

Организаторы



Правительство
Чувашской Республики



ООО «РИЦ «СРЗАУ»



ЧГУ им. И.Н. Ульянова



ОАО «ФСК ЕЭС»



ОАО «РусГидро»



ОАО «Холдинг МРСК»

При поддержке



НП «СРЗАУ»



Министерство
энергетики РФ



Министерство
промышленности
и торговли РФ

СБОРНИК ТЕЗИСОВ ДОКЛАДОВ



РЕЛАВЭКСПО-2012

МЕЖДУНАРОДНАЯ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ И ВЫСТАВКА

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИЗАЦИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РОССИИ

Генеральный спонсор



Официальный спонсор



Спонсоры



Информационные спонсоры



ЧЕБОКСАРЫ, 17-20 АПРЕЛЯ 2012

ЭКРА



Энергия не исчезает и не появляется вновь, а переходит из одной формы в другую.

Энергия опыта, знаний и смелых решений преобразуется в особую форму ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ электрооборудования от повреждений для надежной и стабильной работы энергосистем.

СОХРАНЯЯ ЭНЕРГИЮ

НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ «ЭКРА» ПРЕДЛАГАЕТ:

- РЗА ПОДСТАНЦИОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ 6-750 кВ
- РЗА СТАНЦИОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ
- НИЗКОВОЛЬТНЫЕ КОМПЛЕКТНЫЕ УСТРОЙСТВА
- СИСТЕМЫ ОПЕРАТИВНОГО ПОСТОЯННОГО ТОКА
- ЩИТЫ СОБСТВЕННЫХ НУЖД 0,4 кВ
- СИСТЕМЫ ПЛАВНОГО ПУСКА ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ 3-10 кВ
- АСУ ТП ПОДСТАНЦИЙ
- ОБОРУДОВАНИЕ ВЧ-СВЯЗИ
- ПРОВЕРОЧНЫЙ КОМПЛЕКС OMICRON

НПП «ЭКРА» ЯВЛЯЕТСЯ ПРЕДПРИЯТИЕМ ПОЛНОГО ЦИКЛА И ОСУЩЕСТВЛЯЕТ:

- РАЗРАБОТКУ, ПРОИЗВОДСТВО И КОМПЛЕКСНУЮ ПОСТАВКУ ОБОРУДОВАНИЯ
- ПРОЕКТИРОВАНИЕ
- НАЛАДКУ, ГАРАНТИЙНОЕ И ПОСТГАРАНТИЙНОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ
- ОБУЧЕНИЕ ПЕРСОНАЛА

Выпускаемые устройства аттестованы для применения РАО «ЕЭС России», ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «РусГидро», ОАО «Концерн «Росэнергоатом», ОАО «Газпром», АК «Транснефть»



428003, Россия, г. Чебоксары, пр. И. Яковлева, 3
Тел./факс: (8352) 220-110 (многоканальный),
220-130 (автосекретарь)
E-mail: ekra@ekra.ru, <http://www.ekra.ru>

на правах рекламы

Международная
научно-практическая
конференция и выставка

РЕЛАВЭКСПО-2012

Релейная защита и автоматизация
электроэнергетических систем России



СБОРНИК ТЕЗИСОВ И ДОКЛАДОВ

Чебоксары, 17-20 апреля 2012 г.

СОДЕРЖАНИЕ СТАТЕЙ (статьи 1...33)

01	И.Ю. Иванов	Усовершенствованный алгоритм функционирования дифференциальной защиты линий электропередачи напряжением 110–220 кВ	8	17	А.Г. Чирков	Вопросы комплексного использования каналов ВЧ связи для передачи сигналов ВЧ защит и команд РЗА и ПА. Опыт внедрения и эксплуатации	41
02	Н.И. Зеленохат, О.Н. Кузнецов, А.В. Лянзберг, В.А. Матисон, А.А. Наволочный	Дискретное управление перетоком мощности при асинхронном ходе по межсистемной связи в сложной электроэнергетической системе	10	18	Я.В. Законьшек, А.Л. Славутский	Использование цифровых программно-аппаратных комплексов моделирования энергосистем в режиме реального времени RTDS для исследования функционирования устройств РЗА	43
03	Е.Н. Колобродов, Г.С. Нудельман	Эффективное управление продольной компенсацией – путь к повышению устойчивости электроэнергетической системы	13	19	Ф.А. Иванов	Современные приборы для проверки устройств РЗА и другого оборудования ПС в соответствии со стандартом МЭК 61850	46
04	Г.С. Нудельман	К вопросу о влиянии кибер-атак и несанкционированных воздействий на системы релейной защиты абсолютной селективности	13	20	В.Г. Степанов	Опыт взаимодействия проектировщиков и производителей при разработке алгоритмов противоаварийной автоматики на ПС Очаково	48
05	В.Н. Харисов, А.А. Оганесян, Г.С. Нудельман	Проблемы обеспечения синхронизации интеллектуальных устройств электроэнергетики на базе глобальных навигационных спутниковых систем	14	21	А.В. Булычёв, В.Н. Козлов	Совершенствование микропроцессорных устройств	49
06	Ю.Н. Калачёв, Е.Н. Колобродов, А.В. Сдобин	Типовые решения по релейной защите и противоаварийной автоматике с использованием интеллектуальных электронных устройств на гибкой логике	14	22	В.Н. Гречухин, В.Д. Лебедев, М.А. Гречухин	Стратегия и технические решения по обеспечению цифровыми ТТ и ТН метрологии и надёжности систем РЗА и учёта электроэнергии на подстанциях 110–220 кВ	50
07	В.М. Янгуданов	Комплексный подход к внедрению устройств микропроцессорных защит	15	23	В.В. Никитин	Современное испытательное оборудование для проведения качественной диагностики устройств РЗА	50
08	В.А. Соколов	Концепция развития систем мониторинга РЗА и ПА объектов Татарской энергосистемы	16	24	Ю.Л. Смирнов, Н.М. Александров	Особенности диагностики устройств РЗА, поддерживающих протокол МЭК-61850	51
09	Ю.Я. Лямец, А.Н. Подшивалин, Ю.В. Романов	Теоретические основы релейной защиты: от Атабекова до наших дней	18	25	П.Г. Варганов, Н.В. Паршиков, А.В. Алексеев, О.В. Митрофанов	Организация сетей мониторинга и конфигурации МП устройств серии БЭМП	52
10	В.А. Горюнов	Защита от ОЗЗ в сетях 6–35 кВ с двумя источниками питания	24	29	Д.С. Василевский	Преимущества применения автоматизированной системы проектирования для разработки документации для шкафов РЗА	56
11	Р.А. Вайнштейн, С.М. Юдин, А.В. Доронин, А.М. Наумов	Защита от замыканий на землю в обмотке статора генераторов при различных первичных схемах	26	26	В.П. Якимов	Особенности проектирования и наладки устройств РЗА	53
12	А.М. Дмитренко, Е.Ю. Казакова, М.Н. Атаманов	Анализ переходных процессов дифференциальных защит трансформаторов с мощной двигательной нагрузкой	30	27	Д. Морва	Принципы построения РЗА в Средней Европе	54
13	А.А. Жегалов, В.Г. Гарке	Автоматизированный мониторинг и диагностика высоковольтного выключателя на базе микропроцессорной релейной защиты	31	28	В.Н. Козлов, М.И. Петров, И.В. Соловьёв	Совершенствование систем компенсации ёмкостных токов	56
14	Р.Г. Исаков, В.Г. Гарке	Ступенчатые защиты с зависимой характеристикой выдержки времени	34	30	С.Я. Петров, С.С. Трубников	Опыт проектирования систем РЗА с использованием МП терминалов	57
15	Е.А. Конова, В.Г. Гарке	Анализ работы резервных защит линий электропередачи напряжением 110–220 кВ с учётом режимов электроэнергетической системы	37	31	А.И. Башляев	Система мониторинга переходных режимов в ОЭС Северо-Запада WAMS на базе цифрового регистратора аварийных процессов «ПАРМА РП4.11»	58
16	Н.А. Дони, В.М. Лопухов	Модернизация микропроцессорных ДФЗ ВЛ 110–220 кВ	40	32	А.О. Павлов, Д.С. Васильев, И.А. Родионов	Новое в защитах дальнего резервирования	58
				33	В.А. Шуин, Е.С. Шагурина, О.А. Добрягина	Влияние переходных процессов при замыканиях на землю в электроустановках среднего напряжения, на функционирование защит от замыканий на землю на основе высших гармоник	59

СОДЕРЖАНИЕ СТАТЕЙ (статьи 34...67)

34	А.Л. Горохов	О совершенствовании системы аттестации нового оборудования	60
35	Д.В. Ильин, А.Н. Дони	Центральная сигнализация на электроподстанциях на основе терминалов ООО НПП «ЭКРА»	61
36	В.Ф. Ильин, В.Ф. Сетойкин	Испытание микропроцессорных устройств РЗА на соответствие требованиям ЭМС	62
37	Ю.Н. Алимов, И.А. Галкин, Н.И. Шаварин	Контроль изоляции и поиск мест замыканий на землю в цепях оперативного постоянного тока	64
38	А.Н. Дони, А.А. Шурупов	Нормативные требования по объёму испытаний и проверок ЦУРЗ	66
39	В.А. Наумов, Р.В. Разумов, Д.А. Пеньков, А.А. Петров, Д.В. Трифонов	Устройства локальной противоаварийной автоматики НПП «ЭКРА» с использованием протокола IEC 61850	66
40	Э.Э. Хазбулатов, В.Г. Гарке	Автоматика управления выключателем с учётом переходного процесса	67
41	О.В. Кириенко, Т.Г. Горелик, Н.А. Дони, А.О. Аношин	Предложение по реализации цифровой ПС	68
42	Т.Г. Горелик, О.В. Кириенко, И.Е. Кумец	Проектирование систем автоматизации и управления на базе стандартов МЭК	69
43	Т.Г. Горелик, О.В. Кириенко, И.Е. Кумец	Новые программно-технические решения и разработки	71
44	В.А. Наумов, Е.А. Понамарёв	Некоторые проекты с использованием программно-аппаратного комплекса «RTDS» в НПП «ЭКРА»	72
45	И.А. Тельгаев	Система синхронизированных векторных измерений интеллектуальной сети кластера «Эльгауголь». Принципы реализации и перспективы развития	72
46	А.Э. Серрато	Принципы реализации шины процесса «цифровых подстанций» на базе информационных сетей с высокой готовностью функционирования	74
47	В.И. Антонов, В.А. Наумов, А.В. Солдатов, А.И. Фомин	Алгоритмы Фурье для быстродействующих цифровых защит	75
48	Д.Н. Летуновский	Опыт реализации и внедрения решений цифровых систем управления на базе МЭК 61850	77
49	Д.Н. Летуновский	Особенности проектирования интеллектуальных подсистем цифровой подстанции	78
50	Е.В. Романова	Выбор варианта усовершенствования системы сбора и отображения информации на энергообъектах	79
51	Ю.П. Гусев, Ю.В. Монаков, Г.Ч. Чо	Работа дискретных входов микропроцессорных релейных защит при кондуктивных помехах в системах оперативного постоянного тока	82
52	А.Г. Смирнов	Аппаратура передачи и приёма сигналов команд и сигналов РЗ – АКРЗ «Линия»	87

53	А.Ф. Прутик, Чан Хоанг Куанг Минь, А.В. Шмойлов	Эффективность функционирования и настройки резервирующих ступеней релейных защит электрических сетей	91
54	А.О. Сулайманов, А.В. Прохоров, Ю.С. Боровиков, М.В. Андреев, И.С. Гордиенко	Автоматизированный комплекс тестирования, настройки и разработки систем управления, релейной защиты и противоаварийной автоматики	96
55	Ю.С. Боровиков, А.В. Прохоров, А.С. Васильев, С.В. Лутовинов	Инженерно-исследовательская платформа средств построения, анализа и эксплуатации интеллектуальных энергосистем	102
56	В.А. Маслов	Опыт системной интеграции элементов цифровой подстанции на примере полигона «Цифровая подстанция» ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС»	109
57	В.А. Щедрин	Многоуровневая подготовка специалистов в области электротехники и электроэнергетики по ФГОС ВПО третьего поколения	111
58	И.А. Якушев	Подходы к проведению пуско-наладочных работ на цифровой подстанции	115
59	И.Н. Дорофеев	Новые принципы создания систем автоматизации на ПС с "цифровыми" вторичными цепями. Организация системы защиты и управления на базе программного комплекса iSAS	116
60	Miloslav Procházka	Применение системы компенсации ёмкостных токов	121
61	Н.Н. Дорофеев	Цифровые измерительные трансформаторы. Новые принципы измерений и построения вторичных цепей	122
62	В.Г. Гарке	Новые алгоритмы работы микропроцессорных устройств релейной защиты, автоматики и управления (МП РЗАУ) электрических систем	124
63	В.В. Григорьев, А.С. Шалимов	Оценка эксплуатационной эффективности элементов системы релейной защиты	126
64	А.А. Александров, В.А. Степанов	Новая концепция технического обслуживания цифровых устройств РЗА	131
65	А.Г. Павлов	Применение ОПУ производства ЗАО «ЧЭМЗ» для комплексных решений по строительству ПС 35–500 кВ	138
66	Ю.В. Машинский	Функциональность автоматизированных систем управления технологическими процессами энергокластеров	140
67	Л.Л. Орлов	Оптимизация структуры и технико-экономических характеристик цифровых подстанций	142
68	Н.М. Александров, В.В. Никитин	Качественная диагностика – залог правильной работы устройств РЗА	147

УСОВЕРШЕНСТВОВАННЫЙ АЛГОРИТМ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ НАПРЯЖЕНИЕМ 110–220 кВ

И.Ю. Иванов

Филиал ОАО «СО ЕЭС» РДУ Татарстана,
Казанский национальный исследовательский технический университет им. А.Н. Туполева, г. Казань, Россия

В настоящее время для реализации быстродействующей защиты линий электропередачи (ЛЭП) 110–220 кВ с абсолютной селективностью всё чаще находят применение дифференциальная защита линии (ДЗЛ) [1].

Для реализации ДЗЛ информация об измеряемых токах должна передаваться на противоположные концы ЛЭП на значительные расстояния. В первых устройствах ДЗЛ передача информации выполнялась при помощи аналоговых сигналов малой мощности, при этом средой передачи являлись металлические контрольные провода. На протяжённых ЛЭП сопротивление соединительного кабеля становилось недопустимо большим. Существовала большая вероятность повреждения кабеля во вторичных цепях ДЗЛ. Кроме того, высокая стоимость работ по прокладке кабеля ограничивала область применения ДЗЛ линиями малой протяжённости (до 20 км) без отпаек [2].

Современный уровень техники позволил расширить область применения ДЗЛ за счёт использования волоконно-оптических линий связи (ВОЛС) для передачи информации с одного конца ЛЭП на другой. В результате появилась возможность реализовать защиту ДЗЛ протяжённых линий, длина которых может превышать сотни километров [3].

Условие срабатывания современных устройств ДЗЛ задаётся следующими соотношениями:

$$I_{\text{диф}} > I_{\text{д.уст}}$$

$$I_{\text{д.уст}} = I_{\text{д.0}} + k_{\text{торм}} \cdot I_{\text{торм}}$$

$$k_{\text{торм}} = \text{tg}(\varphi),$$

где $I_{\text{диф}}$ – дифференциальный сигнал;
 $I_{\text{д.уст}}$ – уставка срабатывания ДЗЛ;
 $I_{\text{д.0}}$ – начальный порог срабатывания ДЗЛ;
 $k_{\text{торм}}$ – коэффициент торможения;
 $I_{\text{торм}}$ – тормозной сигнал.

Исходя из условия срабатывания, характеристика срабатывания ДЗЛ имеет вид, представленный на рис. 1. Как видно по данной характеристике, условие работы ДЗЛ зависит от соотношений дифференциального и тормозного сигналов.

Современные устройства ДЗЛ имеют ряд преимуществ по сравнению с другими устройствами защит ЛЭП с абсолютной селективностью – дифференциально-фазной защитой (ДФЗ) и направленной высокочастотной защитой (НВЧЗ):

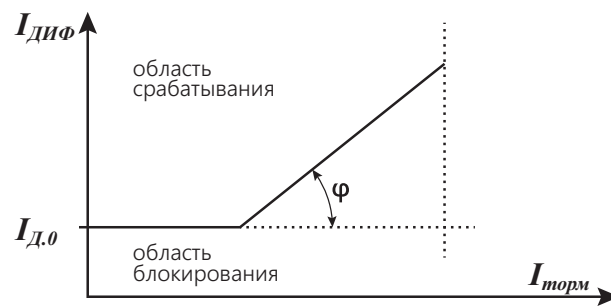


рис. 1 Характеристика срабатывания ДЗЛ

- 1) пофазное сравнение токов в ДЗЛ позволяет выполнить естественный и надёжный выбор повреждённых фаз. Как известно, при реализации ДФЗ и НВЧЗ применяют комбинированные фильтры, преобразующие трёхфазную систему токов в однофазную [4], для того чтобы обеспечить защиту трёх фаз ЛЭП, используя только один ВЧ-канал.
- 2) ДЗЛ может применяться в сетях со слабым источником питания, а также для защиты тупиковых ЛЭП 110–220 кВ. Необходимость установки быстродействующей защиты может возникнуть на тупиковых ЛЭП 110–220 кВ, питающих крупные промышленные предприятия с непрерывным производственным процессом, критичных к длительной посадке напряжения [5].
- 3) ДЗЛ может применяться для защиты кабельных и кабельно-воздушных ЛЭП 110–220 кВ.

Последнее преимущество является особенно важным, так как:

- 1) высокочастотные защиты не всегда могут обеспечить необходимую надёжность защиты воздушной ЛЭП с кабельными вставками из-за ухудшения ВЧ-канала как среды передачи информации;
- 2) кабельные и кабельно-воздушные ЛЭП высокого напряжения приобретают всё большую популярность при создании сетей электроснабжения городов, крупных промышленных предприятий и ряда других объектов [6].

Однако наряду с очевидными преимуществами ДЗЛ имеет определённые недостатки, присущие всем дифференциальным защитами.

Рассмотрим первый недостаток. В современных устройствах ДЗЛ формируется тормозной сигнал, необходимый для отстройки от внешних коротких замыканий (КЗ). Однако при КЗ на защищаемой ЛЭП тормозной сигнал также всегда присутствует и может противодействовать срабатыванию защиты.

В качестве примера рассматривается случай возникновения внутреннего КЗ через большое переходное сопротивление. При данном виде повреждения часть тока нагрузки может всё ещё протекать через защищаемый объект в режиме КЗ. Это приводит к изменению значений дифференциального и тормозного сигналов, в результате точка на характеристике может попасть в область блокирования. Следовательно, для обеспечения требуемой чувствительности при КЗ на защищаемой линии необходимо уменьшить угол φ и, соответственно, коэффициент торможения $k_{\text{торм}}$.

Вторым недостатком является возможность неселективного срабатывания ДЗЛ при КЗ вне зоны действия, сопровождающегося насыщением электромагнитного трансформатора тока (ТТ) на одном из концов ЛЭП.

Сначала рассмотрим работу идеального ТТ, не имеющего погрешностей. Если принять коэффициент трансформации идеального ТТ равным единице, то первичные и вторичные токи такого трансформатора совпадают как по амплитуде, так и по фазе. В результате при внешнем КЗ точка попадает в область блокирования благодаря правильно выбранным значениям уставок $I_{\text{д.0}}$ и $k_{\text{торм}}$.

В действительности электромагнитные ТТ имеют погрешности. Причём в переходном процессе КЗ, когда в токе КЗ имеется большая апериодическая составляющая, ТТ могут насыщаться и работать с повышенными погрешностями, что приведёт к искажению формы измеряемых фазных токов и изменению значений дифференциального и тормозного сигналов. В этом случае точка может попасть в область срабатывания защиты, что приведёт к неселективной работе ДЗЛ.

Для того чтобы обеспечить селективность действия ДЗЛ в режиме насыщения ТТ, современные производители микропроцессорных устройств РЗА предлагают следующее [7]:

- 1) применение повышенных коэффициентов торможения или различных видов торможения;
- 2) увеличение выдержки времени ДЗЛ.

Однако при использовании данных мер теряются чувствительность и быстродействие данной защиты.

Таким образом, основная трудность в решении проблемы повышения технического совершенства устройств ДЗЛ заключается в противоречивости требований, предъявляемых к этим защитами. В настоящее время эти противоречия обусловлены недостаточным уровнем отстроенности от внешних КЗ в переходных процессах. Зачастую их отстроенность достигается за счёт уменьшения быстродействия и чувствительности.

Для устранения рассмотренных недостатков в данной работе в алгоритме функционирования ДЗЛ предлагается использовать вспомогательные признаки переходных процессов, свойственные режимам внутреннего или внешнего КЗ.

Это позволяет повысить селективность работы ДЗЛ во время насыщения ТТ, так как традиционные признаки КЗ (дифференциальный, тормозной сигналы) недостаточно устойчивы именно в переходном режиме КЗ.

Кроме того, в работе предлагается более совершенный подход обработки сигналов, учитывающий особенности работы ТТ и защищаемой ЛЭП. Благодаря этому исключается зависимость чувствительности и быстродействия ДЗЛ от уровня отстроенности при внешних КЗ. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Циглер Г. Цифровая дифференциальная защита. Принципы и область применения. М.: Знак, 2008. – 273 с.
2. Комплекты продольной дифференциальной защиты линий электропередачи типов ДЗЛ-2 УХЛ-4 и ДЗЛ-2 04. Техническое описание и руководство по эксплуатации. – 19 с.
3. Дони А.Н., Дони Н.А. Особенности продольной дифференциальной защиты линии с цифровыми каналами связи между полуконструкциями. // Материалы конференции «Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем», 2009. С. 192–197.
4. Будаев М.И. Высокочастотные защиты линий 110–220 кВ. М.: Энергоатомиздат, 1989. – 112 с.
5. Иванов И.Ю. Практические вопросы применения микропроцессорных защит для решения задач повышения устойчивости энергосистем и надёжности электроснабжения крупных промышленных потребителей. // Материалы докладов V открытой молодежной научно-практической конференции «Диспетчеризация в энергетике: проблемы и перспективы». Казань: КГЭУ, 2011 г., с. 25–28.
6. Шкарин Ю.П. Высокочастотные тракты каналов связи по линиям электропередачи. М.: Энергопрогресс, 2001. – 72 с.
7. Рекомендации по выбору уставок продольной дифференциальной защиты линии электропередачи типа ШЭ2607 091- 93. 2008. НП «ЭКРА». – 16 с.

ДИСКРЕТНОЕ УПРАВЛЕНИЕ ПЕРЕТОКОМ МОЩНОСТИ ПРИ АСИНХРОННОМ ХОДЕ ПО МЕЖСИСТЕМНОЙ СВЯЗИ В СЛОЖНОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЕ

Н.И. Зеленохат, О.Н. Кузнецов, А.В. Лянзберг

Московский энергетический институт (технический университет), г. Москва, Россия

В.А. Матисон, А.А. Наволочный

ОАО «ВНИИР», г. Чебоксары, Россия

АННОТАЦИЯ

Даётся анализ эффективности управления перетоками активной мощности по межсистемной связи при возникновении асинхронного хода в электроэнергетической системе. Приводятся результаты расчётов переходных режимов с учётом действия устройства управления, осуществляющего по заданному алгоритму включение и отключение выключателя линии электропередачи межсистемной связи.

ВВЕДЕНИЕ

При аварийных возмущениях, сопровождающихся нарушением динамической устойчивости, неизбежно появление асинхронного хода по межсистемным связям, длительное существование которого недопустимо. Другими словами, вполне возможно возникновение асинхронного хода в ЭЭС даже при современном высоком уровне автоматизации и применения противоаварийного управления. Поэтому требуется разработка достаточно эффективных мероприятий по его предотвращению и созданию необходимых условий для осуществления успешной ресинхронизации [1].

Хотя и имеются разработанные и даже используемые на практике устройства управления, реализующие различные способы выявления и ликвидации асинхронного хода, проблема сохранения результирующей устойчивости и сокращения продолжительности асинхронного хода в ЭЭС остается актуальной, особенно после тяжелых аварий с возникновением асинхронного хода, которые наблюдались в первые (2003–2005) годы нашего столетия.

Так, например, в 2003 г. произошла авария в США, сопровождавшаяся асинхронным ходом по линиям электропередачи (ЛЭП) между энергосистемами восьми штатов США и канадской провинции Онтарио. Из-за последовательной аварийной перегрузки ЛЭП и низких уровней напряжения в узлах ЭЭС дистанционными защитами было отключено несколько линий 138 кВ и сильно загруженная ЛЭП 345 кВ, что приводило к отключению релейными защитами и других ЛЭП и нарушению устойчивости по связям между Канадой и США с возникновением асинхронного хода.

В сентябре 2003 г. произошла крупнейшая авария в энергообъединении стран Европейского союза с возникновением асинхронного хода по межсистемным связям ЭЭС Италии с ЭЭС других стран Европейского энергообъединения.

В 2005 г. также произошла крупная авария в ОЭС Урала с выделением на изолированную работу крупного энергорайона.

