудования).

Установка устройств по ограничению импульсных перенапряжений во вторичные цепи применяется в исключительных случаях. Выбор таких устройств и решение об их применении осуществляют на основании специальной разработки. При выполнении проекта установки устройств по ограничению импульсных перенапряжений необходимо показать, что устанавливаемые устройства не влияют на полезный сигнал и не снижают надежности работы вторичного оборудования. Также должны быть даны указания по обслуживанию устройств в эксплуатации.

2.3.4. Молниезащита

Нормируемыми параметрами при определении уровней электромагнитных воздействий молнии принимают:

- напряженность импульсного магнитного поля в местах размещения вторичного оборудования;
- напряжение на токоотводах и ЗУ молниеотводов в местах прокладки вторичных кабелей;
- наведенные во вторичных цепях импульсные напряжения.

При разработке проекта необходимо обеспечить уровни нормируемых параметров ниже допустимых значений, которые указаны в данном документе.

2.3.5. Системы и электропитания постоянного и переменного тока

Питание устройств, чувствительных к электромагнитным помехам, должно осуществляться по отдельным распределительным линиям (фидерам) по радиальной схеме. Не рекомендуется подключать к одной панели (сборке) ЩПТ цепи питания электроприемников, чувствительных к перенапряжениям и высокочастотным помехам (микропроцессорные устройства, устройства связи и т. п.) и цепи, выходящие за пределы помещения (цепи приводов включения/отключения высоковольтных выключателей).

Защитные коммутационные аппараты должны иметь быстроедействие, достаточное для того, чтобы при возникновении КЗ на любой из распределительных линий не допустить провалы напряжения более чем допустимо по помехоустойчивости.

Должна быть защита от коммутационных перенапряжений и импульсных помех. Распределительные и групповые линии, используемые для питания оборудования, установленного в распределительных устройствах (КРУЭ, ОРУ, КРУ) должны выполняться экранированными кабелями. Применение неэкранированных кабелей должно быть обосновано расчетом.

2.3.6. Защита от электромагнитных полей

Для переносных радиопередающих устройств необходимо устанавливать ограничения (в зависимости от мощности устройства) по использованию их в местах расположения вторичного оборудования. Если по результатам предпроектных изысканий уровни напряженности радиочастотных электромагнитных полей от внешних источников, с учетом естественных экранов, выше допустимых значений, необходимо применять дополнительное экранирование: зданий/помещений, в которых размещается вторичное оборудование; вторичного оборудования.

Если обеспечить допустимые уровни напряженности магнитного поля в местах размещения вторичного оборудования за счет компоновки объекта невозможно, применяют технические решения по экранированию источников магнитных полей или вторичного оборудования и кабелей.

2.3.7. Защита от разрядов статического электричества

Методы защиты от статического электричества, которые не позволяют накапливаться зарядам СЭ на диэлектриках и теле человека: увеличение относительной влажности воздуха в помещении до 65÷75%; применение антистатических линолеумов, настилов, ковриков, матов; использование персоналом антистатической одежды (халатов, курток), антистатической обуви или полосок заземления, закрепляемых на любом типе обуви; заземление персонала посредством кистевых браслетов с шарнирным контактом и заземляющим кордом, присоединяемым к заземляющему устройству. Выбор средств защиты от статического электричества следует осуществлять на основании технико-экономических расчетов.

Таким образом, в настоящее время можно считать, что система НТД по ЭМС, применяемых в ОАО «ФСК ЕЭС», полностью обеспечивает выполнение условий надежной работы вторичного оборудования в сложной электромагнитной обстановке подстанций напряжением 35-750 кВ.

3. АНАЛИЗ ПРАКТИЧЕСКИХ ПРОБЛЕМ ЭМС НА ДЕЙСТВУЮЩИХ ПОДСТАНЦИЯХ

Технологические нарушения с наиболее тяжелыми последствиями на действующих подстанциях возникают, как правило, при коротких замыканиях (КЗ) на землю в первичных цепях.

Наиболее распространенной причиной повреждений вторичного оборудования или неправильной работы устройств РЗА является несоответствие требованиям ЭМС заземляющего устройства: незаземленное оборудование, неравномерная сетка заземлителя, большое значение сопротивления связи оборудования с заземлителем, отсутствие связи по заземлителю и заземляющим проводникам между РУ и РЩ. При КЗ на землю на вторичные цепи воздействует высокое напряжение, что приводит к повреждению изоляции кабелей, возникновению перенапряжений в цепях электропитания, управления и сигнализации и повреждению вторичного оборудования.

В системе оперативного постоянного тока (СОПТ) на действующих подстанциях, как правило, не обеспечена чувствительность и селективность защитных аппаратов, термостойкости кабелей. Применяются кольцевые схемы электропитания устройств РЗА. Перенапряжения в СОПТ приводят к КЗ и потере электропитания устройств РЗА.

Другой также наиболее распространенной причиной повреждений вторичного оборудования или неправильной работы устройств РЗА является несоответствие требованиям ЭМС кабельной канализации: неправильный выбор трассы кабелей, применение неэкранированных кабелей. При КЗ, коммутациях в первичных цепях и ударах молнии во вторичных цепях наводятся импульсные перенапряжения, уровень которых может существенно превышать допустимые значения.

Технические решения по компоновке электросетевых объектов, выполнению заземляющих устройств, молниезащиты, кабельной канализации, систем оперативного постоянного тока и электро-

снабжения 0,4 кВ переменного тока, обеспечивающие ЭМС вторичного оборудования, даны в СТО 56947007-29.240.044-2010.

Нередко возникают технологические нарушения из-за неудовлетворительной помехоустойчивости вторичного оборудования и систем связи. Такие случаи имеют место даже с оборудованием, прошедшим испытания на помехоустойчивость в соответствии с ГОСТ 51317.6.5-2006 (МЭК 61000-6-5-2001). Проблема заключается в следующем. Перед проведением испытаний на помехоустойчивость должна быть разработана методика проведения испытаний для каждого конкретного устройства. При разработке методики проведения испытаний чрезвычайно важно правильно определить вид соединений, так уровень испытательного воздействия зависит от типа соединений. Порты, отнесенные к локальным соединениям, испытываются при наименьших уровнях электромагнитных воздействий, а порты, имеющие соединения с силовым оборудованием, испытываются при наибольших уровнях воздействий. Типичной ошибкой, например, при определении типа соединений портов дискретных входов, которые подключаются к общей системе оперативного постоянного тока, является отнесение таких портов к локальным соединениям. Такие порты, даже если соединения осуществляются внутри одного шкафа, должны быть отнесены к соединениям с оборудованием и испытаны соответствующим образом.

На вновь построенных подстанциях технологические нарушения возникают из-за некачественного выполнения электромонтажных работ или ошибок при проектировании. В связи с этим особое значение имеет проверка выполнения условий ЭМС при сдаче подстанции в эксплуатацию. Эти работы должны выполняться в строгом соответствии с СО 34.35.311.2004. К сожалению, не все сторонние организации, привлекаемые к проведению таких работ, способны выполнить их в полном объеме и с должным качеством. В результате, не установленные своевременно дефекты проявляются только в процессе эксплуатации.

ВЫВОДЫ

1. В ОАО «ФСК ЕЭС» сформирована система НТД по ЭМС, обеспечивающая выполнение условий надежной работы вторичного оборудования в сложной электромагнитной обстановке подстанций напряжением 35-750 кВ.

2. Технологические нарушения с наиболее тяжелыми последствиями на действующих подстанциях обусловлены несоблюдением условий ЭМС в части выполнения заземляющего устройства, системы оперативного постоянного тока, молниезащиты и кабельной канализации.

3. Необходимо в обязательном порядке при сдаче вновь строящейся или реконструируемой подстанции проводить проверку электромагнитной обстановки и выполнения условий ЭМС в соответствии с СО 34.35.311.2004.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

Борисов Руслан Константинович — кандидат технических наук, с.н.с. генеральный директор ООО «Научно-производственная фирма. Электротехника: наука и практика» (НПФ ЭЛНАП)
109147, Москва, ул. Таганская, д. 31/22, кв. 268
borisov2@mtu-net.ru
Тел./факс: 362-71-36

Смирнов Максим Николаевич — начальник отдела электроэнергетики ООО «Научно-производственная фирма. Электротехника: наука и практика» (НПФ ЭЛНАП)
112250, г. Москва, ул. Красноказарменная, д. 9, а/я 27
elnar-vei@mtu-net.ru
Тел./факс: (495) 362-71-36

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРОГРАММНО-АППАРАТНОГО КОМПЛЕКСА RTDS ДЛЯ НАСТРОЙКИ И ПРОВЕРКИ ДЕЙСТВИЯ СРЕДСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ ЭНЕРГОСИСТЕМ

БУЛЫЧЕВ А.В., НАВОЛОЧНЫЙ А.А., НУДЕЛЬМАН Г.С., ОНИСОВА О.А.

ОАО «ВНИИР»

Анализ функционирования устройств РЗА, а также исследование электрических режимов энергосистем, в которых установлены или планируются к установке данные устройства, целесообразно выполнять с применением методов моделирования. Особенно актуальным моделирование становится в настоящее время, в связи с усложнением конфигурации электрических сетей, появлением в их составе новых типов оборудования, устройств контроля, защиты и управления. Всестороннее исследование характеристик рассматриваемых процессов становится невозможным без детального описания моделируемых объектов.

Традиционно развитие средств моделирования связывают со следующими тремя подходами:

1. Создание электродинамических моделей (ЭДМ), представляющих собой наборы связанных между собой физических моделей реальных объектов (генераторов, линейных элементов, нагрузок и других), разработанных на основе теории подобия. Для задания расчетных режимов работы модели исследуемой энергосистемы, для регистрации и обработки электрических сигналов сейчас обычно используют средства современной цифровой техники. Из действующих в настоящее время в России крупных ЭДМ следует упомянуть цифро-аналого-физический комплекс ОАО «НИИПТ». Недостатки электродинамических моделей связаны с ограничениями в оперативности первоначальной настройки и гибкости.

2. Создание математических моделей и программно-вычислительных комплексов (ПВК) на их основе. Большинство применяемых в настоящее время ПВК (PSS/e, Eurostag, Mustang, Дакар и многие другие) для исследования электрических режимов используют математические модели, реализующие итеративный расчет статических режимов, метод симметричных составляющих для расчета токов короткого замыкания, метод последовательных интервалов при исследовании динамических режимов. Программные средства, ориентированные на исследование электромагнитных переходных процессов (например, ПВК PSCAD/EMTDC), требуют представления динамической модели объекта системой нелинейных дифференциальных уравнений. Однако детальное математическое описание ряда объектов вызывает значительные трудности.

3. Создание аналоговых и гибридных средств моделирования. Моделирующий комплекс гибридного типа представляет собой специализированную многопроцессорную аналого-цифровую систему. Основное решение уравнений математических моделей элементов, как и в чисто аналоговой системе, выполняется в аналоговом виде. Остальные операции (например, настройка параметров моделей и сбор данных) осуществляются цифровым способом. Гибридный подход реализован, к примеру, в моделирующем комплексе реального времени Томского политехнического университета. Основной недостаток гибридных систем моделирования связан с принципиальной привязкой каждой аппаратной единицы комплекса (вычислительного модуля) к обобщенной модели элемента исследуемой энергосистемы и, как следствие, с недостаточной гибкостью в плане изменения логики работы моделей.

На современном этапе развития средств моделирования появляются принципиально новые решения, сочетающие в себе достоинства упомянутых выше подходов. Одно из таких решений – специализированный программно-аппаратный комплекс RTDS (Real-Time Digital Simulator) канадской фирмы RTDS Technologies Inc., ориентированный на исследование электромагнитных и электромеханиче-

ских переходных процессов в масштабе реального времени и позволяющий задействовать в процессе исследования не только «виртуальные» элементы, но и реальные физические устройства [1].

Аппаратная часть комплекса имеет модульную, наращиваемую структуру: каждый шкаф образован набором ячеек, в каждую ячейку устанавливается набор функционально идентичных процессорных плат. Решение уравнений, описывающих моделируемую схему, выполняется процессорными платами параллельно. Работа плат синхронизирована, в процессе вычислений платы обмениваются друг с другом данными расчета. Такая архитектура построения RTDS обеспечивает выполнение моделирования электрической системы в режиме жесткого реального времени.

Реальные устройства управления, релейной защиты и противоаварийной автоматики подключаются к RTDS посредством внешних усилителей тока и напряжения. Реакция внешних устройств также может быть использована в работе моделируемой системы. Кроме того, непосредственно в процессе моделирования в модели исследуемой энергосистемы возможно выполнение переключений, изменение режимов работы оборудования, ручное регулирование.

Программное обеспечение RTDS представлено тремя уровнями: графический интерфейс пользователя (RSCAD), компилятор и набор (библиотека) моделей силовых элементов и элементов управления.

RSCAD позволяет организовать работу с проектами (модуль «FileManager»), составить описание моделируемой системы в графическом виде (модуль «Draft»), наблюдать параметры электрического режима («измерять» напряжения, токи и другие величины) и осуществлять управление элементами системы в режиме реального времени (модуль «RunTime»). Компилятор формирует исполняемый код, оптимизированный для параллельной работы процессоров RTDS. При создании программного кода используется математическое описание компонентов из библиотеки элементов. Библиотека элементов включает достаточно широкий набор моделей от простейших пассивных элементов до сложных систем управления, регулирования и защиты: резисторы, емкости, индуктивности; источники тока и напряжения; линии электропередач (модели линий с сосредоточенными и с распределенными параметрами; с возможностью учета зависимости параметров модели от частоты); двух- и трехобмоточные трансформаторы (с возможностью учета процессов насыщения); синхронные и асинхронные машины, машины постоянного тока; системы возбуждения, турбины, системы автоматического регулирования скорости; устройства на современной силовой полупроводниковой базе (гибкие системы передачи переменного тока – FACTS, вставки постоянного тока – HVDC, статические тиристорные компенсаторы – SVC); измерительные трансформаторы тока и напряжения (также с возможностью учета процессов насыщения); устройства измерения и управления, элементы логики. Если возможностей, предоставляемых имеющимися в библиотеке моделями, недостаточно, с использованием программного модуля «ComponentBuilder» могут быть созданы пользовательские модели элементов.

На первом шаге процесса моделирования выполняется расчет установившегося режима (функция «PowerFlow»); далее осуществляется динамическое балансирование режима в соответствии с внешними воздействиями (возмущениями). При этом все элементы исследуемой энергосистемы описываются нелинейными дифференциальными уравнениями.

Основные особенности моделирования с использованием программно-аппаратного комплекса RTDS:

- возможность использования в процессе исследования как виртуальных элементов, так и реальных физических устройств (в том числе средств РЗА);
- возможность использования характеристик объектов в формате Comtrade;
- гибкая и оперативная реализация всех необходимых для исследований режимов;
- обеспечение жесткого реального времени в процессе моделирования.

В настоящее время все ведущие производители электроэнергетического оборудования (ABB, GE, Siemens и др.) широко используют RTDS в своей практике [2]. Все большее применение программно-аппаратные комплексы RTDS находят при проведении сертификационных испытаний оборудования.

Основные задачи, решаемые с использованием RTDS:

- детальное исследование электрических режимов (установившихся режимов, электромагнитных и электромеханических переходных процессов) систем переменного тока, в том числе с использованием физического оборудования и представления характеристик объектов в формате Comtrade;
- всесторонние испытания реального оборудования в условиях, максимально электрически близких к тем, которые имеют место в реальных энергосистемах;
- разработка и проверка алгоритмов действия устройств управления, регулирования и защиты (в том числе систем управления FACTS, HVDC, SVC);
- моделирование устройств FACTS, HVDC, SVC и систем, в составе которых имеются эти устройства.

В качестве небольшого примера, демонстрирующего возможности RTDS, далее рассматривается процесс нарушения устойчивости энергосистемы простейшей структуры.

Энергорайон, представленный эквивалентной электростанцией и комплексным узлом нагрузки, включенным за эквивалентной трансформаторной ветвью, связан длинной линией электропередачи (175 км) с мощной энергосистемой. Мощность нагрузки энергорайона меньше мощности эквивалентной электростанции (рис. 1).

Анализ устойчивости системы проводился на основании исследования переходных процессов в следующих схемно-режимных ситуациях:

- многофазные КЗ с отключением одной из параллельных воздушных линий (ВЛ);
- КЗ различной степени тяжести, не связанные с ослаблением связи «энергорайон – энергосистема» после отключения КЗ;
- однофазные КЗ с последующим успешным или неуспешным однофазным АПВ (ОАПВ);
- отключение одной из параллельных ВЛ без КЗ;
- нарушения устойчивости двигательной нагрузки в послеаварийном режиме;
- аварийные небалансы мощности, вызванные отключением части нагрузки в послеаварийном режиме.

Ниже приводятся результаты исследования, связанные только с первой схемно-режимной ситуацией (нарушение статической устойчивости в послеаварийном режиме после отключения одной из сильно нагруженных параллельных линий при КЗ).

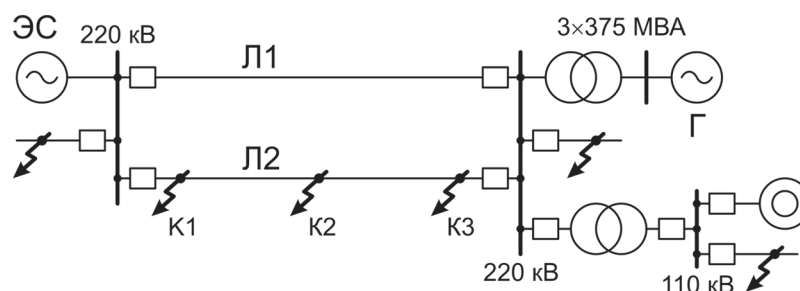


Рис. 1. Исследуемая энергосистема

При исследованиях приняты следующие допущения:

- не учитывается действие устройств противоаварийной автоматики;
- электродвигатели нагрузки после торможения остаются подключенными к сети;
- не учитывается возможность самоотключения части нагрузки при значительных снижениях напряжения в сети 110 кВ.

Действительный предел передаваемой мощности по связи «энергорайон – энергосистема» составляет 440 МВА (рис. 2). Дальнейшее увеличение перетока мощности по связи приводит к нарушению

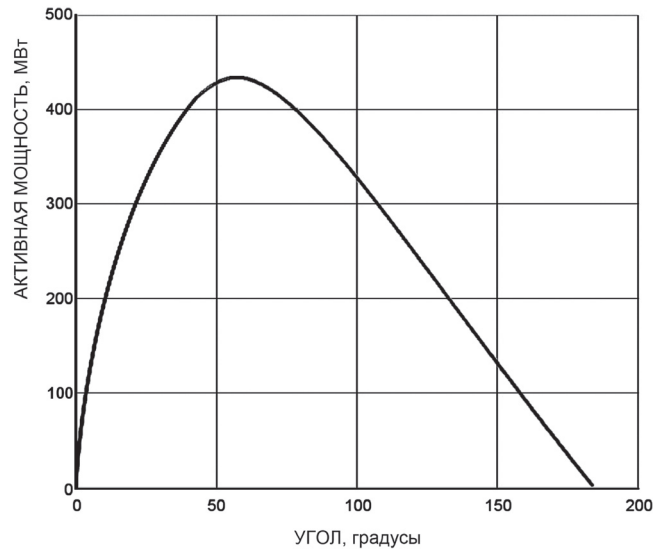


Рис. 2. Характеристика мощности связи «энергорайон – энергосистема»

устойчивости, асинхронному режиму с ЦЭК вблизи точки К2. Смещение характеристики мощности в сторону меньших углов объясняется снижением напряжения во всех точках связи «энергорайон – энергосистема» при увеличении выдаваемой генератором мощности.

Трехфазное КЗ (т. К2) на одной из параллельных линий, отключенное действием основной защиты, ($t = 0,16$ с) приводит к ослаблению связи «энергорайон – энергосистема». В послеаварийном режиме наблюдается постепенное нарастание тока связи и передаваемой реактивной мощности, увеличение угла между векторами напряжения по концам связи (далее угла связи), снижение напряжения в узлах связи (рис. 3). Дальнейшее развитие процесса характеризуется колебательным изменением величин тока, напряжения, мощности, нарушением устойчивости эквивалентного электродвигателя нагрузки.

Следует заметить, что на ход развития процессов в рассматриваемой энергосистеме значительное влияние оказывает устойчивость двигателей нагрузки. Так, при КЗ в точке К2 наброс реактивной мощности при торможении эквивалентного электродвигателя замедляет процесс нарушения устойчивости генераторов; в то время как при КЗ в точке К1 снижение скорости электродвигателя происходит медленнее, и генераторы раньше выпадают из синхронизма (рис. 4). Близкие к шинам эквивалентной электростанции короткие замыкания (точка К3) приводят к значительному снижению напряжения на шинах 110 кВ и, как следствие, к резкому сбросу активной и реактивной мощности нагрузки, что провоцирует ускорение генераторов электростанции (рис. 5).

При малом запасе устойчивости генератора электростанции в исходном режиме отключение одной из ВЛ без КЗ также приводит к нарушению устойчивости. В качестве средства, уменьшающего вероятность потери устойчивости при однофазных КЗ на линиях 220 кВ, применяют отключение только одной, поврежденной фазы и, соответственно, однофазное АПВ.

Переходные процессы при однофазном коротком замыкании на одной из параллельных ВЛ, отключенном действием основных или резервных защит с последующим успешным ОАПВ, характеризуются затухающими колебаниям угла связи, синхронная динамическая устойчивость сохраняется (рис. 6).

В случае неуспешного ОАПВ угол связи продолжает увеличиваться, динамическая устойчивость генераторов электростанции нарушается (рис. 7).

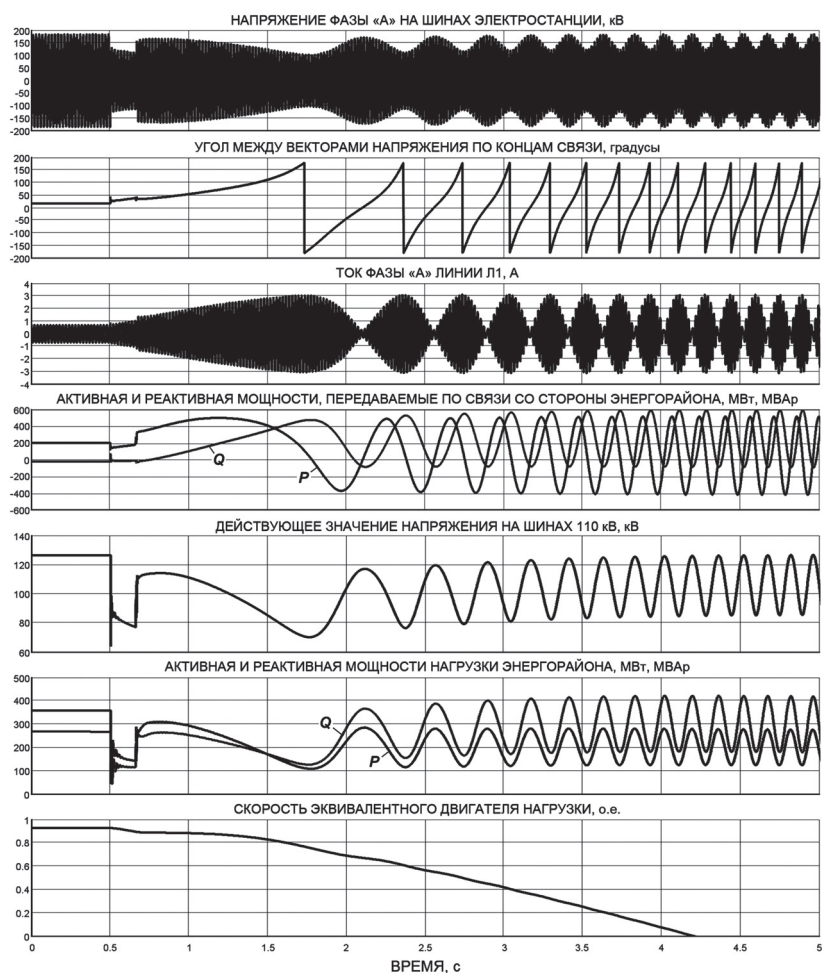


Рис. 3. Переходные процессы при трехфазном КЗ в т. К2 с отключением основными защитами через 0,16 с

ВЫВОДЫ

Использование программно-аппаратного комплекса RTDS позволяет провести испытания устройств РЗА, а также алгоритмов их действия в условиях, электрически максимально приближенных к реальным условиям их функционирования:

- во всех возможных ненормальных режимах, повреждениях и авариях;
- с учетом электромагнитных переходных процессов (в том числе во вторичных цепях);
- с учетом насыщения трансформаторов тока.

Указанные особенности открывают новые возможности по настройке устройств РЗА, а также по совершенствованию алгоритмов их действия.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] RTDS Simulator Applications [Применение моделирующего комплекса RTDS; Электронный ресурс] // <http://www.rtds.com/applications/applications.html>. 2009.
- [2] RTDS Clients [Пользователи RTDS; Электронный ресурс] // <http://www.rtds.com/clients-rep/clients.html>. 2009.

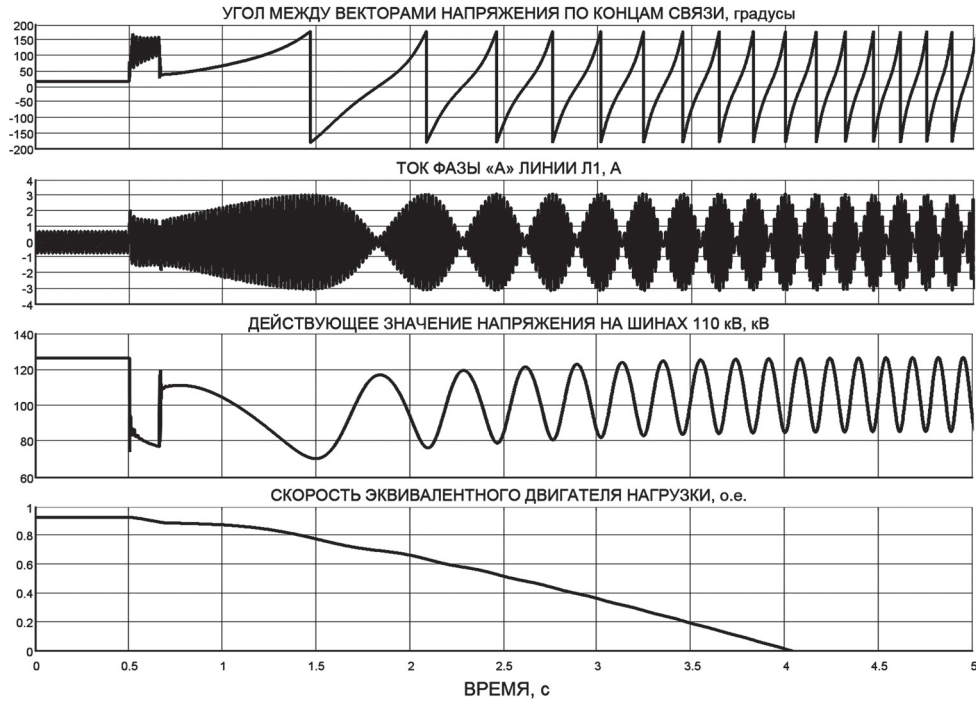


Рис. 4. Переходные процессы при тр ехфазном КЗ в т. К1 с отключением основными защитами через 0,16 с

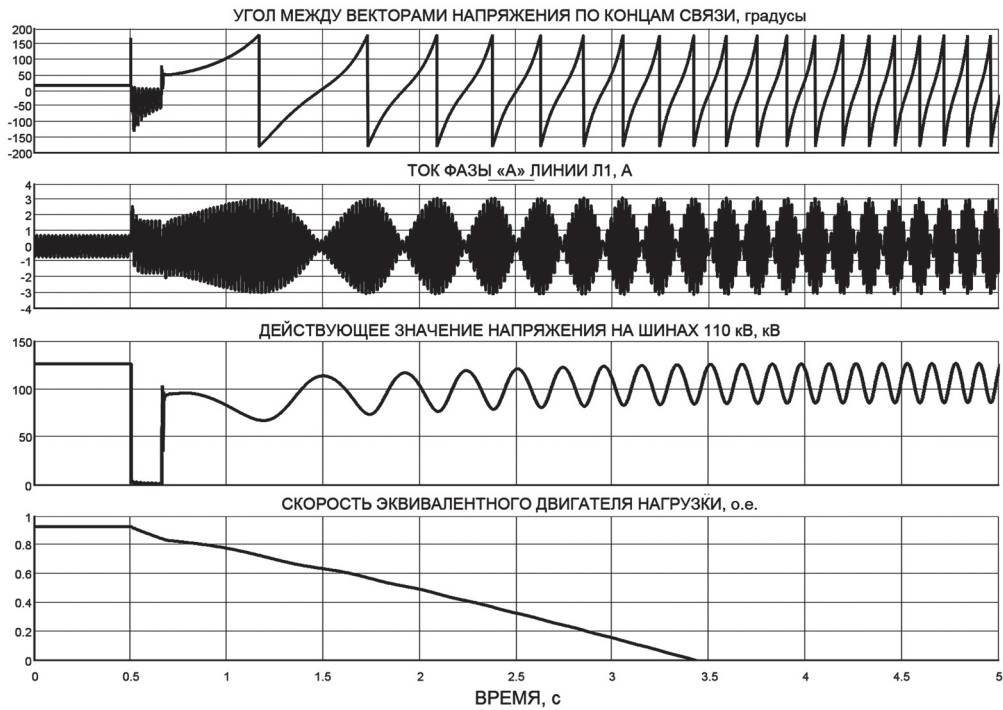


Рис. 5. Переходные процессы при тр ехфазном КЗ в т. К3 с отключением основными защитами через 0,16 с

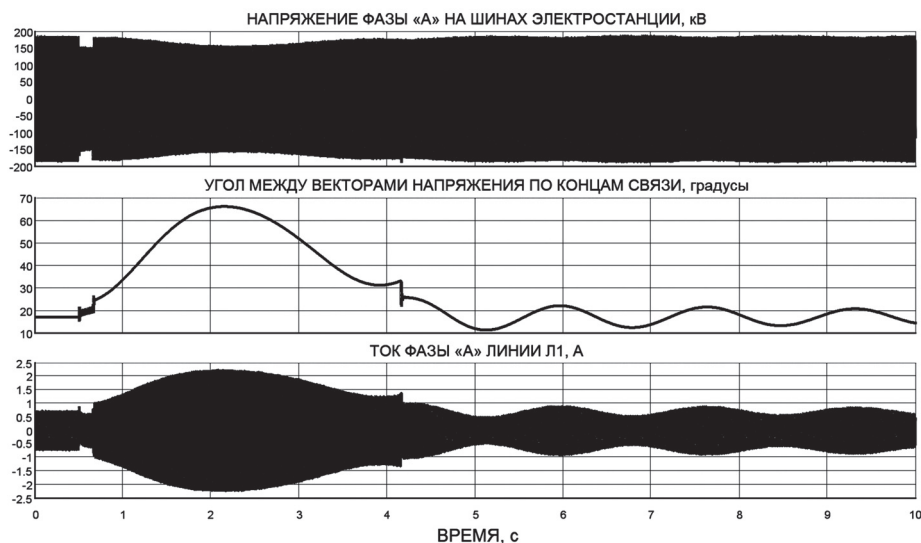


Рис. 6. Переходные процессы при однофазном КЗ в т. К2 с отключением основными защитами через 0,16 с и последующим успешным ОАПВ

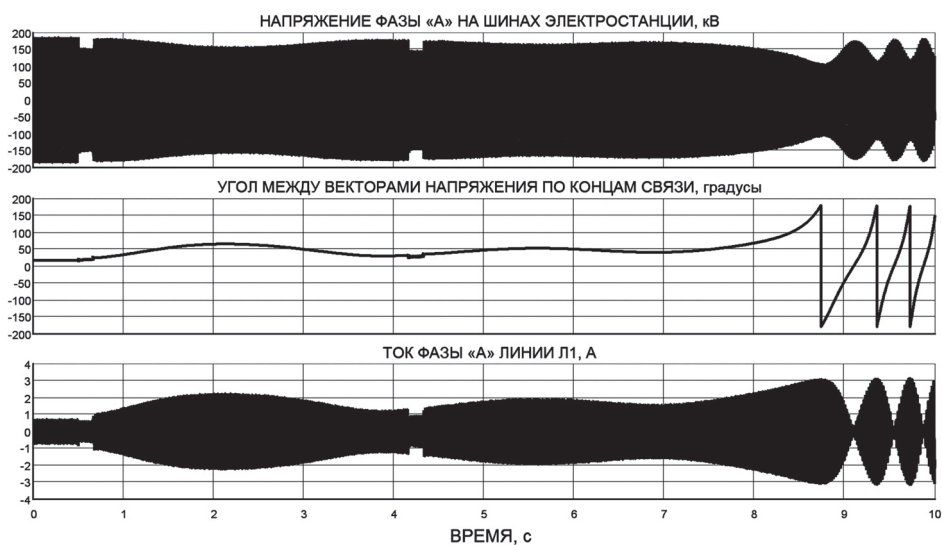


Рис. 7. Переходные процессы при однофазном КЗ в т. К2 с отключением основными защитами через 0,16 с и последующим неуспешным ОАПВ

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

Нудельман Года Семенович – кандидат технических наук, профессор; первый заместитель генерального директора – директор по технологии и развитию ОАО «ВНИИР».

Булычев Александр Витальевич – доктор технических наук, профессор; заместитель генерального директора ОАО «ВНИИР» по науке.

Наволочный Александр Альбертович – кандидат технических наук, доцент; ведущий научный сотрудник ОАО «ВНИИР».

Онисова Ольга Александровна – научный сотрудник ОАО «ВНИИР».

ПОВЕРКА И МЕТРОЛОГИЧЕСКАЯ КЛАССИФИКАЦИЯ ЦИФРОВЫХ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА И НАПРЯЖЕНИЯ 110-750 кВ ДЛЯ СИСТЕМ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

ГРЕЧУХИН В.Н.

ООО НПЦ «МИКРОН-2»

Рассмотрены методики и схемы поверки цифрового трансформатора тока (ЦТТ) токами от 1 до 120% I_n для систем коммерческого учета электроэнергии и токами короткого замыкания с кратностью до 150 с апериодической составляющей для систем РЗА. Рассмотрена методика обработки серий экспериментальных файлов, изложенная в приложении к стандарту IEC 60044-8. Предложена уточненная методика обработки экспериментальных файлов, позволяющая при разложении в ряд Фурье вычислять фактическую частоту сети в ходе эксперимента, а, следовательно, точнее определять токовую и особенно угловую погрешность ЦТТ. Рассмотрены схемы и методика поверки цифрового трансформатора напряжения (ЦТН). Рассмотрены особенности обеспечения метрологических характеристик ЦТТН от первичного провода на ОРУ до потребителя на щите управления. Обсуждается новый класс точности, предложенный в рекомендациях ICA International Users Group.

ВВЕДЕНИЕ

Внедрение на подстанциях микропроцессорных вторичных систем измерения, коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ), релейной защиты (РЗ), противоаварийной автоматики (ПА) и управления привело к тому, что вся информация перерабатывается в цифре и управление силовым оборудованием осуществляется также в цифре. А источники информации о первичных токах и напряжениях остались аналоговыми. Это высоковольтные измерительные электромагнитные трансформаторы тока (ТТ) и электромагнитные или емкостные трансформаторы напряжения (ТН).

Актуальна разработка цифровых трансформаторов тока (ЦТТ) и напряжения (ЦТН) и комбинированных ЦТТН 110-750 кВ, обеспечивающих лучшую точность для АСКУЭ, передачу без искажений всего спектра тока короткого замыкания (КЗ) для РЗ и ПА в аварийных режимах работы энергосистемы, включая апериодическую составляющую тока КЗ. ЦТТ и ЦТН позволяют обеспечить взрыво и пожаробезопасность, при меньшем весе. Передача информации о мгновенных значениях первичного тока и напряжения ведется по оптоволокну, решается проблема выноса потенциала при КЗ вблизи ОРУ подстанции, отпадает необходимость в аналоговых вторичных цепях тока и напряжения и, соответственно, в промежуточных ТТ и ТН в каждой вторичной микропроцессорной системе. Для энергетиков обслуживающих ЛЭП, ОРУ станций и подстанций, вторичные системы не столь важно на каких физических принципах построены цифровые ТТ и ТН, измеряется ли ток встроенным ТТ без высоковольтной изоляции и шунтом, эффектом Фарадея или нефарадеевским эффектом, измеряется ли напряжение эффектом Керра или делителем. Важно, чтобы обеспечивалась точность, безопасность, технико-экономические характеристики во всем температурном диапазоне и удобство эксплуатации.

Настоящий доклад посвящен метрологическим характеристикам, схемам и методикам поверки ЦТТН, учитывающих специфику цифровой информации и обеспечивающих обоснованное присвоение классов точности 0.2s, 0.1, 0.2s/2 для ЦТТ, 0.2, 0.1 для ЦТН.

1. СХЕМЫ И МЕТОДИКИ ПОВЕРКИ ЦИФРОВЫХ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПО IEC 60044-8

Отечественные ГОСТы [1, 2] нормируют классы точности и методики поверки аналоговых высоковольтных ТТ и ТН, а для цифровых могут служить лишь ориентиром в части величин погрешностей. Среди международных стандартов следует ориентироваться на IEC 60044-7/8 [3, 4], IEC 61850-9.2 [5], и уточнение к нему [6].

1.1. Схема и методика поверки ЦТТ по IEC 60044-8

На рис. 1 приведена схема поверки цифрового (электронного) трансформатора тока, приведенная в приложении В стандарта IEC 60044-8. В этой схеме регулировочный и разделительный трансформаторы используются для задания тока I_p в первичной цепи P1, P2 образцового ТТ и тестируемого ЦТТ. Ток в соответствии со стандартом должен регулироваться в диапазоне от 1 до 120% номинального тока ЦТТ (образцового ТТ). Вторичная цепь образцового ТТ нагружена на шунт R1 и добавочное сопротивление R2, т. е. на номинальную нагрузку. Напряжение с шунта подается на образцовый аналого-цифровой преобразователь (АЦП), цифровой код с него записывается в память ПК. Тестируемый ЦТТ также преобразует мгновенные значения первичного тока в цифровой код и передает в память ПК. Персональный компьютер обеспечивает синхронизацию и тактирование АЦП и ЦТТ. Например, для аттестации ЦТТ при работе в нормальном режиме для коммерческого учета электроэнергии

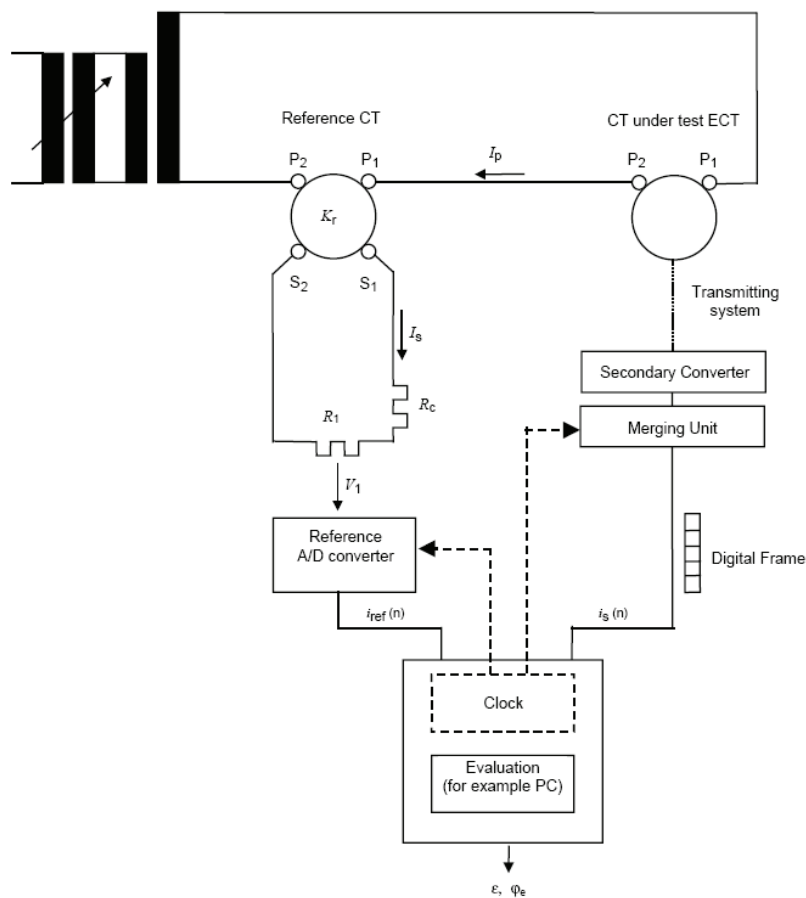


Рис. 1

необходимо брать 256 отсчетов на период промышленной частоты и синхронно записывать в файл k (10–50) периодов, т. е. 2560–12 800 мгновенных значений тока по каждому каналу. Для РЗА нужно брать 24, (48, 40, 80) отсчетов и аттестовать в режиме КЗ.

1.2. Формулы для определения токовой и угловой погрешности ЦТТ по IEC 60044-8

Как ГОСТ [1] так и международный стандарт [4] требует определения токовой и угловой погрешности по первой гармонике, поэтому по формуле (1) выполняется комплексное преобразование Фурье для образцового, а по формуле (2) для тестируемого канала.

$$I_p(f) = \sum_{n=0}^{kT/T_S-1} i_p(t_n) \cdot e^{-j \cdot 2\pi \cdot f \cdot t_n} \quad (1)$$

$$I_s(f) = \sum_{n=0}^{kT/T_S-1} i_s(n) \cdot e^{-j \cdot 2\pi \cdot f \cdot t_n} \quad (2)$$

В этих формулах kT – количество периодов промышленной частоты в файле, T_s – интервал дискретизации. По формуле (3) находим модуль и фазу на каждой гармонике h для образцового, а по формуле (4) для тестируемого канала.

$$I_p(f_h) = |I_p(f_h)| \cdot e^{-j \cdot \varphi_{p,h}} \quad (3)$$

$$I_s(f_h) = |I_s(f_h)| \cdot e^{-j \cdot \varphi_{s,h}} \quad (4)$$

По формуле (5) находим токовую, а по формуле (6) угловую погрешность ЦТТ по первой гармонике.

$$\varepsilon(\%) = 100 \cdot \frac{K_{rd} \cdot |I_s(f_1)| - |I_p(f_1)|}{|I_p(f_1)|} \quad (5)$$

$$\varphi_e(\text{rad}) = \varphi_{s,1} - \varphi_{p,1} \quad (6)$$

ЦТТ присваивается тот класс точности, за пределы которого не выходит ни токовая, ни угловая погрешности.

2. УТОЧНЕННАЯ МЕТОДИКА ПОВЕРКИ ЦИФРОВЫХ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА

В стандартном преобразовании Фурье по формулам (1, 2) участвует частота первой гармоники f и, соответственно, период T как обратная частоте величина. Предполагается, что эти величины точно известны. Однако, частота в энергосистеме едина, отражает факт баланса выработки и потребления электроэнергии в текущий момент времени и является величиной флуктуирующей в заданных пределах (и период тоже). Пределы отклонения частоты в нормальном режиме работы энергосистемы устанавливает отечественный ГОСТ в размере 1%, т. е. 0,5 Гц. В некоторых странах требования жестче, но все равно по физике процессов в энергосистеме частота и период непрерывно изменяются. Очевидно, что серия опытов при поверке ЦТТ при разных токах, в соответствии со стандартом, в диапазоне от 1 до 120% номинального тока, принципиально не может быть проведена при одной и той же частоте.

Таким образом, в формулах (1-6) стандарта IEC 60044-8 имеется методическая частотная погрешность, максимально 1% и возможность вычисления погрешностей ЦТТ порядка 0,1%, 0,2% и присвоения ЦТТ класса точности 0.2s, 0.1, 0.2s/2 вызывает большие сомнения.

2.1. Схема поверки ЦТТ в установившемся режиме и переходном режиме КЗ

На рис. 2 предложена схема для поверки ЦТТ как в установившемся, так и в переходном режиме короткого замыкания с апериодической составляющей тока КЗ. Испытания проводились в 2000 г. номинальными токами с целью определения погрешностей преобразователя по измерительным каналам, а также большими токами с целью проверки кратности преобразования ЦТТ и определения погрешностей ЦТТ для релейного канала.

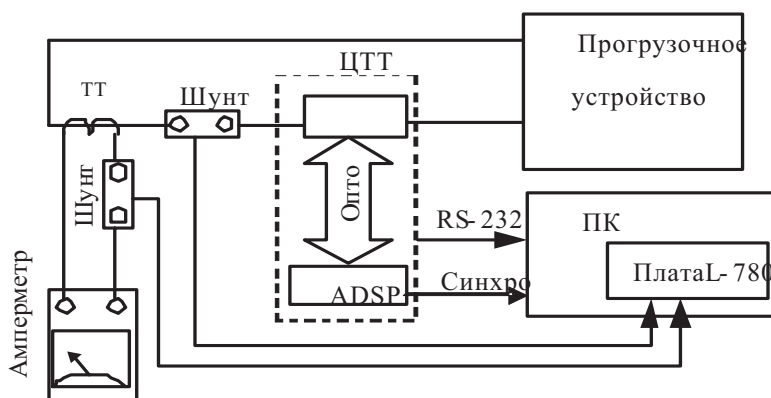


Рис. 2. Схема испытаний ЦТТ в испытательном центре ХК «Электростанция»

При испытаниях номинальными токами использовались: трансформаторы тока типа ТЛЛ-35 класса 0.1 № 008, $K_t = 1200/5$, ГОСТ 23624-79; амперметр Э514 класса 0.5 № 51510, предел 2.5/5 А, токовое прогрузочное устройство – регулировочный трансформатор РТТМ-250/0.5, трансформатор понижающий типа ТСДМ-2500/6; ЦТТ; персональный компьютер; последовательный канал связи RS-232 между микропроцессором ADSP и ПК, канал синхронизации, шунт P321, 0,1 Ом, класс 0.01 № 0074189, в образцовом канале использовалась плата сбора аналоговой информации L-780, встроенная в ПК.

2.2. Уточненная методика поверки ЦТТ в установившемся режиме

Ниже приведена уточненная методика обработки экспериментальных файлов, позволяющая при разложении в ряд Фурье вычислять фактическую частоту сети в ходе эксперимента, а, следовательно, точнее определять токовую и, особенно, угловую погрешность ЦТТ. Обработка проводилась нелинейным функционалом (7), учитывающим наличие в токе первой и высших гармоник, возможно и постоянной составляющей, а также неизвестное значение частоты. Система уравнений (7) содержит также частные производные по всем определяемым параметрам, т. е. всего $n+1$ уравнение.

$$f(x, k) = k_0 + \left[\sum_{i=1}^n (k_{1i} \sin(ik_3 T_1 x) + k_{2i} \cos(ik_3 T_1 x)) \right] \quad (7)$$

$$\frac{\partial}{\partial k_i} f(x, k) = 0$$

где: k_0 – постоянная составляющая, k_{1i}, k_{2i} – амплитуды i гармоники, k_3 – частота.

Система уравнений (7) использовалась для обработки файлов как образцового, так и тестируемого ЦТТ. В результате решения системы уравнений (7) находились амплитудные (действующие) значения и фазы всех гармоник, а также частота сети во время опытов. Обработка велась по выборке с избыточностью информации порядка 200, при этом получены статистически достоверно искомые величины. Расчет погрешностей ЦТТ выполнен по методике ГОСТа [1], сравнивая действующие значения и фазы первых гармоник тока по формулам аналогичным формулам (5, 6).

2.3. Уточненная методика поверки ЦТТ в переходном режиме КЗ

При испытаниях большими токами также использовались: трансформатор тока типа И523 класса 0.05 № 200, $K_T = 10000/5$, ГОСТ 5584-70 и шунт P321, 0,1 Ом, класс 0.01, № 0074189. ГОСТ 6864-54 в первых четырех опытах; шунт 75ШСМММЗ, 7500/75, класс 0.5 № 529628. ГОСТ 8042-61 в других четырех опытах.

Обработка проводилась функционалом (8), учитывающим как синусоидальный характер тока короткого замыкания, так и наличие постоянной составляющей, затухающей по экспоненте, а также паузу до включения выключателя 10 кВ. При этом находился момент включения выключателя k_0 , отсчитанный от начала осциллограммы в секундах, амплитуда установившегося значения токов короткого замыкания k_1 , фаза включения по отношению к синусоиде первичного тока k_2 , постоянная времени затухания переходного процесса k_3 , частота сети во время опыта k_4 и амплитуда ударного тока короткого замыкания в амперах k_5 . Для нахождения этих шести величин использовался функционал и экспериментальные данные с коэффициентом избыточности информации 85.

$$f(x, k) = if(x \geq k_0, k_1 \sin(k_4 T_1(x - k_0) + k_2 - a \tan(k_4 k_3)) + k_1 e^{\frac{-(x - k_1) T_1}{k_3}} \sin(k_2 - a \tan(k_4 k_3)), 0) \quad (8)$$

$$\frac{\partial}{\partial k_i} f(x, k) = 0$$

Система уравнений (8) содержит также частные производные по всем определяемым параметрам, т. е. всего 6 уравнений. Конечно функционал (8) может быть сложнее, если необходимо определять дополнительные параметры, например высшие гармоники. Решение систем (7, 8) проводилось по критерию минимального среднеквадратичного отклонения на дискретном множестве образцового и тестируемого каналов, а также по более сложному критерию минимального уклонения.

На рис. 3 приведена осциллограмма тока короткого замыкания для образцового канала и ЦТТ по 4 опыту. Анализ осциллограммы с учетом результатов обработки показывает:

Момент включения выключателя, 0.03717 сек. Амплитуда установившегося значения тока короткого замыкания, 7995.57 А. Фаза включения по отношению к синусоиде первичного тока, 180.00234 град. Постоянная времени затухания переходного процесса, 0.0297 сек. Частота сети во время опыта, 49.95329 Гц. Амплитуда ударного тока короткого замыкания – 13912.5 А. На осциллограмме видна разница (вблизи амплитуд) между напряжением с шунта в первичной цепи образцового канала и сигналом ЦТТ (испытываемый канал).

В таблице 1 приведены результаты обработки осциллограмм токов короткого замыкания по всем восьми опытам.

Анализ экспериментальных результатов (табл. 1) [7] по изложенной методике позволяет сформулировать дополнительный критерий для включения в ГОСТ при метрологической аттестации измерительных трансформаторов тока и напряжения. Это точность трансформации аperiodической составляющей тока (напряжения).

Методика поверки цифрового трансформатора напряжения (ЦТН) и его метрологической аттестации также должна учитывать изменение частоты во время опытов. При этом она должна базиро-

ваться на методике с использованием функционалов для нормального и переходного режимов работы энергосистем, изложенной в разделе 3.