Учитывая негативные последствия асинхронного хода для ЭЭС и увеличивающуюся по мере развития энергообъединений опасность лавинообразного характера нарушения устойчивости, становится необходимым использование дополнительных средств, назначение которых состоит в выявлении факта перехода в асинхронный режим и принятии мер по его ликвидации, в частности применяется автоматика ликвидации асинхронного режима (АЛАР), действующая в основном на деление электрической сети [2, 3]. Анализ выше приведенных аварий показывает, что в большинстве случаев разрыв связей приводит к усугублению последствий, включая и экономический ущерб. Поэтому обеспечение успешной ресинхронизации подсистем ЭЭС после кратковременного асинхронного хода в результате реализации управляющих воздействий является более предпочтительным, чем разделение энергообъединения действием АЛАР на несинхронно работающие части.

В России и в других странах особое внимание уделяется мероприятиям по обеспечению результирующей устойчивости, в частности, дискретному воздействию на режим межсистемной связи при асинхронном ходе [2, 3], так как управлением выключателями высоковольтных ЛЭП (отключением и включением их в определённые моменты времени) улучшаются условия для ресинхронизации подсистем [4, 5]. Такое мероприятие является перспективным, так как позволяет ликвидировать асинхронный ход в энергообъединении без деления электрической сети и излишних отключений источников генерации и электропотребителей в соответствующих кратковременно несинхронно работающих подсистемах.

Поэтому в данной работе исследуется эффективность одного из возможных мероприятий по управлению перетоком мощности по межсистемной связи при асинхронном ходе в двухподсистемной ЭЭС.

АЛГОРИТМ УПРАВЛЕНИЯ ПЕРЕТОКОМ МОЩНОСТИ ПО МЕЖСИСТЕМНОЙ СВЯЗИ ПРИ АСИНХРОННОМ ХОДЕ В ДВУХПОДСИСТЕМНОЙ ЭЭС

При нарушении устойчивости ЭЭС и возникновении асинхронного хода по межсистемной связи наблюдается переходный процесс, сопровождающийся колебаниями перетока активной мощности и всех других параметров режима по связи. Характеристики изменения некоторых из них изображены на рис. 2 – рис. 5.

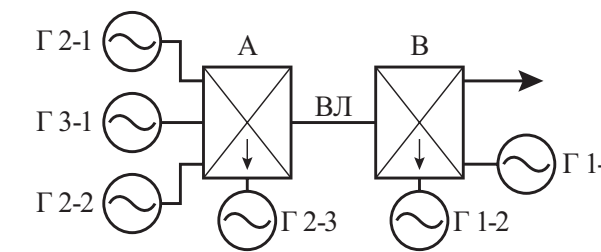


рис. 1 Схема двухподсистемной ЭЭС

Эти характеристики получены расчётом применительно к двухподсистемной ЭЭС, подсистемы А и В которой связаны между собой линией электропередачи без промежуточных отборов мощности (рис. 1), причём подсистема А энергоизбыточная, а подсистема В – энергодефицитная.

Анализ этих характеристик позволяет установить ряд закономерностей. Угол сдвига роторов генераторов этих подсистем на рис. 2 превышает 360° , что свидетельствует о нарушении динамической устойчивости и возникновении асинхронного хода между подсистемами. В самих подсистемах взаимные углы сдвига роторов внутри подсистем изменяются незначительно, сохраняется свойство внутригрупповой синхронной связности.

Колебательные отклонения напряжения в начале ВЛ и в её конце менее глубокие, чем в середине (рис. 3), где их амплитуды достигают значений, близких к нулю, что опасно для потребителей электроэнергии, если бы они подключались в промежуточных узлах в виде отбора мощности вдоль ВЛ.

При асинхронном ходе передаваемая по межсистемной связи активная мощность (рис. 4) близка к нулю вследствие её периодической пульсации. Период колебаний мощности составляет около 0,5 с, что важно знать при выборе коммутационной аппаратуры. Характеристики отклонений частоты на рис. 5 свидетельствуют об установившемся асинхронном ходе по межсистемной связи. Причём расхождение частот в подсистемах составляет 2 Гц, что допустимо лишь кратковременно.

Необходимы мероприятия по снижению расхождения частот, например, предусматривающие отключение части генераторов на электростанциях в энергоизбыточной подсистеме А либо отключение части нагрузки в подсистеме В.

Стало быть, длительное существование асинхронного режима недопустимо. Однако его можно ликвидировать без разделения подсистем посредством управления перетоком мощности по межсистемной связи, если управлять её выключателем, передавая мощность только в одном направлении, т.е. на межсистемной связи необходимо установить устройство управления (УУ), действующее на отключение/включение линейного выключателя ВЛ либо специально устанавливаемого.

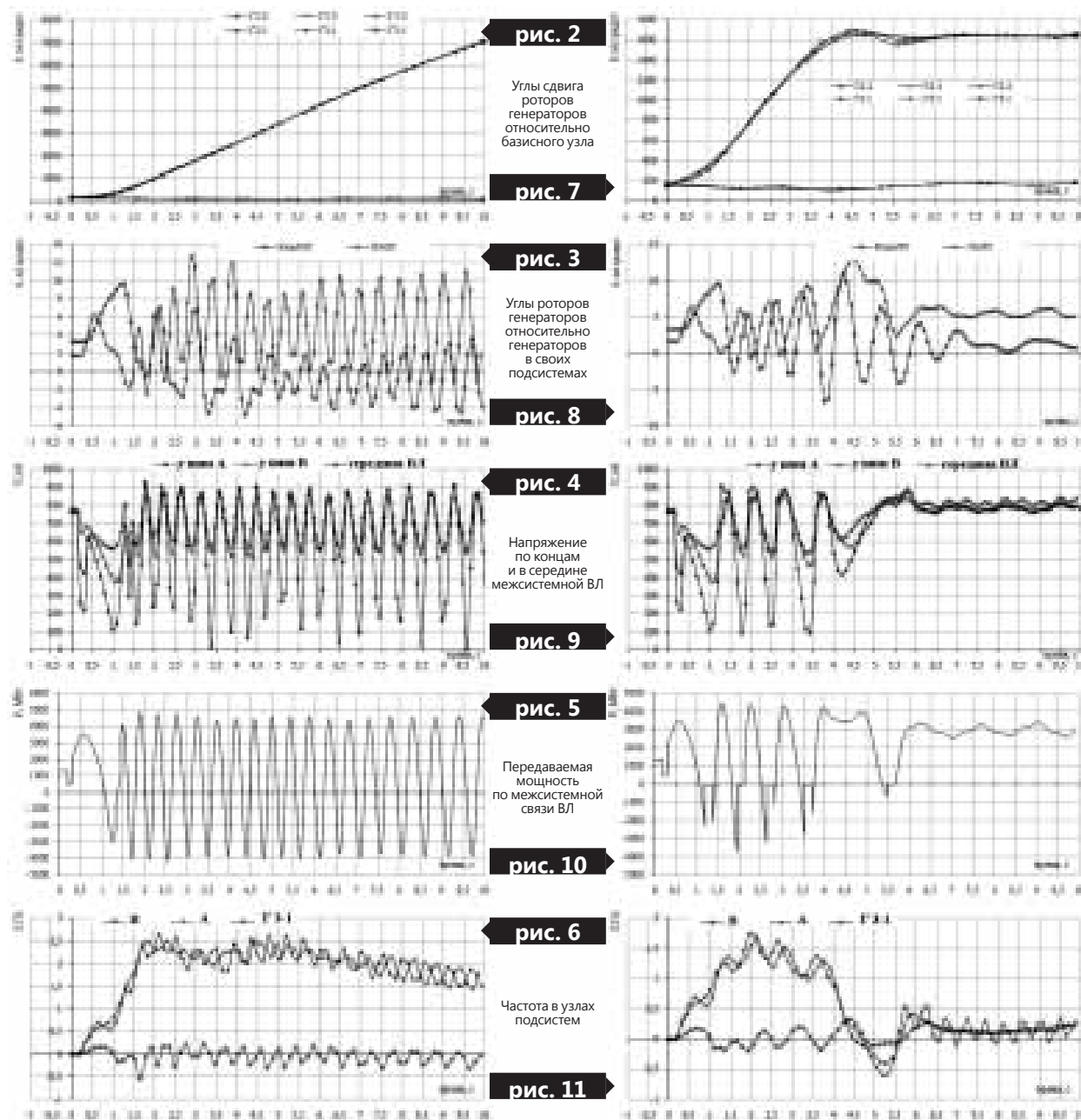
Алгоритм управления выключателем может быть сформирован на основе анализа характеристик асинхронного хода по ВЛ, представленных на приведённых характеристиках. Признаком первого отключения ВЛ является смена знака мощности P_d с плюса на минус (рис. 4) при превышении соответствующих уставок током ВЛ и глубиной снижения напряжения (рис. 3). Последующие включения осуществляются с учётом также условия $\Delta\omega_{AB} > \Delta\omega_{AB}^{уст}$, где $\Delta\omega_{AB}$ есть производная угла сдвига между векторами напряжений U_A и U_B по концам ВЛ при отключённом выключателе. Включение выключателя осуществляется при значениях угла сдвига векторов U_A и U_B , равном нулю (360°), что нетрудно измерить при отключённом выключателе ВЛ.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ УПРАВЛЕНИЯ ПЕРЕТОКОМ МОЩНОСТИ ПО МЕЖСИСТЕМНОЙ СВЯЗИ

На рис. 6 представлены характеристики углов сдвига роторов генераторов, полученные расчётом с учётом управления для тех же исходных условий, что и при рассмотрении предыдущего режима. Их анализ показывает, что при управлении перетоком активной мощности по связи успешная ресинхронизация происходит через 4,5 с. Следовательно, условия для сохранения устойчивости в узлах нагрузки (подстанции вдоль линии связи) улучшаются. Возникшие после возмущения колебательные отклонения напряжения по межсистемной связи быстро прекращаются (рис. 7). Расхождение частот подсистем не превышает 3 Гц при асинхронном ходе (рис. 9).

Анализ характеристик на рис. 8 показывает, что переток мощности по межсистемной связи осуществляется только в одном направлении – от энергоизбыточной подсистемы А в энергодефицитную В. Наличие всплесков мощности в отрицательной области значений перетока мощности на рис. 8 означает, что учитывается запаздывание в действии устройств управления при отключении выключателя.

Однако такое запаздывание можно устранить, совершенствуя алгоритм управления (в данном случае он был сформирован далеко не оптимальным), а также повышая быстродействие коммутационной аппаратуры УУ, т.е. выключателя. Это и должно стать предметом исследований в дальнейшем.



ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выполненные исследования подтверждают высокую эффективность применения дискретного управления перетоком мощности по межсистемной связи при асинхронном ходе по ней. Полученные результаты могут рассматриваться как основание для проведения более полных исследований с привлечением физической электродинамической модели (ЭДМ) и цифрового моделирующего комплекса RTDS. Необходимо проведение дополнительных исследований в дальнейшем по пути совершенствования алгоритмов управления на основе теории оптимального управления и повышения быстродействия коммутационной аппаратуры. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Веников В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах. – М.: Высшая школа, 1985.
2. Гоник Я.Е., Медведева Л.Н. Определение критического угла электропередачи для настройки устройств автоматической ликвидации асинхронного режима // Электрические станции. 2008. №8.
3. Якимец И.В., Глускин И.З., Наровлянский В.Г. Выявление асинхронного режима энергосистемы на основе измерения угла между ЭДС эквивалентных генераторов // Электричество. 1996. №9.
4. Зеленохат Н.И., Нгуен Х., Аристов И.С. Анализ дискретного управления асинхронным ходом в двухподсистемной электроэнергетической системе // Вестник МЭИ. 2011. №1.
5. Зеленохат Н.И. Концептуальные проблемы интеллектуализации электрических сетей ЭЭС России // Известия АЭН РФ, 2010. №2.

ЭФФЕКТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ ПРОДОЛЬНОЙ КОМПЕНСАЦИЕЙ – ПУТЬ К ПОВЫШЕНИЮ УСТОЙЧИВОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

Е.Н. Колобродов, Г.С. Нудельман

ОАО «ВНИИР» г. Чебоксары, Россия

Постоянный рост нагрузки в сложно замкнутых сетях, имеющих шунтирующие связи на различных классах напряжений, приводит к необходимости увеличения эффективности использования линий сверхвысокого напряжения. Одним из решений данной проблемы является применение устройств FACTS. При этом наибольшее распространение в мире в целом получили управляемые устройства продольной компенсации (УУПК). В частности, уже построены и введены в эксплуатацию воздушные линии (ВЛ) с УУПК в США, Бразилии, Швеции, Китае и в других странах. Ведутся исследовательские работы по вопросу установки УУПК и на ряде объектов ЭЭС РФ.

УУПК изменяет реактивное сопротивление ВЛ, на которую он устанавливается, и позволяет решать широкий класс задач от стандартного увеличения пропускной способности сети до повышения статической и динамической устойчивости системы и устранения вероятности подсинхронного резонанса.

Основным элементом, обеспечивающим заявленные возможности УУПК, является регулятор.

В докладе приведён анализ эффективности традиционных регуляторов, реализованных в УУПК, и определён резерв для повышения их эффективности. Предложены варианты совершенствования указанных регуляторов на базе применения дополнительных управляющих воздействий в крайних точках колебательного процесса.

Указанные решения позволяют:

- повысить устойчивость энергосистемы;
- снизить требования ко времени срабатывания комплекса релейной защиты и автоматики;
- уменьшить в 1,5–2,0 раза время нормального переходного режима.

Особое место в докладе уделено результатам исследований, проведенных для установки УУПК с усовершенствованным регулятором в схемы различной сложности. Исследования выполнены с использованием программы PSCAD. ■

К ВОПРОСУ О ВЛИЯНИИ КИБЕР-АТАК И НЕСАНКЦИОНИРОВАННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА СИСТЕМЫ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ АБСОЛЮТНОЙ СЕЛЕКТИВНОСТИ

Г.С. Нудельман

ОАО «ВНИИР» г. Чебоксары, Россия

Произошли изменения с понятием «Безопасность» и в употреблении этого слова по отношению к терминологии компьютерной техники – появился новый термин «кибер-безопасность».

В докладе рассматривается вопрос, связанный с влиянием кибер-атак и несанкционированных воздействий на системы релейной защиты, обладающие абсолютной селективностью. Непременным условием выполнения таких систем является наличие канала связи между устройствами, расположенными по

концам защищаемого объекта. Отметим одно важное обстоятельство: схемы защит с каналами связи и схемы управления SCADA имеют сходство в том, что каждая из них потенциально способна вызвать отключение выключателя. Однако, следует при этом отметить, что каналы связи (и требования к ним) для защит с абсолютной селективностью отличаются от каналов, которые используются в SCADA системах. Приводятся результаты функционирования различных систем защиты абсолютной селективности при воздействии на канал связи. ■

ПРОБЛЕМЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ СИНХРОНИЗАЦИИ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ НА БАЗЕ ГЛОБАЛЬНЫХ НАВИГАЦИОННЫХ СПУТНИКОВЫХ СИСТЕМ

В.Н. Харисов, А.А. Оганесян

ОАО «ВНИИР-Прогресс», г. Чебоксары, Россия

Г.С. Нудельман

ОАО «ВНИИР», г. Чебоксары, Россия

Развитие мировой энергетики идёт в направлении создания и широкого внедрения SMART GRID. Основными достигнутыми результатами должны стать наблюдаемость, контролируемость, автоматизация управления электроэнергетической системой (ЭЭС), обеспечивающие её высокие надёжность и экономические показатели работы. Всё большее внедрение находят глобальные распределённые системы мониторинга, защиты и управления (WAMS, WAPS, WACS), в основе которых лежит технология векторных измерений с высокой точностью синхронизации пространственно разнесённых устройств. Точная и надёжная синхронизация (порядка 1 мкс и менее) является принципиальным условием, для выполнения которого применяются Глобальные навигационные спутниковые системы (ГНСС).

В докладе даётся оценка преимуществ систем синхронизации на базе ГНСС и рассматриваются пути устранения существенного недостатка аппаратуры ГНСС – крайне низкой помехоустойчивости. Описывается сущность пространственно-временной обработки сигналов и приводятся характеристики разработанного в ОАО «ВНИИР-Прогресс» помехоустойчивого приёмника для промышленного использования. Приёмник может успешно работать в условиях мощных мешающих излучений. Важным достоинством представленного помехоустойчивого приёмника ОАО «ВНИИР-Прогресс» является то, что он может использоваться как активная антенная приставка к уже имеющейся аппаратуре ГНСС. ■

ТИПОВЫЕ РЕШЕНИЯ ПО РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЕ И ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКЕ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ ЭЛЕКТРОННЫХ УСТРОЙСТВ НА ГИБКОЙ ЛОГИКЕ

Ю.Н. Калачёв, Е.Н. Колобродов, А.В. Сдобин

ОАО «ВНИИР», г. Чебоксары, Россия

Переход на микропроцессорную элементную базу привёл к повышению функциональности и гибкости отдельных устройств релейной защиты и автоматики (РЗА) и, как следствие, к существенному усложнению указанных устройств. Эта тенденция нашла своё отражение в возникновении нового названия для устройств РЗА – интеллектуальное электронное устройство (ИЭУ).

Существенное расширение функциональности отдельных устройств РЗА приводит к уменьшению номенклатуры выпускаемых устройств и повышению их приспособляемости к разным условиям эксплуатации. Одновременно с этим существенно повышаются требования к квалификации персонала организаций, выполняющих проектные работы, наладку и последующую эксплуатацию. В этой

связи существенно возрастает значимость типовых решений, понятных при наличии базовых знаний в области РЗА.

В докладе рассматриваются типовые решения, предлагаемые ОАО «ВНИИР» в области релейной защиты и противоаварийной автоматики (ПА). Типизация включает унификацию конструкции шкафов, предназначенных для размещения одного или двух независимых комплектов РЗА или ПА. Каждый из комплектов реализуется на основе одного ИЭУ с унификацией органов управления, электрической схемы и конфигурации ИЭУ. Рассмотрены примеры комплектов ПА, устанавливаемых в сети 110–750 кВ, и РЗА в сетях напряжением 110–220 кВ, реализованных на базе ИЭУ производства фирмы ABB. ■

КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ВНЕДРЕНИЮ УСТРОЙСТВ МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ ЗАЩИТ

В.М. Яндуганов

ООО «Энергозащита», Казань, Россия

Важной задачей для субъектов (собственников) электроэнергетики является создание эффективной системы релейной защиты, электроавтоматики, дистанционного управления и сигнализации и поддержание её в работоспособном состоянии. Способы создания такой системы: внедрение систем РЗА нового поколения, поэтапная реконструкция с заменой электромеханических (микроэлектронных) защит микропроцессорными, создание новых алгоритмов работы микропроцессорных защит, внедрение систем регистрации и мониторинга аварийных параметров с интеграцией микропроцессорных устройств РЗА в SCADA и АСУ ТП, и т.д. Внедрение микропроцессорных устройств РЗА на объектах Энергосистемы Республики Татарстан начато в 2000 г., на начало 2008 г. в основной сети 110÷500 кВ доля МП устройств РЗА – 23%, на начало 2011 г. – 43%. Наиболее эффективным инструментом решения указанных задач является комплексный подход, позволяющий упростить внедрение устройств микропроцессорных защит на объектах электроэнергетики.

Комплексный подход внедрения устройств микропроцессорных защит на объектах электроэнергетики должен включать следующие этапы:

- проектирование;
 - участие в работах по подготовке заказных спецификаций защит;
 - техническая экспертиза проекта по просьбе заказчика, включающая в себя взаимодействие с:
1. собственниками – формирование технического задания, привязка оборудования и режимов на объектах, корректировка проектов;
 2. проектными организациями – на этапе проектирования и привязки на объектах;
- расчёт уставок и данных по параметрированию (конфигурированию) микропроцессорных устройств РЗА для настройки на объекте;
 - закупка оборудования;
 - монтаж и пусконаладочные работы;
 - гарантийное и постгарантийное обслуживание;
 - плановое техническое обслуживание на принципах аутсорсинга;
 - обновление программного обеспечения и изменение уставок при изменении режимов и состава оборудования;
 - обучение и консультации персонала СРЗАИ по обслуживанию микропроцессорных устройств;

- консультации в составлении инструкций по эксплуатации микропроцессорных устройств;
- инструктаж оперативного дежурного персонала по обслуживанию микропроцессорных устройств;
- анализ и систематизация информации по случаям отказов, неправильного или ложного срабатывания микропроцессорных защит (выпуск информационных писем по случаям неправильной работы).

Перечисленный комплекс мероприятий позволяет значительно повысить надёжность систем релейной защиты, электроавтоматики, дистанционного управления и сигнализации и сокращает сроки их внедрения.

Предприятие, выполняющее указанный комплекс работ с использованием линейки защит производства ООО НПП «ЭКРА» на объектах ОАО Сетевая и ОАО Генерирующая компаниях, должно отвечать следующим требованиям:

а) Ежегодная аттестация инженерной службы разработчиком-производителем защит для проведения наладочных работ и технического обслуживания устройств РЗА и ПА с сохранением гарантийных обязательств производителя.

б) Наличие необходимых сертификационных и разрешительных документов.

в) Наличие специализированного оборудования (Omicron, Ретом-61 (51), ретометр, GPS, защищённые промышленные ноутбуки и др.) и автотранспорта для выполнения работ на объектах Энергосистемы Республики Татарстан.

д) Наличие опыта проведения работ по техническому обслуживанию устройств РЗА и ПА всех типов на объектах Энергосистемы Республики Татарстан с учётом специфики конкретных присоединений.

е) Наличие статуса единственного официального дилера ведущего и крупнейшего российского разработчика и производителя микропроцессорных защит ООО НПП ЭКРА на территории Республики Татарстан по поставке и техническому обслуживанию микропроцессорных устройств РЗА и ПА, постоянные договорные отношения с производителем-разработчиком для обеспечения гарантийного и послегарантийного обслуживания.

f) Интеграция подразделения в структуру договорных отношений по поставкам оборудования для нужд объектов капитального строительства предприятий филиалов ОАО Сетевая и ОАО Генерирующая компания; интеграция подразделения в структуру договорных отношений предприятий филиалов ОАО Сетевая и ОАО Генерирующая компания по оказанию услуг технического обслуживания устройств РЗА на принципах аутсорсинга.

ООО «Энергозащита» удовлетворяет перечисленным выше требованиям и реализует комплексный подход к построению эффективной системы релейной защиты, электроавтоматики, дистанционного управления и сигнализации и поддержанию её в работоспособном состоянии.

ООО «Энергозащита» является официальным сервисным центром ООО «Прософт-Системы» на территории Республики Татарстан и аккредитовано на право выполнения всех видов технического обслуживания аппаратуры связи и передачи команд РЗ по каналам ВЧ и ВОЛС: «АВАНТ» и «УПКЦ».

Помимо этого, ООО «Энергозащита» имеет собственное производство электрощитового оборудования, типовых и нетиповых низковольтных комплектных устройств (НКУ) на базе отечественных и импортных комплектующих (ABB, Schneider Electric, Siemens, Legrand, ИЭК). НКУ реализуют как типовые, так и нетиповые схемы вторичной коммутации, выполняются по схемам, разработанным совместно с заказчиком, могут выполняться в едином формате со шкафами РЗА. Локализация производства НКУ обусловлена необходимой близостью к заказчику. Производство НКУ и электрощитового оборудо-

вания ООО «Энергозащита» осуществляется по корпоративным стандартам НПП ЭКРА и АВВ.

Выполнение комплекса работ одним исполнителем позволяет реализовать на объектах системы мониторинга аварийных и послеаварийных событий устройств РЗА. В этом случае все устройства РЗА разных производителей легко интегрируются в систему СМРЗА производства ООО «НПП ЭКРА», дополняя всю систему РЗА объекта, важным информационным элементом, позволяющим предоставить аварийную информацию на все уровни аварийно-диспетчерского управления, эксплуатационному персоналу и другим заинтересованным сторонам.

Нашими заказчиками являются ОАО Сетевая и ОАО Генерирующая компании, ООО «Связьстрой-проект», ООО «Жилэнергосервис», ООО «МЭЛТ», ООО «Башпромавтоматика», г. Уфа, ООО «ЭМИКС», ООО «Энергоснаб», ООО «Кристалл плюс», ООО «Эленсон», ООО «Экотэрм», ООО «СВ-Транс», ОАО «Нижнекамскнефтехим», ОАО «Танеко», ПСО «Казань», ОАО «ТЕЛЕСЕТ», ФКП ГК «Пороховой завод», ОАО «Магнитогорский металлургический комбинат», ОАО «Уфаоргсинтез», ОАО «Сода», объекты Универсиады 2013 г. в Казани и многие другие.

ООО «Энергозащита» планирует и в дальнейшем вести работу по обеспечению полного охвата комплекса перечисленных мероприятий по построению эффективной системы релейной защиты, электроавтоматики, дистанционного управления и сигнализации РЗА и поддержание её в работоспособном состоянии для повышения надёжности и обеспечения устойчивой и безаварийной работы Энергосистемы Республики Татарстан. ■

КОНЦЕПЦИЯ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ МОНИТОРИНГА РЗА И ПА ОБЪЕКТОВ ТАТАРСКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

В.А. Соколов

Филиал ОАО «СО ЕЭС» РДУ Татарстана, г. Казань, Россия

Согласно директивным требованиям по обмену информацией об аварийных событиях между объектами электроэнергетики и системным оператором, в операционной зоне РДУ Татарстана создана система мониторинга релейной защиты и автоматики (СМРЗА). На данный момент она охватывает 18 объектов Татарстанской энергосистемы (9 электростанций и 9 системных подстанций). В перспективе до 2016 года планируется подключение еще 20 системных подстанций. Таким образом, РДУ Татарстана может получать следующую информацию с устройств РЗА и ПА с объектов электроэнергетики:

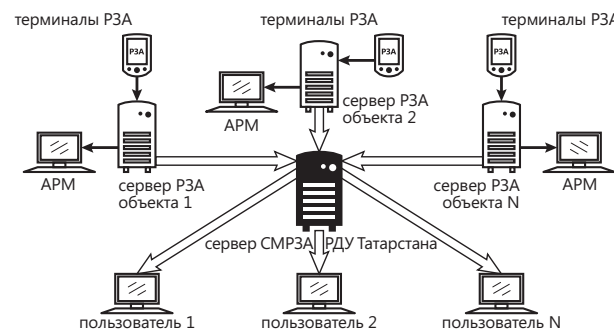


рис. 1 Обобщённая схема функционирования СМРЗА РДУ Татарстана

1. Аварийные осциллограммы;
2. Ведомости событий;
3. Текущие значения аналоговых и дискретных сигналов;
4. Файлы уставок терминалов защит.

На данном этапе пользователи РДУ Татарстана получают информацию с объектов электроэнергетики по запросу. Сервер СМРЗА РДУ Татарстана выполняет следующие функции:

- подключает необходимое количество пользователей к системе;
- используется для хранения полученной информации;
- используется для автоматической проверки серверов СМРЗА объектов.

Система имеет 3 уровня доступа:

1. Административный

Предоставляет полное право доступа, с возможностью конфигурировать систему, вводить или выводить из неё элементы.



рис. 2 Автоматизированное рабочее место пользователя СМРЗА в РДУ Татарстана



рис. 3 Автоматизированное рабочее место пользователя СМРЗА в РДУ Татарстана

2. Пользовательский-1

Предоставляет возможность просмотра текущих и аварийных событий и осциллограмм с возможностью квитирировать систему после срабатывания РЗА.

3. Пользовательский-2

Предоставляет возможность только просмотра текущих и аварийных событий и осциллограмм.

РДУ Татарстана предоставлен уровень доступа №3. Автоматизированное рабочее место пользователя СМРЗА в РДУ Татарстана показано на рис. 2 и 3.

Пользователь СМРЗА получает возможность наблюдать текущие значения аналоговых и дискретных сигналов терминалов РЗА и регистраторов аварийных событий (РАС), а также анализировать полученную с них аварийную информацию.

Для анализа аварийной информации релейным персоналом интерфейс выполнен достаточно удобно. Имеется возможность анализировать ведомость событий, аварийные осциллограммы и копировать их в выбранный каталог.

Для дежурного персонала на объектах и для диспетчера энергосистемы представляет интерес использование аналоговых сигналов с терминалов РЗА, в том числе сигналов небаланса ДЗШ и КИВ-500 (в случае установки терминалов НПП «ЭКРА»), а также аварийная сигнализация с терминалов РЗА. При возникновении аварийных ситуаций в энергосистеме дежурный диспетчер, в принципе, может быстрее разбираться в ситуации, анализируя поступившую аварийную сигнализацию с объектов. Однако интерфейс СМРЗА соориентирован, главным образом, не на диспетчера, а на релейный персонал. С терминалов РЗА поступает вся аварийная информация, в том числе и неоперативная, которая мешает диспетчеру определиться с причиной аварийного отключения. Диспетчер должен получать краткую информацию о сработавших защитах и автоматике в виде отчёта. Данный отчёт достаточно просто реализуется при установке в ведомость событий фильтра, который будет выбирать из общего списка сигналы, актуальные для диспетчера, отсеивая неоперативную информацию. С учётом наличия сервера СМРЗА в РДУ Татарстана отчёт о срабатывании РЗА с определенных присоединений объектов энергосистемы диспетчер должен получать автоматически. Сервер СМРЗА РДУ Татарстана может также автоматически формировать архив аварийных событий. Для этого при отключении присоединения на объекте на его сервере СМРЗА автоматически формируется новый каталог события, в который считываются аварийные осциллограммы и данные регистраторов с терминалов РЗА этого и смежных присоединений за данный период времени. Сервер СМРЗА РДУ Татарстана при обнаружении нового каталога на объектовом сервере СМРЗА автоматически копирует его в свой архив.

Ещё одним перспективным направлением развития СМРЗА является определение места повреждения ВЛ по двустороннему замеру. При отключении ВЛ терминалы РЗА могут передавать в СМРЗА объектов данные ОМП и аварийные составляющие токов и напряжений ВЛ. Сервер СМРЗА РДУ Татарстана автоматически считывает эти данные со смежных объектов и по алгоритму определения места повреждения по двустороннему замеру рассчитывает и выдаёт информацию в интерфейс пользователя СМРЗА РДУ Татарстана.

Очень полезной является текущая информация с терминалов защит, которая на данный момент используется не в полной мере. На сегодняшний день в СМРЗА отображаются текущие аналоговые, дискретные сигналы, токи небаланса ДЗШ и КИВ. Можно также отобразить их тренды. Однако текущие значения терминалов РЗА можно использовать для контроля исправности их датчиков тока и напряжения. В случае, если показания токов или напряжений двух терминалов одного присоединения расходятся более чем на 10% можно сделать вывод о неисправности датчиков тока или напряжения одного из них.

Таким образом, концепция развития системы мониторинга РЗА и ПА Татарстанской энергосистемы состоит в следующем:

1. Установка систем мониторинга РЗА и ПА на всех подстанциях системного значения.
2. Внедрение в АРМ диспетчера специальной фильтрации сигналов и создание функции отчёта диспетчеру.
3. Выполнение автоматического обмена аварийной информацией между серверами СМРЗА объектов и сервером СМРЗА РДУ Татарстана.
4. Внедрение подпрограммы ОМП по двустороннему замеру на основе автоматического считывания сервером СМРЗА РДУ Татарстана аварийных составляющих ОМП с серверов СМРЗА объектов.
5. Внедрение подпрограммы определения исправности датчиков тока и напряжения терминалов РЗА одного присоединения на основе сравнительного анализа показаний их текущих значений. ■

ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ: ОТ АТАБЕКОВА ДО НАШИХ ДНЕЙ

Ю.Я. Лямец, А.Н. Подшивалин, Ю.В. Романов

Чувашский государственный университет, г. Чебоксары, Россия
Исследовательский центр «Бреслер», г. Чебоксары, Россия

Теоретическим основам релейной защиты как научному направлению положила начало монография профессора Г.И. Атабекова (1908–1966), вышедшая в 1957 г. [1] и переизданная за рубежом на английском и немецком языках. Г.И. Атабеков известен также своими учебниками по теоретическим основам электротехники. Кстати, он заведовал кафедрой ТОЭ в Московском авиационном институте.

Симбиоз ТОЭ и релейной защиты, столь ярко продемонстрированный Г.И. Атабековым, отнюдь не случаен. Релейная защита как наука располагается на стыке электроэнергетики и электротехники. Практически все разделы ТОЭ востребованы ею в той или иной степени.

В Чебоксарах сочли пример, преподанный Г.И. Атабековым, руководством к действию. Когда в 1995 г. в Чувашском госуниверситете решили открыть специальность «релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем», выпуск был поручен кафедре ТОЭ, научное направление которой тесно примыкало к релейной защите.

Кафедра стала называться ТОЭ и РЗА. К настоящему времени 12 выпускников молодой специальности защитили кандидатские диссертации. Темы диссертаций продиктованы проводимыми в Чебоксарах разработками микропроцессорных защит и в обязательном порядке затрагивают вопросы теоретических основ релейной защиты. Чебоксарские релейщики развивали в первую очередь идеи отечественной школы релейной защиты, в частности, принадлежащие Г.И. Атабекову и виднейшему чебоксарскому специалисту к.т.н. А.М. Бреслеру (1898–1951). Вместе с тем старались не упустить ничего ценного из зарубежного опыта, чему в немалой степени способствовали стажировки в 2000–2003 гг. шести наших студентов в шведской компании АББ (г. Вастерас).

В настоящем докладе даётся краткий обзор работ кафедры ТОЭ и РЗА, которые внесли полезный для практики вклад в теоретические основы релейной защиты. Акцент на полезность теоретических положений не случаен. За истекшие полвека

исследователи, занимающиеся релейной защитой, пережили несколько бурных, сменяющих друг друга и принимающих массовый характер увлечений модными новшествами, заимствуемыми, как правило, из теории автоматического управления. Это были фильтры Калмана, нейронные сети, нечёткая логика, вейвлет-преобразование. Сейчас, кажется, наступил черед математической морфологии [2]. Чебоксарские релейщики не могли позволить себе роскоши присоединяться то к одному, то к другому увлечению. Более того, созрело убеждение, что механическое привнесение в релейную защиту алгоритмов автоматического управления не имеет явной перспективы. Предпочтительнее разработка собственных алгоритмов, методов, структур, которые затем полезно сопоставить с решениями похожих задач в родственных областях. В докладе затрагиваются следующие темы, имеющие отношение к микропроцессорной релейной защите: цифровая обработка сигналов, моделирование, информационный анализ и обучение.

ФИЛЬТРЫ ИНФОРМАЦИОННЫХ СОСТАВЛЯЮЩИХ [3]

В релейной защите находят применение ортогональные, симметричные, безнулевые и аварийные составляющие входных величин. Вместе с обобщающими понятиями об информационных составляющих возникла и общая теория их фильтров. Первичны фильтры ортогональных составляющих, в основе которых лежат несколько канонических операций.

Пусть $i(t)$ – входная величина, $k = \text{ent}(t/\tau)$ – дискретное время, τ – интервал дискретизации, $i(k)$ – дискретная входная величина. Первая каноническая операция – алгебраическая: смещение спектра входной величины путём её преобразования в комплексный сигнал

$$\underline{i}(k) = i(k)\underline{p}(k), \\ \underline{p}(k) = 2j \exp j\alpha k,$$

где $\underline{p}(k)$ – комплексный опорный сигнал, $\alpha = \omega_0 \tau$, ω_0 – номинальная или реальная частота сети. Синусоидальный сигнал

$$i_{\text{син}}(k) = I_m \sin(\alpha k + \psi) = \underline{I}_m \frac{\exp j\alpha k}{2j} + \underline{I}_m^* \frac{\exp(-j\alpha k)}{-2j}, \\ \underline{I}_m = I_m \exp j\psi,$$

где звёздочкой отмечен сопряжённый комплекс, преобразуется в комплексный сигнал с составляющей \underline{I}_m на нулевой частоте

$$i_{\text{син}}(k) = \underline{I}_m - \underline{I}_m^* \exp(-j2\alpha k).$$

Вторая каноническая операция – подавление составляющей двойной боковой отрицательной частоты ($-j2\omega_0$).

Третья – нормировка составляющей нулевой частоты.

Поэтому простейший фильтр ортогональных составляющих с выходным сигналом $\underline{i}_{\text{оп}}(k)$ имеет следующее описание

$$\underline{i}_{\text{оп}}(k) = \frac{1}{1 - \exp(-j2\alpha)} (\underline{i}(k) - \underline{i}(k-1) \exp(-j2\alpha)).$$

Фильтр аварийной составляющей действует по методу экстраполяции закономерности предшествующего режима на время после смены режима, произошедшей в момент k_0

$$\underline{i}_{\text{ав}}(k) = \underline{i}(k) - \hat{\underline{i}}_{\text{пл}}(k), \quad k > k_0$$

где $\hat{\underline{i}}$ – обозначение сигнала, полученного в результате прогнозирования или оценивания.

Безнулевые составляющие формируются путём устранения из фазных величин нулевой последовательности

$$\underline{i}_v^{\text{он}}(k) = i_v(k) - i_0(k),$$

$$v = A, B, C$$

$$i_0(k) = (1/3)(i_A(k) + i_B(k) + i_C(k)).$$

Они объединяют в себе прямую и обратную последовательности.

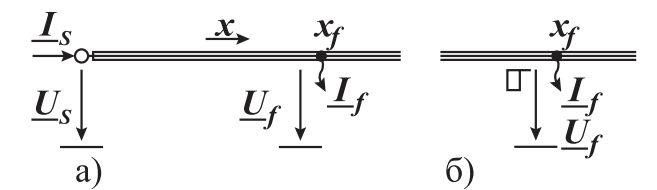


рис. 1

Алгоритмическая модель линии электропередачи (а) и включение виртуального реле сопротивления (ВРС) на ток и напряжение места предполагаемого повреждения (б).

Метод производящих уравнений [4]

Этот метод задаёт операции адаптивной обработки входных величин релейной защиты. Производящее уравнение ориентировано на выявление полезной гармонической составляющей с одновременным подавлением неизвестных экспонент, затухающих и незатухающих гармоник

$$i(k) + \sum_{r=1}^n a_r i(k-r) = I'_{m1} \cos \alpha k + I'_{m2} \sin \alpha k$$

где a_r – неизвестные коэффициенты, I'_{m1} и I'_{m2} – пропущенные через адаптивный фильтр левой части уравнения искомые ортогональные составляющие. Если процесс начался при $k=0$, то фильтр запускается при $k=n$, и производящее уравнение записывается по меньшей мере для всех $k \geq n$ вплоть до $k > 2(n+1)$.

Компонуется переопределённая система линейных уравнений относительно неизвестных a_r , I'_{m1} , I'_{m2} , которые определяются с помощью псевдообратной матрицы (приложение). Искомый комплекс определяется трансформацией главных неизвестных I'_{m1} , I'_{m2} с выхода на вход фильтра

$$\underline{I}_m = I_{m1} + jI_{m2} = \frac{I'_{m1} + jI'_{m2}}{1 + \sum_{r=1}^n a_r e^{-j\alpha r}}.$$

АЛГОРИТМИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ ОБЪЕКТОВ [5]

Любое место защищаемого объекта может рассматриваться как место предполагаемого повреждения. В отличие от имитационных моделей, воспроизводящих сигналы реального объекта, алгоритмические модели играют роль преобразователей наблюдаемых величин в величины, действующие в том или ином месте предполагаемого повреждения (рис. 1). С алгоритмическими моделями тесно связаны представления о подключаемых к ним виртуальных реле [6]. Так, на рис. 1 виртуальное реле сопротивления включено непосредственно в ветвь повреждения, предполагаемого в месте x_f . Замер этого реле $Z_f = U_f / I_f$. Задача алгоритмической модели – сформировать величины I_f, U_f по току I_s и напряжению U_s , наблюдаемым либо только в текущем режиме, либо в текущем, и в предшествующем режимах.

Метод каскадного эквивалентирования [7, 8]

Этот метод весьма удобен для синтеза алгоритмических моделей. Полезен и для компактного представления имитационных моделей. Позволяет воспользоваться формулами каскадного соединения многополюсников – перемножением матриц прямого или обратного преобразования – в тех случаях, когда число входных зажимов последующего многополюсника отличается от числа выходных зажимов предыдущего. Примеры таких моделей включают соединение одного или нескольких зажимов системы проводников между собой или с землей, когда наблюдается нарушение правил каскадного соединения матриц прямой или обратной передачи. Учитываются как электрические, так и магнитные связи. С позиций метода каскадного эквивалентирования трансформатор может быть представлен в виде каскадного соединения трёх многополюсников, первый из которых описывает первичную обмотку, второй – магнитопровод и третий – вторичную обмотку. В результате применения метода схема по рис. 1 получает следующее описание:

$$\begin{bmatrix} I_f \\ U_f \end{bmatrix} = \mathbf{B}(x_f) \begin{bmatrix} I_{s,пл} \\ U_{s,пл} \\ I_{s,ав} \\ U_{s,ав} \end{bmatrix}$$

где $\mathbf{B}(x_f)$ – прямоугольная комплексная матрица размера; $I_{s,пл}, U_{s,пл}$ – наблюдаемые величины предшествующего режима; $I_{s,ав}, U_{s,ав}$ – наблюдаемые аварийные составляющие. Метод представляет интерес для серии задач, связанных с алгоритмическим моделированием: определение места повреждения, защита дальнего резервирования, дифференциальные защиты. При этом модель способна воспринимать избыточную информацию о наблюдении режима и находить взвешенное решение. Интересно и другое применение метода – верификация избыточных измерений.

МЕТОД АВАРИЙНЫХ КРИТЕРИЕВ [5, 9]

Физический критерий повреждения – его резистивность. Повреждение, случившееся в многопроводной системе, характеризуется нулевой реактивной мощностью. Что же касается потребляемой им активной мощности, то к ней предъявляется куда менее жёсткое требование – она всего лишь не должна быть отрицательной. Фактически же с учётом возможных погрешностей преобразователей активная мощность металлического короткого замыкания может принимать небольшое отрицательное значение. Если I_f и U_f – векторы токов и напряжений повреждения многопроводной системы (рис. 2), то критерии повреждения принимают следующий вид:

$$\begin{aligned} \text{Im}[U_f^T(x_f) I_f(x_f)] &= 0, \\ \text{Re}[U_f^T(x_f) I_f(x_f)] &\geq \varepsilon, \end{aligned}$$

где ε – малая уставка, «Т» – индекс транспонирования.

Аварийные критерии позволяют определить координату реального повреждения x_f .

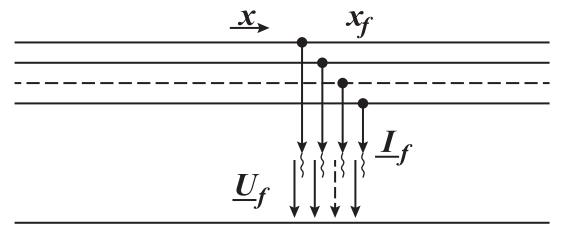


рис. 2 Повреждение многопроводной системы

ИНФОРМАЦИОННЫЙ АНАЛИЗ [10]

Микропроцессорная релейная защита – интеллектуальная система и, следовательно, обладает способностью к распознаванию, адаптации, обучению. Информационный анализ предназначен для исследования распознаваемости аварийной ситуации на контролируемом объекте, а также распознающей способности релейной защиты. Заметим, что распознаваемость – физическое свойство объекта и от исполнения защиты не зависит. Информационный анализ оперирует понятиями о трёх пространствах – объектном пространстве, где определён вектор режима x пространстве сигналов – наблюдаемых величин y и уставочном пространстве замеров

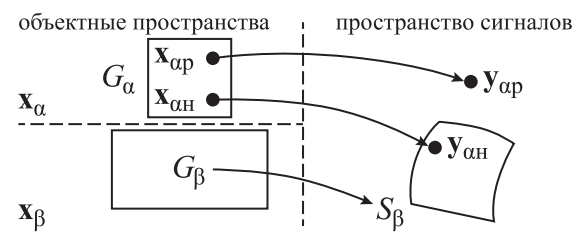


рис. 3 К определению понятия «распознаваемость режима x_α »

релейной защиты z . Режим x и сигналы y создаются имитационными моделями объекта. Различаются модели контролируемых (отслеживаемых) режимов

x_α , когда желательно срабатывание защиты, и модели альтернативных режимов x_β , когда срабатывание должно быть исключено.

Задача исследования распознаваемости ставится следующим образом. В объектных α - и β -пространствах заданы области G_α и G_β . Какую часть области G_α возможно распознать с помощью всех наблюдаемых величин, объединённых в вектор y . Вводной иллюстрацией служит рис. 3, где пространство для наглядности изображены плоскими, и области G_α и G_β представляют собой прямоугольники. В пространстве сигналов каждый режим x отображается в виде вектора y , о чём говорит линия со стрелкой. Соответственно, объектная область отображается в виде фигуры S .

Те режимы $x_{ар}$, отображения которых $y_{ар}$ не попадают в область $S_\beta(G_\beta)$, распознаваемы. Режимы $x_{ан}$, отображения которых $y_{ан}$ оказываются в области S_β , нераспознаваемы. Иначе говоря, нераспознаваем режим $x_{ан}$, которому может быть противопоставлен некий режим x_β такой, что $y(x_{ан}) = y(x_\beta)$.

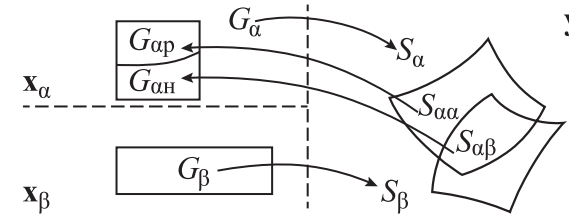


рис. 4 К определению областей распознаваемости и нераспознаваемости α -режимов

Практически же о нераспознаваемости режима x_α свидетельствует оптимизационная процедура

$$\min_{x_\beta \in G_\beta} \text{dist}(y(x_\alpha), y(x_\beta)) < \varepsilon, \text{ где } \varepsilon - \text{ малое число.}$$

Множество нераспознаваемых режимов образует область нераспознаваемости $G_{ан} \subset G_\alpha$. Остальная часть области α -режимов распознаваема: $G_{ар} = G_\alpha \setminus G_{ан}$. Введя понятие об обратном преобразовании из пространства сигналов в объектное α -пространство, увидим, что области $G_{ан}$ и $G_{ар}$ представляют собой обратные преобразования областей $S_{\alpha\beta} = S_\alpha \cap S_\beta$ и $S_{\alpha\alpha} = S_\alpha \setminus S_{\alpha\beta}$ (рис. 4).

РАСПОЗНАЮЩАЯ СПОСОБНОСТЬ ЗАЩИТЫ [11]

Рассматривается следующая задача. На плоскости замера z дана характеристика срабатывания $L_{ср}$ – линия, ограничивающая область срабатывания $S_{ср}$. Именуются имитационные модели α - и β -режимов. Варьируемые параметры моделей заданы областями G_α и G_β объектных пространств. Требуется определить объектную область режимов срабатывания реле $G_{аср}$ (рис. 5). Предполагается, что область S_β – отображение объектной области G_β на плоскость замера z – не пересекается с областью $S_{ср}$. Задача решается обратным отображением двумерной области $S_{ср}$ в объектное пространство α -режимов. Все режи-

мы x_α отображения которых $z(x_\alpha) \in S_{ср}$ составляют область $G_{аср}$. Соотношение частей $G_{аср}$ – обратного отображения области $S_{ср}$ – и оставшейся части $G_{анр}$ заданной области G_α , в которой срабатывание защиты было бы желательно, говорит о распознающей способности данной конкретной защиты.

Цель обучения – задание характеристик срабатывания. В роли учителей выступают имитационные модели объекта защиты в α - и β -режимах. Иллюстрацией процедуры обучения служит рис. 6, принципиальное отличие которого от рис. 4 заключается в том, что объектные области G_α и G_β отображаются на этот раз не в пространстве сигналов, а на плоскости замера $z = [z_1, z_2]^T$. Пример заимствован из [12], где граничные линии L_α и L_β областей S_α и S_β , в которые отображаются параллелепипеды G_α и G_β , построены аналитическим путём. Заметим, что объектный параметр $x_{з\beta}$ возрастает вплоть до бесконечности, в силу чего область G_β и её отображение S_β имеют неограниченные размеры. Обозначения точек в объектном пространстве

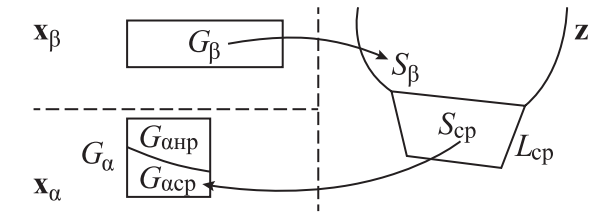


рис. 5 К определению распознающей способности реле

и на плоскости замеров – одни и те же. Буквенные обозначения некоторых α - и β -режимов, приведённые на рис. 6а и 6б соответственно, вообще говоря, различаются. Исключение сделано для тех случаев, когда отображения какой-либо пары α - и β -режима совпадают.

Обратим внимание на важнейшую и весьма любопытную деталь. Прообразы граничных линий L_α и L_β , выделенные жирно в объектных пространствах, – тоже линии, хотя размерность объектных пространств превосходит размерность плоскости замеров. Данное явление носит общий характер и вытекает из представленной в [12] теоремы о соразмерности. Аналитическое описание граничных линий L_α и L_β получено с помощью представленной там же теоремы о коллинеарности векторных производных замера по варьируемым объектным параметрам x_i . Характерно, что прообразы на рис. 6 проходят по поверхностям объектных областей, в основном по рёбрам, выходя лишь изредка на грани. Доказать, что прообразы никогда не входят внутрь объектных областей, вряд ли возможно. Подобная гипотеза имеет право на существование, опровергнуть её эмпирически пока не удалось, и можно понять, почему. Условие коллинеарности производных выполняется тем проще, чем меньше варьируемых параметров. На грани параллелепипеда варьируются только два параметра, а внутри – три.

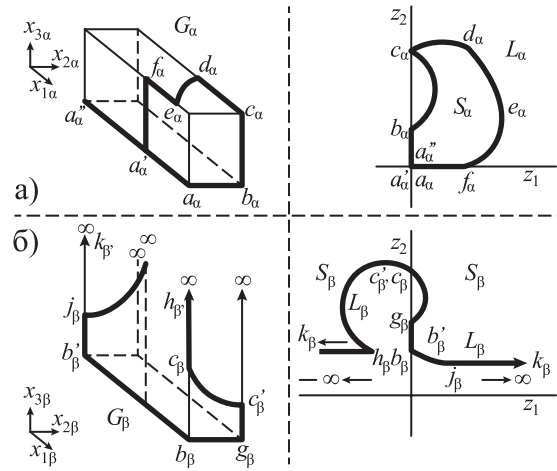


рис. 6 Отображения трёхмерных объектных областей на плоскости замера

Поиск прообраза граничной линии – наиболее общая процедура обучения релейной защиты. Вершины объектных областей, относящиеся к прообразу, указывают те режимы имитационных моделей, которыми в первую очередь определяются характеристики срабатывания релейной защиты.