Таблица 1

| Момент включения выключателя, К0, сек | Амплитуда установившегося значения тока короткого замыкания, к1, А | Фаза включения по отношению к синусоиде первичного тока, к2, град. | Постоянная времени затухания переходного процесса, к3, сек | Частота сети во время опыта, к4, (рад), Гц | Амплитуда ударного тока короткого замыкания, А |
|---------------------------------------|--|--|--|--|--|
| 0.03548 | $5.40152 \cdot 10^3$ | -18.71052 | 0.02749 | 49.98605 | $9.0375 \cdot 10^3$ |
| 0.03868 | $1.38542 \cdot 10^4$ | 47.80686 | 0.02827 | 49.96135 | $2.03625 \cdot 10^4$ |
| 0.03787 | $2.07027 \cdot 10^4$ | -0.03606 | 0.02063 | 50.29132 | $3.44125 \cdot 10^4$ |
| 0.03717 | $7.99557 \cdot 10^3$ | 180.00234 | 0.0297 | 49.95329 | $-1.39125 \cdot 10^4$ |
| 0.03802 | $7.13443 \cdot 10^3$ | -53.29557 | 0.02825 | 49.98621 | $1.03594 \cdot 10^4$ |
| 0.0374 | $7.22847 \cdot 10^3$ | $-4.84511 \cdot 10^{-3}$ | 0.0292 | 49.96714 | $1.25938 \cdot 10^4$ |
| 0.03837 | $1.33595 \cdot 10^4$ | 15.09909 | 0.02804 | 49.97266 | $2.26094 \cdot 10^4$ |
| 0.03861 | $2.0115 \cdot 10^4$ | 152.49044 | 0.02841 | 49.95198 | $-3.30313 \cdot 10^4$ |

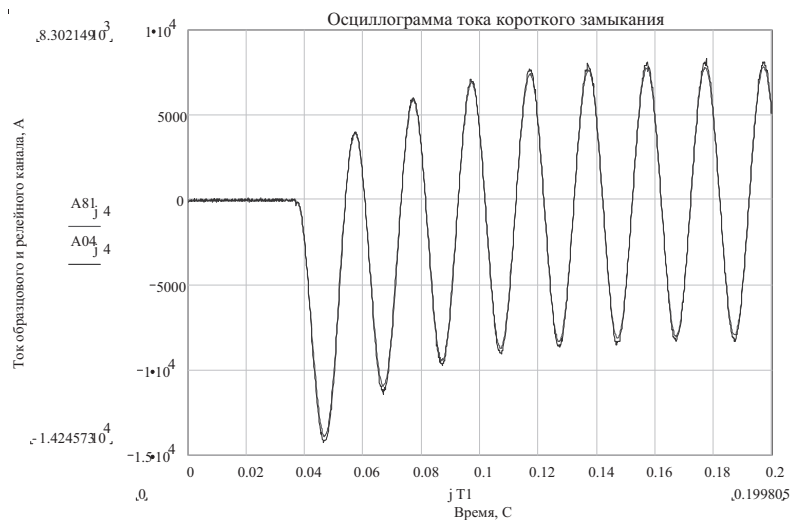


Рис. 3. Оциллограмма тока короткого замыкания для образцового канала и ЦТТ по 4 опыту

Новый класс точности 0.2s/2, предложенный в рекомендациях UCA International Users Group [6] по своей сути является классом точности 0,1 с нормированием погрешностей в область малых токов до 1% номинального тока.

Дополнительно следует обратить внимание на следующую специфику цифровых ТТ и ТН, выполненных на любом принципе.

Цифровые ТТ и ТН содержат на ОРУ в каждой фазе высоковольтную измерительную часть соединенную оптоволоконно с модулем обработки, расположенном на щите управления. Следовательно, при проверке цифровых ТТ и ТН измерительная часть и модуль обработки могут располагаться рядом, но длина оптического кабеля должна быть строго оговорена, т. к. она влияет на угловую погрешность.

ВЫВОДЫ

1. Алгоритм обработки экспериментальных файлов при поверке цифровых измерительных трансформаторов, изложенный в стандарте IEC 60044-8 содержит методическую частотную погрешность, максимально 1%, поэтому возможность вычисления погрешностей ЦТТ порядка 0,1%, 0,2% и метрологической аттестации ЦТТ на класс точности 0.2s, 0.1, 0.2s/2 вызывает большие сомнения.

2. Необходимо разработать отечественный ГОСТ на цифровые ТТ и ТН, включающий схемы, методики поверки и метрологической классификации, учитывающий специфику ЦТТН.

3. Метрологическую классификацию цифровых ТТ следует проводить не только по погрешности при установившемся токе КЗ с заданной кратностью, но и по точности трансформации апериодической составляющей тока КЗ.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] ГОСТ 7746-2001. Трансформаторы тока. 2001.
- [2] ГОСТ 1983-2001. Трансформаторы напряжения. 2001.
- [3] INTERNATIONAL STANDARD IEC 60044-8 Instrument transformers – Part 8: Electronic current transformers First edition 2002-07 Электронные трансформаторы тока 2002.
- [4] INTERNATIONAL STANDARD IEC 60044-7 Part 7: Electronic voltage transformers Premiere edition First edition 1999-12 Электронные трансформаторы напряжения 2003.
- [5] INTERNATIONAL STANDARD IEC 61850-9-2 Communication networks and systems in substations – Part 9-2: Specific Communication Service Mapping (SCSM) – Sampled values over ISO/IEC 8802-3 First edition 2004-04.
- [6] Implementation Guideline for Digital Interface to Instrument Transformers using IEC 61850-9-2, ICA International Users Group 10604 Candler Falls Court Raleigh, NC 27614.
- [7] В.Н. Гречухин Анализ результатов испытаний цифрового трансформатора тока // Электро. № 3. 2001.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ

Владимир Николаевич Гречухин закончил в 1969 г. Ивановский Энергетический Институт. С 1969 по 1986 г. работал в Горьковском отделении ВГПИ и НИИ «Энергосетьпроект» от инженера до главного специалиста, в 1978 г. защитил кандидатскую диссертацию в Новочеркасском Политехническом Институте. С 1986 г. по настоящее время работает доцентом кафедры ТОЭ Ивановского Государственного Энергетического Университета. В 2008 г. назначен директором Учебно-научного центра «Высоковольтные измерительные преобразователи и трансформаторы» (УНЦ ВИПТ) НИСа ИГЭУ. С 1991 г. – научный руководитель, а с 2003 г. – генеральный директор Научно-производственного центра «МИКРОН-2».

ДИНАМИЧЕСКАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ ТОКОВЫХ ЗАЩИТ ОТ ОДНОФАЗНЫХ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ

ШУИН В.А., САРБЕЕВА О.А., ЧУГРОВА Е.С.

Ивановский государственный энергетический университет (ИГЭУ)

ВВЕДЕНИЕ

Электрические сети среднего напряжения 6–10 кВ составляют основу распределительных сетей в России и, по данным ОАО «ФСК ЕЭС», имеют протяженность более 1 млн км. Более 600 тыс. км этих линий выработали свой ресурс, что приводит к увеличению числа отключений в год на 100 км и снижению надежности электроснабжения потребителей. Однофазные замыкания на землю (ОЗЗ) являются преобладающим видом повреждений большинства элементов электрических сетей среднего напряжения (линий, электродвигателей и др.), а также генераторов, работающих на сборные шины генераторного напряжения. Поэтому от технического совершенства защит от этого вида повреждений существенно зависит эффективность функционирования электрических сетей среднего напряжения и надежность электроснабжения потребителей.

Большинство устройств защиты от ОЗЗ, применяемых в электрических сетях среднего напряжения и на генераторах, основаны на использовании электрических величин нулевой последовательности установившегося режима ОЗЗ (токи и напряжения промышленной частоты, естественные высшие гармоники, «наложенные» токи не промышленной частоты). Для таких устройств защиты от ОЗЗ токи и напряжения переходного процесса представляют собой сигналы помехи, которые могут привести к отказам функционирования (излишним срабатываниям, отказам срабатывания). Особую опасность для электрической сети среднего напряжения представляют дуговые перемежающиеся ОЗЗ, сопровождаемые опасными перенапряжениями на неповрежденных фазах и значительным увеличением действующего значения тока в месте повреждения [1–4 и др.]. Поэтому исследование динамических режимов функционирования защит от ОЗЗ для решения задач, связанных с обеспечением динамической устойчивости их функционирования при дуговых прерывистых ОЗЗ, представляет актуальную задачу.

В рамках данной работы рассматриваются результаты исследований, выполненных в ИГЭУ, по исследованию динамических режимов функционирования получивших наиболее широкое применение в качестве защит линий и электродвигателей токовых защит нулевой последовательности (ТЗНП), основанных на использовании промышленной составляющейся установившегося тока ОЗЗ.

1. МЕТОД ИССЛЕДОВАНИЯ ДИНАМИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ТОКОВЫХ ЗАЩИТ ОТ ОЗЗ

Для исследования динамических режимов функционирования устройств релейной защиты (УРЗ) обычно применяется математическое или физическое имитационное моделирование. Математическое моделирование эффективно при исследовании переходных процессов в электроэнергетических объектах и системах (ЭЭО и ЭЭС), а также комплексной системы «ЭЭО – УРЗ» в тех случаях, когда возможно создание достаточно точной математической модели УРЗ.

Однако возможности применения математического моделирования во многих случаях ограничены из-за трудностей или невозможности создания достаточно точных математических моделей исследуемых устройств защиты. В частности, для УРЗ, выполненных на микропроцессорной базе, создание математических моделей функций защиты, имитирующих их функционирование в усло-

виях влияния электромагнитных переходных процессов, как правило, невозможно вообще, так как методы и алгоритмы формирования и обработки входных информационных и логических величин таких устройств являются коммерческой тайной фирм-производителей. Поэтому при исследовании динамических режимов функционирования УРЗ на различной элементной базе, на наш взгляд, более эффективен метод физического моделирования, при котором на входы реального исполнения исследуемого устройства защиты подаются токи и напряжения, сформированные на физической модели исследуемого ЭЭО.

В качестве физической модели исследуемых ЭЭО во многих случаях можно использовать программно-технические измерительные комплексы серии РЕТОМ, предназначенные для проверки характеристик и параметров настройки УРЗ, а также анализа их работы в режимах реальных повреждений. Для исследования влияния электромагнитных переходных процессов на функционирование УРЗ можно использовать предусмотренную в устройствах серии РЕТОМ возможность воспроизведения любого электромагнитного процесса, записанного в COMTRADE-формате, и фиксации реакции УРЗ на приложенное воздействие. Однако возможности встроенных функций устройств серии РЕТОМ не во всех случаях позволяют получить тестовые сигналы, соответствующие реальным токам и напряжениям переходного процесса при повреждениях в сложных ЭЭО.

Для формирования подобных тестовых сигналов целесообразно использовать математическое моделирование сложного ЭЭО, например, с использованием интегрированной системы моделирования Matlab с пакетом расширения Simulink, с последующим преобразованием специальной программой полученных на модели токов и напряжений в COMTRADE-формат.

Таким образом, для исследования динамических режимов функционирования системы ТЗНП электрических сетей среднего напряжения, на наш взгляд, наиболее эффективно применение метода имитационного физико-математического моделирования с применением программно-аппаратного комплекса типа РЕТОМ (рис. 1).

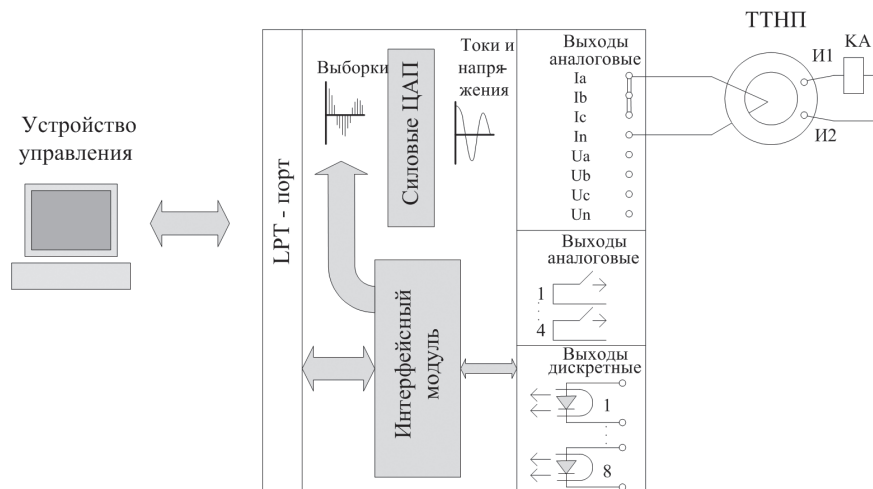


Рис. 1. Структурная схема системы для физико-математического моделирования динамических режимов функционирования ТЗНП

2. ИССЛЕДОВАНИЕ ДИНАМИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ТОКОВЫХ ЗАЩИТ НУЛЕВОЙ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТИ ОТ ОЗЗ В СЕТЯХ 6-10 кВ

По применяемой в настоящее время методике влияние токов электромагнитных переходных процессов при дуговых прерывистых ОЗЗ на функционирование ТЗНП учитывается при выборе

тока срабатывания $I_{0\text{с.з}}$ из условия отстройки от собственного емкостного тока защищаемого присоединения:

$$I_{0\text{с.з}} \geq K_{\text{отс}} K_{\text{пер}} I_{C\text{собс}}, \quad (1)$$

где $K_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки; $I_{C\text{собс}}$ – собственный емкостный ток ОЗЗ защищаемого присоединения; $K_{\text{пер}}$ – коэффициент, учитывающий влияние переходных процессов.

Значение $K_{\text{пер}}$ зависит от особенностей элементной базы, на которой выполнены измерительные органы тока (ИОТ) ТЗНП, и алгоритмов обработки входных токов в измерительной и логической части защиты. Для ИОТ, выполненных на электромеханической элементной базе, рекомендуется [5] значение $K_{\text{пер}}$ принимать равным 4-5, что приводит к значительному уменьшению чувствительности защиты и ограничению области ее применения. Для ТЗНП с ИОТ, выполненными на микроэлектронной и микропроцессорной базе, значения $K_{\text{пер}}$ приближенно принимаются равными 2,0-2,5 [6].

Эффективность срабатываний ТЗНП при внутренних ОЗЗ оценивается коэффициентом чувствительности при устойчивых металлических повреждениях:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{C\Sigma} - I_{C\text{собс}}}{I_{0\text{с.з}}} = \frac{I_{C\Sigma} - I_{C\text{собс}}}{K_{\text{отс}} K_{\text{пер}} I_{C\text{собс}}} \geq K_{\text{ч.мин}}, \quad (2)$$

где $K_{\text{отс}} = 1,2$ – коэффициент отстройки; $K_{\text{ч.мин}} = 1,2$ для защиты с действием на сигнал и 1,5 для защиты с действием на отключение (для ТЗНП электродвигателей рекомендуется принимать $K_{\text{ч.мин}} = 2$ [7]).

Из (1) и (2) можно получить условие применимости ТЗНП в сетях с изолированной нейтралью

$$\frac{I_{C\text{собс}}}{I_{C\Sigma}} \leq \frac{1}{1 + K_{\text{отс}} K_{\text{пер}} K_{\text{ч.мин}}} \quad (3)$$

Из (2) и (3) следует, что при больших значениях коэффициента $K_{\text{пер}}$ чувствительность защиты и область ее применения значительно уменьшаются.

Исследования динамических режимов функционирования ТЗНП, обосновывающие значения коэффициента $K_{\text{пер}}$ для ТЗНП, выполненных на различной элементной базе, насколько известно авторам, не проводились. Поэтому основной задачей данной работы являлись оценка влияния электромагнитных переходных процессов при ОЗЗ на функционирование ТЗНП с измерительными органами тока на различной элементной базе в целях уточнения методики выбора тока срабатывания (т.е. значений $K_{\text{пер}}$ в (1)) и области применения данной защиты в электрических сетях среднего напряжения, работающих с изолированной нейтралью, с резонансным заземлением нейтрали через ДГР или с высокоомным заземлением нейтрали через резистор.

Для исследования динамических режимов функционирования ТЗНП электрических сетей среднего напряжения, как указывалось выше, применялся метод имитационного физико-математического моделирования с использованием программно-аппаратного комплекса типа РЕТОМ-51. Тестовые сигналы для испытаний различных исполнений ТЗНП были получены с использованием математической модели электрической сети 6-10 кВ в системе Matlab.

При исследованиях условий отстроенности ТЗНП от внешних дуговых перемежающихся ОЗЗ были приняты наиболее тяжелые расчетные условия, а именно:

- электрическая сеть 6-10 кВ содержит только кабельные линии (волновые сопротивления кабельных линий (КЛ) значительно меньше волновых сопротивлений воздушных линий (ВЛ), поэтому амплитуды бросков переходного тока при дуговых перемежающихся ОЗЗ в кабельных сетях больше);
- суммарный емкостный ток сети $I_{C\Sigma} \leq 20$ А при номинальном напряжении сети $U_{\text{ном}} = 10$ кВ и $I_{C\Sigma} \leq 30$ А при $U_{\text{ном}} = 6$ кВ;

- максимальная длина КЛ не превышает 6–8 км (по условиям допустимой потери напряжения) при сечении жил 120–240 мм²;
- ОЗЗ металлическое (переходное сопротивление в месте повреждения равно нулю) на шинах защищаемого объекта;
- время затухания свободных составляющих в токах переходного процесса при ОЗЗ 3–5 мс [1–3 и др.];
- дуговое перемежающееся ОЗЗ имеет характер, соответствующий модели Петерсена или модели Петерса и Слепяна (рис. 4);
- при дуговом перемежающемся ОЗЗ по модели Петерсена амплитуда переходного тока при повторных пробоях в предельном случае может увеличиваться в 2,0–2,5 раза, по модели Петерса и Слепяна – в 1,5–2 раза;
- при ОЗЗ по модели Петерсена гашение дуги происходит не при первом, а при последнем переходе через нуль среднечастотной (зарядной) составляющей тока переходного процесса;
- в ТЗНП используется наиболее распространенный тип трансформатора тока нулевой последовательности (ТТНП) ТЗЛМ с неразъемным сердечником (близкие характеристики имеют трансформаторы тока типа ТЗ и ТЗЛ).

Для приведенных основных расчетных условий на математической модели сети в системе Matlab были получены тестовые сигналы для исследования динамических режимов функционирования ТЗНП, выполненной с применением наиболее часто используемых в качестве ИОТ типов реле: электромагнитных реле типа РТ-40/0,2 и РТ-40/0,6, электронного реле типа РТЗ-50, микроэлектронного реле РТЗ-51, а также некоторых исполнений микропроцессорных защит (БМРЗ, Сириус-2Л). Полученные методом математического моделирования тестовые сигналы (например, рис. 2) преобразовывались в осциллограммы в *COMTRADE*-формате.

Для определения минимальных значений коэффициента, обеспечивающих устойчивость несрабатываний ТЗНП при внешних дуговых перемежающихся ОЗЗ, по выражению (1) при $K_{пер} = 1$ определялся минимальный ток срабатывания $I_{0.c.z.мин}$, затем на вход ИОТ (реле тока КА, рис. 2) подавался расчетный тестовый сигнал общей длительностью ~1 с, и ток срабатывания ТЗНП увеличивался до обеспечения устойчивых несрабатываний защиты.

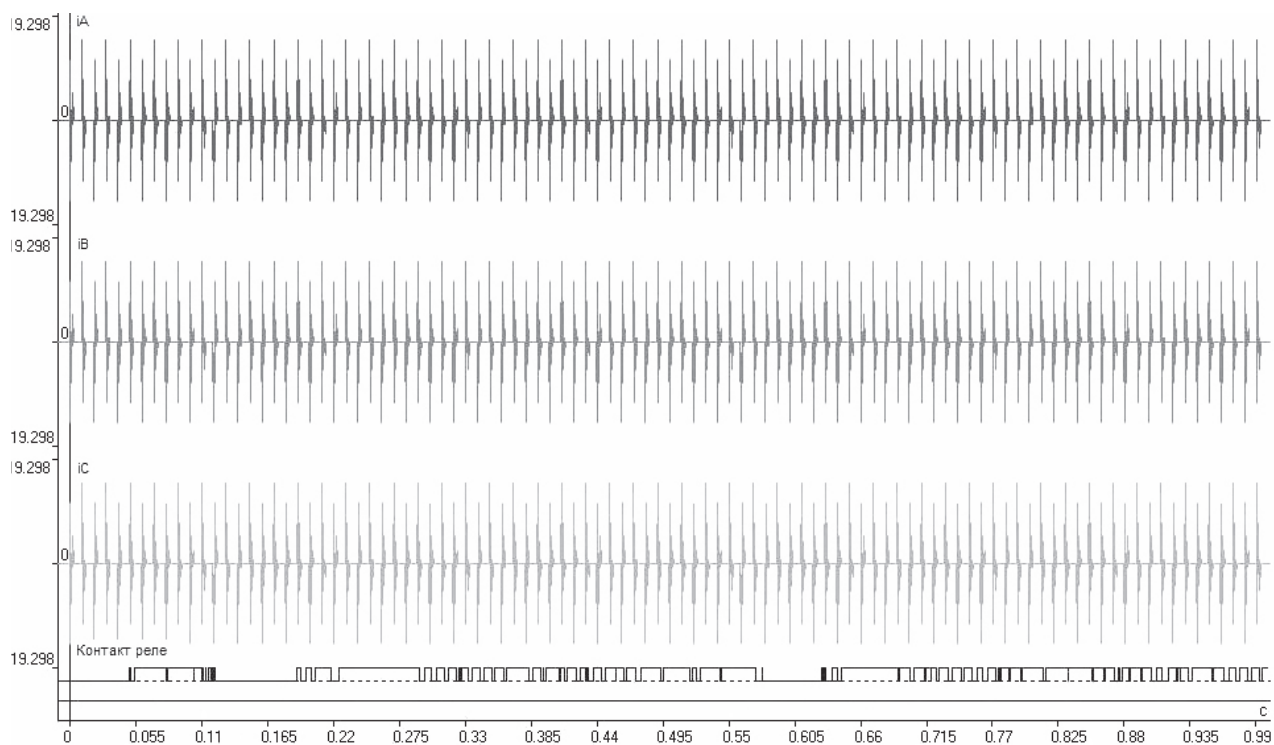
Расчетное значение $K_{пер}$, обеспечивающее устойчивые несрабатывания ТЗНП, определялось по формуле

$$K_{пер} = \frac{I_{0.c.z.}}{I_{0.c.z.мин}} \quad (4)$$

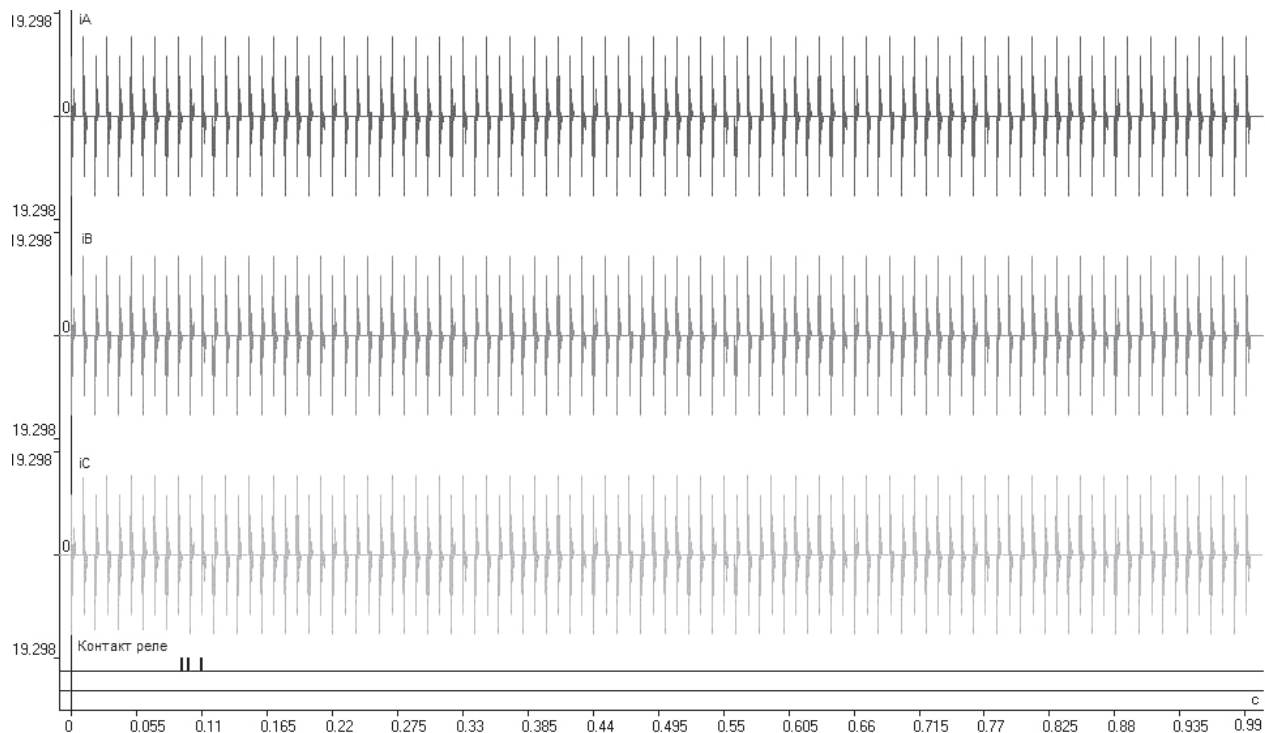


Рис. 2. Пример тестового сигнала для исследования динамических режимов функционирования ТЗНП — дуговое перемежающееся ОЗЗ по модели Петерсена

Москва, 1–4 июня 2010 г.



а)



б)

Рис. 3. Осциллограммы, иллюстрирующие функционирование ТЗНП с электромеханическим реле типа РТ-40/0,6 в условиях дугового прерывистого ОЗЗ при разных значениях тока срабатывания защиты $I_{0\text{с.з}} = K_{\text{пер}} I_{0\text{с.з.мин}}$: а) $K_{\text{пер}} = 1$; б) $K_{\text{пер}} = 1,8$

Осциллограммы рис. 3, полученные на устройстве РЕТОМ-51, иллюстрируют работу ТЗНП с реле типа РТ-40 при различных значениях тока срабатывания $I_{0\text{с.з}}$ (т.е. при различных значениях коэффициента $K_{\text{пер}}$ в (1)).

С использованием созданного банка тестовых сигналов на устройстве РЕТОМ-51 по изложенной методике проведены исследования динамических режимов функционирования указанных выше исполнений ТЗНП и определены минимальные значения коэффициента $K_{\text{пер}}$, обеспечивающие устойчивые несрабатывания ТЗНП с различными исполнениями ИОТ при наиболее тяжелых расчетных условиях внешнего дугового перемежающегося ОЗЗ. В табл. 2 дано сопоставление значений коэффициентов $K_{\text{пер}}$, рекомендуемых существующими методиками расчетов уставок ТЗНП, и значений $K_{\text{пер}}$, полученных методом физико-математического моделирования динамических режимов работы различных исполнений ТЗНП.