МНОГОМЕРНАЯ ЗАЩИТА [14–21]

Микропроцессорная техника позволяет накапливать и объединять информацию о состоянии контролируемого объекта. Алгоритмы релейной защиты, между тем, мало приспособлены к восприятию произвольных объёмов информации. Казалось бы, виден прямой путь – ввести пространство замеров взамен традиционной плоскости. Но тогда вместо линий L_α и L_β пришлось бы строить не отличающиеся наглядностью гиперповерхности. Такой путь представляется бесперспективным. Хорошую перспективу имеет не столь очевидный путь, предполагающий объединение нескольких плоскостей замеров в семейства; на этих плоскостях производится комплексное обучение сразу нескольких модулей защиты, по одному на каждую плоскость. Обучаются как разрешающие α -модули, так и блокирующие β -модули. Защита блокируется в том случае, если сработают все без исключения β -модули. Разрешение на срабатывание требует действия всех α -модулей и отсутствия блокировки от β -модулей (рис. 7).

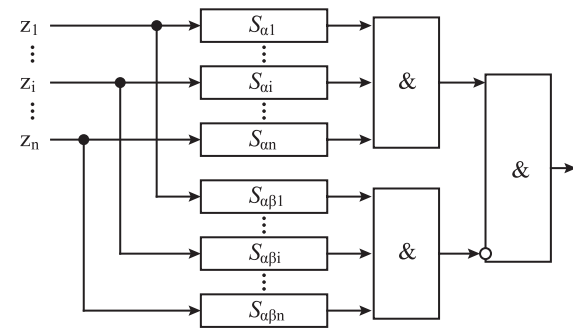


рис. 7 Отображения трёхмерных объектных областей на плоскости замера

ПРИЛОЖЕНИЕ

Настройка адаптивного фильтра. Уравнение настройки в матричной форме имеет вид $Ia=b$,

$$I = \begin{bmatrix} i(0)...i(n-1) & -\sin \alpha n & -\cos \alpha n \\ i(1)...i(n) & -\sin \alpha(n+1) & -\cos \alpha(n+1) \\ \dots & \dots & \dots \\ i(p-n)...i(p-1) & -\sin \alpha p & -\cos \alpha p \end{bmatrix}$$

$$a = \begin{bmatrix} a_n \\ \dots \\ a_1 \\ I'_m \\ I''_m \end{bmatrix}, \quad b = \begin{bmatrix} -u(n) \\ -u(n+1) \\ \dots \\ -u(p) \end{bmatrix}$$

и представляет собой переопределённую систему линейных алгебраических уравнений. Оценка вектора неизвестных параметров

$$\hat{a} = I^+ b$$

Псевдообратная матрица I^+ определяется на основе сингулярного разложения матрицы I :

$$I = USV^T, \quad I^+ = VS^+U^T,$$

U и V – унитарные матрицы,

$$S = \begin{bmatrix} D & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix}, \quad D = \text{diag}(\sigma_1, \dots, \sigma_q),$$

$\sigma_1, \dots, \sigma_q$ – сингулярные числа матрицы I , q – её ранг,

$$S^+ = \begin{bmatrix} D^{-1} & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix}, \quad D^{-1} = \text{diag}(\sigma_1^{-1}, \dots, \sigma_q^{-1}).$$

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Начавшийся в 60-х годах прошлого столетия и проходящий с ускорением процесс интеллектуализации релейной защиты ставит ряд теоретических задач в области распознавания аварийных ситуаций, адаптации при обработке входных величин и при объединении априорной и текущей информации, обучения распознающих структур и их многомерного исполнения. Главенствующая роль в развитии теоретических основ релейной защиты отводится постановке задач, а не математическому аппарату или методам автоматического управления. Подходящий математический базис подбирается под возникающую задачу, но никак не наоборот. Можно лишь сказать, что к математическим основам релейной защиты с достаточным основанием можно отнести оптимизацию (нелинейное программирование), вычислительную геометрию, теорию распознавания образов, сингулярный спектральный анализ, разностные уравнения, интервальную математику. ■

ЛИТЕРАТУРА

- Атабеков Г.И. Теоретические основы релейной защиты высоковольтных сетей. – М.: Госэнергоиздат, 1957.
- Wu Q.H., Lu Z., Ji T.Y. Protective relaying of power systems using mathematical morphology. – Springer-Verlag London Ltd, 2009.
- Лямец Ю.Я., Ильин В.А. Фильтры информационных составляющих тока и напряжения электрической сети // Изв. РАН. Энергетика. – 1995. – №3. – С. 174-189.
- Ильин В.А., Лямец Ю.Я. Задачи и методы спектрального анализа переходных процессов в электрических сетях // Изв. РАН. Энергетика. – 1997. – №6. – С. 46-62.
- Лямец Ю.Я., Ильин В.А., Подшивалин Н.В. Программный комплекс анализа аварийных процессов и определения места повреждения линий электропередачи // Электричество. – 1996. – №12. – С. 2-7.
- Лямец Ю.Я., Нудельман Г.С., Павлов А.О. Эволюция дистанционной релейной защиты // Электричество. – 1999. – №3. – С. 8-15.
- Лямец Ю.Я., Еремеев Д.Г., Нудельман Г.С. Эквивалентирование многопроводных систем при замыканиях и обрывах части проводов // Электричество. – 2003. – №11. – С. 17-27.
- Лямец Ю.Я., Шевелёв А.В., Еремеев Д.Г. Каскадное эквивалентирование статических энергообъектов // Вестник Чувашского ун-та. – 2004. – №2. – С. 160-169.
- Efremov V.A., Liameys Y.Y., Podshivalin N.V., Iljin V.A., Nudelman G.S. Program set for the analysis of disturbances and fault location in transmission lines DISAN/LOCATOR // CIGRE SC 34 Colloquium and Meeting, Session Papers, Florence, Italy, 1999, Report 205. – P. 1-7.
- Лямец Ю.Я., Нудельман Г.С., Павлов А.О., Ефимов Е.Б., Законьшек Я. Распознаваемость повреждений электропередачи. Ч. 1. Распознаваемость места повреждения, Ч. 2. Общие вопросы распознаваемости повреждённых фаз, Ч. 3. Распознаваемость междуфазных коротких замыканий // Электричество, 2001, №2, С. 16-23, №3, С. 16-24, №12, С. 9-22.
- Liameys Y., Podchivaline A., Chevelev A., Nudelman G., Zakonjsek J. Informational tasks of relay protection // CIGRE SC B5 Colloquium and Meeting, Sydney, Australia, 2003, Report 213. – P.1-6.
- Лямец Ю.Я., Кержаев Д.В., Нудельман Г.С., Романов Ю.В. Граничные режимы в методике обучения релейной защиты. Ч. 1. Г Изв. вузов. Электромеханика. – 2009 – №4. – С. 24-30. Ч. 2. – 2010. – №2. – С. 53-59. Ч. 3. – 2010 – №4. – С. 53-58.
- Лямец Ю.Я., Мартынов М.В., Нудельман Г.С., Романов Ю.В., Воронов П.И. Обучаемая релейная защита. Ч. 1. Методы условных отображений // Электричество. – 2012. №2. – С. 15-19.
- Лямец Ю.Я., Нудельман Г.С., Зиновьев Д.В., Кержаев Д.В., Романов Ю.В. Многомерная релейная защита. 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.
- Лямец Ю.Я., Нудельман Г.С., Романов Ю.В., Мартынов М.В., Воронов П.И. Граничные задачи в информационной теории релейной защиты // Электротехника. – 2011. – №1. – С. 13-18.
- Лямец Ю.Я., Нудельман Г.С., Подшивалина И.С., Романов Ю.В. Эффекты многомерности в релейной защите // Электричество. – 2011. – №9. – С. 48-54.
- Лямец Ю.Я., Нудельман Г.С., Романов Ю.В., Мартынов М.В., Воронов П.И. Распознавание противостоящих режимов электрической системы // Нелинейный мир. – 2011. – Т. 9. – №9. – С. 600-606.
- Патент РФ №2247456, МПК H02H3/40. Способ релейной защиты энергообъекта / Ю.Я. Лямец, Е.Б.Ефимов, Г.С.Нудельман. – БИ, 2005, №6.
- Патент РФ №2316871, МПК H02H3/40. Способ релейной защиты энергообъекта / Ю.Я. Лямец, Д.В. Кержаев. – БИ, 2008, №4.
- Патент РФ №2316872, МПК H02H3/40. Способ релейной защиты энергообъекта / Ю.Я. Лямец, С.В. Иванов, А.Н. Подшивалин. – БИ, 2008, №4.
- Патент РФ №2404499, МПК H02H3/40. Способ релейной защиты энергообъекта / Ю.Я. Лямец, С.В. Иванов, А.Н. Подшивалин, Ю.В. Романов, И.С. Подшивалина. – БИ, 2010, №32.

ЗАЩИТА ОТ ОЗЗ В СЕТЯХ 6–35 КВ С ДВУМЯ ИСТОЧНИКАМИ ПИТАНИЯ

В.А. Горюнов

ООО «Болид», г. Новосибирск, Россия

В распределительных сетях в настоящее время от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) в основном применяются максимальные токовые направленные и ненаправленные защиты нулевой последовательности. При этом защиты, использующие наложенный сигнал тока нулевой последовательности, стали появляться и внедряться в распределительных сетях только в последние несколько лет. Защиты, основанные на использовании наложенных сигналов, являются наиболее эффективными ввиду практического отсутствия необходимости отстройки от ОЗЗ во внешней по отношению к защищаемому присоединению сети. В качестве наложенного сигнала может служить как активный ток резистора, установленного в нейтрали сети, так и сигналы специальной формы или частоты отличной от промышленной, генерируемые специальными устройствами инжестирующими ток через трансформаторы напряжения, силовые обмотки дугогасящих реакторов или другие устройства.

Для распределительных сетей больших городов необходимо организовывать систему защиты от ОЗЗ охватывающую все подстанции, где есть трансформаторы напряжения со вторичной обмоткой соединенной в разомкнутый треугольник. Ввиду того что напряжение нулевой последовательности во всей электрически связанной сети практически одинаково, появляется возможность обеспечить одновременный пуск всех защит от ОЗЗ по напряжению нулевой последовательности с помощью реле максимального напряжения с единой уставкой. Согласование всех защит между собой производится по времени, выдержка времени при перемещении к питающей подстанции увеличивается. При надёжной работе всех защит от ОЗЗ образуется система селективной защиты всех присоединений от ОЗЗ, действующая на отключение повреждений. Наличие АВР позволяет изолировать поврежденную линию, в какой бы точке сети она ни находилась.

Для повышения надёжности электроснабжения большинство городских сетей имеют возможность подачи резервного питания по линиям, питающимся от других подстанций, как в ручном, так и автоматическом режиме от устройств автоматики. Рассмотрим упрощенную схему сети (рис. 1). Питание на распределительном пункте РП1 может пропасть по нескольким причинам. При повреждении кабельной линии L_1 её восстановление, особенно в зимнее

время, может быть отложено на значительный срок, а следовательно при выходе из строя кабельной линии, питающей вторую секцию РП1, потребуется ввод резервного питания от другой РП (на рис. 1 – от РП2 по линии L_4). Также РП1 остаётся без питания, при аварии в сети высокого напряжения, когда оба трансформатора на подстанции ПС1 оказываются без питания при аварии в сети ВН, а следовательно, и все потребители ПС1.

Наличие резервного питания практически на всех основных распределительных пунктах и трансформаторных подстанциях с распределительным устройством высокого напряжения говорит о том, что защиты от замыканий на землю должны селективно действовать при питании подстанции от любого источника питания.

Таким образом, например, защиты присоединений РП1 от ОЗЗ должны отключать повреждения на отходящих линиях при питании как через вводную линию L_1 , так и по резервной линии L_4 через

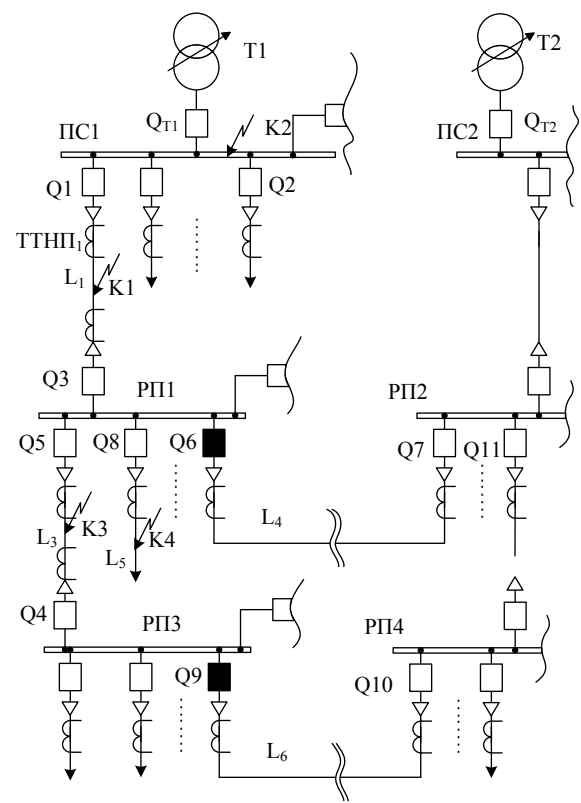


рис. 1 Упрощённая схема распределительной сети 6-35 кВ

выключатель Q6, а также и по линиям отходящим к потребителям, если резерв имеется на нижележащей подстанции. Не все типы защит могут селективно действовать при изменении направления питания защищаемой линии.

Анализ работы основных типов защит от ОЗЗ при смене питания на подстанции:

а) ненаправленные токовые защиты нулевой последовательности (НП) и защиты, реагирующие на высшие гармонические составляющие тока НП

Индивидуальные защиты присоединений либо действуют неселективно, так как отходящие присоединения становятся питающими, и по ним протекает ёмкостной ток и гармонические составляющие тока внешней сети, большие тока срабатывания, либо оказываются нечувствительны к ОЗЗ в нормальном режиме, если ток срабатывания отстроен от режима резервного питания.

Централизованные защиты относительного замера токов теоретически функционируют правильно при любом направлении питания, однако на удаленных РП или ТП число присоединений редко превышает 3 на секцию и ёмкостной ток от внешней сети, протекающий по поврежденному присоединению (например, при отключенном выключателе Q3 и питании по резервной линии L_6 , ОЗЗ в точке К3 ток через выключатель Q4) будет практически равен току неповрежденного присоединения (через выключатель Q9). При питании от основного источника такой недостаток относительного замера токов можно обойти с помощью применения логического выбора поврежденного присоединения. Однако при использовании резервного питания такая защита подействует неселективно.

б) направленные токовые защиты НП

Действуют селективно при металлических и устойчивых дуговых замыканиях на землю, если направление определяется защитой правильно. При перемежающихся замыканиях на землю возможно неселективное действие [1], но данный недостаток присущ принципу в целом.

в) на наложенном токе

Как и ненаправленные токовые защиты НП, защиты, реагирующие на абсолютную величину наложенного тока НП, действуют неселективно при включении резервного питания. Для использования направленных защит требуется наложение активного тока НП, при этом функционирование устройств, использующих направление мощности нулевой последовательности, не нарушается и при дуговых замыканиях на землю [1].

Как видно из анализа, приведённого выше, для защиты присоединений от ОЗЗ, при наличии двух источников питания требуется применение защит, имеющих направленные функции определения ОЗЗ. Все остальные защиты оказываются неработоспособны.

Кроме селективной работы устройств защиты, требуется их согласование по времени. Если рассмотреть сеть на рис. 1, то можно увидеть, что, напри-

мер, при включении резервного питания по линии L_4 и замыкании в точке К3 защиты от ОЗЗ на выключателе Q7 и на выключателе Q5 имеют одинаковые выдержки времени, что приведет к неселективному действию защиты линии L_4 . В таком случае обеспечить селективность действия защит по времени возможно, применив выдержку времени на линии, являющейся резервной и соединяющей два РП или ПС на ступень селективности больше, чем на остальных защитах. При этом защиты присоединений этих двух связанных подстанций должны иметь одинаковую выдержку времени. При ступени селективности равной $\Delta t=0.5$ секунды, для микропроцессорных защит можно принять выдержку времени на $\Delta t/2=0.25$ секунды больше. Если защиты РП4 и РП3 имеют выдержки времени, равные $t_1=0.5$ секунды, тогда защиты всех присоединений РП1 и РП2, кроме защит Q6 и Q7, будут иметь выдержку времени, равную $t_2=t_1+\Delta t=1$ сек. Для защит присоединений Q6 и Q7 достаточно будет принять выдержку времени, равную $t_2'=t_2+\Delta t/2 = 1.25$ сек. А защиты присоединений от ОЗЗ подстанций ПС1 и ПС2 будут иметь выдержку времени, равную $t_3 = t_2+\Delta t = 1.5$ сек.

Существует и другой вариант включения резерва, при отсутствии резервной линии L_4 , питание на РП1 будет подано через линию L_6 от отходящей линии L_3 . Уставки на отходящих присоединениях РП1 оказываются на ступень селективности больше, что при ОЗЗ на отходящих от РП1 линиях (например, ОЗЗ в точке К4) приводит к неселективному отключению резервной линии выключателем Q10.

Использование централизованных защит от ОЗЗ позволяет решить такую проблему путем введения изменяющихся уставок по времени в зависимости от направления протекания тока НП.

Если t_1 – уставка на подстанциях РП3, РП4 и других одного с ними уровня, то при питании по линии L_6 на РП1 выдержка времени должна быть больше на ступень селективности: $t_2=t_1+\Delta t$. Защиты присоединений на РП3 должны иметь выдержку времени, равную $t_3=t_1+2\Delta t$. А защиты выключателей Q10 и Q11 – выдержки $t_1+3\Delta t$ и $t_1+4\Delta t$, соответственно. При этом выдержка времени защиты от ОЗЗ на выключателе Q11 остается согласованной с защитами РП2 в нормальном режиме, т.е. имеет выдержку времени $t_1+\Delta t$. Отсюда следует, что дополнительная ступень селективности Δt должна быть меньше основной Δt в 4 раза. Принимая основную ступень селективности равной $\Delta t=0,6$ сек, дополнительная ступень будет равна $\Delta t=0,15$ секунды. Использование больших времен для дополнительной ступени селективности приведет к значительному увеличению выдержки времени на защитах питающей подстанции (до 10-20 секунд).

Использование наложенного активного тока НП в распределительных сетях обеспечивает устойчивую работу защит от ОЗЗ, в том числе и при ду-

В настоящее время довольно часто при реконструкции электростанций и в частности, при установке на ТЭЦ новых генераторов сравнительно небольшой мощности (до 30 МВт), они присоединяются к сборным шинам пучком кабелей. Для выполнения защиты в таких случаях разработан специальный тороидальный трансформатор тока нулевой последовательности (ТНПУ-3), через окно которого пропускается пучок кабелей. Первичный ток срабатывания защиты от однофазных замыканий устанавливается в пределах 2-3 А, а от двойных замыканий 80-100 А.

Наряду с рассмотренными выше схемами включения генераторов, когда возможно применение одного из нескольких возможных вариантов выполнения защиты, имеются объекты, для которых, насколько нам известно, достаточно полноценное решение обеспечивается только устройствами защиты, примененными в составе шкафов комплексных цифровых защит ООО НПП «ЭКРА».

Таковыми объектами являются:

- укрупненные блоки гидроэлектростанций, в которых генераторы работают параллельно на одну обмотку низкого напряжения повышающего трансформатора, а их нейтрали заземлены через дугогасящие реакторы;
- блоки генератор-трансформатор с питанием сети собственных нужд, а в ряде случаев и некоторой местной нагрузки через реактированные отпайки.

Защита от замыканий на землю генераторов укрупнённых блоков выполняется путём наложения контрольного тока с частотой 25 Гц. Источник контрольного тока включается в объединённые со стороны нейтрали заземлённые выводы дугогасящих реакторов [13].

При устойчивых замыканиях избирательность защиты обеспечивается сравнением токов с частотой 25 Гц, протекающих через ФТНП на выводах генераторов и в нейтрали, которые имеют взаимно противоположные направления в повреждённом и неповреждённом генераторах. В области низких частот, выделяемых частотными фильтрами, условие работы защиты при перемежающихся дуговых замыканиях совпадает с условиями работы защиты при устойчивых замыканиях [14].

В схемах блоков с реактированной отпайкой задача решена путем включения источника контрольного тока с частотой 25 Гц в цепь разомкнутого треугольника трансформатора напряжения [15].

Для наложения контрольного тока выделяется группа из трех однофазных заземляемых трансформаторов напряжения TV1. Источник включается через частотный фильтр, имеющий малое сопротивление на частоте 25 Гц и ограничивающий ток с частотой 50 Гц в цепи разомкнутого треугольника при замыкании на землю. При включении источника контрольного тока через основные обмотки группы из трёх трансформаторов напряжения типа ЗНОЛ.09-6 первичный контрольный ток составляет около 0,3 А. По опыту применения защиты с наложением тока с частотой 25 Гц такое значение тока является достаточным для выполнения защиты.

При устойчивом замыкании в обмотке статора генератора используется то обстоятельство, что доля тока с частотой 25 Гц, ответвляющаяся в цепь генератора, увеличивается, а составляющая с частотой 25 Гц в напряжении нулевой последовательности уменьшается.

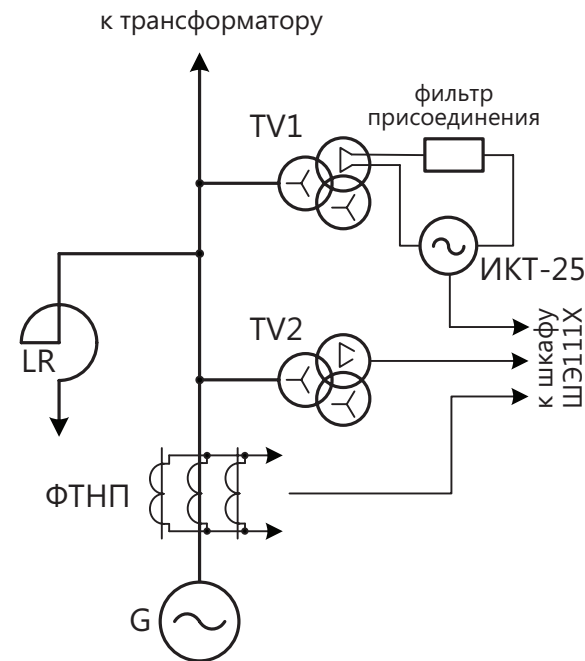


рис. 2

Защита сохраняет работоспособность и при перемежающихся замыканиях. Механизм формирования составляющей с частотой 25 Гц в токе замыкания при перемежающихся замыканиях заключается в том, что перед каждым очередным пробоем изоляции емкости фаз сети приобретают некоторую составляющую заряда, пропорциональную мгновенному значению напряжения источника контрольного тока в момент пробоя. При пробое изоляции образуется контур разряда с малой постоянной времени. Поэтому даже при очень малом времени горения дуги ёмкость сети успевает разрядиться и вся энергия, запасённая в ней к моменту пробоя, передаётся в контур цепи замыкания. В токе замыкания при этом появляются импульсы тока большой амплитуды, промодулированные частотой 25 Гц [14]. При перемежающемся замыкании, когда имеет место один пробой изоляции на каждом полупериоде и дуга гаснет при первом переходе через ноль переходной высокочастотной составляющей тока, составляющая с частотой 25 Гц в токе замыкания при ёмкостном токе внешней сети 5-8 А равна примерно 30% от тока при устойчивом замыкании. В процессе развития повреждения изоляции из-за снижения пробивного напряжения может иметь место два и более пробоя за полупериод напряжения промышленной частоты. При этом составляющая тока с частотой 25 Гц в токе замыкания увеличивается и приближается к значению при устойчивом замыкании. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Кискачи В.М. Использование гармоник ЭДС генераторов энергоблоков при выполнении защиты от замыканий на землю // Электричество. – 1974. – №2. – С. 24-29.
2. Шнеерсон Э.М. Цифровая релейная защита: М.: Энергоатомиздат, 2007. – 549 с.
3. Вайнштейн Р.А., Гетманов В.Т., Шмойлов А.В., Пушков А.П. Стопроцентная защита от замыканий на землю обмотки статора гидрогенераторов Красноярской ГЭС // Электрические станции. – 1972. – №2. С. 41-44.
4. Вайнштейн Р.А., Доронин А.В., Наумов А.М.: Юдин С.М. Опыт разработки и применения защиты от замыканий на землю обмотки статора на основе наложения постоянного тока в составе комплексной цифровой защиты генераторов // Известия вузов. Проблемы энергетики. – 2010. – №3-4/1 – С. 135-139
5. Коберник Е.Д. Стопроцентная земляная защита статора генератора на принципе наложения постоянного тока // Электрические станции. – 1995. – №4.
6. Кискачи В.В. Защита без зоны нечувствительности от однофазных замыканий на землю в обмотке статора генераторов, работающих на сборные шины / Учебно-методическое пособие. – М.: ИПК госслужбы, 2002. – 68 с.
7. Алексеев В.Г., Евдокимов С.А., Левиуш А.И. Повышение надежности заземления вала турбоагрегата и защита от замыканий на землю обмотки статора турбогенератора, работающего на сборные шины // [Электронный ресурс]. – 2008. – Режим доступа: // <http://www.ees.su/node/233> – Загл. с экрана.
8. Шуин В.А., Сарбеева О.А., Чугрова Е.С. Токвые защиты от замыканий на землю. Исследование динамических режимов функционирования // Новости Электротехники. Информационно-справочное издание. №2(62) 2010. С. 36-40.
9. Вайнштейн Р.А., Головки С.И., Коберник Е.Д., Юдин С.М. Защита от замыканий на землю в компенсированных сетях 6-10 кВ // Электрические станции. – 1998. – №27. С. 26-30.
10. Вайнштейн Р.А., Пашковский С.Н., Понамарёв Е.А., Шестакова В.В. Условие функционирования защиты от замыканий на землю в сетях с компенсацией ёмкостного тока при дуговых перемежающихся замыканиях // Электричество. – 2009. – № 12. С. 26-32.
11. Сирота И.М. Защита генераторов от замыканий на землю с шинными трансформаторами тока нулевой последовательности // Электрические станции. – 1950. – №12.
12. Сирота И.М. Защита генераторов от двойных замыканий на землю // Электрические станции. – 1959. – №3.
13. Патент 2286637 Россия. МПК H02H 3/16. Устройство для селективной защиты от замыканий на землю в обмотке статоров генераторов, работающих в укрупнённом блоке / Вайнштейн Р.А., Шестакова В.В., Юдин С.М.: Наумов А.М., Райспих И.К. // Заявлено 29.07.2005. Оpub. 27.10.2006. Бюл. №30.
14. Вайнштейн Р.А., Пашковский С.Н., Понамарёв Е.А., Юдин С.М. Качественные признаки для выявления повреждённого элемента в электроустановках с компенсацией ёмкостного тока при дуговых перемежающихся замыканиях // Известия вузов. Проблемы энергетики. – 2008. – №7-8/1 С. 136-143.
15. Вайнштейн Р.А., Доронин А.В., Наумов А.М., Юдин С.М. Защита от замыканий на землю в обмотке статора генераторов в схеме блоков с реактированной отпайкой // Изв. вузов. Электромеханика, 2011 – №6. с.96-101

АНАЛИЗ ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫХ ЗАЩИТ ТРАНСФОРМАТОРОВ С МОЩНОЙ ДВИГАТЕЛЬНОЙ НАГРУЗКОЙ

А.М. Дмитренко, Е.Ю. Казакова, М.Н. Атаманов

ЧувГУ им. И.Н. Ульянова, г. Чебоксары, Россия

При расчёте дифференциальной защиты трансформаторов (ДЗТ) желательнее учитывать не только максимальные токи короткого замыкания (КЗ), но и режим сквозного КЗ, сопровождающийся небольшими токами. В системе СН тепловых и атомных электростанций используются мощные (более 1 МВт) асинхронные двигатели (АД) с глубоким или фигурным пазом ротора, для которых приемлема точность расчётов токов КЗ обеспечивается при использовании двухконтурной схемы замещения.