Таблица 1

Результаты оценки условий устойчивости несрабатываний различных исполнений ТЗНП при внешних дуговых перемежающихся ОЗЗ в сети с изолированной нейтралью

| Тип ИОТ ТЗНП | Значения $K_{\text{пер}}$ | |
|--|----------------------------------|-----------------------------------|
| | По существующей методике расчета | Полученные на основе исследований |
| Реле РТ-40/0,2 (параллельное соединение обмоток) | 4-5 | ~1,5 |
| Реле РТ-40/0,2 (последовательное соединение обмоток) | 4-5 | ~1,5 |
| Реле РТ-40/0,6 (параллельное соединение обмоток) | 4-5 | 1,5-2 |
| Реле РТ-40/0,6 (последовательное соединение обмоток) | 4-5 | 1,5-2 |
| РТЗ-50 (диапазон уставок d) | 3-3,5 | 1,5-2 |
| РТЗ-51 | 2-2,5 | 1 |
| БМРЗ | 2-2,5 | <1 |
| Сириус-2Л | 2-2,5 | <1 |

ВЫВОДЫ

1. Рекомендуемые существующими методиками расчета уставок ТЗНП электрических сетей среднего напряжения значения коэффициента, учитывающие влияние электромагнитных переходных процессов на функционирование защиты при дуговых прерывистых ОЗЗ, завышены, что приводит к значительному снижению чувствительности при устойчивых замыканиях и ограничению области применения ТЗНП.

2. На основе проведенных методом физико-математического моделирования исследований динамических режимов функционирования различных исполнений ТЗНП показано, что значения коэффициента $K_{\text{пер}}$ для различных исполнений ТЗНП могут быть уменьшены в 1,5-3,0 раза (табл. 2).

3. Наиболее тяжелые условия с точки зрения несрабатываний ТЗНП при внешних дуговых перемежающихся ОЗЗ имеют место в кабельных сетях напряжением 6 кВ, работающих с изолированной нейтралью, при возникновении повреждения на шинах для линий максимально возможной длины, выполненных кабелем наибольшего сечения.

4. С увеличением номинального напряжения $U_{\text{ном}}$ электрической сети при одном и том же максимальном собственном емкостном токе $I_{\text{Ссобс}}$ максимальная длина защищаемой уменьшается, а отстроенность защиты от внешних ОЗЗ увеличивается.

5. Поведение ТЗНП с ИОТ, выполненными на электромеханической элементной базе (например, реле типа РТ-40), при дуговых прерывистых ОЗЗ определяется в основном эффективным значением переходного тока, которое достигает наибольших значений при повреждениях, протекающих по модели Петерсена.

6. Влияние переходных процессов на работу ИОТ на электромеханической элементной базе уменьшается с увеличением входного сопротивления реле Z_p (например, реле РТ-40/0,2 и РТ-40/0,6, табл. 1), что объясняется шунтирующим влиянием ветви намагничивания ТТНП.

7. С увеличением частоты свободных составляющих переходного тока $3i_0$ шунтирующее влияние ветви намагничивания ТТНП на работу ТЗНП с ИОТ, выполненными на электромеханической базе увеличивается, а влияние переходных токов на работу ТЗНП соответственно уменьшается. Поэтому для ТЗНП с ИОТ на электромеханической элементной базе, применяемых на кабельных линиях малой протяженности – порядка десятков и сотен метров (например, в сетях 6 кВ собственных нужд электростанций, в системах электроснабжения предприятий) значение $K_{пер}$ в (1) можно уменьшить.

8. Поведение ТЗНП, выполненной с использованием ИОТ на электронной базе (реле РТЗ-50), при дуговых прерывистых ОЗЗ определяется в основном временем затухания свободных составляющих тока переходного процесса при пробое изоляции и амплитудой переходного тока.

9. Наиболее эффективную отстройку от влияния переходных процессов при внешних дуговых перебегающих ОЗЗ обеспечивают ИОТ ТЗНП, имеющие ограничение амплитуды входных сигналов во вторичных цепях реле при входных токах, превышающих $I_{с.р}$, и отстройку по времени срабатывания, превышающую время существования свободных составляющих переходного тока $3i_0$ (например, реле РТЗ-51).

10. В электрических сетях, работающих с высокоомным заземлением нейтрали через резистор или с резонансным заземлением нейтрали через ДГР, амплитуда переходного тока при повторных пробоях не увеличивается; для таких сетей значение $K_{пер}$ в (1) может быть принято равным 1.

11. С увеличением отстроенности от внешних дуговых прерывистых ОЗЗ эффективность функционирования ТЗНП при внутренних дуговых прерывистых повреждениях уменьшается. Практически все исполнения ТЗНП в этих режимах неработоспособны.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Шалыт, Г.М. Повышение эффективности профилактики изоляции в кабельных сетях // Труды ВНИИЭ. Вып. 8. М.: Госэнергоиздат, 1959. С. 77–97.
- [2] Лихачев, Ф.А. Замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью и с компенсацией емкостных токов. М.: Энергия, 1971.
- [3] Шуцкий, В.И. Защитное шунтирование однофазных повреждений электроустановок / В.И. Шуцкий, В.О. Жидков, Ю.Н. Ильин. М.: Энергоатомиздат, 1988.
- [4] Дударев, Л.Е. Дуговые замыкания на землю в кабельных сетях / Л.Е. Дударев, С.И. Запорожченко, Н.М. Лукьянцев // Электрические станции. 1971. № 8. С. 64–66.
- [5] Сирота, И.М. Защита от замыканий на землю в электрических сетях. Киев: Изд-во АН УССР, 1955.
- [6] Шабад, М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей / М.А. Шабад. – Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-е, 1985.
- [7] Корогодский, В.А. Релейная защита электродвигателей напряжением выше 1 кВ / В.А. Корогодский, С.Л. Кужеков, Л.Б. Паперно. М.: Энергоатомиздат, 1987.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

Шуин Владимир Александрович — доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой «Автоматическое управление ЭЭС» (АУЭС) Ивановского государственного энергетического университета (ИГЭУ), директор института «Энергопроект» — Филиала ОАО «Энергострой-М.Н.» в г. Иваново

153003, г. Иваново, ул. Рабфаковская, д. 34, ИГЭУ, каф. АУЭС; 153012, г. Иваново, ул. Суворова, д. 39, Энергопроект

Тел.: (4932) 380220, 269904 (ИГЭУ), 426942, 427878 (Энергопроект)

Моб. тел.: 8-910-981-99-33, 8-915-832-832-5

Факс: (4932) 380220, 269404 (ИГЭУ), 426366 (Энергопроект)

E-mail: shuin@rza.ispu.ru (ИГЭУ), info@iver.ru, info-iver@energostroy-mn.ru (Энергопроект)

Сарбеева Ольга Александровна — магистрант 2-го курса, ассистент кафедры АУЭС ИГЭУ

153003, г. Иваново, ул. Рабфаковская, д. 34, ИГЭУ, каф. АУЭС

Тел.: (4932) 380220, 269904

Моб. тел.: 8-915-845-82-58

Факс: (4932) 380220, 269404

sarbeeveva_olga@mail.ru

Чугрова Елена Сергеевна — магистрант 2-го курса, ассистент кафедры АУЭС ИГЭУ

153003, г. Иваново, ул. Рабфаковская, д. 34, ИГЭУ, каф. АУЭС

Тел.: (4932) 380220, 269904

Моб. тел.: 8-915-845-59-55

Факс: (4932) 380220, 269404

e_chugrova@mail.ru

ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕООРУЖЕНИЕ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ ПОДСТАНЦИЙ С ПРИМЕНЕНИЕМ НОВЫХ СТАТИЧЕСКИХ РЕЛЕ

ЕРОХИН Е.Ю.

ОАО «ВНИИР»

Задачи обеспечения надежности функционирования систем релейной защиты и автоматики электрических систем (РЗ и А) в настоящее время приобретают все большую актуальность, как в связи с тенденцией увеличения числа потребителей электрической энергии и роста нагрузок, так и из-за старения находящихся в эксплуатации устройств РЗ и А, особенно в распределительных сетях.

На объектах энергетики работают сотни тысяч электромеханических реле, у которых срок эксплуатации уже превысил срок службы. Реле и комплекты защит на их основе изношены. Высока трудоемкость их обслуживания. Требуется выполнение многочисленных регламентных работ. Кроме этого, необходим высококвалифицированный персонал, обладающий хорошими навыками работы с электромеханическими устройствами. Дефицит специалистов этого направления становится все заметнее. Одним из путей решения этой проблемы, требующим минимальных затрат, является замена традиционных устройств РЗ и А на статические реле.

С этой целью ВНИИР освоил производство реле широкой номенклатуры для объектов энергетики: реле промежуточные (РЭП36, РЭП37, РЭП38Д), реле промежуточно-указательные (РЭПУ-12М), реле времени (РСВ18), реле напряжения (РСН50), реле максимального тока (РСТ40).

Новые разработки института предназначены для схем управления, автоматики и защиты элементов 6–10 кВ подстанций 110–220 кВ на переменном оперативном токе:

1. **РЭП361** – реле промежуточное токовое с мощным контактом (заменяет РП361);
2. **РСТ80** – реле максимального тока с зависимой от тока выдержкой времени (заменяет РТ-80, РС80М, РСТ-80АВ);
3. **РСТ40-4** – реле максимального тока двухфазное без оперативного питания (заменяет два или три реле типа РТ40);
4. **РСТ40-4В** – реле максимального тока двухфазное с независимой выдержкой времени без оперативного питания (заменяет два или три реле типа РТ40 и одно – типа РСВ13).

Необходимо отметить, что имеются исполнения реле РСТ40, которые заменяют три реле типа РТ40. В них программным способом контролируется векторная сумма токов двух фаз.

Реле максимального тока выполнены с применением микроконтроллеров, что упрощает их настройку в процессе производства, улучшает характеристики точности и стабильности работы в процессе эксплуатации, повышает их надежность по сравнению с электромеханическими аналогами, что подтверждено положительными результатами испытаний. Все новые реле могут работать при температурах окружающей среды от –40 до +55 °С.

Реле соответствуют современным требованиям по электромагнитной совместимости по ГОСТ 51317.6.5-2006 [1]. Для проверки работоспособности реле в условиях реальной электромагнитной обстановки на подстанциях осуществляется их опытная эксплуатация.

В реле РЭП361 и РСТ80 шунтирование и дешунтирование управляемой цепи осуществляется контактами электромагнитного реле, гораздо более устойчивого к электромагнитным помехам, чем полупроводниковые ключи. По отзывам эксплуатирующих организаций, при коротких замыканиях токи вторичных обмоток измерительных трансформаторов иногда могут превышать 150 А (предельно допустимый ток шунтирования/дешунтирования существующих реле). В связи с этим в новых реле значение этого параметра увеличено до 200 А.

В реле РСТ80 реализованы следующие защитные времятоковые характеристики:

- 1) РТ80 (для замены аналогичных реле в эксплуатации);
- 2) тип В по ГОСТ 3698-82 [2];
- 3) тип С по ГОСТ 3698-82;
- 4) независимая.

Возможность выбора из трех типов зависимых от тока характеристик позволяет лучше, чем в аналогичном электромеханическом реле, согласовывать защитные характеристики РСТ80 с времятоковыми характеристиками плавких предохранителей.

На рис. 1 показаны все 4 типа характеристик РСТ80 с временем срабатывания 0,5 с при 10-кратном токе установки и характеристика одного из предохранителей ПКТ101–ПКТ104, с которой согласуется характеристика типа В.

В течение всего срока службы реле не требуется выполнение специальных регламентных работ, связанных с разборкой и регулированием механизмов. Тем самым снижаются эксплуатационные затраты при их эксплуатации.

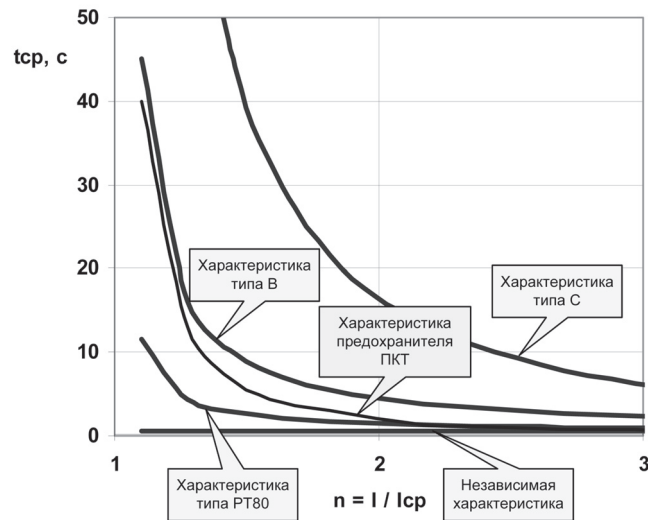


Рис. 1. Защитные характеристики РСТ80

Для удобства замены аналогичных реле обеспечены функциональное соответствие и сохранение нумерации выводов в новых реле РЭП361 и РСТ80. Кроме того, если реле РСТ80 должно быть установлено на панели вместо аналогичного электромеханического реле, то оно комплектуется DIN-рейкой 35 мм, имеющей отверстия в местах крепления заменяемого аналога для вариантов переднего и заднего присоединения проводов (рис. 2). При этом выводы реле РСТ80 пространственно расположены в тех же самых местах, что позволяет избежать проблем с подсоединением проводов.

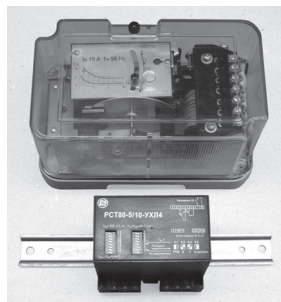


Рис. 2. РСТ80 и его электромеханический аналог

Помимо замены отдельных реле, разработаны решения по замене комплектов защит для схем на постоянном и переменном оперативном токе.

Широко применяемые комплекты защит КЗ-12, КЗ-13, КЗ-35, КЗ-36, КЗ-37, могут быть целиком заменены аналогичными, реализованными на статических реле ВНИИР. При этом уменьшается число реле, благодаря исполнению, совмещающим в себе функции нескольких реле. Например, в КЗ-37 комбинация из 5 реле тока и 1 реле времени заменяется двумя двухфазными реле тока, одно из которых имеет независимую выдержку времени. В итоге, стоимость комплекта защит снижается на 10-20%.

Благодаря меньшим габаритным размерам статических реле появляется возможность разместить новый комплект защит, как на площади, занимаемой традиционным комплектом защит (показано в масштабе на рис. 3) с сохранением расположения клемм, так и на меньшей площади (по желанию заказчика).

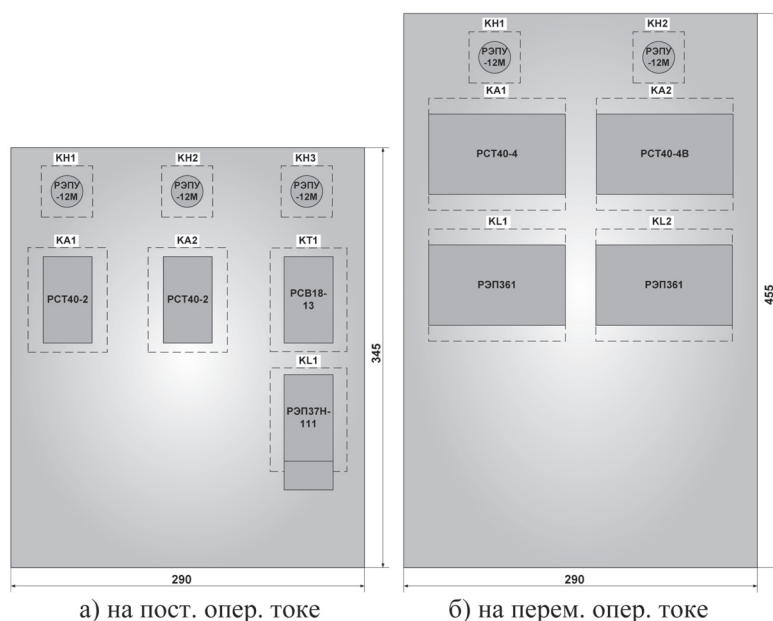


Рис. 3. Новые комплекты защит на существующих площадях

В таблице 1 для сравнения приведены схемы новых и традиционных комплектов токовых защит.

Из таблицы 1 видно, что уменьшение числа реле приводит к упрощению схемы комплекта защит, особенно по цепям переменного тока; в результате снижается нагрузка измерительных трансформаторов.

ВЫВОДЫ

Задача модернизации выработавших свой ресурс электромеханических устройств РЗ и А и комплектов токовых защит на основе электромеханических реле может быть эффективно решена путем применения статических реле, разработанных во ВНИИР.

Основные преимущества предлагаемых решений: улучшенные технические характеристики, сокращение эксплуатационных затрат, упрощение и снижение цены комплектов защит;

Для удобства прямой замены аналогичных реле предусмотрена установка реле РСТ80 на DIN-рейку 35 мм с крепежными отверстиями в соответствующих местах, а новые комплекты защит могут размещаться на панели такого же размера, как у традиционных комплектов, с сохранением расположения клеммных рядов.

Таблица 1

Схемы комплектов защит

| КОМПЛЕКТ ТОКОВЫХ ЗАЩИТ НА ПОСТОЯННОМ ОПЕРАТИВНОМ ТОКЕ (токовая отсечка мгновенного действия и максимальная токовая защита с выдержкой времени в двухфазном трёхрелейном исполнении) | | КОМПЛЕКТ ТОКОВЫХ ЗАЩИТ НА ПЕРЕМЕННОМ ОПЕРАТИВНОМ ТОКЕ (токовая отсечка мгновенного действия и максимальная токовая защита с выдержкой времени в двухфазном трёхрелейном исполнении) | |
|---|--|---|--|
| Электромеханические реле | Статические реле ВНИИР | Электромеханические реле | Статические реле ВНИИР |
| <p>Цепи переменного тока</p> <p>Цепи оперативного постоянного тока</p> | <p>Цепи переменного тока</p> <p>Цепи оперативного постоянного тока</p> | <p>Цепи переменного тока</p> <p>Цепи оперативного переменного тока</p> | <p>Цепи переменного тока</p> <p>Цепи оперативного переменного тока</p> |
| Всего 10 реле: 5 реле тока 1 реле времени 1 реле промежуточное 3 реле указательных | Всего 7 реле: 2 реле тока 1 реле времени 1 реле промежуточное 3 реле указательных | Всего 10 реле: 5 реле тока 1 реле времени 2 реле промежуточных 2 реле указательных | Всего 6 реле: 2 реле тока 2 реле промежуточных 2 реле указательных |

ЛИТЕРАТУРА

- [1] ГОСТ 51317.6.5-2006 (МЭК 61000-6-5: 2001). Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к электромагнитным помехам технических средств, применяемых на электростанциях и подстанциях. Требования и методы испытаний. – Введ. с 27.12.2006.
- [2] ГОСТ 3698-82. Реле защиты максимального тока низковольтные. Общие технические требования. Введ. с 01.01.1983.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ

Ерохин Евгений Юрьевич – заведующий отделом инжиниринга гибких систем передачи переменного тока ОАО «ВНИИР».

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОЙ СОВМЕСТИМОСТИ ЦИФРОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА И НАПРЯЖЕНИЯ 220 кВ

ЛЕБЕДЕВ В.Д.

*Ивановский государственный энергетический
университет им. В.И. Ленина*

Применение микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики, устройств измерения и определения качества электроэнергии способствует внедрению и развитию цифровых цепей, идущих от первичных преобразователей тока и напряжения (ТТ и ТН). Использование оптических каналов для цифровых цепей решает задачу отстройки от электромагнитных наводок и выноса потенциала. Создание цифровых трансформаторов тока и напряжения (ЦТТН) с оцифровкой сигнала сразу на высоком потенциале измерительного трансформатора лучшим образом решает указанную задачу. Однако возникает проблема обеспечения электромагнитной совместимости микроэлектронной аппаратуры, находящейся в непосредственной близости от токоведущих частей. Решению задач электромагнитной совместимости в месте расположения электроники в цифровых преобразователях тока и напряжения и посвящена эта работа.

ВВЕДЕНИЕ

Развитие электроэнергетики сопровождается внедрением современных микропроцессорных устройств релейной защиты, автоматики, средств диагностики и измерений и т. д. Для всех перечисленных устройств информация о токах и напряжениях передается традиционно по вторичным цепям от первичных измерительных преобразователей – трансформаторов тока и напряжения. Электромагнитные переходные процессы рабочих, аварийных режимов, а также процессы, вызванные атмосферным электричеством (молниями), способны вывести из строя микропроцессорные устройства или привести их к неправильным действиям.

Чем длиннее контрольные кабели, соединяющие первичные преобразователи и микропроцессорные устройства на подстанции, тем выше амплитуда вредоносных электромагнитных импульсов. Решением данного вопроса может служить оцифровка сигнала, получаемого с первичного преобразователя непосредственно в самих трансформаторах тока и напряжения. Передача же сигнала осуществляется по оптическому кабелю в виде светового сигнала, не подверженного к восприятию электромагнитных наводок, обусловленных полями токов промышленной и радиочастот. Наиболее перспективным является оцифровка сигнала сразу на высоком потенциале (на первичном проводе) с одновременным обеспечением высоковольтной изоляции. «Концепция использования цифровых измерительных трансформаторов тока и напряжения на подстанциях 110-750 кВ» обсуждается в том числе в рамках данной конференции с автором доклада В.Н. Гречухиным.

Следует отметить, что электроника (АЦП, микропроцессоры, блоки питания, оптопередатчики) находящаяся на высоком потенциале в реальных условиях, может быть подвержена интенсивному электромагнитному воздействию. Таким образом, важным является выполнение мероприятий по обеспечению условий электромагнитной совместимости в соответствии со степенью жесткости микроэлектроники, находящейся в непосредственной близости с токоведущими частями и даже внутри них. Обеспечение указанных условий связано с теоретическими исследованиями на основе изучения электромагнитного поля, разработкой системы экранирования и выбором наиболее оптимального места расположения электроники.

1. РАСПОЛОЖЕНИЕ МИКРОЭЛЕКТРОННОЙ АППАРАТУРЫ ВНУТРИ ТОКОПРОВОДЯЩИХ ЭКРАНОВ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В КАЧЕСТВЕ ТОКОПРОВОДОВ

В цифровом трансформаторе тока (ЦТТ) предусматривается расположение микропроцессорной аппаратуры с АЦП внутри токопроводящего экрана, используемого непосредственно в качестве токопровода (рис. 1).

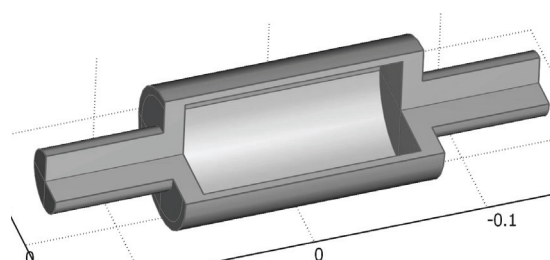


Рис. 1. Токопровод с полостью для размещения микроэлектроники

Располагать электронику внутри цилиндрического токопровода, как показывают исследования, наиболее эффективно. В соответствии с законом полного тока

$$\oint H dl = i \quad (1)$$

и исходя из осевой симметрии магнитное поле внутри бесконечно длинного цилиндрического проводника с током отсутствует.

Численный расчет электромагнитного поля реальной конструкции (рис. 2) также подтверждает минимальное значение поля внутри токопровода.

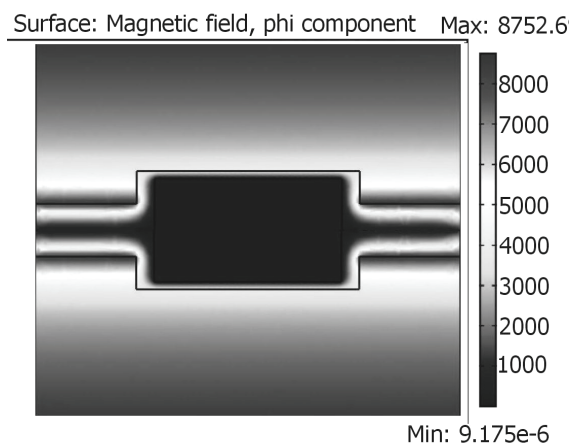


Рис. 2. Расчет напряженности [А/м] магнитного поля в трубе при первичном токе 1000 А

2. ВЛИЯНИЕ ВНЕШНИХ ПОЛЕЙ НА МИКРОЭЛЕКТРОНИКУ ВНУТРИ ЦИЛИНДРИЧЕСКОГО ТОКОПРОВОДА

Внешнее электромагнитное поле (поле соседних проводов) также оказывает реальное электромагнитное воздействие. Токопроводящий цилиндр для внешнего поля выступает как экран. Для пред-

варительной оценки электромагнитного воздействия, поле можно разложить на две компоненты: продольную и поперечную.

2.1. Цилиндрический экран в продольном магнитном поле

Рассмотрим цилиндрический провод в продольном магнитном поле (рис. 3).

Здесь внешнее магнитное поле \vec{H}_0 наводит в проводнике ЭДС электромагнитной индукции, которая определяется из уравнения:

$$\oint_l \vec{E} dl = - \frac{d\Phi}{dt} \quad (2)$$

Для синусоидально изменяющегося магнитного поля уравнение может быть записано так:

$$\oint_l \dot{\vec{E}} dl = - \frac{j\omega \dot{H}_i R}{2} \quad (3)$$

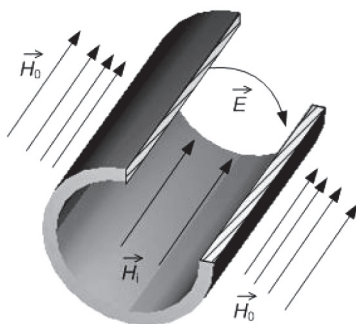


Рис. 3. Цилиндрический экран в поперечном магнитном поле

Поле внутри H_i определяется внешним полем H_0 с учетом компенсационного эффекта – поля образованного током по окружности цилиндра, плотность которого определяется по уравнению: $\vec{\delta} = \vec{E} \cdot \gamma$, где γ электропроводность материала. Несложно показать, что чем выше электропроводность, тем выше коэффициент экранирования, так как электропроводность материала величина конечная, то и абсолютного исключения поля внутри трубы добиться не удастся. Кроме того, экранирующий эффект зависит от частоты и полностью отсутствует при неизменном во времени магнитном поле (табл. 1).

Магнитная проницаемость цилиндра оказывает существенное влияние на формирование картины магнитного поля, однако магнитное поле внутри трубы по величине как правило не снижается.

Экранное затухание b_Q для высоких и низких частот может быть определено приближенно по формуле [3]:

$$b_Q = \ln \left| \frac{H_0}{H_i} \right| \approx \begin{cases} \frac{1}{2} \ln \left[1 + \left(\frac{\omega \mu_0 \gamma D d}{2m} \right)^2 \right] & \text{для } d < \delta, \\ \frac{d}{\delta} + \ln \frac{\mu_0}{\mu} \cdot \frac{D}{2\sqrt{2}m\delta} & \text{для } d > \delta, \end{cases} \quad (4)$$

где, D – внутренний диаметр трубы, d – толщина стенки, $\delta = \sqrt{\frac{2}{\omega \mu_0 \gamma}}$ – эквивалентная глубина проникновения, m – коэффициент, для цилиндрического экрана равный двум.

Таблица 1

Картинки силовых линий магнитного поля при продольном внешнем поле

| Частота | Относительная магнитная проницаемость | | |
|----------|---------------------------------------|------|-------|
| | = 1 | = 10 | = 100 |
| f=0 Гц | | | |
| f=10 Гц | | | |
| f=50 Гц | | | |
| f=100 Гц | | | |

2.2. Цилиндрический экран в поперечном магнитном поле

Поперечное магнитное поле также ослабляется внутри цилиндрического проводника (рис. 4).

При низкочастотном электромагнитном воздействии существенную роль играет магнитная составляющая поля. В данном случае на экранирующий эффект существенным образом влияет магнитная проницаемость материала μ (в отличие от экранирующего эффекта в продольном магнитном поле). Для цилиндрического экрана с внутренним радиусом трубы r_1 , внешним r_2 и относительной магнитной проницаемостью металла экрана μ коэффициент экранирования однородного поля с напряженностью H_0 определяется по формуле

$$k_s = \frac{H_0}{H_i} = 1 + \frac{(\mu - 1)}{4\mu} \left(1 - \frac{r_1^2}{r_2^2} \right). \quad (5)$$

На высоких частотах преобладает электромагнитное экранирование. Наведенная электрическая компонента поля вдоль проводника (рис. 4) приводит к возникновению токов, которые, в свою очередь, создают компенсирующее магнитное поле внутри цилиндра (табл. 2).

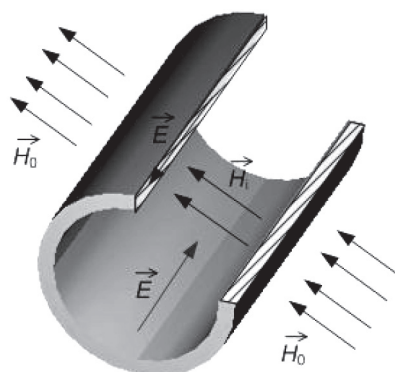


Рис. 4. Цилиндрический экран в поперечном магнитном поле

Таблица 2

Картинки силовых линий магнитного поля при поперечном внешнем поле

| Частота | Относительная магнитная проницаемость | | |
|----------|---------------------------------------|------|-------|
| | = 1 | = 10 | = 100 |
| f=0 Гц | | | |
| f=10 Гц | | | |
| f=50 Гц | | | |
| f=100 Гц | | | |

2.3. Исследование влияния неоднородного магнитного поля в ЦТТН

Представленное выше разложение на собственное поле проводящей трубы, а также внешние однородные продольное и поперечное поля позволяет оценить экранирующий эффект. Однако для

исследования влияния поля токопроводящих частей ЦТТН представленного в [1-2] необходимо полноценное трехмерное полевое моделирование с учетом полной геометрии токопроводящих элементов. Для этого была создана полевая модель, геометрия которой представлена на рис. 5. Модель позволяет изучить распределение магнитного поля как внутри, так и вне измерительной и преобразующих частей цифрового трансформатора тока.

В основе моделирования использованы уравнения, записанные в пространственно-частотной области:

$$\begin{aligned} -\nabla((j\omega\gamma)\vec{A} + (\gamma)\nabla U) &= 0, \\ (j\omega\gamma)\vec{A} + \nabla \times (\mu_0^{-1}\mu_r^{-1}\nabla \times \vec{A}) + (\gamma)\nabla U &= 0. \end{aligned} \quad (6)$$

Для решения уравнения (6) должны быть дополнены необходимыми граничными условиями. Решение указанной задачи было выполнено с помощью программной среды COMSOL Multiphysics, в которой полученные трехмерные картины полей (рис. 6) позволяют точно определить уровни электромагнитных воздействий, выбрать материал и размеры дополнительных экранирующих элементов.

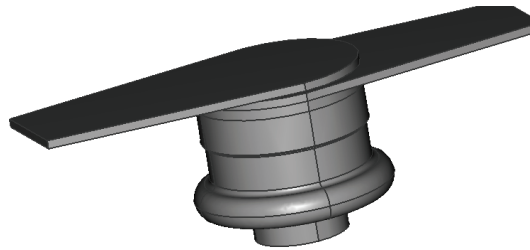


Рис. 5. Трехмерная модель токопроводящей части ЦТТН

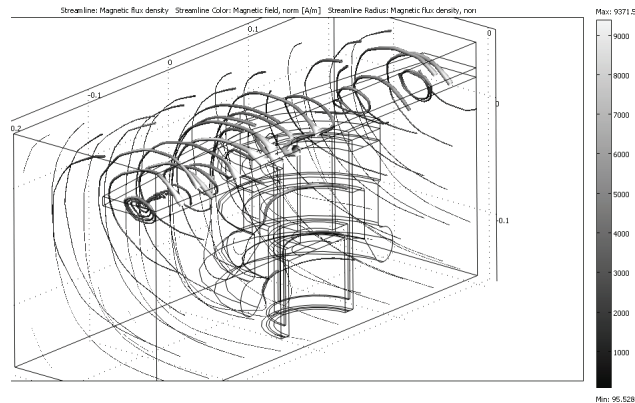


Рис. 6. Картина магнитного поля ЦТТН

Проведенные исследования показали, что расположение микроэлектроники внутри цилиндрического провода с током позволяет исключить основную компоненту электромагнитного поля, созданную собственным током. Кроме того, цилиндрический провод является экраном и для полей наведенных токами соседних проводов. При этом экранирующий эффект может быть оценен на основе приближенных формул и более точно вычислен на основе компьютерного конечно-элементного математического моделирования.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Создание нового класса высоковольтного энергетического оборудования – цифровых трансформаторов тока для ОРУ 220 КВ (110-750 кВ) станций и подстанций энергосистем. Гречухин В.Н., Лебедев В.Д., Лебедев Д.А., Наумов А.В., Тимофеев Е.Н., Баженов О.А., Трубачев С.Е., Глотов А.А. // Выставка научных достижений Ивановской области. III Ивановский инновационный салон «ИННОВАЦИИ 2006». С. 109.
- [2] Гречухин В.Н. Электронные трансформаторы тока и напряжения. Состояние, перспективы развития и внедрения на ОРУ 110-750 кВ станций и подстанций энергосистем // Вестник ИГЭУ. Вып. 4. 2006. С. 35-42.
- [3] Дьяков А.Ф., Максимов Б.К., Борисов Р.К., Кужекин И.П., Жуков А.В. Электромагнитная совместимость в электроэнергетике и электротехнике / Под ред. А.Ф. Дьякова. Энергоатомиздат, 2003. 768 с.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ

Лебедев Владимир Дмитриевич – кандидат технических наук, доцент кафедры ТОЭЭ Ивановского государственного энергетического университета им. В.И. Ленина (ИГЭУ)
153003, г. Иваново, ул. Рабфаковская, д. 34
Тел. 8 (4932) 26 -99-53, 26-99-03, 8 (910) 691-97-76
vd_lebedev@mail.ru

АВТОМАТИЧЕСКОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ДЕФЕКТОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ИЗОЛЯЦИИ В СЕТИ С ИЗОЛИРОВАННОЙ НЕЙТРАЛЬЮ

Н.В. ГРЕБЧЕНКО, А.А. СИДОРЕНКО, И.В. БЕЛЬЧЕВ

Донецкий национальный технический университет, Украина

Во многих случаях короткие замыкания происходят в результате предельного ухудшения состояния электрической изоляции оборудования электрических систем. Такие повреждения, как правило, можно предотвратить. Для этого необходимо выявить дефект изоляции на ранней стадии его развития и провести необходимые работы по восстановлению характеристик изоляции. Решать задачу своевременного выявления дефектов изоляции позволяет непрерывное диагностирование электрооборудования. Для его реализации целесообразно дополнить современные микропроцессорные системы защиты функцией диагностирования.

В настоящее время наиболее широко применяются методы диагностирования на отключенном оборудовании, зачастую для их применения временно создаются специальные схемы для измерений, и благодаря этому такие методы имеют достаточно высокую точность определения места дефекта. Чем точнее определено место дефекта, тем быстрее и с меньшими затратами удастся устранить этот дефект. А если удастся определить не только место, но и величину сопротивления изоляции в месте дефекта, то можно прогнозировать предельно допустимое время работы с таким дефектом [1]. Однако в настоящее время нет методов, позволяющих в рабочем режиме присоединения кабель-электродвигатель (ЭД) 6-10 кВ выявлять параметры дефектов изоляции. Многие методы ориентированы на выявление замыканий на землю в рабочем режиме, но параметры дефектов изоляции они не определяют [2-5].

Целью работы является создание алгоритма определения параметров дефектов электрической изоляции оборудования, предназначенного для реализации в микропроцессорных системах защиты.

Современные системы выявления дефектов изоляции на ранней стадии развития должны работать в автоматическом режиме и не требовать отключения оборудования для проведения необходимых измерений.

Одним из методов выявления дефектов изоляции является решение системы уравнений текущего состояния, в котором в качестве входных используются параметры режима. В результате решения определяются величины комплексных проводимостей изоляции фаз [6]. Благодаря этому представляется возможность выявления дефектов изоляции. Но место дефекта в этом методе не определяется.

На рис. 1 приведен общий алгоритм определения параметров дефектов изоляции присоединений кабель-электродвигатель.

Исследования показали, что точность расчета места дефекта изоляции выше в случае использования разных алгоритмов в зависимости от степени дефекта. По значению напряжений фаз по отношению к земле не всегда возможна идентификация замыкания на землю. Например, при замыкании в обмотке статора ЭД контролируемые напряжения могут иметь такие же значения, как и при дефекте изоляции в питающем кабеле или в другой точке обмотки статора ЭД.

Однозначно можно определить, что возник дефект или замыкание по вектору тока нулевой последовательности, фаза которого определяется по отношению к вектору линейного напряжения [7]. Каждой величине дефекта и точке дефекта соответствует только один вектор $Z\dot{I}_0$. Поэтому в результате итерационного процесса определения параметров дефекта путем расчета вектора $Z\dot{I}_0$ для предполагаемых параметров дефекта и его сравнения с действительным значением вектора $Z\dot{I}_0$ достаточно точно определяется сопротивление Z_{def} .

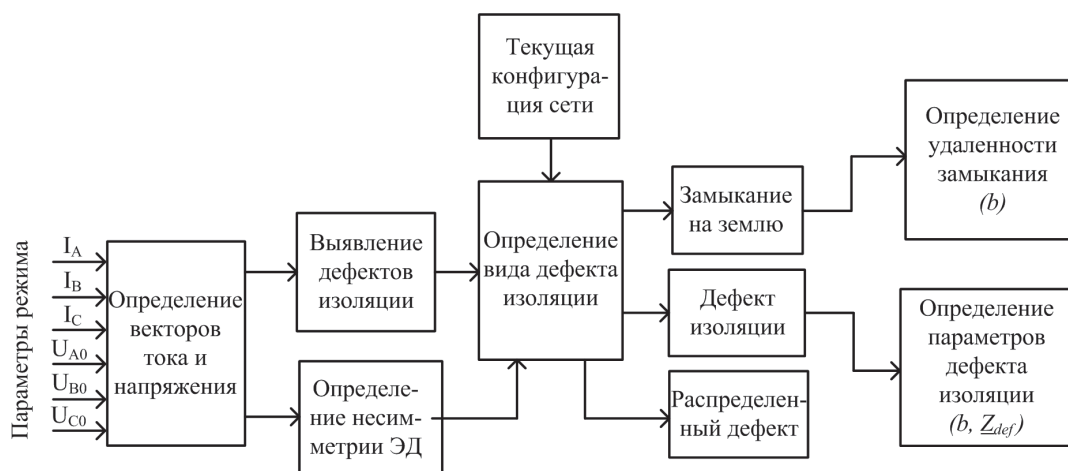


Рис. 1. Общий алгоритм определения параметров дефектов изоляции присоединений кабель-электродвигатель

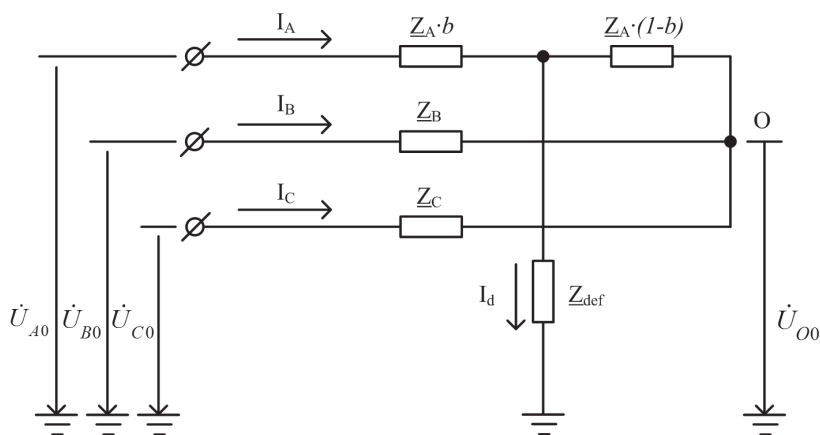


Рис. 2. Схема замещения присоединения кабель-электродвигатель

Для определения параметров дефекта изоляции (b , Z_{def}) в рабочем режиме используются алгоритмы, которые получены на основании системы уравнений текущего состояния. Система составлена в соответствии со схемой замещения (рис. 2).

Система уравнений, описывающая текущее состояние:

$$\begin{aligned} -\dot{U}_{A0} &= \dot{I}_A \cdot \underline{Z}_A \cdot b + \dot{I}_d \cdot \underline{Z}_{def} \\ -\dot{U}_{O0} &= -(\dot{I}_A - \dot{I}_d) \cdot \underline{Z}_A \cdot (1-b) + \dot{I}_d \cdot \underline{Z}_{def} \end{aligned} \quad (1)$$

Просуммировав уравнения системы (1) и выполнив некоторые преобразования, получим:

$$b = \frac{-\dot{U}_{A0} - \dot{U}_{O0} + \dot{I}_A \cdot \underline{Z}_A - \dot{I}_d \cdot \underline{Z}_A - 2 \cdot \dot{I}_d \cdot \underline{Z}_{def}}{\underline{Z}_A \cdot (2 \cdot \dot{I}_A - \dot{I}_d)} \quad (2)$$

Для определения продольного сопротивления фазы присоединения \underline{Z}_A запишем другое уравнение:

$$-\dot{U}_{A0} + \dot{U}_{O0} = \dot{I}_A \cdot \underline{Z}_A \cdot b + (\dot{I}_A - \dot{I}_d) \cdot \underline{Z}_A \cdot (1-b) \quad (3)$$

Из уравнения (3) найдем сопротивление \underline{Z}_A :

$$\underline{Z}_A = \frac{-\dot{U}_{A0} + \dot{U}_{O0}}{\dot{I}_A + \dot{I}_d \cdot (b-1)}. \quad (4)$$

В выражениях (2) и (4) в качестве тока \dot{I}_d в месте дефекта может приниматься ток нулевой последовательности $3\dot{I}_0$ без учета собственной емкости присоединения.

Полученное выражение (2) используется для нахождения значения удаленности до места дефекта b после того, как в результате решения системы уравнений текущего состояния присоединения было найдено значение \underline{Z}_{def} .

Поэтому предложен специальный метод, для использования которого нет необходимости предварительного определения сопротивления дефекта изоляции.

Для определения удаленности b при неизвестной величине сопротивления дефекта \underline{Z}_{def} составим новую систему уравнений:

$$\begin{aligned} -\dot{U}_{B0} + \dot{U}_{C0} &= \dot{I}_B \cdot \underline{Z}_B - \dot{I}_C \cdot \underline{Z}_C \\ -\dot{U}_{A0} + \dot{U}_{B0} &= \dot{I}_A \cdot \underline{Z}_A \cdot b + (\dot{I}_A - \dot{I}_d) \cdot \underline{Z}_A \cdot (1-b) + \dot{I}_B \cdot \underline{Z}_B \end{aligned} \quad (5)$$

Если принять, что продольные сопротивления фаз присоединения равны между собой $\underline{Z}_A = \underline{Z}_B = \underline{Z}_C = \underline{Z}_H$, а также $\dot{I}_d = \dot{I}_A + \dot{I}_B + \dot{I}_C$, то из системы (5) найдем:

$$b = \frac{\dot{U}_{B0} - \dot{U}_{A0} - \underline{Z}_H \cdot (-2 \cdot \dot{I}_B - \dot{I}_C)}{\dot{I}_d \cdot \underline{Z}_H}, \quad (6)$$

где продольное сопротивление фазы нагрузки находится:

$$\underline{Z}_H = \frac{\dot{U}_{C0} - \dot{U}_{B0}}{\dot{I}_B - \dot{I}_C} \quad (7)$$

По схеме замещения (рис. 2) запишем:

$$-\dot{U}_{A0} + \dot{I}_A \cdot \underline{Z}_A \cdot b - \dot{I}_d \cdot 3\underline{Z}_{def} = 0 \quad (8)$$

Из (8) получим:

$$\underline{Z}_{def} = \frac{-\dot{U}_{A0} + \dot{I}_A \cdot \underline{Z}_A \cdot b}{3 \cdot \dot{I}_d} \quad (9)$$

Предложенные алгоритмы определения параметров дефектов изоляции использовались на физической модели присоединения кабель-электродвигатель. Некоторые результаты приведены в таблице.

Таблица

Результаты экспериментального определения удаленности локальных дефектов изоляции ($\underline{Z}_{def} = 200 \text{ Ом}$)

| | Расчет по формуле (2) | | Расчет по формуле (6) | |
|--|-----------------------|----------------|-----------------------|----------------|
| | б, о.е. | Погрешность, % | б, о.е. | Погрешность, % |
| Дефект изоляции в обмотке статора ЭД, $b=0,513$ о.е. | 0,5506 | -7,32 | 0,4805 | 6,33 |
| Дефект изоляции в обмотке статора ЭД, $b=0,565$ о.е. | 0,5995 | -6,1 | 0,5228 | 7,47 |
| Дефект изоляции в обмотке статора ЭД, $b=0,687$ о.е. | 0,72 | -4,86 | - | - |
| Дефект изоляции в обмотке статора ЭД, $b=0,761$ о.е. | 0,785 | -3,15 | - | - |

Рассмотренный общий алгоритм определения параметров дефектов изоляции прошел проверку в лабораторных условиях и рекомендуется для реализации в микропроцессорных терминалах, используемых для защиты и управления электродвигателями 6-10 кВ.

ВЫВОДЫ

1. Для повышения надежности работы широко применяемых присоединений нагрузки – присоединений электродвигателей, необходимо оснастить средствами непрерывного диагностирования. Обязательному выявлению подлежат локальные дефекты изоляции питающего кабеля и обмотки статора электродвигателя.

2. Реализовать функцию диагностирования целесообразно путем расширения функциональных возможностей цифровой релейной защиты присоединений.

3. Основными требованиями к выявлению локальных дефектов являются:

- диагностирование в рабочих режимах, т. е. без отключения присоединений;
- распознавание вида дефекта изоляции – распределенный или локальный;

- определение расположения локального дефекта путем оценки удаленности от начала присоединения и нахождения величины эквивалентного сопротивления изоляции в месте локального дефекта изоляции.

4. Разработанные алгоритмы определения параметров локальных дефектов изоляции, основанные на использовании измерений параметров рабочего режима (токи фаз, напряжения фаз относительно земли) и решении системы уравнений текущего состояния, прошли экспериментальную проверку и рекомендуются к реализации в микропроцессорных защитах электродвигателей.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Бульчев А.В., Нудельман Г.С. Упреждающие функции релейной защиты // Сборник докладов международной НТК «Современные направления развития систем релейной защиты и автоматизации энергосистем». М., 2009. С. 72-78.
- [2] Фигурнов Е.П., Бодров П.А. Определение места однофазного замыкания на землю в высоковольтных линиях электроснабжения автоблокировки железных дорог // Релейная защита и автоматика энергосистем 2004. Сборник докладов. ВВЦ. М., 2004. С. 88-93.
- [3] Welfonder T., Leitloff V., Feuillet R., Vitet S. Location Strategies and Evaluation of Detection Algorithms for Earth Faults in Compensated MV Distribution Systems. IEEE Transactions on Power Delivery, 2000. Vol. 15. No. 4. Oct.
- [4] Качесов В.Е. Метод определения зоны однофазного замыкания в распределительных сетях под рабочим напряжением // Электричество. 2005. № 6. С. 9-19.
- [5] Стогний Б.С. Определение места однофазного замыкания на землю. Стогний Б.С., Рогоза В.В., Сопель М.Ф., Голубов О.Ю. // Техн. электродинамика. 2007. № 2. С. 60-63.
- [6] Grebchenko N.V., Koval I.I., Sidorenko A.A., Smirnova M.A. Definition of complex admittance of electric isolation without disconnecting of electrical equipment Compatibility and Power Electronics CPE2009. 6th International Conference-Workshop 978-1-4244-2856-4/09. © 2009 IEEE. P. 61-66.
- [7] Гребченко Н.В., Сидоренко А.А. Интеллектуальная система для определения места и степени локальных дефектов изоляции в сети с изолированной нейтралью. Сборник докладов. Релейная защита и автоматика энергосистем-2006. ВВЦ. М., 2006. С. 150-152.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

Гребченко Николай Васильевич — доктор технических наук, профессор, декан электротехнического факультета Донецкого национального технического университета, Украина.

Сидоренко Алексей Анатольевич — инженер, директор Мироновской ТЭС ОАО «Донецкоблэнерго», Украина.

Бельчев Илья Владимирович — ассистент кафедры «Электрические станции» Донецкого национального технического университета, Украина.

МЕТОДИКИ И ПРОГРАММЫ РАСЧЕТОВ УСТАВОК УСТРОЙСТВ РЗА И ОМП ВЛ ЕНЭС В ОАО «ФСК ЕЭС»

КОЗЛОВ В.М.

ОАО «ФСК ЕЭС»

1. СОЗДАНИЕ ОТДЕЛОВ РАСЧЕТОВ

Создание в филиалах ОАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Центров управления сетями (ЦУС). Приказ № 402 от 21.12.2006 г. и Приказ № 381 от 16.11.2007 г.

1.1. Типовая организационная структура Службы РЗА ЦУС



* В соответствии с нормативной численностью.

1.2. Функции МЭС:

- Общее руководство и координация деятельности подразделений расчетов Служб РЗА ПМЭС.
- Расчет параметров ЛЭП и оборудования ПС для формирования расчетной схемы сети 330 кВ и выше.
- Разработка схемы замещения сети 330 кВ и выше в электронном и в графическом виде. Актуализация единой схемы замещения ЕНЭС.
- Расчет токов КЗ на шинах ПС 330 кВ и выше.
- Расчет электрических величин при сложных повреждениях в электрической сети.
- Расчет параметров срабатывания устройств РЗА тупиковых ЛЭП и оборудования ПС 330 кВ и выше:
 - Расчет параметров срабатывания устройств РЗА при новом включении, реконструкции или вводе после ремонта.
 - Анализ и своевременное приведение в соответствие параметров срабатывания устройств РЗА схемам первичных соединений, режимам работы ЛЭП и электрооборудования.
 - Расчет параметров настройки устройств ОМП ЛЭП 330 кВ и выше.

- Согласование выбранных параметров срабатывания устройств РЗА со службами РЗА смежных филиалов ОАО «СО ЕЭС».
- Ведение базы параметров настройки устройств ОМП, устройств РЗА оборудования ПС и ЛЭП сети 330 кВ и выше.
- Подготовка технической документации (заданий на изменение параметров настройки устройств РЗА, устройств ОМП и т. п.).
- Выполнение необходимых расчетов для анализа работы или отказов устройств РЗА.
- Контроль хода и учет выполнения заданных параметров настройки устройств ОМП и устройств РЗА.
- Организация и контроль расчетов определения места повреждения ЛЭП 220 кВ в подразделениях расчетов Служб РЗА ПМЭС.
- Учет работы устройств ОМП ЛЭП ЕНЭС 330 кВ и выше.
- Выполнение контрольных расчетов для ОМП ЛЭП 330 кВ и выше МЭС.