Согласно частотному методу исследования машин переменного тока [1] можно перейти от операторных функций и параметров к частотным характеристикам и параметрам путём замены оператора p на js , где $s=(\omega_c-\omega)/\omega_c$, где ω – угловая скорость вращения ротора. При достаточно медленном изменении скольжения s можно двухконтурную схему замещения рассматривать как квазилинейную.

Обобщённые комплексные сопротивления

$$Z' = j(x_c + x_1) + \left(\frac{1}{jx_\mu} + \frac{1}{jx_{21} + \frac{r_{21}}{s}} \right)^{-1};$$

$$Z'' = j(x_c + x_1) + \left(\frac{1}{jx_\mu} + \frac{1}{jx_{21} + \frac{r_{21}}{s}} + \frac{1}{jx_{22} + \frac{r_{22}}{s}} \right)^{-1}. \quad (1)$$

Используя формулы (1), находим начальные комплексные амплитуды переходной и сверхпереходной составляющих тока КЗ

$$I_{0m}' = E_{cm}' \left(\frac{1}{jx'} - \frac{1}{Z_0'} \right) = E_{cm}' y_{\text{ЭК}}'; \quad I_{0m}'' = E_{cm}'' \left(\frac{1}{jx''} - \frac{1}{Z_0''} \right) - I_{0m}' = E_{cm}'' y_{\text{ЭК}}''$$

где E_{cm}' – комплексная амплитуда ЭДС системы;
 Z_0', Z_0'' – значения обобщённых комплексных сопротивлений при скольжении s , соответствующем моменту КЗ;

$Y_{\text{ЭК}}', Y_{\text{ЭК}}''$ – эквивалентные комплексные проводимости:

$$Y_{\text{ЭК}}' = \frac{1}{jx'} - \frac{1}{Z_0'}; \quad Y_{\text{ЭК}}'' = \frac{1}{jx''} - \frac{1}{Z_0''} - Y_{\text{ЭК}}'$$

Обобщённую гармоническую функцию ЭДС системы представим в виде косинусоиды

$$e_{cm} = E_{cm} \cos(\omega_c t + \psi_n), \quad \text{где } n = A, B, C.$$

Тогда мгновенные значения токов при трёхфазном КЗ можно вычислять по обобщённой формуле:

$$i_n = E_{cm} y_{\text{ЭК}}' \cos((1-s)\omega_c t + \psi_n + \varphi_{\text{ЭК}}') e^{-t/T'} + E_{cm} y_{\text{ЭК}}'' \cos((1-s)\omega_c t + \psi_n + \varphi_{\text{ЭК}}'') e^{-t/T''} + I_{n,a} e^{-t/T_a}$$

где $y_{\text{ЭК}}', \varphi_{\text{ЭК}}'$ – модуль и фаза эквивалентной комплексной проводимости $Y_{\text{ЭК}}'$;
 $y_{\text{ЭК}}'', \varphi_{\text{ЭК}}''$ – модуль и фаза эквивалентной комплексной проводимости $Y_{\text{ЭК}}''$;
 $I_{n,a}$ – начальное значение аperiodической составляющей тока КЗ.

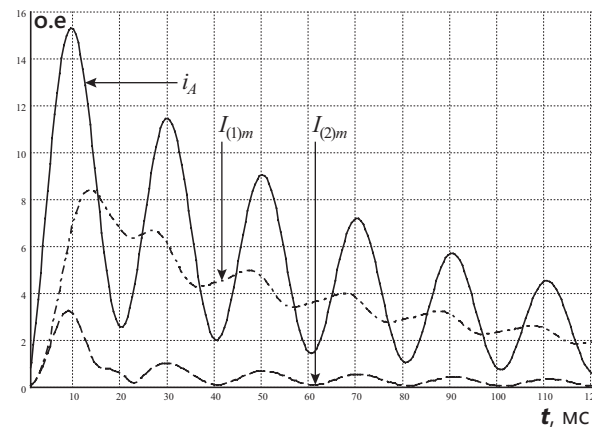


рис. 1 Кривые переходного тока фазы А и амплитуд первой и второй гармоник

На рисунке приведена кривая тока КЗ в фазе А асинхронного двигателя 4А3М – 4000/6000 при угле ЭДС системы $\psi_A = 100^\circ$. Как видно на рисунке, в течение примерно 120 мс кривая переходного тока не имеет отрицательных значений. Это приводит к насыщению сердечников защитных ТТ и в итоге к увеличению тока небаланса ДЗ.

Отношение $I_{(2)m}/I_{(1)m}$ часто используется в качестве информационного параметра переходных токов небаланса ДЗТ. В токе КЗ отношение $I_{(2)m}/I_{(1)m}$ достигает 15%. Необходимо учитывать также особенности функционирования защитных ТТ, к которым подключаются входные токовые цепи микропроцессорных защит. В качестве обобщенного параметра ТТ использовалась приведенная предельная кратность K'_{np} [2].

Наиболее тяжелые условия для отстройки ДЗТ возникают, начиная с 80-й миллисекунды переходного процесса. При этом в 6-м условном периоде отношение действующего значения тока КЗ к номинальному току равно примерно 2, а отношение среднего значения (постоянной составляющей) к амплитуде гармонической составляющей равно примерно 1,4. В таких условиях постоянной времени вторичного контура ТТ можно вычислять по формуле [2]:

$$T_2 = \frac{\beta w_2 s_M}{I_{\mu \text{ сред}} (r_{\text{обм}2} + r_{\text{не}})}$$

где $\beta = 0,09$ Тл для наиболее распространенной марки электротехнической стали 3413;

w_2, s_M – число витков вторичной обмотки и сечение стали магнитопровода;

$I_{\mu \text{ сред}}$ – среднее за условный период значение намагничивающего тока ТТ.

В режиме насыщения магнитопровода ТТ можно полагать, что $I_{\mu \text{ сред}}$ примерно равно приведенной постоянной составляющей первичного тока ТТ. При повышенных значениях последней, как видно из формулы (2), постоянная времени T_2 уменьшается, а первая гармоника тока небаланса – соответственно увеличивается.

При кратности сквозного тока не более 2 возникает так называемый квазилинейный переходный режим, при котором в намагничивающем токе ТТ появляется небольшая вторая гармоника (не более 12% от первой) [2]. Условно можно считать, что ветвь намагничивания ТТ в рассматриваемом режиме «генерирует» вторую гармонику. Как показано в [3], при насыщении ТТ происходит определенная компенсация второй гармоники «генерируемой» ДПФ в динамическом режиме. Вследствие этого происходит существенное снижение второй гармоники в токе небаланса ДЗТ. Аналогичное явление возникает при токе внешнего КЗ, приведенном на рисунке. При этом от-

ношение второй гармоники к первой может быть менее 5%. В таких условиях отстройка ДЗТ от переходных токов небаланса может быть обеспечена за счёт выбора параметров тормозной характеристики, которая обычно формируется на базе первых гармоник токов.

Токи небаланса ДЗТ по первой гармонике зависят от большого числа факторов. Особую трудность представляет правильный учёт остаточной намагниченности магнитопроводов ТТ. С учётом изложенного определение так называемых наилучших условий функционирования ДЗТ целесообразно производить с использованием метода экспертных оценок. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Сипайлов Г.А., Кононенко Е.В., Хорьков К.А. Электрические машины (специальный курс). – М.: Высшая школа, 1987.
2. Дмитренко А.М.: Казакова Е.Ю. О расчёте токов небаланса цифровых дифференциальных защит трансформаторов при небольших сквозных токах //Изв. вузов Электромеханика. №4. 2009.
3. Дмитренко А.М.: Атаманов М.Н., Казакова Е.Ю. Спектральный анализ переходных токов, возникающих в системе собственных нужд электростанций после аварийного включения резерва. Труды АЭН ЧР.№2.2004.

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЙ МОНИТОРИНГ И ДИАГНОСТИКА ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ВЫКЛЮЧАТЕЛЯ НА БАЗЕ МИКРОПРОЦЕССОРНОЙ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

А.А. Жегалов, В.Г. Гарке

КНИТУ-КАИ им. А.Н. Туполева, г. Казань, Россия

В настоящее время стратегия планового технического обслуживания и ремонта высоковольтного оборудования постепенно уходит в прошлое. На смену ей приходит другая стратегия – по техническому состоянию оборудования. Эта тенденция затрагивает, в первую очередь, наиболее ответственные оборудование энергосистемы, в частности высоковольтные выключатели (ВВ).

Являясь основными коммутационными аппаратами, ВВ должны обеспечивать высокую надёжность выполнения своих функций отключения и включения как в нормальном, так и в аварийном режимах работы. Соответственно, они требуют проведения своевременного и обоснованного тех-

нического обслуживания и ремонта. Однако невозможно осуществлять техобслуживание и ремонт по техническому состоянию, не располагая современной системой мониторинга и диагностики, способной оценивать техническое состояние и определять расход и остаток ресурса ВВ.

Сейчас учёт расхода ресурса ВВ на энергетических объектах ведётся оперативным персоналом, а определение остаточного ресурса производится на основе упрощённых методов, дающих большую погрешность. Существующие же системы мониторинга и диагностики (СМД) состояния ВВ в большинстве своём могут применяться лишь на выведенном из работы ВВ, что является их очевидным недостатком.

В Концепции диагностики электротехнического оборудования подстанций и линий электропередачи электрических сетей ОАО «ФСК ЕЭС» от 01.03.2005 [1] декларируются 4 уровня диагностики:

- автоматизированные системы мониторинга и диагностики, интегрированные в АСУ ТП;
- периодический контроль под рабочим напряжением;
- периодический контроль с выводом оборудования из работы;
- комплексное обследование и диагностика.

И если последние два вида активно применяются уже сейчас, то второй и особенно первый виды диагностики до сих пор недостаточно развиты.

Для создания современной СМ.: функционирующей в автоматическом режиме, необходимо обеспечить поступление в неё диагностических параметров от объекта диагностики. Применительно к выключателю, эту задачу можно решить, организовав поток диагностических данных от микропроцессорной релейной защиты (МП РЗАУ), относящейся к данному выключателю.

Современные терминалы МП РЗАУ осуществляют функции защиты, а также функции автоматики и управления ВВ. В них ведётся осциллографирование аварийных режимов, запись дискретных сигналов. При этом функции мониторинга и диагностики выключателя в той или иной степени уже присутствуют в устройствах мировых производителей релейной защиты. Однако их реализация не всегда полноценна и зачастую сводится к ведению статистики выключателя.

В связи с этим задача разработки новых, а также усовершенствования существующих принципов автоматизированного мониторинга и диагностики состояния ВВ является весьма актуальной.

Рассмотрим предлагаемый принцип организации работы функции мониторинга и диагностики высоковольтного выключателя (МДВВ), а также метод оценки технического состояния выключателя по энергии коммутации.

Функция МДВВ включена в набор функции терминала РЗАУ. Работа функции осуществляется после окончания коммутационного процесса. Все расчёты производятся отдельно для каждой фазы. Вычислительная схема функции МДВВ оперирует набором величин, участвующих в расчётах. По способу поступления в схему функции МДВВ эти величины подразделяются на следующие категории:

1. Автоматически поступающие – параметры отключения;
2. Задаваемые вручную – уставки функции.

Как известно, наибольшая сработка коммутационного ресурса выключателя происходит при коммутации токов КЗ, сопровождающихся дугой, в результате оплавления и испарения материала контактов. При больших коммутируемых токах и сравнительно редких операциях общий износ выключателя находится в зависимости от числа коммутаций

и от энергии, выделяющейся на его контактах [2].

Величины, относящиеся к параметрам отключения, получим, определив выражение для суммарной энергии, выделяющейся в выключателе при его отключении (W_{Σ}) [3].

$$W_{\Sigma} = W_1 + W_2, \quad (1)$$

где W_1 – энергия, выделившаяся на контактах выключателя в интервале времени t_0-t_1 (см. рис. 1); W_2 – энергия, выделившаяся в выключателе в интервале времени t_1-t_2 .

Современные терминалы МП РЗАУ позволяют осуществлять выборки мгновенных значений тока, протекающего через выключатель, с достаточно высокой частотой аналогово-цифровых преобразований. Таким образом, выражение (1) для расчёта суммарной энергии можно записать в виде:

$$W_{\Sigma} = R_K \cdot \sum_{n=1}^{D_1} i_n^2 \cdot \frac{T}{d} + e \cdot \sin(\varphi_{K3}) \cdot \sum_{n=1}^{D_2} i_n \cdot \frac{T}{d}, \quad (2)$$

где i_n – n-ое значение тока короткого замыкания; R_K – сопротивление контактов; e – ЭДС системы; φ_{K3} – угол короткого замыкания в начальный момент времени; T – период синусоиды тока; d – количество выборок в периоде; D_1, D_2 – количество выборок за время $K3(t_1-t_0)$ и за время размыкания контактов (t_2-t_1):

$$D_1 = \frac{d(t_1-t_0)}{T}, \quad D_2 = \frac{d(t_2-t_1)}{T} \quad (3)$$

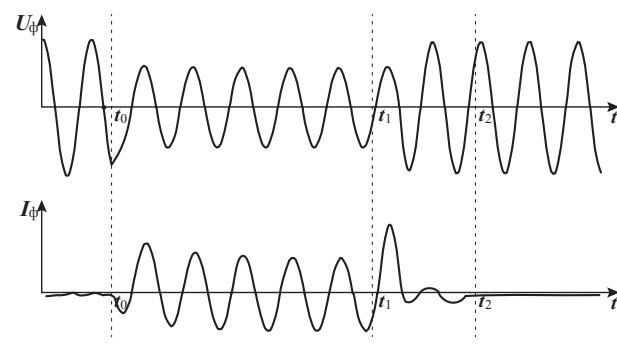


рис. 1 Осциллограмма отключения выключателя при КЗ на ЛЭП

U_{ϕ}, I_{ϕ} – фазные значения напряжения и тока; t_0 – время возникновения КЗ; t_1 – время начала размыкания контактов; t_2 – время погасания дуги.

Значения параметров времени t_0, t_1, t_2 выражения (3) фиксируются таймером (см. рис. 2) и после завершения коммутационного процесса передаются в функцию МДВВ.

Для расчёта значения φ_{K3} , входящего в состав выражения (2), необходимыми параметрами отключения являются активное сопротивление (R) и реактивное сопротивление (X) контура тока КЗ. Эти параметры вычисляются в результате автоматического анализа осциллограмм и программным образом поступают в функцию МДВВ (см. рис. 2).

$$\varphi_{K3} = tg \frac{X}{R}$$

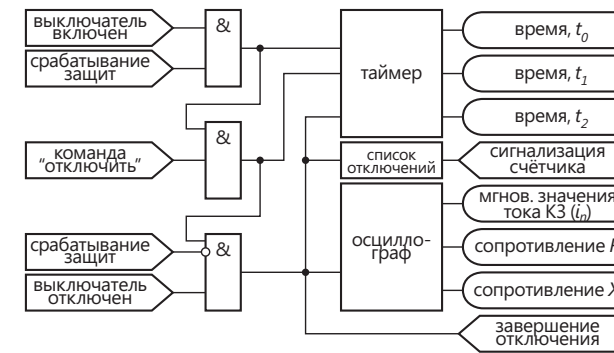


рис. 2 Функциональная схема получения параметров отключения

Таким образом, параметрами отключения функции МДВВ являются величины R, X, t_1, t_2, t_0 , а также одномерный массив $A[ij]$, содержащий мгновенные значения тока КЗ (i_n).

Уставки функции МДВВ включают в себя табличные заводские характеристики, относящиеся к данному типу выключателя. Они вносятся при наладке и могут быть изменены вместе с остальными уставками терминала.

Для определения сработанного ресурса используется модель оценки технического состояния ВВ [4]. За наиболее значимый эксплуатационный фактор принимается энергия, выделяющаяся при коммутации в ВВ. В этом случае выражения для фактического сработанного ресурса примет вид, о.е.:

$$R^* = R_0^* + \sum_{j=1}^K \left(\int_0^{R^*} \exp \left(\frac{X_W^* - 1}{\Delta X_W^*} \right) dr^* - R_j^* \right), \quad (4)$$

где R_0^* – ресурс ВВ при нормативных условиях эксплуатации; X_W^* – относительное значение эксплуатационного фактора, учитывающего воздействие энергии тока, коммутируемого ВВ; R_j^* – фактический сработанный ресурс на j-м интервале наработки в нормативных условиях эксплуатации; ΔX_W^* – относительное отклонение фактора X_W^* .

Величину X_W^* можно принять равной W^* , причём:

$$R^* = R_0^* + \sum_{j=1}^K \left(\int_0^{R^*} \exp \left(\frac{X_W^* - 1}{\Delta X_W^*} \right) dr^* - R_j^* \right),$$

где W_0^* – энергия, выделяемая на контактах выключателя при отключении номинального тока отключения.

Величину ΔX_W^* можно принять равной ΔW^* , причём:

$$\Delta W^* = \frac{\Delta W}{W_0^*},$$

где ΔW – абсолютное отклонение величины W (при каждом увеличении фактора W на величину ΔW фактический сработанный ресурс электрооборудования увеличивается в e раз, а при уменьшении – уменьшается в e раз).

Таким образом, выражение (4) примет вид:

$$R^* = R_0^* + \sum_{j=1}^K \left(\int_0^{R^*} \exp \left(\frac{W^* - 1}{\Delta W^*} \right) dr^* - R_j^* \right)$$

Определим нормативный остаточный ресурс, то есть, ресурс ВВ, который он сможет сработать в нормативных условиях эксплуатации с момента расчёта до перехода в предельное состояние, о.е.:

$$R_{ост}^* = R_{0ост}^* + \sum_{j=1}^K \left(\int_0^{R^*} \exp \left(\frac{W^* - 1}{\Delta W^*} \right) dr^* - R_j^* \right)$$

Основными отличительными преимуществами предлагаемого принципа являются:

1. возможность перехода от планового технического обслуживания к ремонту по техническому состоянию. Мониторинг и диагностика ведутся в автоматическом режиме, без вывода ВВ из работы;
2. отсутствие специфических датчиков и регистраторов. Необходимую диагностическую информацию несут лишь электрические и дискретные величины, получаемые из осциллограмм терминала МП РЗАУ;
3. унификация методики определения ресурсных показателей для различных типов ВВ. При использовании в качестве эксплуатационного фактора энергии, выделившейся в процессе коммутации, становится возможным учесть различия во времени протекания коммутационных процессов в выключателях с разным типом дугогашения и всех классов напряжения. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Концепция диагностики электротехнического оборудования подстанций и линий электропередачи электрических сетей ОАО «ФСК ЕЭС» от 01.03.2005.
2. Чунихин А.А. Электрические аппараты / А. А. Чунихин. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 720 с.
3. Жегалов А.А. Способ мониторинга и диагностики высоковольтных выключателей в автоматическом режиме / Гарке В.Г., Жегалов А.А. // Релейная защита и автоматизация. – 2011. – №2. – С. 26-29.
4. Назарычев А.Н., Андреев Д.А., Таджикибаев А.И. Справочник инженера по наладке, совершенствованию технологии и эксплуатации электрических станций и сетей. М.: «Инфра-Инженерия», 2006. – 928 с.

СТУПЕНЧАТЫЕ ЗАЩИТЫ С ЗАВИСИМОЙ ХАРАКТЕРИСТИКОЙ ВЫДЕРЖКИ ВРЕМЕНИ

Р.Г. Исаков

КНИТУ им. А.Н. Туполева, филиал ООО «КЭР-Инжиниринг» «КЭР-Автоматика», г. Казань, Россия

В.Г. Гарке

КНИТУ им. А.Н. Туполева, г. Казань, Россия

В нашей стране для сетей напряжением 35 кВ и выше обычно используются защиты со ступенчатыми характеристиками с числом ступеней три, иногда четыре. Преимуществом защит со ступенчатыми характеристиками по сравнению с другими является более простое выполнение измерительных органов (рис. 1).

Первые ступени обычно работают без специально установленной выдержки времени. Защищаемая ими первая зона охватывает только часть длины участка, ближайшую к месту включения защиты.

Вторые ступени работают с выдержкой времени, обычно одинаковой для всех защит линий сети. Это время, составляющее в среднем 0,5 с, предотвращает возможность срабатывания второй ступени защиты при КЗ в начале смежного смежных элементов. Защищаемая второй ступеню зона должна с запасом охватывать конец участка и шины подстанции противоположной стороны.

Третьи ступени имеют наибольшие выдержки времени, выбираемые по ступенчатому принципу тем большими, чем ближе включена защита к источнику питания [1].

Недостатки известных резервных защит с независимыми характеристиками срабатывания заключаются либо в недостаточной чувствительности, либо в большом времени срабатывания вторых ступеней защит. Это приводит к применению дополнительных ступеней защит, которые также не решают данные проблемы.

Недостатки резервных защит линий можно значительно уменьшить, используя двухступенчатую защиту, состоящую из (рассмотрим на примере дистанционной защиты):

Первой ступени – дистанционная защита без выдержки времени.

Из-за погрешности измерения расстояния до места КЗ, являющейся следствием погрешностей ТТ, ТН и измерительных органов (ИО) сопротивления, не возможна 100%-ная защита линии. Для обеспечения гарантированной селективности при внешних и внутренних КЗ устанавливают некоторый запас (10–15% длины линии), используя ступень с неполным охватом защищаемой зоны (1-я ступень ДЗ). Время срабатывания первой ступени ДЗ равно 0.