1.3. Функции ПМЭС

- Расчет параметров ЛЭП и оборудования ПС для формирования расчетной схемы сети 220 кВ и ниже объектов ЕНЭС.
- Разработка и поддержание схемы замещения сети ПМЭС в электронном и в графическом виде.
- Расчет токов КЗ на шинах ПС 220 кВ и ниже объектов ЕНЭС.
- Расчет электрических величин при сложных повреждениях в электрической сети.
- Расчет параметров срабатывания устройств РЗА тупиковых ЛЭП и оборудования ПС 220 кВ и ниже:
- Расчет параметров срабатывания устройств РЗА тупиковых ЛЭП и объектов ЕНЭС 220 кВ и ниже при новом включении, реконструкции или вводе после ремонта.
- Анализ и своевременное приведение в соответствие параметров срабатывания устройств РЗА схемам первичных соединений, режимам работы ЛЭП и электрооборудования.
- Расчет защит ЩПТ и ЩСН объектов ЕНЭС.
- Расчет параметров настройки устройств ОМП ЛЭП ЕНЭС 220 кВ и ниже.
- Согласование выбранных параметров срабатывания устройств РЗА со службами РЗА смежных филиалов ОАО «СО ЕЭС».
- Ведение базы параметров настройки устройств ОМП, устройств РЗА оборудования ПС и ЛЭП ЕНЭС 220 кВ и ниже.
- Подготовка технической документации (заданий на изменение параметров настройки устройств РЗА, устройств ОМП и т. п.).
- Выполнение необходимых расчетов для анализа работы или отказов устройств РЗА объектов ЕНЭС 220 кВ и ниже.
- Контроль хода и учет выполнения заданных параметров настройки устройств ОМП и устройств РЗА объектов ЕНЭС 220 кВ и ниже.
- Учет работы устройств ОМП ЛЭП ЕНЭС 220 кВ и ниже.
- Выполнение контрольных расчетов для ОМП ЛЭП ЕНЭС 220 кВ и ниже.

2. РЕГЛАМЕНТ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ОАО «СО ЕЭС» И ОАО «ФСК ЕЭС» ПРИ ВЫПОЛНЕНИИ РАСЧЕТОВ ПАРАМЕТРОВ НАСТРОЙКИ УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ

Регламент взаимодействия ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «ФСК ЕЭС» при выполнении расчетов параметров настройки устройств релейной защиты и автоматики введено в действие распоряжением ОАО «ФСК ЕЭС» № 24р от 21.01.2010 г.

2.1. Принципы распределения устройств релейной защиты и автоматики между Системным оператором и ОАО «ФСК ЕЭС» для выполнения расчета и выбора параметров настройки

Системный оператор осуществляет расчет и выбор параметров настройки следующих устройств релейной защиты и автоматики ЛЭП и оборудования подстанций ЕНЭС, отнесенных к объектам диспетчеризации Системного оператора и включенных в перечни в соответствии с разделом II данного регламента:

- Резервных защит автотрансформаторов (трансформаторов) с двухсторонним питанием, установленных на стороне высшего и среднего напряжения.
- Автоматического повторного включения (АПВ) автотрансформаторов стороны высшего и среднего напряжения.
- АПВ шин 110 кВ и выше.
- Устройств резервирования отказа выключателей (УРОВ) 110 кВ и выше.
- Дифференциальных защит шин 110 кВ и выше.
- Дифференциальных защит ошинок высшего и среднего напряжения автотрансформаторов и трансформаторов напряжением 110 кВ и выше.
- Автоматики компенсационного реактора (включенного в нейтраль шунтирующего реактора) на ЛЭП 330 кВ и выше.
- Защит и АПВ на обходных выключателях, шиносоединительных (секционных) выключателях 110 кВ и выше.
- Приборов определения места повреждения (ОМП) и регистраторов аварийных событий (РАС) ЛЭП 110 кВ и выше, отнесенных к ЕНЭС и находящихся в диспетчерском управлении или ведении Системного оператора.
- Основных и резервных защит и АПВ ЛЭП 110 кВ и выше транзитной сети (двухстороннее питание), отнесенных к ЕНЭС и находящихся в диспетчерском управлении или ведении Системного оператора.
- Задаст режимы работы нейтралей автотрансформаторов, трансформаторов 110 кВ и выше.

2.2. Персонал ОАО «ФСК ЕЭС» осуществляет расчет и выбор параметров настройки следующих устройств релейной защиты и автоматики на подстанциях ЕНЭС:

- Основных защит ЛЭП 110 кВ и выше с односторонним питанием.
- Резервных защит ЛЭП 110 кВ и выше с односторонним питанием.
- АПВ ЛЭП 110 кВ и выше с односторонним питанием.
- Резервных защит трансформаторов с односторонним питанием.
- АПВ стороны среднего и низкого напряжения трансформаторов.
- Основных и резервных защит шунтирующих реакторов.
- Основных защит автотрансформаторов и трансформаторов.
- Резервных защит стороны низшего напряжения автотрансформаторов и трансформаторов.
- Дифференциальных защит ошинок низшего напряжения автотрансформаторов и трансформаторов.
- Основных и резервных защит синхронных компенсаторов, статических компенсаторов, конденсаторных батарей, токоограничивающих реакторов, регулировочных трансформаторов.
- Защит шин 6-35 кВ.
- Защит на секционных выключателях 6-35 кВ.
- УРОВ 6-35 кВ.
- Автоматического включения резерва (АВР) 6-35 кВ.

- Устройства контроля изоляции вводов (КИВ) автотрансформаторов и шунтирующих реакторов.
- Технологических защит автотрансформаторов, реакторов и трансформаторов.
- Приборов определения места повреждения на ЛЭП (ОМП) и регистраторов аварийных событий для ЛЭП и оборудования, находящегося в оперативном управлении персонала ФСК ЕЭС.
- Защиты компенсационного реактора (включенного в нейтраль шунтирующего реактора) на ЛЭП 330 кВ и выше.
- Сети постоянного оперативного тока.
- Сети переменного тока 0,4 кВ.

2.3. Порядок взаимного предоставления информации

Порядок взаимного предоставления информации для выполнения расчетов токов короткого замыкания и выбора параметров настройки устройств релейной защиты и автоматики

- ФСК ЕЭС представляет Системному оператору параметры ЛЭП и оборудования подстанций ЕНЭС, для внесения изменений в расчетные модели Системного оператора, при вводе новых или реконструкции ЛЭП, подстанций не позднее, чем за 6 месяцев до их ввода в работу.
- ФСК ЕЭС ежегодно и по мере выявления представляет Системному оператору параметры действующих ЛЭП и оборудования подстанций ЕНЭС, изменившиеся при их уточнении, для внесения изменений в расчетные модели Системного оператора.
- Филиалы Системного оператора передают филиалам ФСК ЕЭС по запросу:

Суммарные токи, токи по всем ветвям первого пояса (фазные токи или симметричные составляющие токов при различных видах КЗ), расчетное предаварийное напряжение и суммарные сопротивления при КЗ на шинах подстанций ЕНЭС (стандартная форма выдачи результатов расчета токов КЗ в формате АРМ СРЗА), необходимые для расчетов параметров срабатывания устройств РЗА оборудования подстанций ЕНЭС.

Минимальные и максимальные режимы для выбора параметров настройки устройств РЗА оборудования подстанций ЕНЭС определяет персонал ФСК ЕЭС.

3. РАЗРАБОТКА МЕТОДИЧЕСКИХ УКАЗАНИЙ И ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПО РАСЧЕТУ УСТАВОК УСТРОЙСТВ РЗА ОБОРУДОВАНИЯ ПС ЕНЭС НА ОСНОВАНИИ РАСПОРЯЖЕНИЯ № 458Р от 05.11.2009 г.

Программа разработки специализированного программного обеспечения для выполнения расчета и выбора параметров срабатывания устройств РЗА объектов ЕНЭС

- Разработка методических указаний (стандартов) по расчету параметров срабатывания устройств РЗА оборудования подстанций и ЛЭП ЕНЭС.
- Внедрение программного обеспечения по расчету токов короткого замыкания (ТКЗ) ЕНЭС.
- Разработка программного обеспечения по расчету параметров срабатывания устройств РЗА оборудования подстанций и ЛЭП ЕНЭС.

В 2008-2009 гг. разработаны НТД – методические указания для выбора параметров настройки микропроцессорных устройств РЗА основного подстанционного оборудования следующих фирм-производителей: ООО НПП «ЭКРА», «GE Multilin», «AREVA», «АББ Автоматизация», ООО «ИЦ «Бреслер».

На основе выше указанных НТД в составе комплекса программного обеспечения (КПО) «Программа автоматизированного расчета уставок РЗА» (ПАРУС РЗА) созданы программные модули для микропроцессорных устройств РЗА основного подстанционного оборудования: трансформатор, автотрансформатор, шунтирующий реактор, шины и ошиновки.

3.1. Задачи на 2010 г.

Разработка методических указаний и программного обеспечения по выбору параметров срабатывания устройств РЗА для следующего оборудования ПС ЕНЭС.

Производства фирмы «Siemens»: трансформаторы 110 кВ и выше, автотрансформаторы, шин и ошиновки, шунтирующие реакторы.

Производства фирм ООО НПП «ЭКРА», «GE Multilin», «AREVA», «АББ Автоматизация», ООО «ИЦ «Бреслер»: управляемый шунтирующий реактор, синхронный компенсатор, батарея статических конденсаторов.

4. ПОРЯДОК ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ АДМИНИСТРАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКОГО, РЕМОНТНОГО И ОПЕРАТИВНОГО ПЕРСОНАЛА ПРИ ОПРЕДЕЛЕНИИ МЕСТА ПОВРЕЖДЕНИЯ НА ВЛ ЕНЭС В ОАО «ФСК ЕЭС». ПРИКАЗ № 192 от 29.03.2010 г.

Настоящий документ определяет:

- Порядок взаимодействия административно-технического, ремонтного и оперативного персонала при определении места повреждения ВЛ;
- Регламентируемое время взаимодействия при определении места повреждения ВЛ.

4.1. Обязанности оперативного персонала СОУ ФСК и оперативного персонала ПС при определении места повреждения ВЛ

Действия оперативного персонала ПС по определению места повреждения ВЛ:

- Сообщает показания устройств ОМП (фаза, ток, напряжение, при наличии показаний – расстояние до места повреждения) оперативному персоналу СОУ ФСК в течение 15 минут, если это не задерживает процесс ликвидации аварии.
- Сообщает диспетчеру СО данные показаний устройств ОМП.
- Снимает осциллограммы РАС (микропроцессорных устройств РЗА) и передает эти данные соответствующему оперативному персоналу СОУ ФСК (контролирует факт автоматической передачи файла).
- Рассчитывает расстояние до места повреждения ВЛ в следующем порядке:
 - а) в течение 30 минут с момента отключения ВЛ – производит первичный расчет, фиксирует поврежденную фазу и место повреждения, используя данные устройств ОМП (расстояние до места повреждения указанное приборами, токи и напряжения), формулы, таблицы токов КЗ и напряжений;
 - б) в течение 60 минут с момента отключения ВЛ – производит уточняющий расчет, используя цифровые осциллограммы, полученные с РАС (микропроцессорных устройств РЗА), и специальные программы ОМП (WinBres, Disan/Lokator, ТКЗ-3000, АРМ-СРЗА с модулем ОМП). Анализирует полученные результаты и выдает расчетную точку КЗ и зону обхода ВЛ.
- Получает от соответствующего диспетчера СО рассчитанные им расстояния до места повреждения ВЛ и поврежденную фазу. При неуспешном АПВ и РПВ ВЛ в случае несовпадения собственных результатов расчета ОМП более чем на 10% от длины ВЛ с результатами, полученными от диспетчера СО, производит уточняющие расчеты с привлечением соответствующего персонала служб РЗА МЭС (ПМЭС), результаты которых являются окончательными.

4.2. Обязанности персонала служб РЗА МЭС (ПМЭС) при определении места повреждения ВЛ

- Персонал служб РЗА МЭС (ПМЭС) поддерживает в актуальном состоянии программное обеспечение и базы данных для расчета места повреждения ВЛ МЭС (ПМЭС), закрепленных за ними утвержденными перечнями.

- Выполняет контрольный расчет места повреждения ВЛ при любых аварийных отключениях ВЛ.

- Производит в течение рабочего времени контрольный расчет места повреждения ВЛ при аварийных отключениях ВЛ с успешным АПВ. При аварийном отключении ВЛ в нерабочее время, праздничные и выходные дни производит контрольный расчет места повреждения в течение первого рабочего дня.

- Производит контрольный расчет места повреждения ВЛ при аварийных отключениях ВЛ с неуспешным АПВ и РПВ в рабочее время в срок не более 60 минут с момента сообщения от оперативного персонала СОТУ ФСК. При отключении ВЛ с неуспешным АПВ и РПВ в нерабочее (праздничное) время, при необходимости, по решению технического руководства производит расчет места повреждения в срок не более 120 минут, включая время прибытия на рабочее место.

- Производит контрольный расчет места повреждения ВЛ при неуспешном АПВ и РПВ в случае расхождения между расчетными данными диспетчера СО и оперативного персонала СОТУ ФСК.

Регламентируемое время взаимодействия при определении места повреждения ВЛ ЕНЭС

| № п/п | Мероприятия | Порядок передачи информации с момента аварийного отключения ВЛ не более: | |
|-------|---|--|--|
| | | При любых повреждениях ВЛ 220 кВ и выше | |
| 1. | Передача оперативным персоналом ПС данных для проведения расчета места повреждения на ВЛ: - показания устройств ОМП (расстояние до места повреждения, токи и напряжения, поврежденную фазу); - осциллограммы РАС (МП устройств РЗА) | Оперативному персоналу СОТУ ФСК | Диспетчеру соответствующего филиала ОАО «СО ЕЭС» |
| | | 15* минут | 20* минут |
| 2. | Расчет места повреждения ВЛ оперативным персоналом СОТУ ФСК и выдача результатов расчета места повреждения ВЛ с момента отключения ВЛ | При проведении первичного расчета | При проведении уточняющих расчетов |
| | | 30 минут | 60 минут |

5. ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ СРЕДСТВ И СПОСОБОВ ОМП ВЛ ЕНЭС В ОАО «ФСК ЕЭС». (ПРИКАЗ № 192 от 29.03.2010 г.)

- Организация эксплуатации устройств определения места повреждения (ОМП), регистраторов аварийных событий (РАС), организация ОМП ВЛ ЕНЭС.

- Выполнение целевых программ по укомплектованию объектов ЕНЭС устройствами ОМП и регистраторами аварийных событий (РАС).

- Внедрение различных способов определения места повреждения (ОМП) всех ВЛ ЕНЭС напряжением 220 кВ и выше в Центрах управления сетями (ЦУС) и Службах РЗА МЭС (ПМЭС).

5.1. В качестве способов ОМП ВЛ ЕНЭС в ОАО «ФСК ЕЭС» применяются:

- ОМП по параметрам аварийного режима при помощи специальных формул и таблиц напряжений и токов КЗ.
- Программный способ при помощи специальных программ (WinBres, Disan/Lokator, модуль ОМП в АРМ-СРЗА или ТКЗ-3000).
- ОМП при помощи устройств ОМП (ИМФ-ЗР, МИР-Р, РАС с функцией ОМП, МП РЗА с функцией ОМП).
- Все указанные способы ОМП разделяют на односторонние и двухсторонние.

5.2. Приоритетность использования способов ОМП для ВЛ ЕНЭС

- В качестве основного способа ОМП для всех ВЛ напряжением 220 кВ и выше использовать программное обеспечение для ОМП по данным аварийных осциллограмм (WinBres, Disan/Lokator и др.).
- В качестве вспомогательных способов использовать:
 - а) ОМП по параметрам аварийного режима (одностороннее и двухстороннее ОМП) при помощи формул, таблиц напряжений и токов КЗ;
 - б) ОМП с помощью модуля ОМП программы АРМ-СРЗА (ТКЗ-3000);
 - в) по показаниям устройств ОМП (ИМФ-ЗР, МИР-Р, РАС с функцией ОМП).

5.3. Порядок ОМП для ВЛ ЕНЭС

- Проведение оценочного расчета места повреждения ВЛ по показаниям устройств ОМП (ИМФ-ЗР, МИР-Р, РАС с функцией ОМП).
- Проведение первичного двухстороннего расчета места повреждения по параметрам аварийного режима при помощи формул, таблиц напряжений и токов КЗ или, при наличии, с помощью модуля ОМП программы АРМ-СРЗА (ТКЗ-3000).
- Проведение уточняющего расчета места повреждения программным способом по одностороннему и двухстороннему замеру, по получении файлов осциллограмм с обоих концов ВЛ.
- Проведение анализа полученных данных ОМП при использовании всех методов. При анализе следует ориентироваться на двухсторонние методы расчета.

«ЭКРА-АВТОТЕСТ» – СИСТЕМА АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ КОМПЛЕКСНОЙ ПРОВЕРКИ ОБОРУДОВАНИЯ РЗА И ПА

СОЛОВЬЕВ М.Ю.

ООО НПП «Экра»

Жизненный цикл любого устройства микропроцессорной релейной защиты связан с проверками, сопровождающими весь период эксплуатации, начиная с проверки при первом включении и далее, во время планового и внепланового технического обслуживания, которые, как известно, имеют несколько видов, таких как:

- проверка при новом включении (наладка);
- плановый профконтроль и профвосстановление;
- внеочередная проверка;
- послеаварийная проверка.

В связи с большим разнообразием современных микропроцессорных релейных защит службы РЗА часто сталкиваются с неопределенностями в вопросах проведения проверок в части объема испытаний и надежности предлагаемых методик. Научно-производственное предприятие «ЭКРА» не оставляет без внимания вопросы, связанные с техническим обслуживанием своих микропроцессорных защит и в ответ на возрастающие потребности в качественной и быстрой проверке предлагает программно-технический комплекс собственной разработки. Основой комплекса является гибкая программная платформа под названием «ЭКРА-АВТОТЕСТ», которая изначально предназначалась для автоматизации приемо-сдаточных испытаний шкафов и терминалов микропроцессорной релейной защиты производства НПП «ЭКРА». Изначальная направленность программы «ЭКРА-АВТОТЕСТ» на приемо-сдаточные испытания и использование ее в качестве основного инструмента при проверке микропроцессорных релейных защит в производственном цикле НПП «ЭКРА» обладает рядом важных преимуществ, а именно:

- пополняемая база данных обо всех тип-исполнениях изделий позволяет осуществить 100% и достоверный контроль встроенных функций микропроцессорной релейной защиты, недоступных при обычных методах тестирования ввиду особенности построения внутренней логики;
- приемо-сдаточные испытания обладают наибольшим объемом тестирования, что позволяет обеспечить необходимые проверки технического обслуживания, при этом лишние этапы тестирования просто убираются из программного обеспечения;
- расширение номенклатуры и модернизация устройств, производимых «НПП ЭКРА», сопровождается непрерывным обновлением программы «ЭКРА-АВТОТЕСТ»;
- активное использование комплекса в производстве, а также тесное сотрудничество разработчиков комплекса с наладчиками шкафов микропроцессорных релейных защит способствует непрерывному совершенствованию программного комплекса в части удобства практического использования.

Программный комплекс «ЭКРА-АВТОТЕСТ» позволяет проводить испытания в соответствии с протоколом приемо-сдаточных испытаний, разработанных ООО «НПП ЭКРА», в том числе в соответствии с «Методическими указаниями по техническому обслуживанию», составленными с учетом опыта проведения пуско-наладочных работ и эксплуатации подобных шкафов в энергосистемах.

Программа автоматической проверки микропроцессорной релейной защиты:

- обеспечивает автоматическое чтение и контроль уставок и параметров испытываемого устройства в процессе выполнения тестов с их последующим восстановлением по завершении всех этапов проверки;

- обеспечивает удобный пользовательский интерфейс, позволяющий минимизировать ошибки пользователей при проведении испытаний;
- обеспечивает возможность настройки уставок и параметров устройства до начала испытаний;
- обеспечивает возможность выдавать сигналы сложной формы, программно сформированные или загруженные из Comtrade-файла любое продолжительное время, подгружая данные сигналов в режиме реального времени;
- обеспечивает возможность выполнения уже имеющихся тестов с регистрацией срабатываний испытываемого устройства по GOOSE-сообщениям, вместо физического подключения к дискретным входам испытательной установки;
- обеспечивает возможность выполнения испытаний в автоматическом режиме, когда тесты выполняются последовательно один за другим, или в ручном режиме, когда пользователь может сам выполнить произвольные тесты из списка по выбору;
- обеспечивает возможность поддержки новых типов устройств серий БЭ2704 и БЭ2502, а также новых версий программного обеспечения этих устройств;
- гибкость программной платформы обеспечивает возможность создания новых пользовательских видов испытаний;
- обеспечивает автоматический учет соединений и переключений между испытываемым устройством и испытательной установкой в процессе выполнения тестов. Под этим подразумевается набор средств, который позволяет контролировать и оптимизировать переключения в процессе испытаний, а также среда для удобного описания соединений и переключений в тестах;
- обеспечивает возможность автоматического создания протоколов по результатам испытаний с занесением значений уставок и параметров устройства;
- обеспечивает возможность модификации существующих планов испытаний и шаблонов отчетов Пользователем;
- обеспечивает возможность контроля времени проведения испытаний, а также сбор статистической информации по результатам испытаний пользователей (например, количество испытанных шкафов за месяц, год, возможности сортировки по типам, времени и т. д.).

Преимуществами программно-технического комплекса обладает не только программная, но и аппаратная часть испытательного комплекса. ПО «ЭКРА-АВТОТЕСТ» интегрировано с испытательными установками СМС, фирмы Omicron, являющегося лидером мирового рынка тестирующего оборудования для электроэнергетики. На сегодняшний день это единственная тестирующая установка, аттестованная в ОАО «ФСК ЕЭС» и обладающая превосходящей конкурентов гибкостью благодаря специализированному языку SM Engine, включающему порядка 150 специализированных функций, в том числе реального времени. Уникальность SM Engine позволила НПП «ЭКРА» осуществлять проверки не только устройств РЗА, но и микропроцессорных устройств противоаварийной автоматики в реальном времени. Это стало достижимо благодаря высокой точности выходных генераторов тока (дискретность 50 мкА) и дискретности времени выдачи выходных значений в режиме реального времени, составляющей 100 мкс.

Выбор в пользу испытательного оборудования Omicron СМС состоялся ввиду ряда преимуществ, выявленных в сравнении с другими устройствами этого класса:

- СМС обладает большим количеством аналоговых выходов с широкими диапазонами выдаваемых токов и напряжений при больших выходных мощностях. При шестифазном режиме СМС выдает 32 А по каждой фазе, а четыре канала напряжения выдают по 300 В на фазе (соответственно 600 В междуфазное);
- большие выходные мощности аналоговых выходов (для источников тока: до 1740 ВА в однофазном режиме и до 860 ВА в трехфазном режиме; для источников напряжения: до 200 ВА в однофазном и до 100 ВА в однофазном);
- высокая точность аналоговых выходов;
- способность генерировать сигналы в расширенном диапазоне частот (до 3000 Гц);
- дискретные входы СМС могут быть сконфигурированы либо как «сухие» контакты, либо как потенциальные (с регулируемым пороговым напряжением);

Москва, 1–4 июня 2010 г.

- возможность использовать 10 дискретных входов в качестве аналоговых входов (в режиме мультиметра);
- СМС обладает относительно небольшими габаритными размерами и весом (16,6 кг);
- наличие специальных низкоуровневых выходов для подключения внешних усилителей или для непосредственного тестирования реле с низкоуровневыми входами посредством моделирования нестандартных ТТ и ТН;
- наличие низковольтных дискретных выходов;
- наличие двух высокоскоростных портов Ethernet для связи с компьютером и другими внешними устройствами;
- поддержка GOOSE-сообщений по стандарту МЭК61850.

В результате гибкость программной платформы и широкий диапазон возможностей аппаратной части OMICRON позволяют реализовать любые режимы, существенно снизив привычные ограничения.

НПП «ЭКРА» создала программный комплекс «ЭКРА-АВТОТЕСТ» не просто как «очередной продукт» из великого множества универсальных и специализированных программ тестирования РЗА, а как эффективный инструмент, позволяющий минимум в 3 раза сократить время проверок микропроцессорных релейных защит, а также повысить надежность и качество проводимых проверок сведя к минимуму «человеческий» фактор.

СИСТЕМА КОНТРОЛЯ И ИЗМЕРЕНИЯ СОПРОТИВЛЕНИЯ ИЗОЛЯЦИИ В ЦЕПЯХ ОПЕРАТИВНОГО ПОСТОЯННОГО ТОКА 220 В «ЭКРА-СКИ»

АЛИМОВ Ю.Н., ГАЛКИН И.А., ШАВАРИН Н.И.

ООО НПП «ЭКРА»

В системах оперативного постоянного тока получили применение устройства контроля изоляции «Микро-СРЗ» (НПЦ «ЭНЕРГОАВТОМАТИКА»), «САПФИР» и «СКИФ» (Белэнергоремонтналадка), ИПИ-1М (ОРГРЭС), УКИ-МП (ЮРГТУ), IRDH-575 и EDS470 (BENDER), устройства фирм ГОСАН, НИПОМ и т. д., отличающиеся по применяемым способам измерения сопротивления изоляции и полученным на их основе характеристикам.

Проведенный анализ систем контроля изоляции показал, что нашли применение способы измерения сопротивления изоляции, основанные:

- на наложении на сеть линейно-изменяющегося напряжения (ИПИ-1М); одно или двухполярного напряжения прямоугольной формы от регулируемого источника постоянного тока (патенты RU 2175138, RU 2073249 и др.); импульсов напряжения прямоугольной формы относительно земли (УКИ-3); напряжения контрольного источника переменного тока (патенты RU 2180124, RU 2028638, RU 2275645, «Сапфир», «Скиф», устройства НИПОМ и ГОСАН);
- на подключении к шинам аккумуляторной батареи R или R-С импеданса (патенты RU 2275645, RU 2281521, Bender);
- на применении мостовой схемы с включением в ее диагональ измерительного прибора (патенты RU 2284537, RU 2196999, RU2026561, RU 2180124, УКИ-2).

Разработанные на основе существующих способов устройства контроля изоляции и поиска поврежденного присоединения отличаются главным образом следующими параметрами:

- 1) предельное селективно определяемое снижение сопротивление изоляции (10...50 кОм);
- 2) максимальная суммарная емкость контролируемой сети (до 50 мкФ) и присоединения (до 5 мкФ);
- 3) число автоматически контролируемых присоединений (до 247 шт.);
- 4) величина напряжения генератора опорного сигнала (до 300 В) или величина инжектируемого в оперативную сеть тока (1... 50 мА);
- 5) внутреннее сопротивление полюса устройства относительно земли (10...360 кОм).

В стандарте ОАО «ФСК ЕЭС»: «Системы оперативного постоянного тока подстанций. Технические требования» (приложение к приказу ОАО «ФСК ЕЭС» № 191 от 29.02.2010) приведены следующие требования к системам контроля изоляции в СОПТ:

- 1) поиск земли должен обеспечиваться без отключения электроприемников и без инъекции в сеть СОПТ токов, способных вызвать ложное срабатывание устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики, при этом инжектируемый в сеть ток должен быть менее 1,8 мА;
- 2) система контроля изоляции должна автоматически выполнять измерение сопротивления изоляции полюсов относительно земли и выдавать сигнал в АСУ ТП при снижении изоляции одного или двух полюсов ниже 135 кОм.

Как видно важной характеристикой устройств контроля изоляции оперативного постоянного тока и автоматического поиска поврежденного присоединения является исключение ложного срабатывания устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики РЗА вследствие работы устройств контроля изоляции или ухудшения сопротивлений изоляции СОПТ при замыкании на землю в цепях РЗА.

Проведенные в ООО НПП «ЭКРА» исследования устройства контроля изоляции Bender (рис. 1), имеющим сопротивления каждого полюса устройства относительно земли 360 кОм, позволили сделать следующие заключения:

1) напряжение смещения нейтрали при сопротивлении изоляции положительного полюса СОПТ 100 кОм составляет 70 В, что при замыкании на «землю», например, входа реле повторителя газовой защиты приводит к его срабатыванию и замыканию контактов на время порядка 100 мсек, что достаточно для несанкционированного срабатывания релейной защиты (рис. 2), причиной ложной работы является наличие емкости сети постоянного тока;

2) величина амплитуды импульса напряжения на поврежденном фидере в режиме поиска при токе 10 мА и более достигает величины 180 В при сопротивлении изоляции присоединения 20 кОм и выше, что достаточно для срабатывания дискретного входа в случае металлического замыкания его на «землю» (рис. 3).

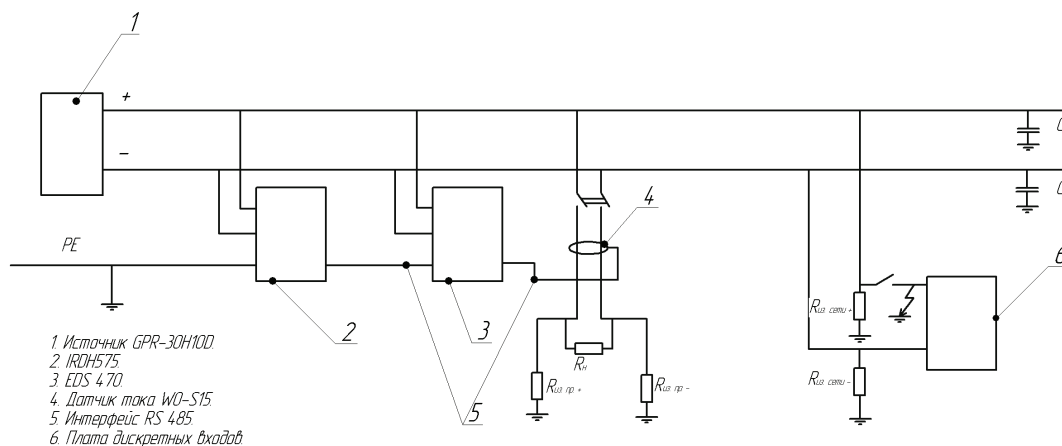


Рис. 1. Схема испытаний устройства контроля изоляции Bender (IRDH-575, EDS470, датчик W0-S15)

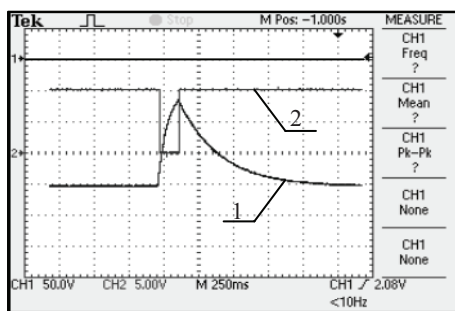


Рис. 2. Осциллограмма напряжения на обмотке реле (1) и его контактах (2) при замыкании на землю

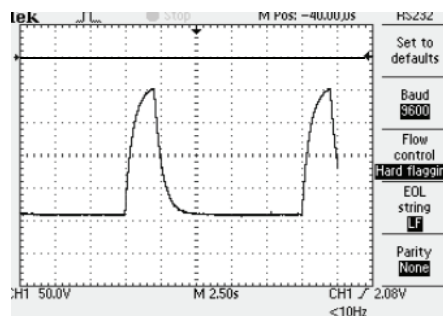


Рис. 3. Осциллограмма напряжения на положительном полюсе сети оперативного тока в режиме поиска поврежденного присоединения при емкости сети 20 мкФ, сопротивлении изоляции 20 кОм и токе 10 мА

Уменьшение вероятности ложной работы РЗА при однократном замыкании на землю может быть достигнуто применением выравнивающих резисторов, включенных между полюсами сети СОПТ и землей.

Чем меньше величина сопротивления выравнивающих резисторов, тем меньше внутреннее сопротивление полюсов СОПТ относительно земли и меньше напряжение смещения нейтрали, возникающее при ухудшении сопротивлений изоляции СОПТ.

Стандартная схема контроля сопротивления изоляции СОПТ, основанная на использовании трех последовательно соединенных резисторов, одно из которых выполнено в виде потенциометра П2ДС и сигнального реле РН-51/32 [1], обладает малым внутренним сопротивлением каждого полюса устройства относительно земли. Применение этой схемы равносильно включению выравнивающих резисторов величиной около 9 кОм, что значительно повышает «помехоустойчивость». Однако данная схема не позволяет определить в СОПТ присоединение с поврежденной изоляцией, а также определить величину сопротивления изоляции сети при симметричном ухудшении изоляции.

К сожалению, ни одно из применяемых устройств и систем контроля изоляции с автоматическим поиском поврежденного присоединения не имеет возможности работы со стандартной схемой контроля сопротивления изоляции СОПТ.

В ООО НПП «ЭКРА» разработан способ определения сопротивлений изоляций сети постоянного тока с изолированной нейтралью, устройство для его осуществления, а также дифференциальный датчик для этого устройства [3]. Разработанное устройство контроля изоляции позволяет совместную работу со стандартной схемой контроля сопротивления изоляции СОПТ.

Способ измерения сопротивлений изоляции сети постоянного тока основан на измерении напряжений между «землей» и ее полюсами, а также токов, протекающих по присоединениям сети после подключения сначала к одному, а затем к другому полюсу резистивного элемента.

Схема системы оперативного постоянного тока с предлагаемым способом определения сопротивлений изоляций сети постоянного тока и поиска поврежденного присоединения представлена на рис. 4, на котором изображены аккумуляторная батарея 14, нагрузки присоединений 1, 2, 3 с емкостями и активными сопротивлениями их изоляции, резистивные элементы 4 и 5, подключенные через ключи к полюсам + и – соответственно, устройства для измерений напряжения 6 и 7, дифференциальные датчики для измерения токов, протекающих по присоединения 1, 2, 3, резисторы 11, 12, соединенные последовательно и подключенные параллельно полюсам источника 14, резистор 13, подключенный между общей точкой резисторов 11, 12 и землей, и дифференциальный датчик для измерения тока, протекающего по присоединению 16.

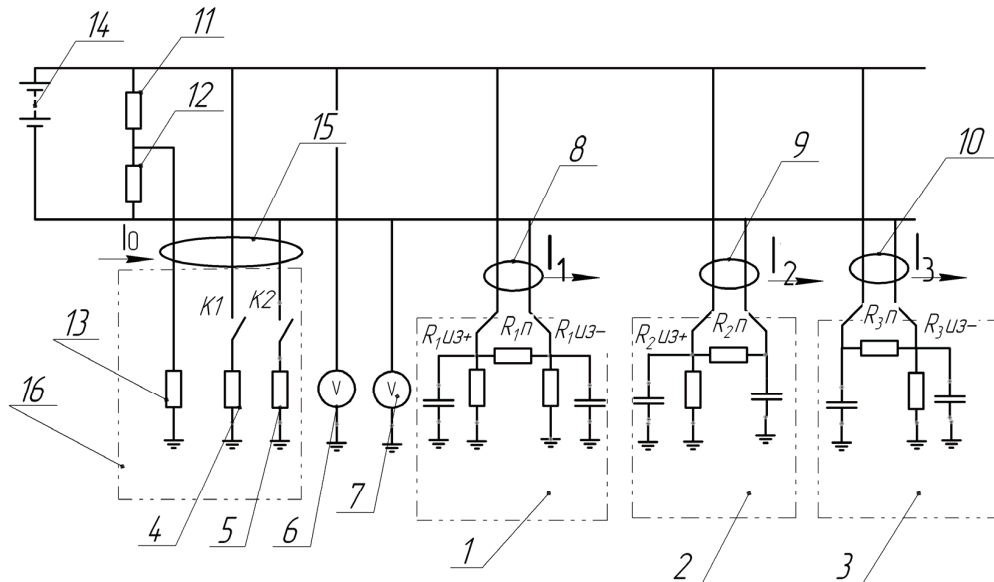


Рис. 4. Схема системы оперативного постоянного тока с предлагаемым способом определения сопротивлений изоляций сети постоянного тока и поиска поврежденного присоединения

На основе разработанного способа измерения сопротивлений изоляции сети постоянного тока создана система контроля сопротивлений изоляции в сети оперативного постоянного тока с напря-

жением 220 В «ЭКРА-СКИ», предназначенная для определения присоединений с поврежденной изоляцией без отключения потребителей от сети, а также для контроля сопротивлений изоляции каждого полюса относительно «земли» сети постоянного тока в целом.

На рис. 5 приведена функциональная схема системы контроля изоляции «ЭКРА-СКИ».

В состав «ЭКРА-СКИ» входит:

- 1) блок автоматики (БА);
- 2) панель оператора (ПО);
- 3) блок дополнительных резисторов (БДР);
- 4) датчики дифференциальных токов ДДТ1...ДДТn контроля изоляции отдельных присоединений;
- 5) дополнительные источники питания с выходным напряжением =24 В для питания блока автоматики и датчиков дифференциальных токов.

В состав блока автоматики входит:

- 1) блок делителей напряжения (БДН);
- 2) датчик полного тока (ДПТ) контроля сопротивления изоляции сети оперативного тока в целом;
- 3) контроллер совместно с модулем аналоговых входов и модулем дискретных выходов.

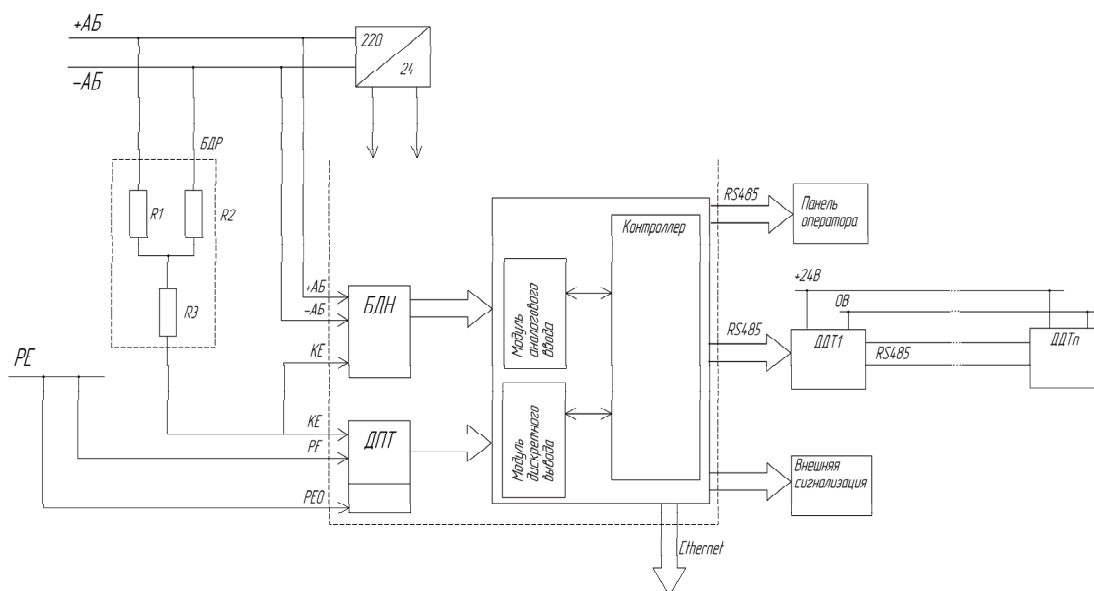


Рис.5. Функциональная схема системы контроля изоляции сети оперативного постоянного тока «ЭКРА-СКИ»

Система контроля изоляции в сети оперативного постоянного тока «ЭКРА-СКИ» имеет два режима работы: дежурный режим и режим измерения сопротивления изоляции сети оперативного тока и автоматического поиска поврежденного присоединения. В дежурном режиме производится контроль дифференциальных токов присоединений. В этом режиме контроль изоляции всей системы оперативного постоянного тока, а также контроль изоляции присоединений при симметричном ухудшении изоляции не производится. В случае если величина дифференциального тока в каком-либо присоединении превысит величину уставки, заданной программно и соответствующей сопротивлению изоляции присоединения значения 100 кОм, а также при истечения времени контроля, заданного в меню панели оператора, система «ЭКРА-СКИ» переходит автоматически в режим измерений, при котором производятся измерения сопротивлений изоляции присоединений и всей сети оперативного постоянного тока. Измерения производятся после подключения поочередно сначала к одному по-

люсу, а затем к другому полюсу контролируемой сети постояннoго тока делителей напряжений, один из выводов которых соединен с «землей». Управляемые ключи и делители напряжений расположены в блоке делителей напряжений (БДН). Одновременно производится измерение напряжения между полюсами аккумуляторной батареи, а также напряжений на полюсах аккумуляторной батареи относительно «земли».

Величины значений сопротивлений плеч делителей напряжений выбраны таким образом, чтобы величина амплитуды напряжения смещения нейтрали в режиме измерения сопротивлений присоединений не превышала 15 В. Величина амплитуды импульса напряжения на поврежденном фидере в режиме измерения сопротивления изоляции присоединения не превышает величины 130 В, что недостаточно для срабатывания дискретного входа в случае металлического замыкания его на «землю» (рис. 6).

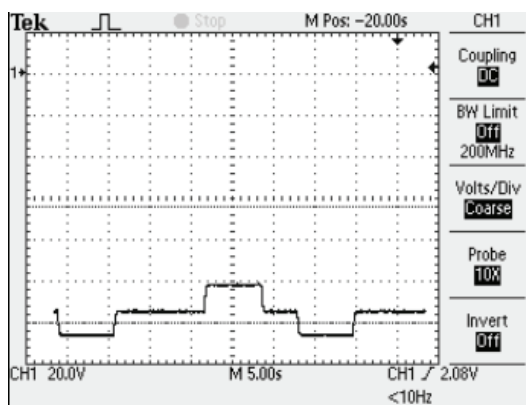


Рис. 6. Осциллограмма напряжения на отрицательном полюсе сети постояннoго оперативного тока в режиме измерения сопротивлений изоляции присоединений и всей сети оперативного тока

Блок добавочных резисторов (БДР) включает в себя резисторы R1 и R2, которые имеют то же значение, что и в стандартной схеме контроля изоляции. Резистор R3 имеет значение 3,8 кОм, что соответствует эквивалентному сопротивлению обмотки реле РН-51/32. БДР выполняет функцию выравнивания напряжения на полюсах аккумуляторной батареи относительно «земли», связанного с ухудшением изоляции системы оперативного постояннoго тока и отдельных присоединений, а также работой самой системы «ЭКРА-СКИ».

Контроллер управляет работой реле БДН и датчиков дифференциальных токов, а также на основе полученных значений напряжений от БДН и токов от датчиков дифференциальных токов контроллер производит вычисление значений полного сопротивления изоляции каждого присоединения, сопротивлений изоляции положительного и отрицательного полюсов присоединений относительно «земли», полного сопротивления изоляции всей системы, сопротивлений изоляции положительного и отрицательного полюсов относительно «земли» всей системы.

Информация о состоянии изоляции присоединений и сети оперативного тока в целом выводится на панель оператора. Одновременно на панель оператора выводится информация об исправности датчиков дифференциальных токов, об отклонении от нормы напряжения аккумуляторной батареи, об отклонении напряжений на полюсах контролируемой сети постояннoго тока относительно «земли» от величины уставки, а также об исправности подсоединения системы «ЭКРА-СКИ» к шине «РЕ», об исправности интерфейса, связующего датчики дифференциальных токов и контроллер системы, об установленном режиме работы системы.

Блок автоматики имеет выходные реле сигнализации, а также выход Ethernet для взаимодействия с АСУ ТП по протоколу 60870-5-104. Кроме того, контроллер ведет архив событий, текущие значения сопротивлений и архив событий можно посмотреть на компьютере.

Для контроля токов утечки в присоединениях СОПТ применены датчики дифференциальных токов, принцип работы которых основан на смещении петли гистерезиса магнитопровода при появлении дифференциального тока в измерительной обмотке [2]. Функциональная схема датчика дифференциальных токов приведена на рис. 7. Датчик дифференциальных токов содержит магнитопровод 2, на котором имеется по одному витку «плюсового» и «минусового» проводов присоединения, создающих постоянный дифференциальный ток. Магнитопровод содержит также дополнительную тестовую обмотку N2, подключенную к источнику калибровочного тока, с помощью которой производится тестирование датчика. С помощью интерфейсного устройства RS485 датчики дифференциальных токов обмениваются сообщениями с контроллером блока автоматики. Каждый датчик дифференциального тока имеет свой адрес (1...127), который задается с помощью переключателя 7. Датчик дифференциального тока с адресом 0 установлен в блоке автоматики для измерения полного дифференциального тока.

На корпусе датчика расположены светодиоды желтого и красного цвета. Зажигание светодиода желтого цвета показывает о приеме сигнала датчиком по интерфейсу RS485. Зажигание светодиода красного цвета в режиме постоянного свечения показывает о неисправности датчика. Зажигание светодиода красного цвета в импульсном режиме показывает о снижении сопротивления изоляции присоединения ниже уставки «Предупреждение». На корпусе датчика имеется разъемы для подключения источника питания =24 В и выхода интерфейса RS485.

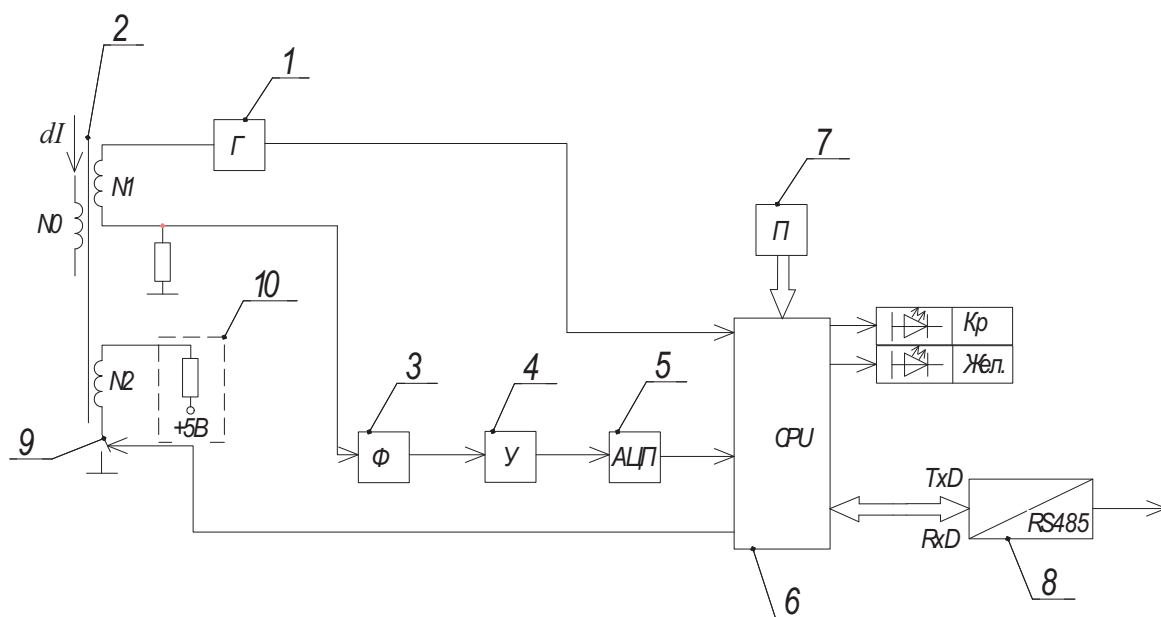


Рис. 7. Функциональная схема датчика дифференциальных токов

Основные параметры системы контроля изоляции в сети оперативного постоянного тока «ЭКРА-СКИ» приведены в таблице.

Опытный образец системы контроля сопротивлений изоляции в сети оперативного постоянного тока с напряжением 220 В «ЭКРА-СКИ» находится в эксплуатации на подстанции Бугульма 110 кВ с августа 2009 года. Опыт эксплуатации «ЭКРА-СКИ» положительный. В настоящее время шкафы СОПТ с системой «ЭКРА-СКИ» и системой мониторинга установлены на Калининградской ТЭЦ-2. В течение 2010 года планируется аттестация системы «ЭКРА-СКИ» для применения на объектах ФСК ЕЭС РФ.

Таблица

| № пп | Наименование параметра | Величина |
|------|---|--------------------------------------|
| 1 | Напряжение питания, В | =110...245 |
| 2 | Потребляемая мощность системы датчика дифференциального тока, Вт | 10 1 |
| 3 | Номинальное напряжение контролируемой сети постоянного тока, В | =220 ^{+10%} _{-20%} |
| 4 | Диапазон определяемого сопротивления изоляции сети, кОм | 1...1000 |
| 5 | Максимальная емкость контролируемой сети, не более, мкФ | 200 |
| 6 | Предельное селективно-определяемое снижение сопротивления изоляции присоединения, не более, кОм | 100 |
| 7 | Погрешность определения сопротивления изоляции полюсов сети в диапазоне: 1...100 кОм 100...1000 кОм | 10...15% 20% |
| 8 | Число автоматически контролируемых присоединений, не более, шт. | 127 |
| 9 | Количество уставок величин сопротивлений изоляций полюсов | 2 |
| 10 | Количество уставок величин сопротивлений изоляций присоединений | 2 |
| 11 | Диапазон задаваемых сопротивлений изоляций уставок, кОм | 10...100 |
| 12 | Время цикла контроля токов утечки всех отходящих присоединений, не более, сек. | 2 |
| 13 | Время цикла измерения сопротивлений всех присоединений, не более, сек. | 20 |
| 14 | Амплитуда напряжения смещения нейтрали в режиме измерения сопротивлений присоединений, не более, В | 15 |
| 15 | Максимальный диаметр окна датчика дифференциального тока, присоединения ввода, мм | 25...45 70 |

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Предложено устройство контроля сопротивлений изоляции присоединений и сети оперативного постоянного тока с напряжением 220 В «ЭКРА-СКИ», позволяющее совместную работу со стандартной схемой контроля сопротивления изоляции СОПТ.

2. Технические характеристики системы «ЭКРА-СКИ» удовлетворяют всем современным требованиям.

3. Предложенная система контроля изоляции и автоматического поиска замыканий на землю имеет связь с АСУ ТП, обеспечивает мониторинг сети и архив событий.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Алимов Юрий Николаевич – кандидат технических наук, главный специалист ООО НПП «ЭКРА».

Галкин Игорь Александрович – кандидат технических наук, ведущий инженер ООО НПП «ЭКРА».

Шаварин Николай Иванович – кандидат технических наук, заведующий отделом Э5 ООО НПП «ЭКРА».

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- [1] Электротехнический справочник. В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии. 8-е изд., испр. и доп. М.: Изд. МЭИ, 2002. 964 с.
- [2] Гальперин М.В. Электронная техника: учебник. 2-е изд., испр. и доп. М.: ИД «ФОРУМ»: ИНФРА-М, 2007. 352 с.: ил.
- [3] Патент РФ № 2381513. МПК G01R27/18. Способ определения сопротивлений изоляции присоединений в сети постоянного тока с изолированной нейтралью, устройство для его осуществления и дифференциальный датчик для этого устройства / Алимов Ю.Н., Галкин И.А., Шаварин Н.И. Оpub. 10.02.2010 (приоритет от 16.07.2008).

ЭЛЕКТРОМАГНИТНАЯ СОВМЕСТИМОСТЬ ШКАФОВ ЗАЩИТ СЕРИИ ШЭ2607 И ШЭ2710

В.Ф. ИЛЬИН, В.Ф. СЕТОЙКИН
НОУ «НОЦ «ЭКРА»

В.Н. САРЫЛОВ
филиал ОАО «ВНИИАЭС-АСУТП»

О.В. САРЫЛОВ
ИЦ НИИИТ

Сегодня нет необходимости убеждать специалистов, что устойчивая и надежная работа современных энергетических объектов возможна лишь при обеспечении условий электромагнитной совместимости (ЭМС). Очевидно, в первую очередь, это относится к микропроцессорным системам и устройствам релейной защиты и противоаварийной автоматики (МП РЗА), действия которых направлены на поддержание надежной и безопасной работы на протяжении всего длительного срока эксплуатации энергооборудования в условиях жесткой электромагнитной обстановки.