Вторая ступень – дистанционная защита с зависимой характеристикой срабатывания, в которой время срабатывания защиты зависит от сопротив-

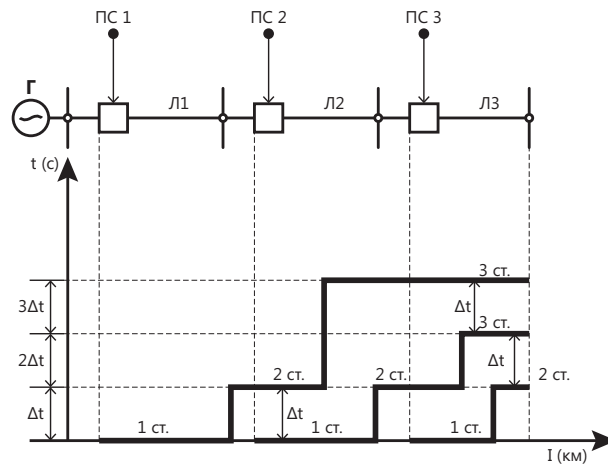


рис. 1 Ступенчатые характеристики выдержек времени защит в сети с односторонним питанием

ления КЗ. Зависимая характеристика второй ступени делится на две части:

- первая часть характеристики, с помощью которой выполняется защита защищаемой линии, в том числе и участка линии, не защищенного 1-й ступеню. Время срабатывания первой части характеристики 0 в начале защищаемой линии, Δt в конце защищаемой линии (рис. 2).

- вторая часть характеристики, с помощью второй части характеристики выполняется защита всей длины смежных линий. Время срабатывания второй части характеристики Δt в начале защищаемой смежной линии, 2Δt в конце защищаемой смежной линии (рис. 2).

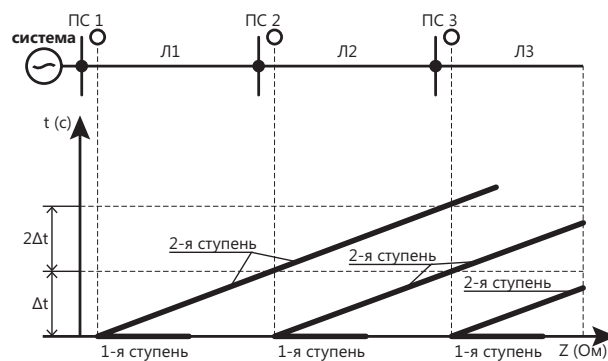


рис. 2 Характеристики двухступенчатой дистанционной защиты

ДЗ с зависимой характеристикой срабатывания, которая имеет вид, в частном случае, монотонно растущей кривой, или серии кривых.

Зависимая характеристика срабатывания получается следующим образом. Время срабатывания защиты зависит от места КЗ, рис. 3.

Время срабатывания защиты равно:

$$- \text{при } Z_K = Z_C, t_{c.з.} = 0; \tag{1}$$

$$- \text{при } Z_K = Z_C + Z_{Л1}, t_{c.з.} = \Delta t; \tag{2}$$

$$- \text{при } Z_K = Z_C + Z_{Л1} + Z_{Л2}, t_{c.з.} = 2\Delta t. \tag{3}$$

и так далее, если необходимо (вопрос решается в каждом конкретном случае).

Времятоковая характеристика:

Первая часть характеристики (от начала до конца Л1):

$$t_{c.з.}^{I(1)} = \frac{\Delta t}{Z_{Л1}} (Z_K - Z_C), \text{ при } Z_C < Z_K < Z_C + Z_{Л1}, \tag{4}$$

где $t_{c.з.}^I$ – время срабатывания первой части характеристики ДЗ;

Z_K – сопротивление от места установки защиты до места КЗ;

Z_C – сопротивление системы в месте установки защиты;

$Z_{Л1}$ – сопротивление защищаемой линии Л1;

Вторая часть характеристики (от начала до конца Л2):

$$t_{c.з.} = \frac{\Delta t}{Z_{Л2}} (Z_K - Z_C - Z_{Л1}) + \Delta t$$

при $Z_C + Z_{Л1} < Z_K < Z_C + Z_{Л1} + Z_{Л2}$,

где $t_{c.з.}^{II}$ – время срабатывание второй части характеристики ДЗ;

Z_K – сопротивление до места КЗ от места установки защиты;

Z_C – сопротивление системы в месте установки защиты;

$Z_{Л1}$ – сопротивление защищаемой линии Л1;

$Z_{Л2}$ – сопротивление защищаемой линии Л2.

При необходимости по условию селективности за второй линией можно применить и третью часть характеристики по тому же принципу.

Из выражений (1) – (5) видно, что время срабатывания защиты зависит линейно от расстояния до места КЗ.

Предлагаемые резервные защиты линий электропередачи напряжением 110–220 кВ с зависимой выдержкой времени имеют две ступени:

- первая ступень работает без выдержки времени, так же как в известных резервных защитах;

- вторая ступень работает с зависимой выдержкой времени, которая срабатывает со временем:

- 0 с в начале защищаемой линии (Л1);

- Δt в конце защищаемой линии – начале предыдущей линии (Л2);

- 2Δt в конце предыдущей линии (Л2).

Такие защиты по принципу действия всегда селективные, если выбраны правильно.

В распределительной сети к шинам подстанции подключаются линии, имеющие различную длину. Данные линии можно разделить на три категории: линии, имеющие короткую длину, средние длины и длинные линии. Поэтому при согласовании временных характеристик второй части второй ступени за-

щиты (РЗ1), предназначенной для резервирования защиты смежных линий (РЗ2–РЗ4), возникает проблема, с какой линией согласовывать (рис.3).

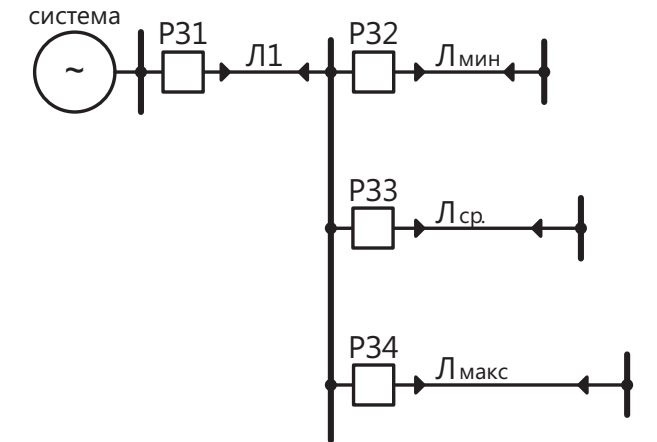


рис. 3 Пример схемы распределительной сети с линиями различной длины

Рассмотрим случай, когда вторая часть характеристики второй ступени защиты (РЗ1) согласуется с первой частью характеристики второй ступени защиты (РЗ2), т.е. с короткой линией.

Время срабатывания второй ступени РЗ2 (короткой линии) первой части характеристики рассчитывается по следующему выражению:

$$t_{c.з.}^{II(1)} = \frac{\Delta t}{Z_{Лмин}} (Z_K - (Z_C + Z_{Л1})),$$

где $Z_{Л1}$ – сопротивление линии Л1,

$Z_{Лмин}$ – сопротивление короткой линии.

Вторая часть характеристики второй ступени РЗ1 согласуется с короткой линией $L_{мин}$ и время срабатывания вычисляется по следующему выражению:

$$t_{c.з.}^{II(2)} = \frac{\Delta t}{Z_{Лмин}} (Z_K - (Z_C + Z_{Л1})) + \Delta t$$

Изменение времени срабатывания в различных точках КЗ (рис.3):

- при КЗ в начале линии $L_{мин}$ $t_{c.з.}^{II(2)}(P31) = \Delta t$;

- при КЗ в конце короткой

- линии $L_{мин}$ $t_{c.з.}^{II(2)}(P31) = 2\Delta t$;

- при КЗ в конце длинной линии $L_{макс}$ время срабатывания вычисляется по следующему выражению:

$$Z_K = Z_C + Z_{Л1} + Z_{Лмакс}$$

$$t_{c.з.}^{II(2)}(P31) = \frac{\Delta t}{Z_{Лмин}} (Z_C + Z_{Л1} + Z_{Лмакс} - (Z_C + Z_{Л1})) + \Delta t = \frac{\Delta t}{Z_{Лмин}} Z_{Лмакс} + \Delta t$$

где $Z_{Лмакс}$ – сопротивление длинной линии.

При согласовании с короткой линией достигается селективная работа защит, но при КЗ в конце наиболее длинных линий уменьшается быстродействие защиты при КЗ.

При согласовании с длинной линией время срабатывания второй части характеристики второй ступени защиты (РЗ1) изменяется следующим образом:

$$t_{c.з.}^{II(2)}(P31) = \frac{\Delta t}{Z_{Лмакс}} (Z_K - (Z_C + Z_{Л1})) + \Delta t$$

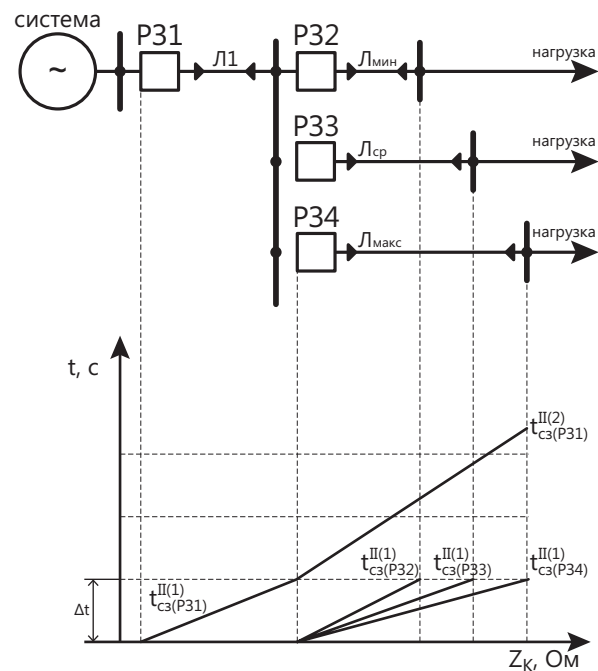


рис. 4 Характеристики времени срабатывания вторых ступеней защит при согласовании с короткой линией

- при КЗ в начале линии $L_{\text{макс}} t_{\text{сз}}^{II(2)}(P31) = \Delta t$;
- при КЗ в конце короткой линии $L_{\text{мин}} t_{\text{сз}}^{II(2)}(P31) < 2\Delta t$;
- при КЗ в конце длинной линии $L_{\text{макс}} t_{\text{сз}}^{II(2)}(P31) = 2\Delta t$.

При согласовании с длинной линией селективность между защитой короткой линии и средней линии отсутствует, вследствие того, что время ступени селективности между второй частью характеристики P31 и первой частью характеристики P32 меньше 0,3 с.

Таким образом, при согласовании второй части характеристики второй ступени защиты (P31) с защитами P32–P34 нужно выполнять разделение времятоковой характеристики на несколько участков:

Второй участок:

- характеристика, согласующаяся с короткой линией $L_{\text{мин}}$ (рис.3):

$$t_{\text{сз}}^{II(2)}(P31) = \frac{\Delta t}{Z_{\text{Лмин}}} (Z_{\text{к}} - (Z_{\text{с}} + Z_{\text{Л1}})) + \Delta t$$

Третий участок:

- характеристика, согласующаяся со средней линией $L_{\text{ср}}$ (рис.3):

Время срабатывания первой части характеристики второй ступени защиты (P33) при $Z_{\text{к}} = Z_{\text{с}} + Z_{\text{Л1}} + Z_{\text{Лмин}}$:

$$t_{\text{сз}}^{II(1)}(P33) = \frac{\Delta t}{Z_{\text{Лср}}} (Z_{\text{к}} + Z_{\text{Л1}} + Z_{\text{Лмин}} - (Z_{\text{с}} + Z_{\text{Л1}})) = \frac{\Delta t}{Z_{\text{Лср}}} Z_{\text{Лмин}}$$

где $Z_{\text{Лср}}$ – сопротивление средней линии.

Выражение третьего участка второй части характеристики принимает вид:

$$t_{\text{сз}}^{II(3)}(P31) = \frac{t_{\text{сз}}^{II(1)}(P33)}{Z_{\text{Лср}} - Z_{\text{Лмин}}} (Z_{\text{к}} - (Z_{\text{с}} + Z_{\text{Л1}} + Z_{\text{Лмин}})) + 2\Delta t =$$

$$= \frac{\Delta t}{Z_{\text{Лср}} - Z_{\text{Лмин}}} Z_{\text{Лмин}} (Z_{\text{к}} - (Z_{\text{с}} + Z_{\text{Л1}} + Z_{\text{Лмин}})) + 2\Delta t$$

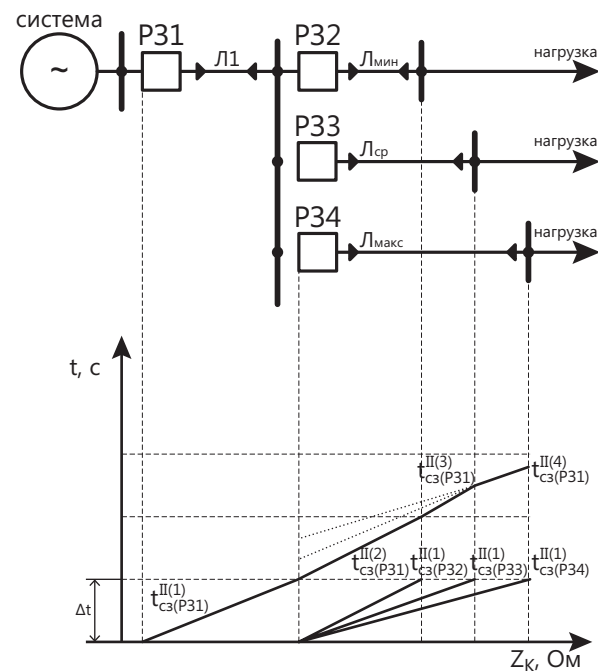


рис. 5 Характеристики времени срабатывания вторых ступеней защит при разделении характеристики на три участка

Четвёртый участок:

- характеристика, согласующаяся с длинной линией $L_{\text{макс}}$ (рис.3):

Время срабатывания первой части характеристики второй ступени защиты (P34) при $Z_{\text{к}} = Z_{\text{с}} + Z_{\text{Л1}} + Z_{\text{Лср}}$:

$$t_{\text{сз}}^{II(1)}(P34) = \frac{\Delta t}{Z_{\text{Лмакс}}} (Z_{\text{с}} + Z_{\text{Л1}} + Z_{\text{Лср}} - (Z_{\text{с}} + Z_{\text{Л1}})) = \frac{\Delta t}{Z_{\text{Лмакс}}} Z_{\text{Лср}}$$

Выражение четвёртого участка второй части характеристики принимает вид:

$$t_{\text{сз}}^{II(4)}(P31) = \frac{t_{\text{сз}}^{II(1)}(P34)}{Z_{\text{Лмакс}} - Z_{\text{Лср}}} (Z_{\text{к}} - (Z_{\text{с}} + Z_{\text{Л1}} + Z_{\text{Лср}})) + 2\Delta t + t_{\text{сз}}^{II(3)}(P31) =$$

$$= \frac{\Delta t}{Z_{\text{Лмакс}} - Z_{\text{Лср}}} Z_{\text{Лср}} (Z_{\text{к}} - (Z_{\text{с}} + Z_{\text{Л1}} + Z_{\text{Лср}})) + 2\Delta t + \frac{\Delta t}{Z_{\text{Лср}}} Z_{\text{Лмин}}$$

Применение данного принципа согласования позволяет достигнуть селективного действия защит как с защитой короткой линии Δt , так и с защитами линии большей длины, также по сравнению с вышерассмотренными способами данный способ согласования позволяет снизить времена срабатывания в конце длинной линии до $3\Delta t$. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Федосеев А.М.: Федосеев М.А. Релейная защита электроэнергетических систем. Учеб. для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1992. – 528 с.

АНАЛИЗ РАБОТЫ РЕЗЕРВНЫХ ЗАЩИТ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ НАПРЯЖЕНИЕМ 110-220 КВ С УЧЁТОМ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

Е.А. Конова, В.Г. Гарке

КНИТУ им. А.Н. Туполева, ОАО «Сетевая компания», г. Казань, Россия

Рост числа, протяжённости и загруженности линий электропередачи напряжением 110–220 кВ вызывает необходимость непрерывного совершенствования систем релейной защиты и автоматики линий. Дистанционный принцип, основанный на замере отношения напряжения к току, всегда был одним из наиболее распространённых принципов защиты линий от коротких замыканий (КЗ) [1].

Характеристика измерительного органа (ИО) сопротивления дистанционной защиты (ДЗ) должна быть подчинена условиям, обеспечивающим требования срабатывания в защищаемой зоне и несрабатывания вне её при наличии различных факторов, искажающих работу защиты.

К таким факторам относятся:

1. наличие переходного сопротивления в месте КЗ;
2. различие в токах, протекающих на отдельных участках между местом установки защиты и местом КЗ (подпитка);
3. наличие нагрузочного режима [2].

1. Основной особенностью измерения входного сопротивления ступенями защит, действующими при КЗ через переходное сопротивление, является различие токов, протекающих в месте установки защиты и в месте повреждения. Указанное иллюстрируется рис. 1, где E_1, E_2, Z_1, Z_2 – эквивалентные ЭДС и сопротивления системы; $Z_{\text{кз1}}, Z_{\text{кз2}}$ – сопротивления участков защищаемой линии до места повреждения; $R_{\text{п}}$ – переходное сопротивление в месте повреждения. При КЗ на линии через переходное сопротивление ток $I_{\text{кз1}}$ на входе ДЗ, установленной в точке 1, не равен току $I_{\text{кз1}} + I_{\text{кз2}}$, протекающему через переходное сопротивление $R_{\text{п}}$, вследствие подпитки места повреждения током $I_{\text{кз2}}$ от противоположной части электрической системы (ЭС).

Сопротивление $Z_{\text{дз.п}}$ на входе ДЗ определяется соотношением:

$$Z_{\text{дз.п}} = Z_{\text{кз1}} + R_{\text{п}} \frac{Z_2 + Z_{\text{кз2}} + q(Z_1 + Z_{\text{кз1}})}{Z_2 + Z_{\text{кз2}} + R_{\text{п}} - q \cdot R_{\text{п}}}, \quad q = \frac{E_2}{E_1} \quad (1)$$

Найдём области, в которых располагается сопротивление $Z_{\text{дз.п}}$ на входе ДЗ при КЗ через переходное сопротивление с учётом ограничений, определяемых тем, что соотношение ЭДС E_1 и E_2 по модулю не выходит за пределы

$$q_1 \leq |q| \leq q_2, \quad \text{где } q_1 < 1; \quad q_2 > 1. \quad \text{Другое ограничение определяет}$$

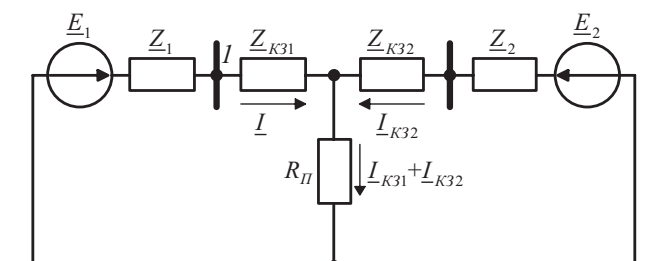


рис. 1 Эквивалентная схема замещения ЭС при КЗ через переходное сопротивление

ся тем, что из условия устойчивости ЭС угол $\delta = \arg q$ не выходит за пределы $\delta_1 \leq |\arg q| \leq \delta_2$, где $\delta_1 > -90^\circ$; $\delta_2 < 90^\circ$.

Преобразуем (1) к виду

$$k_3 = \frac{Z_2 + Z_{\text{кз2}} + R_{\text{п}}}{Z_2 + Z_{\text{кз2}} + R_{\text{п}} + Z_{\text{кз1}}} \quad (5)$$

$$k_4 = -\frac{Z_{\text{кз1}}(Z_2 + Z_{\text{кз2}} + R_{\text{п}}) + R_{\text{п}}(Z_2 + Z_{\text{кз2}})}{Z_{\text{дз.п}} \cdot R_{\text{п}} + Z_1 \cdot R_{\text{п}}} \quad (6)$$

$$k_1 = R_{\text{п}} \quad (7)$$

$$k_2 = Z_1 \cdot R_{\text{п}} \quad (8)$$

$$a = -k_4 / k_3 \quad (9)$$

$$b = -k_2 / k_1 \quad (10)$$

$$k = k_1 / k_3 \quad (11)$$

$$q = \frac{Z_{\text{дз.п}}(Z_2 + Z_{\text{кз2}} + R_{\text{п}}) - (Z_{\text{кз1}}(Z_2 + Z_{\text{кз2}} + R_{\text{п}}) + R_{\text{п}}(Z_2 + Z_{\text{кз2}}))}{Z_{\text{дз.п}} \cdot R_{\text{п}} + Z_1 \cdot R_{\text{п}}} \quad (4)$$

Обозначим [3]

Тогда условие $|q| \geq q_1$ примет вид:

$$\left| \frac{Z_{\text{дз.п}} - a}{Z_{\text{дз.п}} - b} \right| \geq q_1 k \quad (12)$$

Граничной линией области, описываемой неравенством (12), в плоскости $Z_{\text{дз.п}}$ при $q_1 k \neq 1$ является окружность (рис. 2, окружность 1). Центр Z'_0 и радиус R'_0 окружности определяются соотношениями:

$$Z'_0 = \frac{a - (q_1 k)^2 b}{1 - (q_1 k)^2}, \quad (13)$$

$$R'_0 = q_1 k \left| \frac{a - b}{1 - (q_1 k)^2} \right| \quad (14)$$

Условие $|q| \leq q_2$ приводит с учётом (4)÷(11) к неравенству:

$$\left| \frac{Z_{\text{дз.п}} - a}{Z_{\text{дз.п}} - b} \right| \leq q_2 k \quad (15)$$

Выражение (15) соответствует области, границей которой является окружность с параметрами Z''_0, R''_0 , определяемыми (13), (14) при замене q_1 на q_2 (рис. 2, окружность 2).

Найдём ограничения на области расположения $Z_{ДЗ.П}$, определяемые условием (3), по предельным углам расхождения ЭДС E_1 и E_2 . Вводя обозначения (4)÷(10), а также

$$\arg \frac{k_3}{k_1} = \beta \quad (16)$$

преобразуем неравенство (3) к виду:

$$\delta_1 \leq \arg \frac{Z_{ДЗ.П} - a}{Z_{ДЗ.П} - b} + \beta \leq \delta_2 \quad (17)$$

Граничная линия выражается равенствами:

$$\arg \frac{Z_{ДЗ.П} - a}{Z_{ДЗ.П} - b} = \delta_1 - \beta \quad (18)$$

$$\arg \frac{Z_{ДЗ.П} - a}{Z_{ДЗ.П} - b} = \delta_2 - \beta \quad (19)$$

Часть граничной линии, которая выражается уравнением (18), представляет собой, при $\delta_1 \neq 0$ и $\delta_1 \neq \pi$, дугу окружности. Параметры окружности, центр z'_0 и радиус r'_0 , равны (рис. 2, окружность 3):

$$z'_0 = \frac{a+b}{2} + j \frac{a-b}{2 \operatorname{tg}(\delta_1 - \beta)} \quad (20)$$

$$r'_0 = \left| \frac{a-b}{2 \sin(\delta_1 - \beta)} \right| \quad (21)$$

Аналогично часть граничной линии в плоскости $Z_{ДЗ.П}$, соответствующая уравнению (19), представляет собой дугу окружности, опирающуюся на точки a и b и имеющую вписанный угол $\delta_2 - \beta$ (рис. 2, окружность 4).

Результирующая область КЗ через переходное сопротивление определяется как общая для условий (2) и (3).

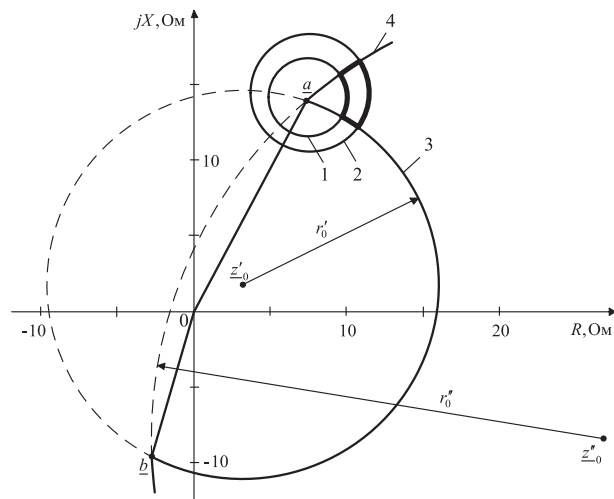


рис. 2 Зона расположения вектора сопротивления на зажимах ИО сопротивления ДЗ при КЗ через переходное сопротивление

2. Эквивалентная схема ЭС в общем случае в симметричном нагрузочном режиме, не сопровождающемся КЗ, представлена на рис. 3, где E_1, E_2 и Z_1, Z_2 – эквивалентные ЭДС и сопротивления системы с двусторонним питанием, приведенные к точке 1 (место установки ДЗ).

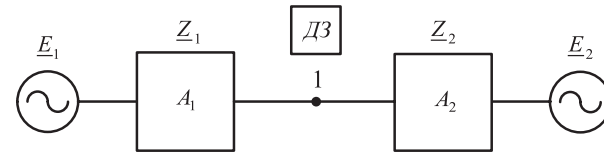


рис. 3 К анализу ДЗ в нагрузочных режимах ЭС

В симметричном нагрузочном режиме входное сопротивление Z_H на входе ДЗ определяется соотношением [4]:

$$Z_H = \frac{U_H}{I_H} = \frac{E_1 Z_2 + E_2 Z_1}{E_1 - E_2} = \frac{Z_2 + q Z_1}{1 - q}, \quad q = \frac{E_2}{E_1} \quad (22)$$

Найдём области, в которых располагается сопротивление Z_H на входе ДЗ в нагрузочном режиме с учётом ограничений (2) и (3).