По последствиям, обусловленным неблагоприятными воздействиями электромагнитных помех, функции устройств МП РЗА являются наиболее критичными. Их точность и быстрдействие не должны подвергаться нарушениям, приводящим к потере защитных функций и созданию критических ситуаций, задержкам и излишним (ложным) действиям, а также потере последовательности регистрируемой информации. Этим обусловлены очень высокие требования по ЭМС к устройствам РЗА и необходимость обязательного подтверждения типовыми испытаниями при наибольшей степени жесткости [1, 2].

Научно-производственное предприятие «ЭКРА» является одним из первых отечественных предприятий, освоивших серийное производство микропроцессорных защит станционного и подстанционного оборудования. Важно отметить, что успешному продвижению продукции способствовало и то обстоятельство, что вопросы помехоустойчивости, которым предприятие традиционно уделяет самое серьезное внимание, были разрешены принципиально как на техническом, так и на организационном уровне. Для этих целей на предприятие с 2000 года используется сертифицированное испытательное оборудование в виде комплекта специализированных имитаторов помех. С его помощью обеспечивается контроль помеховосприимчивости микропроцессорных защит на всех этапах его разработки и производства, а также проводятся различные целевые исследования по ЭМС. Подтверждением эффективности данной деятельности служат положительные результаты типовых испытаний на соответствие требованиям по ЭМС шкафов и терминалов МП РЗА производства НПП «ЭКРА», полученные в независимых испытательных лабораториях.

До недавнего времени в НПП «ЭКРА» при проведении испытаний защит станционного и подстанционного оборудования руководствовались требованиями по ЭМС, регламентированными РД 34.35.310-97 [3]. В нем впервые устанавливались нормы помехоустойчивости для МП РЗА по основным видам электромагнитных воздействий непрерывного и переходного характера. Однако значимость этих требований утратилась с введением в действие ГОСТ Р 51317.6.5-2006, который с 2007 года признан обязательным для технических средств, предназначенных для поставок на электростанции и подстанции [4]. Данный стандарт охватывает большой объем испытательных воздействий и регламентирует испытательные нормы в зависимости от исполнения для применения на электростанциях и подстанциях среднего напряжения или на подстанциях высокого напряжения. Для последних он устанавливает наибольшие степени жесткости испытаний. При поставках для систем электрической части энергоблоков атомных станций нормы устанавливает ГОСТ Р 50746-2000, который регламентирует более широкий объем испытаний, включающий в себя и испытания на помехоэмиссию [5].

Ранее продукция НПП «ЭКРА» аттестовалась по результатам испытаний на соответствие требованиям ЭМС, регламентированными РД 34.35.310-97. В связи с переаттестацией шкафов микропроцессорных защит серии ШЭ2607 и ШЭ2710 в 2009 году были проведены испытания на соответствие требованиям для исполнений, применяемых на подстанциях высокого напряжения по ГОСТ Р 51317.6.5-2006 и для IV группы исполнений по ГОСТ Р 50746-2000. В таблице 1 представлены фактические уровни испытательных воздействий в сравнении с нормами принятых в электроэнергетике стандартов.

Все работы проводились в аккредитованном испытательном центре по испытаниям оборудования, изделий и технологий по требованиям электромагнитной совместимости (ИЦ НИИИТ) в соответствии с совместно разработанной программы-методики испытаний. Программа предусматривала и испытания на помехоэмиссию, а при испытании на помехоустойчивость учитывались двух действующих в электроэнергетике стандартов ГОСТ Р 51317.6.5 и ГОСТ Р 50746, причем в случае расхождения требований указанных стандартов по тому или иному виду воздействия рассматривались и с большей степенью жесткости. В результате, в ряде случаев фактические испытательные уровни превышали нормы одного из стандартов. Это указывает на наличие определенного запаса устойчивости по данному виду помех, который может быть оценен количественно как отношение значений фактически действующей помехи к нормируемому стандартом уровню [6].

Испытания проводились при подключенных внешних цепях, обеспечивающих функционирование испытуемого шкафа в соответствии с его назначением. Оценка качества функционирования производилась по критерию А при работе наиболее чувствительной ступени защиты с пониженными уровнями уставок. Рассматривались два характерных режима:

- «нормальный» – режим функционирования вблизи порога срабатывания, в котором при воздействии электромагнитных помех возможны несанкционированное срабатывание или нарушения в виде кратковременных сбоев или выходов из работы по критериям В или С;

- «аварийный» – режим функционирования вблизи порога возврата, в котором при воздействии помех возможны несанкционированный перезапуск или нарушения по критериям В или С.

Таблица 1

Уровни испытаний на соответствие требованиям ЭМС по критерию А для защит серии ШЭ2607 и ШЭ2710 и нормы помехоустойчивости и помехоэмиссии, принятых в электроэнергетике

| | Вид испытательного воздействия | Нормы и степень жесткости испытаний (с.ж.) | | | Фактические уровни испытаний |
|---|--|--|---|--|---|
| | | по РД34.35.310-97 | по ГОСТ 51317.6.5-2006 | по ГОСТ Р50746-2000 (IV группа исполнений) | |
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| 1 | Радиочастотные электромагнитные поля по ГОСТ Р 51317.4.3 в диапазоне: - 80-1000 МГц; - 800-960 МГц; - 1,4-2 ГГц | 10 В/м, (3) - - | 10 В/м, (3) 10 В/м, (3) 10 В/м, (3) | 10 В/м, (3) 30 В/м, (4) 30 В/м, (4) | 10 В/м, (3) 30 В/м, (4) 30 В/м, (4) |
| 2 | Электростатические разряды (ЭСР) по ГОСТ Р 51317.4.2: - контактные на корпус; - воздушные на корпус | ± 6 кВ, (3) ± 8 кВ, (3) | ± 6 кВ, (3) ± 8 кВ, (3) | ± 8 кВ, (4) ± 15 кВ, (4) | ± 8 кВ, (4) ± 15 кВ, (4) |
| 3 | Магнитные поля промышленной частоты (МППЧ) по ГОСТ Р 50648: - длительные; - кратковременные | 30 А/м, (4) 300 А/м, (5) | 100 А/м, (5) 1000 А/м, (5) | 40 А/м, (5) 600 А/м, (5) | 100 А/м, (5) 1000 А/м, (5) |

| | Вид испытательного воздействия | Нормы и степень жесткости испытаний (с.ж.) | | | Фактические уровни испытаний |
|---|---|--|--|--|--|
| | | по РД34.35.310-97 | по ГОСТ 51317.6.5-2006 | по ГОСТ Р50746-2000 (IV группа исполнений) | |
| 4 | Импульсные магнитные поля по ГОСТ Р 50649 | ± 300 А/м, (4) | - | ± 600 А/м, (5) | ± 1000 А/м, (5) |
| 5 | Кондуктивные помехи наведенные радиочастотными электромагнитными полями в диапазоне 0,15-80 МГц по ГОСТР 51317.4.6: - в сети питания ± 220 В; - на аналоговых входах; - на цифровых входах; - на цифровых выходах; -на кабеле связи | 10 В, (3) 10 В, (3) 10 В, (3) 10 В, (3) 10 В, (3) | 10 В, (3) 10 В, (3) 10 В, (3) 10 В, (3) 10 В, (3) | 10 В, (3) 10 В, (3) 10 В, (3) 10 В, (3) 10 В, (3) | 10 В, (3) 10 В, (3) 10 В, (3) 10 В, (3) 10 В, (3) |
| 6 | Наносекундные импульсные помехи по ГОСТ Р 51317.4.4: - в сети питания ± 220 В; - на аналоговых входах; - на цифровых входах; - на цифровых выходах; - на кабеле связи | ± 4 кВ, (4) ± 2 кВ, (4) ± 2 кВ, (4) ± 2 кВ, (4) ± 2 кВ, (4) | ± 4 кВ, (4) ± 2 кВ, (4) ± 2 кВ, (4) ± 2 кВ, (4) ± 2 кВ, (4) | ± 2 кВ, (3) ± 2 кВ, (4) ± 2 кВ, (4) ± 2 кВ, (4) ± 2 кВ, (4) | ± 4 кВ, (4) ± 4 кВ, (x) ± 4 кВ, (x) ± 4 кВ, (x) ± 4 кВ, (x) |
| 7 | Микросекундные импульсные помехи большой энергии по ГОСТ Р 51317.4.5 «провод-провод»: - в сети питания ± 220 В; - на аналоговых входах; - на цифровых входах; - на цифровых выходах «провод-земля»: - в сети питания ± 220 В; - на аналоговых входах; - на цифровых входах; - на цифровых выходах | ± 2 кВ, (3) ± 2 кВ, (3) ± 1 кВ, (2) ± 1 кВ, (2) ± 4 кВ, (4) ± 4 кВ, (4) ± 2 кВ, (3) ± 2 кВ, (3) | ± 2 кВ, (3) ± 2 кВ, (3) ± 2 кВ, (3) ± 2 кВ, (3) ± 4 кВ, (4) ± 4 кВ, (4) ± 4 кВ, (4) ± 4 кВ, (4) | ± 1 кВ, (2) - - - ± 2 кВ, (3) ± 2 кВ, (3) ± 2 кВ, (3) ± 2 кВ, (3) | ± 2 кВ, (3) ± 2 кВ, (3) ± 2 кВ, (3) ± 2 кВ, (3) ± 4 кВ, (4) ± 4 кВ, (4) ± 4 кВ, (4) ± 4 кВ, (4) |
| 8 | Затухающие колебательные импульсные помехи по ГОСТ Р 51317.4.12 <i>одиночные</i> в сети питания: - «провод-провод»; - «провод-земля» <i>повторяющиеся</i> «провод-провод»: - в сети питания; - на аналоговых входах; - на цифровых входах; - на цифровых выходах «провод-земля»: - в сети питания ± 220 В; - на аналоговых входах; - на цифровых входах; - на цифровых выходах | - - ± 1 кВ, (3) ± 1 кВ, (3) - - $\pm 2,5$ кВ, (3) $\pm 2,5$ кВ, (3) $\pm 2,5$ кВ, (3) $\pm 2,5$ кВ, (3) | - - ± 1 кВ, (3) ± 1 кВ, (3) ± 1 кВ, (3) ± 1 кВ, (3) $\pm 2,5$ кВ, (3) $\pm 2,5$ кВ, (3) $\pm 2,5$ кВ, (3) $\pm 2,5$ кВ, (3) | ± 2 кВ, (4) ± 4 кВ, (4) ± 1 кВ, (3) - - $\pm 2,5$ кВ, (3) - - - | ± 2 кВ, (4) ± 4 кВ, (4) ± 2 кВ, (x) ± 2 кВ, (x) ± 2 кВ, (x) ± 2 кВ, (x) $\pm 2,5$ кВ, (3) $\pm 2,5$ кВ, (3) $\pm 2,5$ кВ, (3) $\pm 2,5$ кВ, (3) |

| | Вид испытательного воздействия | Нормы и степень жесткости испытаний (с.ж.) | | | Фактические уровни испытаний |
|----|--|---|--|--|--|
| | | по РД34.35.310-97 | по ГОСТ 51317.6.5-2006 | по ГОСТ Р50746-2000 (IV группа исполнений) | |
| 9 | Кондуктивные помехи промышленной частоты по ГОСТ Р 51317.4.16 <i>длительные:</i> - в сети питания; - на аналоговых входах; - на цифровых входах; - на цифровых выходах <i>кратковременные:</i> - в сети питания; - на аналоговых входах; - на цифровых входах; - на цифровых выходах | - - - - - - - - | 30 В, (4) 30 В, (4) 30 В, (4) 30 В, (4) 100 В, (4) 300 В, (x) 300 В, (x) 300 В, (x) | 30 В, (4) 30 В, (4) 30 В, (4) 30 В, (4) 100 В, (4) 100 В, (4) 100 В, (4) 100 В, (4) | 30 В, (4) 30 В, (4) 30 В, (4) 30 В, (4) 300 В, (x) 300 В, (x) 300 В, (x) 300 В, (x) |
| 10 | Пульсация напряжения питания постоянного тока по ГОСТ Р 51317.4.17 | 12% $U_{НОМ}$, (3) | 10% $U_{НОМ}$, (3) | - | 15% $U_{НОМ}$, (4) |
| 11 | Динамические изменения напряжения питания постоянного тока по МЭК61000-4-29-2000: - провалы на 30%; - провалы на 60%; - прерывания на 100% | - - 0,5 с, (-) | 1,0 с, (-) 0,1 с, (-) 0,5 с, (-) | 1,0 с, (-) 0,1 с, (-) 0,5 с, (-) | 1,0 с, (-) 0,1 с, (-) 0,5 с, (-) |
| 12 | Эмиссия промышленных радиопомех по ГОСТ Р 51318.22: - в окружающее пространство в полосе частот 30-1000 МГц; - в сеть питания в полосе частот 0,15-30 МГц | - - | - - | 50 дБ в диапазоне 30-230 МГц и 57 дБ в диапазоне 230-1000 МГц 66 дБ в диапазоне 0,15-0,5 МГц и 60 дБ в диапазоне 0,5-30 МГц | ниже 50 дБ в диапазоне 30-230 МГц и 57 дБ в диапазоне 230-1000 МГц ниже 66 дБ в диапазоне 0,15-0,5 МГц и 60 дБ в диапазоне 0,5-30 МГц |

Знаком (x) указывается специальная (открытая) степень жесткости.

ВЫВОД

Результаты испытаний в аккредитованном испытательном центре подтверждают соответствие шкафов микропроцессорных защит серии ШЭ2607 и ШЭ2710 требованиям ГОСТ Р 51317.6.5-2006, а также требованиям ГОСТ Р 50746-2000 в части эмиссии промышленных помех в окружающее пространство и в сеть питания.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Борисов Р.К. О помехоустойчивости вторичного оборудования и систем связи энергообъектов // Энергоэксперт. 2009. № 5. С. 76-78.
- [2] Ильин В.Ф., Котельников А.Г., Уляхин С.В. Устойчивость систем релейной защиты к воздействию импульсных помех // 8-й Международный симпозиум по электромагнитной совместимости и электромагнитной экологии: Труды симпозиума. СПб., 2009. С. 23-26.
- [3] Общие технические требования к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем РД 34.35.310-97. М.: СПО ОРГРЭС, 1997.
- [4] ГОСТ Р 51317.6.5-2006 (МЭК 61000-6-5 2001). Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к электромагнитным помехам технических средств, применяемых на электростанциях и подстанциях. Требования и методы испытаний. 2007 г.
- [5] ГОСТ Р 50746-2000. Совместимость технических средств электромагнитная. Технические средства для атомных станций. Требования и методы испытаний. 2001 г.
- [6] Э.В. Вершков, А.В. Жуков, А.В. Калеников и др. Электромагнитная совместимость электрической части атомных электростанций. М.: Знак, 2006.

УСТОЙЧИВОСТЬ УСТРОЙСТВА АВТОМАТИКИ НА ОСНОВЕ РЕЛЕ ТОКА ТИПА РТБ К ВОЗДЕЙСТВИЮ ИМПУЛЬСНЫХ ПОМЕХ

В.Ф. ИЛЬИН, А.Г. КОТЕЛЬНИКОВ
НОУ «НОЦ «ЭКРА»

Г.Д. ГУЩИН
Филиал ОАО «РусГидро» – «Чебоксарская ГЭС»

При эксплуатации автоматики опережающего деления сети (АОДС), выполненной на базе быстродействующего токового реле с тиристорным выходом типа РТБ могут возникать проблемы, связанные с электромагнитными помехами. В частности, на Чебоксарской ГЭС в 2008 года было зарегистрировано 2 случая несанкционированного срабатывания АОДС из-за произвольного открывания тиристорov при коммутациях в цепях оперативного электропитания и в выходных цепях. Причем, один из случаев срабатывания сопровождался выходом из строя тиристора.

Особенностью схемы автоматики является включение выходных тиристорov реле напрямую на соленоиды отключения шиносоединительного выключателя ШСВ-220 кВ через накладку. Исследования на месте эксплуатации, проведенные в ходе расследования упомянутых инцидентов, не внесли определенности в причины ложных срабатываний и разрешение данной проблемы. Следующим шагом явилось обследование реле РТБ в условиях испытательной лаборатории на предмет его восприимчивости к воздействию помех переходного характера, представляющихся наиболее вероятной причиной ложных срабатываний.

Реле РТБ относится к поколению транзисторных реле и находится в эксплуатации с 1990 года. Схема измерительной и логической части реле выполнена на полевых и биполярных транзисторах и не имеет электрической связи с корпусом [1]. Гальваническую развязку на входе обеспечивает трансформатор тока с номинальными уровнями 5 А и 1 А, а на выходе – импульсные трансформаторы в цепях управления выходными тиристорами. С оперативным источником постоянного тока 220 В схема связана через параметрический стабилизатор. Упреждая предвзятое отношение ряда специалистов к тиристорным коммутаторам, отметим схемное решение устройства, включающее специальные цепи обвязки выходных тиристорov, проработано довольно строго. Подтверждение тому – длительный срок эксплуатации до проявления упомянутых инцидентов.

На рисунке 1 представлена схема подключения реле при испытании в лабораторных условиях. Испытуемое реле, установленное на изолированной подставке высотой 0,1 м, располагалось в центре металлического листа площадью свыше 0,5 м², служащего опорным заземлением для всего испытательного оборудования. С целью определенности с каналами распространения помех все внешние цепи были гальванически развязаны друг от друга. Электропитание реле и его выходной цепи осуществлялось от независимых источников питания постоянного тока E_1 и E_2 . В цепь тиристора одного из выходных каналов была включена катушка индуктивности L_k с параметрами, соизмеримыми с соленоидом выключателя. В соответствии с реальной схемой АОДС второй выходной канал реле не был задействован. Емкости линий электропитания и выходных цепей относительно земли учитывались путем подключения между выводами и опорным заземлением конденсаторов C_{Y1} и C_{Y2} емкостью по 2,2 нФ. На реальном объекте эти продольные емкости заведомо выше, но из-за паразитных индуктивностей импеданс линий относительно земли может быть соизмерим с указанными Y-конденсаторами.

Режимный фактор на период испытаний определялся номинальным напряжением питания реле и входным током, устанавливаемым вблизи порога срабатывания – $0,8I_{сраб}$. Оценка качества функционирования производилась по факту срабатывания в условиях поочередного воздействия на выводы

указанные продольные помехи преобразуются в поперечные, создавая кратковременно в течение доли микросекунд выброс перенапряжения, превышающий допустимый уровень тиристора. В результате происходит нерегламентированное включение тиристора по анодной цепи, которое сопровождается необратимыми процессами в структуре самого прибора, приводящими к ухудшению его эксплуатационных характеристик и к деградации со временем его вентильных свойств и полному выходу из строя. По ходу испытаний было зафиксировано несколько фактов выхода из строя тиристоров.

Иная картина имеет место при воздействии импульсов помехи противоположной полярности. Реле сохраняет нормальный режим функционирования при подаче импульсной помехи с амплитудой 4 кВ на выводы, связанные с анодом или катодом тиристора, соответственно положительной или отрицательной полярности. Повышенный уровень устойчивости к воздействию высоковольтных импульсных помех противоположной полярности объясняется шунтирующим действием использованных в схеме реле защитных *RCD*-цепей, диоды которых включены согласно с выходными тиристорами. Очевидно, с помощью аналогичных цепей могут подавляться опасные выбросы обеих полярностей, что и было апробировано на практике.

Наиболее серьезной проблемой для выходных цепей представляют наносекундные помехи. При воздействии на выходные выводы продольных помех произвольное срабатывание происходит при недопустимо низкой амплитуде импульсов ± 1 кВ. Причем выходной тиристор самопроизвольно включается не в первый момент подачи пачки наносекундных импульсов, а спустя несколько единиц-десятков секунд. Здесь проявляется детекторный эффект, обуславливающий процесс накопления энергии для перевода тиристора в проводящее состояние. Согласно рабочим осциллограммам при отсутствии в выходной цепи *Y*-конденсаторов на запертом тиристоре возникает выброс напряжения длительностью менее 100 нс и амплитудой – не более 250 В. Последнее заведомо ниже допустимого уровня примененного в схеме тиристора. В данном случае вероятнее всего можно говорить о нерегламентированном включении тиристора по анодной цепи из-за превышения скорости нарастания напряжения, причем с теми же негативными последствиями, что и в рассмотренном выше случае включения микросекундными импульсами. Следует отметить, применение для подавления наносекундных помех шунтирующих защитных *RCD*-цепей, собранных на дискретных элементах, а не чип-компонентах, оказывается в принципе неэффективным. Это обусловлено существенным влиянием паразитных параметров, в частности, индуктивностей выводов компонентов защитной цепи. Практика показывает, что негативные действия наносекундных импульсов могут эффективно подавляться с помощью *Y*-конденсаторов, включенных между корпусом и выходными выводами реле. Отметим, что для полного эффекта цепь заземления необходимо выполнить коротким и предпочтительно плоским проводником, обладающим малой паразитной индуктивностью [3].

Таким образом, обследование в испытательной лаборатории с использованием специализированных имитаторов помех позволило выявить пути распространения и механизм действия переходных помех и отработать технические и организационные мероприятия, направленные на продление эксплуатационного ресурса установленного оборудования автоматики. После окончательных схемных и конструкторских доработок реле подверглось повторным испытаниям на воздействие импульсных помех в соответствии с нормами стандарта [2], после чего было принято решение о введении его в эксплуатацию. В таблицах 1 и 2 приведены результаты испытаний реле.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Реле токовое быстродействующее РТБ. Техническое описание и инструкция по эксплуатации. Рига: Рижский опытный завод «Энергоавтоматика», 1989. С. 24.
- [2] ГОСТ Р 51317.6.5-2006 (МЭК 61000-6-5 2001). Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к электромагнитным помехам технических средств, применяемых на электростанциях и подстанциях. Требования и методы испытаний.
- [3] Уильямс Т., Армстронг К. ЭМС для систем и установок. М.: Издательский Дом «Технологии», 2004. 508 с.

Таблица 1

Результаты испытаний РТБ на действие микросекундных импульсных помех – ГОСТ Р 51317.4.5-99

| Вид воздействия | Выводы | Степень жесткости испытаний | Параметры испытательного воздействия | Критерий качества функционирования | | Результат испытаний | |
|-----------------|-----------------|-----------------------------|--------------------------------------|------------------------------------|------------------------|---------------------|--------|
| | | | | по ГОСТ | фактич. | | |
| «Провод-земля» | Цепи питания | 1–14 | 4 | ± 4 кВ (по 5 имп.) | А | А | соотв. |
| | | 3–14 | 4 | ± 4 кВ (по 5 имп.) | А | А | соотв. |
| | Выходные цепи | 8–14 | 4 | ± 4 кВ (по 5 имп.) | А | А | соотв. |
| | | 9–14 | 4 | ± 4 кВ (по 5 имп.) | А | А | соотв. |
| | | 10–14 | 4 | ± 4 кВ (по 5 имп.) | А | А | соотв. |
| | | 12–14 | 4 | ± 4 кВ (по 5 имп.) | А | А | соотв. |
| | Входные цепи | 5–14 | 4 | ± 4 кВ (по 5 имп.) | А | А | соотв. |
| | | 7–14 | 4 | ± 4 кВ (по 5 имп.) | А | А | соотв. |
| | | 6–14 | 4 | ± 4 кВ (по 5 имп.) | А | А | соотв. |
| | «Провод-провод» | Цепи питания | 1–14 | 4 | ± 4 кВ (по 5 имп.) | А | А |
| 3–14 | | | 4 | ± 4 кВ (по 5 имп.) | А | А | соотв. |

Таблица 2

Результаты испытаний РТБ на действие наносекундных импульсных помех – ГОСТ Р 51317.4.4–99

| Вид воздействия | Выводы | Степень жесткости испытаний | Параметры испытательного воздействия | Критерий качества функционирования | | Результат испытаний | |
|-----------------|---------------|-----------------------------|--------------------------------------|------------------------------------|---------|---------------------|--------|
| | | | | по ГОСТ | фактич. | | |
| «Провод-земля» | Цепи питания | 1–14 | 4 | ± 4 кВ (1 мин.) | А | А | соотв. |
| | | 3–14 | 4 | ± 4 кВ (1 мин.) | А | А | соотв. |
| | Выходные цепи | 8–14 | 4 | ± 4 кВ (1 мин.) | А | А | соотв. |
| | | 9–14 | 4 | ± 4 кВ (1 мин.) | А | А | соотв. |
| | | 10–14 | 4 | ± 4 кВ (1 мин.) | А | А | соотв. |
| | | 12–14 | 4 | ± 4 кВ (1 мин.) | А | А | соотв. |
| | Входные цепи | 5–14 | 4 | ± 4 кВ (1 мин.) | А | А | соотв. |
| | | 7–14 | 4 | ± 4 кВ (1 мин.) | А | А | соотв. |
| | | 6–14 | 4 | ± 4 кВ (1 мин.) | А | А | соотв. |

Москва, 1–4 июня 2010 г.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

Ильин Владимир Федорович – главный специалист НОУ «НОЦ «ЭКРА», кандидат технических наук, силовая электроника; e-mail: ilin_vf@ekra.ru.

Котельников Андрей Геннадьевич – инженер лаборатории НИР НОУ «НОЦ «ЭКРА».

Гущин Геннадий Дмитриевич – ведущий инженер группы СТУ филиала ОАО «РусГидро» – «Чебоксарская ГЭС».

Научное издание

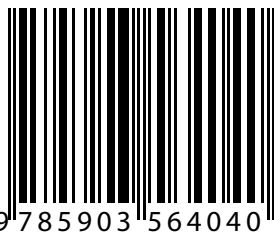
**РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА
И АВТОМАТИКА
ЭНЕРГОСИСТЕМ**
Сборник докладов
XX конференции
(Москва, 1–4 июня 2010)

Издательство
НП «Научно-инженерное информационное агентство»
115230, г. Москва, Каширское ш., д. 5, корп. 1

Типография
ЗАО «Глобал Маркетинг»
107045, г. Москва, Луков пер., д. 4

Подписано в печать 24.05.2010. Гарнитура «NewtonС».
Формат 210 × 297 мм. Усл. печ. л. 23,0.
Тираж 300 экз. Заказ № 76920
Отпечатано по технологии СтР.

ISBN 978-5-903564-04-0



9 785903 564040