Преобразуем (22) к виду

$$q = \frac{Z_H - Z_2}{Z_H + Z_1} \quad (23)$$

Обозначим [3]

$$k_3 = k_1 = 1, \quad (24)$$

$$k_4 = -Z_2, \quad (25)$$

$$k_2 = Z_1. \quad (26)$$

Тогда условие $|q| \geq q_1$ примет вид (рис. 4, окружность 1)

$$\left| \frac{Z_H - a}{Z_H - b} \right| \geq q_1 \quad (27)$$

Условие $|q| \leq q_2$, также вытекающее из (2), приводит с учётом (9), (10), (23)÷(26) к неравенству (рис. 4, окружность 2)

$$\left| \frac{Z_H - a}{Z_H - b} \right| \leq q_2 \quad (28)$$

Вводя обозначения (9), (10), (23)÷(26), приведём выражение (3) к виду:

$$\delta_1 \leq \arg \frac{Z_H - a}{Z_H - b} \leq \delta_2 \quad (29)$$

Граничные условия (уравнения граничной линии) будут (рис. 4, окружности 3, 4):

$$\arg \frac{Z_H - a}{Z_H - b} = \delta_1, \quad (30)$$

$$\arg \frac{Z_H - a}{Z_H - b} = \delta_2. \quad (31)$$

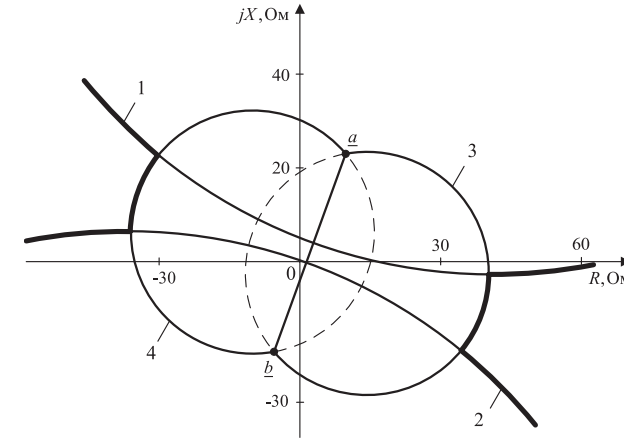


рис. 4 Области расположения вектора сопротивления на зажимах ИО сопротивления ДЗ в нагрузочном режиме

3. Основной особенностью измерения входного сопротивления резервными ступенями защит, действующими, как правило, с выдержкой времени, является различие токов, протекающих в месте установки защиты и в месте повреждения. Указанное иллюстрируется рис. 5, где E_1, E_3, Z_1, Z_3 – эквивалентные ЭДС и сопротивления систем; $Z_{Л1}$ – сопротивление защищаемой линии; $Z_{К3}$ – сопротивление участка между концом защищаемой линии и местом повреждения.

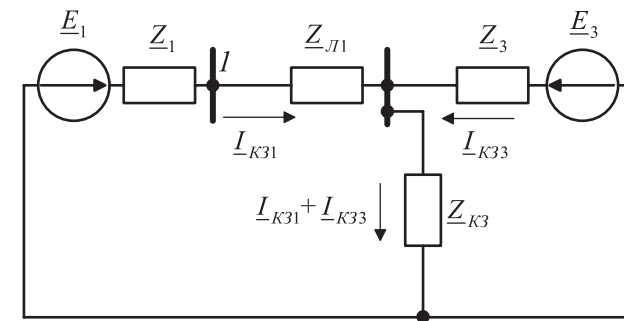


рис. 5 Эквивалентная схема замещения ЭС при металлическом КЗ в зоне резервирования

Сопротивление на зажимах ДЗ:

$$Z_{ДЗ} = Z_{Л1} + Z_{К3} \frac{q(Z_1 + Z_{Л1}) + Z_3}{Z_3 + Z_{К3} - q \cdot Z_{К3}}, \quad q = \frac{E_3}{E_1} \quad (32)$$

Найдём области, в которых располагается сопротивление $Z_{ДЗ}$ на входе ДЗ при КЗ в зоне резервирования с учётом ограничений (2) и (3).

Преобразуем (32) к виду

$$q = \frac{Z_{ДЗ}(Z_3 + Z_{К3}) - (Z_{Л1} \cdot Z_3 + Z_{Л1} \cdot Z_{К3} + Z_3 \cdot Z_{К3})}{Z_{ДЗ} \cdot Z_{К3} + Z_{Л1} \cdot Z_{К3}} \quad (33)$$

Обозначим [3]

$$k_3 = Z_3 + Z_{К3} \quad (35)$$

$$k_4 = -(Z_{Л1} \cdot Z_3 + Z_{Л1} \cdot Z_{К3} + Z_3 \cdot Z_{К3}), \quad (36)$$

$$k_1 = Z_{К3}, \quad (37)$$

$$k_2 = Z_1 \cdot Z_{К3} \quad (37)$$

Условие $|q| \geq q_1$ примет вид (рис. 6, окружность 1)

$$\left| \frac{Z_{ДЗ} - a}{Z_{ДЗ} - b} \right| \geq q_1 k \quad (38)$$

Условие $|q| \leq q_2$, также вытекающее из (2), приводит с учётом (9)÷(11), (33)÷(37) к неравенству (рис. 6, окружность 2)

$$\left| \frac{Z_{ДЗ} - a}{Z_{ДЗ} - b} \right| \leq q_2 k \quad (39)$$

Вводя обозначения (9), (10), (16), (33)÷(37), преобразуем неравенство (3) к виду:

$$\delta_1 \leq \arg \frac{Z_{ДЗ} - a}{Z_{ДЗ} - b} + \beta \leq \delta_2 \quad (40)$$

Граничная линия выражается равенствами (рис. 6, окружности 3, 4):

$$\arg \frac{Z_{ДЗ} - a}{Z_{ДЗ} - b} = \delta_1 - \beta, \quad (41)$$

$$\arg \frac{Z_{ДЗ} - a}{Z_{ДЗ} - b} = \delta_2 - \beta \quad (42)$$

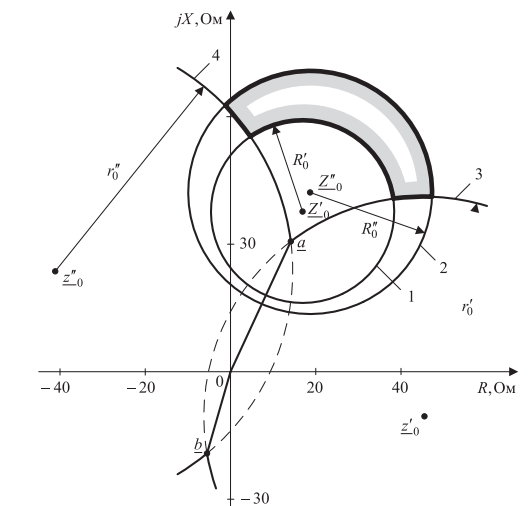


рис. 6 Зона расположения вектора сопротивления на зажимах ИО сопротивления ДЗ при КЗ на смежной линии, которая имеет подпитку

ЛИТЕРАТУРА

1. Федосеев А.М. Релейная защита электроэнергетических систем. Релейная защита сетей. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 520 с.
2. Фабрикант В.Л. Дистанционная защита: Учеб. пособие для вузов. – М.: Высш. школа, 1978. – 215 с., ил.
3. Фабрикант В.Л. Основы теории построения измерительных органов релейной защиты и автоматики. – М.: Высшая школа, 1968. – 267 с.
4. Шнейерсон Э.М. Цифровая релейная защита. – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 549 с., ил. ■

МОДЕРНИЗАЦИЯ МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ ДФЗ ВЛ 110–220 КВ

16

Н.А. Дони

НПП «ЭКРА», г. Чебоксары, Россия

В.М. Лопухов

Филиал ОАО «СО ЕЭС» РДУ Татарстана, г. Казань, Россия

Внедрение в эксплуатацию микропроцессорных дифференциально-фазных защит (МП ДФЗ) производства НПП «ЭКРА» существенно повысило надёжность основных защит воздушных линий (ВЛ). В новых устройствах были исключены случаи излишнего действия на отключение ВЛ от «одиночной» паузы в высокочастотном (ВЧ) сигнале при отключении внешнего повреждения, характерные для электромеханических защит типа ДФЗ-201, сохранив при этом высокое быстродействие. В МП ДФЗ были реализованы и другие дополнительные возможности, например, работа на линиях с отпаечными трансформаторными подстанциями и работа в сетях с тяговой нагрузкой.

В то же время имеются некоторые ограничения по применению ДФЗ. Например, ДФЗ, по принципу своего действия, ненадежно работает на линиях с односторонним питанием. Необходимость использования быстродействующих защит на таких линиях продиктована появлением крупных энергоёмких предприятий, имеющих непрерывный цикл производства. Такие предприятия требуют

быстрого отключения коротких замыканий (КЗ) в питающей сети из-за влияния длительных провалов напряжения на устойчивость технологического процесса. Схема электроснабжения такого предприятия показана на рис. 1.

При возникновении КЗ на линии, из-за отсутствия источника питания с приёмной стороны, может не обеспечиваться надёжная работа органа манипуляции ДФЗ и блокироваться её действие на отключение со стороны источника питания, что приводит к отказу основной защиты. Причина – недостаточность или неопределённость тока, обеспечивающего надёжную манипуляцию. Величина и угол тока манипуляции зависят от таких факторов, как ток нагрузки, протекающей по линии, места КЗ и степени подпитки от нагрузки потребителя (от двигателей). При внешнем КЗ, когда по концам линии протекают одинаковые и достаточные по величине токи, условия для правильного действия ДФЗ оптимальные, и она надёжно блокируется.

Для осуществления надёжной работы МП ДФЗ в таком режиме питания был разработан и реали-

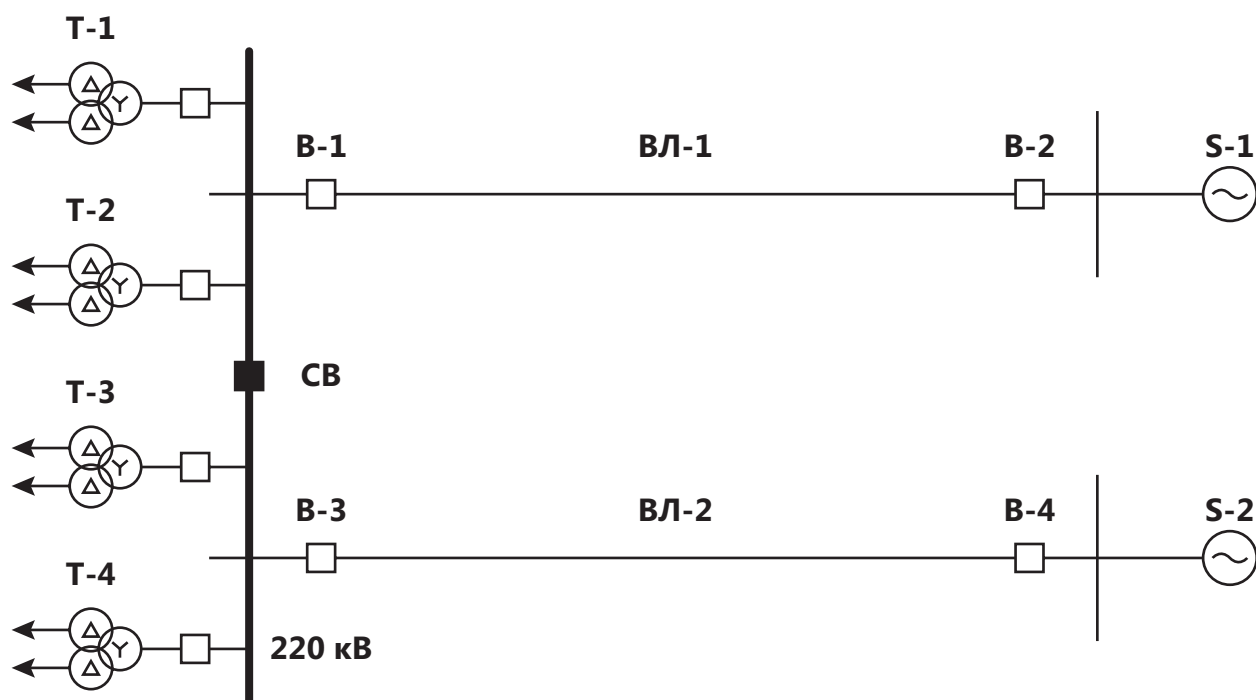


рис. 1 Схема электроснабжения крупного предприятия непрерывного производства

зован дополнительный алгоритм функционирования защиты. Принцип функционирования следующий: при внешних КЗ не вмешиваться в работу ДФЗ, а при КЗ на линии необходимо осуществлять останов (снятие пуска) ВЧ передатчика на приёмной стороне, обеспечивая этим срабатывание ДФЗ на отключение со стороны источника питания.

В качестве дополнительных органов ДФЗ, обеспечивающих данный алгоритм действия, применяются измерительные органы сопротивления и направления мощности нулевой последовательности. На приёмном конце линии эти органы имеют обратную направленность («за спину»), а на стороне источника питания – прямое направление (в линию).

При внешнем КЗ на приёмном конце линии срабатывают измерительные органы и блокируют действие на останов высокочастотного (ВЧ) передатчика, позволяя работать ДФЗ по стандартному алгоритму. При КЗ на линии, на приёмном её конце, условия для срабатывания указанных измерительных органов отсутствуют, и это является одним из факторов, который действует на останов ВЧ передатчика ДФЗ.

Вторым фактором, действующим на останов ВЧ передатчика, является срабатывание на передающем конце линии дополнительных измерительных органов (сопротивления или направления мощности нулевой последовательности), имеющих направленность в линию. Факт срабатывания этих органов передаётся на приёмный конец с помощью устройства передачи сигналов и команд (УПАСК).

ВОПРОСЫ КОМПЛЕКСНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ КАНАЛОВ ВЧ СВЯЗИ ДЛЯ ПЕРЕДАЧИ СИГНАЛОВ ВЧ ЗАЩИТ И КОМАНД РЗ И ПА. ОПЫТ ВНЕДРЕНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИИ

А.Г. Чирков

ООО «Прософт-Системы», г. Екатеринбург, Россия

В настоящее время передача сигналов и команд РЗ осуществляется по различным каналам связи. Для передачи сигналов РЗ используются специализированные ВЧ каналы. Команды РЗ передаются по каналам УПАСК (устройство передачи аварийных сигналов команд). Это, как правило, до четырёх команд РЗ, используемых для телеотключения и телеускорения, а также команды противоаварийной автоматики. Таким образом, для обеспечения полноценной работы как основной, так и резервной

При наличии этих двух факторов по схеме «И» дополнительный алгоритм реализует действие на останов передатчика на приёмном конце линии, обеспечивая отключающее действие ДФЗ со стороны источника питания.

В качестве устройства, передающего команды, может быть использовано внешнее УПАСК, например типа УПК-Ц. Практическое выполнение по этому принципу получается работоспособным, но достаточно громоздким. В настоящее время в ООО «Прософт-Системы» (г. Екатеринбург) разработан и выпускается ВЧ-аппаратура типа АВАНТ РЗСК, позволяющая, одновременно с передачей высокочастотных сигналов ДФЗ, передавать и команды. Применение АВАНТ РЗСК позволит выполнить описанную выше защиту в пределах одного шкафа МП ДФЗ, что, безусловно, упростит устройство и повысит его надёжность.

Следует также отметить, что ДФЗ с дополнительным алгоритмом правильно работает как при КЗ на линии, так и при внешних КЗ в режиме с включённым секционным выключателем.

В настоящее время в энергосистеме Татарстана внедрено три комплекта ДФЗ с дополнительным алгоритмом на протяжённых ВЛ 110–220кВ. Почти двухлетний опыт эксплуатации этих ДФЗ показал положительные результаты.

Вывод: применение такого дополнительного алгоритма в ДФЗ позволит расширить область её применения, сохраняя высокую надёжность и быстродействие защиты. ■

17

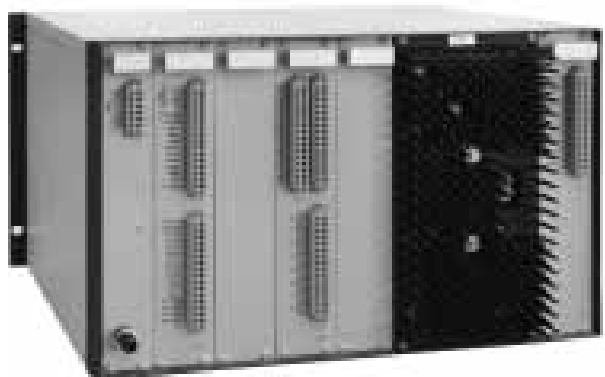


рис. 1 Внешний вид АВАНТ РЗСК

изводу нового ВЧ приёмопередатчика сигналов и команд релейной защиты АВАНТ РЗСК. Это устройство предназначено для передачи сигналов ВЧ защит и дискретных команд на ЛЭП 110–750 кВ. Его можно использовать с дифференциально-фазными защитами (ДФЗ), направленными и дистанционными защитами с ВЧ блокировкой (ВЧБ), дистанционными и токовыми защитами с телеускорением и телеотключением. Могут передаваться также команды противоаварийной автоматики, в частности, специальной автоматики отключения нагрузки.

Сигналы РЗ и команды передаются как по отдельности, так и вместе (до четырёх команд в каждую сторону канала). Одновременно с сигналом защиты в определённый момент в каждую сторону может передаваться одна из команд. При одномоментном возникновении нескольких команд передача осуществляется поочередно в порядке установленных приоритетов. Кроме того, приёмопередатчик АВАНТ РЗСК можно использовать только для сигналов защиты или только команд (до восьми команд в каждом направлении).

АВАНТ РЗСК обладает рядом отличительных особенностей:

1. Основное из них – возможность совместной передачи и приёма сигналов ВЧ защит и дискретных команд, что достигается новым принципом действия.

2. Находящиеся в эксплуатации приёмопередатчики, которые располагаются на противоположных концах линии, работают в одной общей полосе частот, а АВАНТ РЗСК имеет отдельную полосу частот для передачи сигналов в каждом направлении. Расположение полос – смежное, ширина каждой – 2 кГц.
3. В отличие от существующих приёмопередатчиков, использующих амплитудную манипуляцию (АМ) ВЧ сигнала, в аппаратуре АВАНТ РЗСК применяется частотная манипуляция (ЧМ). Это позволяет:
 - а) обеспечить стабильность временных параметров, отражающихся на угловых характеристиках;
 - б) исключить влияние приёмопередатчика на ширину фазной характеристики, в том числе при передаче команд;
 - в) определять середину фазной характеристики и регулировать её положение путем учёта времени пробега ВЧ сигнала по линии связи;
4. Контроль канала в аппаратуре АВАНТ РЗСК осуществляется постоянно путём передачи в каждом направлении в режиме покоя контрольного сигнала.

По мнению многих специалистов, совмещение передачи/приёма сигналов защиты и команд расширяет возможности систем релейной защиты ЛЭП. Предлагается применять приёмопередатчик АВАНТ РЗСК, в частности, в следующих случаях:

для отключения линии, например, в цикле ОАПВ, когда ДФЗ не срабатывает при КЗ на землю с обрывом одной фазы. Это может быть достигнуто действием резервной направленной токовой защиты нулевой последовательности с передачей разрешающих команд;

в целях дублирования команд РЗ, передаваемых по каналам УПАСК;

на трёхконцевых линиях при установке защиты на всех или только двух концах с передачей команд телеотключения от отпаечной подстанции и на неё;

на двухцепных линиях, когда возможна передача разрешающих команд резервных защит по каналу, образованному на параллельной линии;

для передачи (одновременно с использованием канала защиты) необходимых команд на отключение выключателей при внутренних повреждениях в элементах подстанции (автотрансформаторах, трансформаторах, реакторах, КРУ, КРУН и пр.), действии УРОВ и АЛАР, а также на запрет АПВ и отключение нагрузки – автоматическую дифференцированную частотную разгрузку на подстанциях, примыкающих к защищаемой линии.

Перечисленное снижает объёмы поврежденного первичного оборудования, обеспечивает размыкание связи в сети при асинхронном ходе, повышает устойчивость энергосистемы.

В докладе также приводятся примеры внедрения и опыта эксплуатации приёмопередатчика АВАНТ РЗСК для 2- и 3-концевых линий. ■

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЦИФРОВЫХ ПРОГРАММНО-АППАРАТНЫХ КОМПЛЕКСОВ МОДЕЛИРОВАНИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМ В РЕЖИМЕ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ RTDS ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ УСТРОЙСТВ РЗА

Я.В. Законьшек

ЗАО «ЭНЛАБ», г. Чебоксары, Россия

А.Л. Славутский

ЭСПП ЧГУ, г. Чебоксары, Россия

Современные энергосистемы становятся всё более сложными, что вызывает существенные затруднения при их проектировании, эксплуатации и проверке с помощью стандартных, традиционных инструментальных средств. Внедрение электростанций на возобновляемых источниках энергии, связанных с силовой электроникой, например ветряных и фотоэлектрических электростанций, обуславливает проблемы с обеспечением стабильности энергосистемы. Переходные процессы в комбинированных энергосистемах с линиями электропередач высокого напряжения на постоянном и переменном токе сложны, их влияние на релейную защиту и автоматику невозможно точно прогнозировать при помощи простых математических моделей. Алгоритмы, применяемые для управления силовыми генераторами, системами силовой электроники и другими устройствами FACTS (гибкая система передачи переменного тока), также постоянно усложняются, и их следует тщательно проверять, прежде чем реализовывать в реальных проектах. Проверка и опытная эксплуатация новых систем и устройств в реальных энергосистемах представляет собой весьма трудоемкий и затратный процесс.

Цифровое моделирование энергосистемы в реальном времени с физическим подключением вторичного оборудования к модели, на сегодняшний день является надежным, эффективным и проверенным методом, применяемым для разработки, тестирования, оптимизации вторичного электрооборудования, а также обучения персонала различных специальностей сектора электроэнергетики.

Устройство цифрового моделирования энергосистемы в режиме реального времени (Real Time Digital Simulator – RTDS®) – симулятор энергосистемы, разработанный в Исследовательском центре силовых систем постоянного тока провинции Манитоба (Виннипег, Канада) в конце 80-х годов прошлого столетия. В 1994 г. ответственность за симулятор RTDS была передана компании RTDS Technologies, где с тех пор программное и аппаратное обеспечение устройства многократно дорабатывалось.

Система обеспечивает непрерывное моделирование электромагнитных переходных процессов в режиме жёсткого реального времени.

1. ПРИМЕНЕНИЯ

1.1. Тестирование в режиме реального времени системы управления в замкнутом цикле

Симулятор широко применялся для тестирования в замкнутом цикле контроллеров для силовых систем постоянного тока (HVDC), устройств статической компенсации реактивной мощности (SVC), продольной компенсации с тиристорным управлением (TCSC) и устройств FACTS. В действительности, все производители систем силовой электроники используют симулятор для разработки алгоритмов и исследования динамических характеристик, а также заводских эксплуатационных испытаний своих устройств и систем управления. Комплекс дает ряд важных преимуществ, которых не было ранее:

- а. выполнение независимого тестирования новых контроллеров;
- б. тщательное изучение влияния новых установок на сеть, принимая во внимание обратную связь модели с системой управления;
- в. обучение персонала работе с установками и системами управления без риска негативного воздействия на фактическую работу сети;
- г. проверки возможных изменений в управлении сетью или обновлений конфигурации сети до начала её работы.

Для обеспечения точного моделирования силовых электронных схем, упомянутых выше, симулятор должен реагировать быстрее, чем это позволяет временной шаг 50 мкс. Стандартный временной шаг, порядка 50 мкс, используется для моделирования крупной энергосистемы, тогда как небольшой временной шаг, порядка 1–3 мкс, используется для представления модели быстродействующих силовых полупроводниковых комплексов. Две модели элементов, рассчитываемых с разным временным

шагом, численно связаны в общей модели при помощи метода, аналогичного тому, который применяется для объединения моделей переменных состояния (например, модель синхронной машины d-q) для моделирования во временной области.

Симулятор RTDS может также применяться для проверки блоков управления генераторами, например возбуждателей, стабилизаторов энергетической системы, а также управляющих устройств.

1.2. Тестирование системы защиты в замкнутом цикле в режиме реального времени

Симулятор RTDS представляет собой наиболее универсальное средство тестирования релейной защиты. Выполняется как тестирование в разомкнутом цикле (т.е. считывание в формате COMTRADE, или моделирование без обратной связи), так и тестирование в замкнутом цикле (с обратной связью) (рис. 1), однако, последнее предполагает ряд важных преимуществ. Во-первых, поскольку тестирование в замкнутом цикле должно проводиться и проводится в реальном времени, для выполнения последовательности тестов требуется меньше времени по сравнению с о считыванием в формате COMTRADE. Во-вторых, режим работы в реальном времени позволяет многочисленным устройствам защиты взаимодействовать с моделируемой сетью одновременно. Следовательно, это единственный способ полной проверки и наблюдения за взаимодействием нескольких реле (например, защита двухконцевой двухцепной линии предполагает взаимодействие четырёх реле) и соответствующего оборудования управления.

При проведении тестирования релейной защиты или любого другого вторичного оборудования в замкнутом цикле симулятор RTDS полностью эмитирует энергосистему в части взаимодействия с указанным оборудованием. Симулятор обеспечивает аналоговые выходы низкого уровня (± 10 В), заводимые непосредственно в тестируемое устройство или, как обычно бывает при тестировании реле, через усилители напряжения и тока. Такие сигналы пропорциональны мгновенному значению отображаемого сигнала (например, напряжения, тока и т.д.). Для замыкания цикла тестирования выходные контакты реле подключаются к симулятору для подачи сигналов отключения и, если возможно, сигналов повторного включения.

Поскольку работа производится с моделью энергосистемы, различные КЗ, включая развивающиеся и двойные замыкания на землю, могут моделироваться многократно в различных условиях сети для оценки эксплуатационных характеристик энергосистемы. Симулятор RTDS имеет функцию выполнения сценария, реализующую автоматическое проведение последовательности тестов. Симулятор RTDS может обеспечивать связь по протоколу МЭК 61850 для проверки устройств, совместимых с новым международным протоколом передачи данных.

Множество схем противоаварийной автоматики основано на использовании данных, полученных устройствами измерения углов (PMU), описываемых стандартом IEEE C37.118. Модель PMU для симулятора RTDS была разработана на базе этого стандарта, поэтому новые схемы противоаварийной автоматики могут быть тщательно проверены в реальных условиях сети.

1.3. Моделирование больших энергосистем в режиме реального времени

Масштабное моделирование в реальном времени может оказаться чрезвычайно полезным для электроэнергетических компаний благодаря более подробному представлению работы сети, чем при стандартном моделировании устойчивости во время переходных процессах [6]. Модели энергообъектов, применяемые в комплексе, имеют гораздо более точную частотную характеристику (в диапазоне 0–3 кГц) по сравнению с традиционными моделями. Кроме того, моделирование электромагнитных переходных процессов в реальном времени обеспечивает более подробные представления установок силовой электроники (по сравнению с приближениями номинальной частоты), обратную связь в реальном времени, а также возможность взаимосвязи с физическими устройствами. Симулятор RTDS используется даже компаниями для обучения операторов [4]

Универсальные симуляторы реального времени используются для изучения работы энергосистемы при использовании активно-адаптивных сетей (AAC) и электростанций на возобновляемых источниках энергии.

2. АППАРАТНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ RTDS

Аппаратное обеспечение симулятора RTDS основано на архитектуре параллельной обработки, предназначенной специально для реализации алгоритма моделирования электромагнитных переходных процессов, разработанного доктором Г. Доммелем (Hermann Dommel) [1]. В данном алгоритме используется интегрирование по формуле трапеций для преобразования интегральных уравнений в систему линейных алгебраических уравнений.

Благодаря модульному исполнению возможно моделирование различных по размеру энергосистем за счет добавления к симулятору модулей, именуемых кассетами. Каждая аппаратная кассета включает в себя как платы связи, так и платы процессора, которые связаны общей платой связи. Если сеть превышает возможности одной кассеты, её можно разделить на несколько частей путём разбиения сети на подсистемы. Каждая кассета отвечает за вычисления одной подсистемы.

В настоящее время максимальный размер сетевого решения составляет 72 однофазных узла. На одной кассете может быть смоделировано два сетевых решения. Если сеть имеет больше 72 узлов, её необходимо разделить на подсистемы; кроме того, если требуется два сетевых решения, моделирование должно

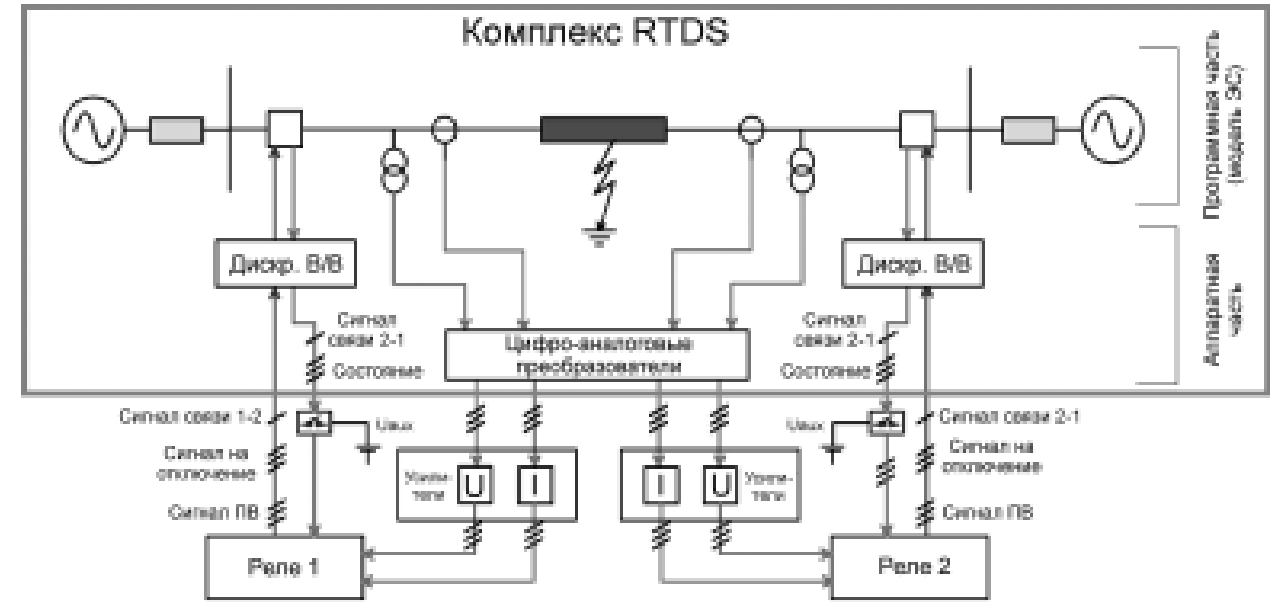


рис. 1 Схема тестирования дифференциально-фазной защиты линии при помощи комплекса RTDS

быть распределено на разные кассеты. Каждая кассета имеет одну плату высокоскоростного интерфейса передачи данных между рабочими станциями (GTWIF), которая включает в себя каналы передачи данных между кассетами (IRC). Каналы IRC представляют собой выделенные каналы связи 2 Гбод, которые обеспечивают обмен информацией между кассетами.

В дополнение к передаче данных в реальном времени по IRC каналам и часам синхронизации временного шага плата GTWIF также обеспечивает связь по Ethernet с компьютером пользователя, что дает возможность связи с графическим интерфейсом пользователя (GUI). Связь по LAN позволяет графическому интерфейсу пользователя воздействовать на смоделированную сеть (например, менять уставки, воздействовать на выключатель, инициировать КЗ и др.) и получать результаты во время моделирования в реальном времени.

Новые симуляторы RTDS основаны исключительно на платах процессора PB5, представляющих собой последнее поколение плат процессора, разработанных для целей моделирования. Платы PB5 также полностью совместимы с платами процессора прежнего поколения GPC. Каждая плата PB5 имеет два процессора PowerPC RISC, работающего с тактовой частотой 1.7 ГГц.

С самого начала комплекс разрабатывался с учётом необходимости физического подключения вторичного оборудования к модели, поэтому его компоновка как нельзя лучше подходит для решения подобных задач. Особое внимание уделялось обеспечению возможности обмена большим количеством сигналов без существенного повышения временного шага моделирования.

Платы GTIO принадлежат семейству плат ввода/вывода, разработанному для процессорных плат GPC

и PB5. Платы GTIO подключаются к платам процессора посредством оптических каналов связи 2 Гбод и обеспечивают полную оптическую изоляцию от симулятора. Платы GTIO включают в себя аналоговый вход и выход с 16-битовыми преобразователями данных, а также цифровой вход и выход.

Для обеспечения высокой степени точности при моделировании быстродействующей электронной аппаратуры, для которой требуется время отклика порядка 1 мкс, было разработано специальное аппаратное обеспечение, алгоритмы и методы.

3. ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ RTDS

Программное обеспечение RTDS имеет несколько уровней. Нижний уровень представлен моделями компонентов (например, линии, трансформаторы, генераторы и т.д.), оптимизированных к режиму работы в реальном времени. За годы работы была создана и усовершенствована обширная библиотека компонентов энергетической системы и систем управления.

Высокий уровень программного обеспечения представлен графическим интерфейсом пользователя, так называемым RSCAD, который позволяет создавать, запускать, эксплуатировать схемы моделирования, а также фиксировать и документировать результаты.

Модуль RSCAD Draft позволяет создавать имитационные модели графически, путем копирования и соединения графических изображений компонентов из библиотеки. Параметры конкретного компонента могут вводиться посредством меню данных. После создания компоновки сети она компилируется для формирования имитационного кода, необходимого для работы симулятора. Сразу по завершении компиляции процесс имитационного моделирования может запускаться посредством блока RSCAD RunTime.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Цифровой симулятор энергосистемы в реальном времени производства RTDS Technologies претерпел значительные усовершенствования за последние десять лет и в настоящее время широко применяется в промышленности. С распространением и принятием технологии цифрового моделирования в реальном времени всё больше производителей, энергопредприятий и институтов используют RTDS для тестирования в замкнутом цикле систем защиты и управления, а также для масштабного моделирования в реальном масштабе времени.

В дополнение к традиционным вариантам применения существенная польза от RTDS есть и при исследовании новых направлений, таких как активно-адаптивные сети, возобновляемые источники энергии. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. H.W. Dommel, "Digital Computer Solution Of Electromagnetic Transients In Single And Multi Phase Networks", IEEE Trans. On Power Apparatus And Systems, Vol. Pas-88, No.4, p.p. 388-399, April 1969.
2. K. Bergmann, K. Braun, Et. Al., "Advanced Fully Digital TCSC Real-Time Simulation In Comparison With Computer Studies And On-Site Testing", In Proc. ICDS '99, Vasteras, Sweden, May 1999
3. T. Maguire, J. Giesbrecht, "Small Time-Step VSC Model For The Real Time Digital Simulator", In Proc. IPST 2005, Montréal Canada, June 2005, Paper No. IPST05-168-25C
4. St Cha, Tk Kim, Et. Al., "Development Of A Training Simulator For Power System Operation", In Proc. WMSC/2006, Orlando USA, July 2006.
5. P. Forsyth, R. Kuffel, S.Cayres, "Utility Applications Of An RTDS® Simulator", X STPC Seminar On Protection And Control, 17 – 20 October 2010, Recife – Pernambuco – Brazil
6. Decai Qi, "Defense Schema Against Large Disturbances In China Southern Power Grid", Electra, No. 257, August 2011

СОВРЕМЕННЫЕ ПРИБОРЫ ДЛЯ ПРОВЕРКИ УСТРОЙСТВ РЗА И ДРУГОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПС В СООТВЕТСТВИИ СО СТАНДАРТОМ МЭК 61850

Ф.А. Иванов

ЗАО «ЭнЛАБ», г. Чебоксары, Россия

С каждым годом увеличивается интерес производителей и заказчиков к построению ПС на базе стандарта МЭК 61850. На каждом этапе технического прогресса по переходу к полностью цифровым подстанциям увеличивается объем и вид передаваемой информации. На I этапе по цифровым сетям подстанции передавалась только информация о дискретных состояниях в виде GOOSE сообщений. Сейчас мы можем наблюдать II этап, на котором проектируются отечественные пилотные станции с передачей по цифровым сетям информации о мгновенных значениях токов и напряжений по так называемым виртуальным каналам тока и напряжения.

В связи с более широким распространением стандарта МЭК61850 актуальным является вопрос о системах проверки устройств релейной защиты цифровых подстанций, а также измерительных приборов для измерения уровня сигнала в виртуальных каналах. Компания ЭнЛАБ предлагает своим клиентам различные проверочные системы и приборы, работающие по стандарту МЭК 61850. К ним относятся устройства PWF-3, POM2 и PNS601. Остановимся на этих приборах более подробно.

PWF-3
Устройство проверки РЗА в соответствии со стандартом МЭК61850



рис. 1 Проверочное устройство PWF-3

Это устройство является генератором виртуальных сигналов каналов тока и напряжения с за-

данной амплитудой, частотой, фазовым сдвигом и гармоническим составом. При помощи этого устройства можно проверить функционирование и измерить фактические пороги срабатывания различных устройств РЗА, работающих по протоколу МЭК 61850. Также устройство может публиковать состояние дискретных входов в виде GOOSE сообщений и управлять дискретными выходами на основе подписки. Имеется 3 пары оптических портов Ethernet для подключения к проверяемым устройствам по стандарту МЭК61850-9-1/2. На каждой паре может формироваться поток сигналов мгновенных значений по 4 каналам тока и 4 каналам напряжения с частотой следования до 255 отсчетов на период. Также имеется 3 оптических выхода FT3 для формирования потока цифровых данных в соответствии с протоколом МЭК60044-8, что позволяет имитировать сигнал с цифровых измерительных трансформаторов тока и напряжения. Синхронизация устройства по времени может производиться по оптическому порту IRIG-B.

Важной особенностью данного устройства является возможность генерации потока виртуальных сигналов с искусственно внесенными ошибками. Частота следования таких ошибок и их характер определяется пользователем. Эта функция позволяет проверить РЗА на устойчивость к потерям в потоке данных.

POM2

Серия универсальных устройств проверки РЗА



рис. 2 Универсальное проверочное устройство POM2

Устройство серии POM2 представляют собой проверочные приборы для проверки различных типов РЗА по аналоговым либо виртуальным сигналам тока и напряжения. Устройство, как и PWF3, может формировать поток цифровых данных по 1 оптическому порту Ethernet. Кроме этого, устройство имеет 6 каналов тока (до 15 А) и 4 канала напряжения (до 300 В). Все эти сигналы поступают

на встроенный осциллограф-регистратор, который позволяет наблюдать в реальном времени за фактическими выходными сигналами или проанализировать осциллограмму последних 30 секунд со временем с состоянием дискретных входов и выходов. В устройство встроена панель управления на базе персонального компьютера с операционной системой Windows XP.

Оба приведенных устройства работают под управлением специального программного обеспечения PowerTest, которое обеспечивает необходимый набор проверок и тестов, сохранение протоколов и шаблонов проверок, прочие сервисные функции.

PNS601

Анализатор информационных сетей цифровых подстанций



рис. 3 Анализатор сетей PNS601

Это портативный прибор для измерения и анализа данных в цифровых сетях, работающих по стандартам МЭК61850-8-1, МЭК 61850-9-1, МЭК 61850-9-2/LE и МЭК60044-7/8. Прибор имеет 2 пары оптических портов Ethernet и 2 оптических порта FT3. Может отображать: действующие значения сигналов (RMS) и угол фазового сдвига, осциллограммы, векторные диаграммы, гармонический состав, сообщения GOOSE и статус дискретных сигналов. Имеет автономное время работы до 4 часов.

В новых модификациях этого прибора предполагается введение функции анализа загруженности цифровых сетей и измерение времени задержки распространения сигналов.

Таким образом, компания ЭнЛАБ может предоставить необходимое оборудование для проектирования, наладки и обслуживания цифровых подстанций нового поколения на основе стандарта МЭК61850. ■

ОПЫТ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ПРОЕКТИРОВЩИКОВ И ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ ПРИ РАЗРАБОТКЕ АЛГОРИТМОВ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ НА ПС ОЧАКОВО

В.Г. Степанов

ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы», г. Чебоксары, Россия

В ходе подготовки к выполнению комплексной реконструкции ПС Очаково, входящей в состав Московского кольца 500 кВ, возникла задача обеспечения реконструируемого объекта устройствами локальной противоаварийной автоматики (ЛПА). В результате тщательного анализа различных вариантов выполнения ЛПА на ПС Очаково было принято решение об использовании в качестве базы устройств серии 670, примененных на этой же подстанции для целей релейной защиты. Решение было обусловлено следующими соображениями:

- унификация аппаратной и программных платформ устройств РЗА и ПА обеспечивает единые качества по устойчивости к внешним воздействиям, электромагнитной совместимости с окружающим оборудованием, питанию, позволяет упростить работу с устройствами на всех этапах их жизненного цикла – проектирования, обслуживания, обучения персонала и т.д.

- одинаковые возможности связи позволяют устройствам легко взаимодействовать друг с другом, встраиваться в современные системы АСУ, в частности по протоколу 61850. Эти качества устройств ЛПА будут сохраняться и в перспективе – в ходе развития аппаратно-программной базы, например, при переходе к использованию шины процесса.

- в составе встроенных функций этих устройств фактически имелись необходимые функции ЛПА, которые по классификации производителя относились к функциям релейной защиты – алгоритмы частотной разгрузки, АЛАР, тепловой защиты линии и другие,

- в составе устройств имелись весьма гибкие возможности для конфигурирования и адаптации алгоритмов к разнообразным требованиям.

Например, для защиты линии от тепловой перегрузки имелась отработанная на зарубежных объектах встроенная функция, работающая по тепловой модели линии. В то же время имелась возможность одновременно в этом же устройстве полностью повторить решение, традиционное для российской практики – по времени превышения током допустимого значения. К слову, обе возможности были реализованы на ПС Очаково.

Второй пример касается организации ФОЛ – фиксации отключения линии. Существуют различные подходы для построения этого вида ЛПА, и для построения оптимального алгоритма представлялось полезным обеспечить возможность выбора проектного решения.

Для осуществления качественного выбора необходимы специальные знания об особенностях объекта защиты, режимов его работы и философии его защиты. Такими знаниями обладали проектанты. Объединение знаний производителей нового оборудования о внедряемом устройстве и знаний проектировщиков о технологических тонкостях контролируемых объектов дало участникам процесса возможности оптимизации проектного решения.

Ответственный подход проектировщиков к задаче реконструкции ЛПА на новых устройствах должен был быть максимально поддержан. Консультации производителей устройств, конечно же, обеспечивались, но они являются обычной практикой в таких случаях.

Новым, выносимым на обсуждение круглого стола, опытом взаимодействия между различными организациями – производителем микропроцессорных устройств и проектировщиком – является совместное проведение испытаний проектных конфигураций на заводе-изготовителе оборудования ЛПА.

В целом, совместные испытания можно разделить на 3 этапа – два подготовительных и основной:

- На первом этапе проверялись принципы работы наиболее сложного из примененных на ПС Очаково алгоритмов ЛПА – автоматики ликвидации асинхронного режима. Испытания проходили по программе, согласованной с системным оператором и не затрагивали проектных решений. Основным результатом этих испытаний стало подтверждение соответствия заявленных функций их техническому описанию. Во всех режимах устройство АЛАР работало в соответствии с ожиданиями. По результатам испытаний была опубликована совместная статья в журнале «Энергетик».

- На втором этапе проводились испытания алгоритма АЛАР на базе результатов моделирования сети, окружающей ПС Очаково. Моделирование проводилось проектной организацией. Особенностью результатов моделирования был «блуждающий» электрический центр качаний, существенно более сложные условия для устройства АЛАР по сравнению с первым этапом. Все результаты испытаний оказались положительными – устройство срабатывало в соответствии с ожиданиями.

- Задача третьего, основного этапа заключалась в проверке решений для ПС Очаково. Проектной организацией была разработана программа испытаний конфигураций ЛПА, применяющихся на ПС

Очаково – АЛАР, ФОЛ, КТР (контроль предшествующего режима), АОПЛ (автоматика ограничения перегрузки линии). В течение нескольких дней по этой программе на заводе в Чебоксарах проводились совместные испытания. По результатам испытаний в конфигурации были внесены корректировки в цепи формирования выходных сигналов.

Практические результаты заключаются в отсутствии на сегодняшний день известных случаев ложной работы устройств ЛПА на ПС Очаково.

Наиболее интересными представляются испытания третьего этапа. Такие испытания не относятся ни к ПСИ (приёмо-сдаточные испытания на заводе изготовителя), ни к ПНР (пусконаладочные работы на объекте). В типовых текстах договоров о проектировании совместные испытания «проект-

тировщик-производитель» отсутствуют, но представляются весьма полезными. В ПСИ и ПНР, как правило, не участвует разработчик прикладной конфигурации, таким образом, авторский надзор оказывается не максимально задействованным. Предварительные испытания с проектировщиком позволяют восполнить эту потерю. С другой стороны, работа с «живым» оборудованием позволяет проектировщику оценить полноту реализации своего решения, безболезненно внести необходимые корректировки, более полно познакомиться с возможностями нового оборудования, увереннее чувствовать себя при повторном его применении.

Обсуждение аспектов подобного взаимодействия на круглом столе было бы важным для определения перспектив его дальнейшего использования. ■

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ УСТРОЙСТВ

А.В. Булычёв, В.Н. Козлов

ООО «НПП «Бреслер», г. Чебоксары, Россия

Стремление повысить надёжность работы электроэнергетических систем (ЭЭС) в сложившихся условиях вызывает необходимость совершенствовать технические средства управления ЭЭС в аварийных ситуациях. Для этого используются практически неограниченные вычислительные возможности микропроцессорной техники. Однако эффект зависит не только от совершенства алгоритмов основных защит и средств противоаварийной автоматики, но и от способности быстро находить место повреждения, выявлять однофазные замыкания в распределительных сетях, резервировать отдельные защиты, минимизировать негативные последствия замыканий на землю путём компенсации ёмкостных токов и от многого другого.

Научно-производственным предприятием «Бреслер» разработано несколько вариантов на укормких технических средств для выявления однофазных замыканий на землю в электрических сетях с изолированной нейтралью. Особый интерес представляет открытая для расширения система децентрализованного определения поврежденного фидера на основе базового терминала «Бреслер-0107.085». Своёобразие и преимущества системы обусловлены тем, что параметры режима фидера (токи и напряжения) преобразуются в цифровую форму в непосредственной близости от первичных датчиков информации. Важно, что работоспособность системы поддерживается

и при сбоях в каналах связи за счёт особых алгоритмов действия. Это позволяет обеспечить более высокую точность работы и живучесть системы в целом, а следовательно, более высокую степень достоверности определения поврежденного присоединения.

Устройство определения места повреждения (ОМП) «Бреслер-0107.090» предназначено для установки на ЛЭП напряжением от 6 до 750 кВ, обладает свойством повышенной приспособляемости к внешним условиям. ОМП может быть реализовано на основе как односторонних, так и двухсторонних замеров. Причём в зависимости от конкретных условий могут быть использованы разные принципы: во-первых, волновой, основанный на измерении времени пробега волны возмущения от места повреждения до концов линии; во-вторых, параметрический, на основе двухсторонних замеров; в-третьих, традиционный параметрический, на основе односторонних замеров. Совместная работа двух терминалов, устанавливаемых на разных концах линии (на разных подстанциях), обеспечивается с помощью канала связи на основе GSM модемов или приёмопередатчиков ВЧ-связи. Реализация процедуры ОМП по синхронизированным данным, зарегистрированным с двух сторон поврежденной линии, безусловно, позволяет получить важный эффект – существенно повысить точность оценки расстояния до места повреждения. ■

СТРАТЕГИЯ И ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ЦИФРОВЫМИ ТТ И ТН МЕТРОЛОГИИ И НАДЁЖНОСТИ СИСТЕМ РЗА И УЧЁТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ПОДСТАНЦИЯХ 110–220 КВ

В.Н. Гречухин

УНЦ ВИПТ ИГЭУ, г. Иваново, Россия

В.Д. Лебедев

ИГЭУ, г. Иваново, Россия

М.А. Гречухин

ООО «Разработка информационных систем», г. Иваново, Россия

Разработка и внедрение цифровых трансформаторов тока и напряжения с диагностикой и мониторингом высоковольтной изоляции позволяет точнее вести учёт электроэнергии и внедрять «цифровые» автоматизированные подстанции без обслуживающего персонала с ремонтом по состоянию, а не по аварийной необходимости.

Рассмотрены требования к цифровым (электронным) трансформаторам тока и напряжения, приведён сравнительный анализ предлагаемых к разработке и изготовлению измерительных трансформаторов тока и напряжения, отмечены их достоинства и недостатки.

Предложена структура передачи информации от цифровых (электронных) трансформаторов к системам учёта, защиты и автоматики с использованием стандартных синхронных и асинхронных протоколов межпроцессорного информационного обмена по оптоканалам.

Передача данных об измеренных токах и напряже-

ниях построена с учётом резервирования информационных каналов с применением стандарта IEC 61-850-9.2 LE.

Рассмотрены схемы и методики поверки цифровых ТТ, разработанные авторами и применённые при испытаниях на ХК «Электрозавод» в 2001 г. [1], впоследствии использованные в стандарте IEC 60044-8.

Стратегически важно иметь технические решения, обеспечивающие определение погрешностей цифровых ТТ и ТН по величине и углу от первичного провода до цифровых входов вторичных систем учёта электроэнергии и РЗА. Особенно во время опытной эксплуатации.

Важно, внедряя цифровые ТТ и ТН, придерживаться 100 лет как проверенной практикой и закреплённого в ПУЭ и IEC 61850-3 принципа надёжности: «Системы измерений, учёта и РЗА на каждом присоединении должны функционировать независимо от состояния и работоспособности других присоединений и систем на подстанции». ■

СОВРЕМЕННОЕ ИСПЫТАТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ КАЧЕСТВЕННОЙ ДИАГНОСТИКИ УСТРОЙСТВ РЗА

В.В. Никитин

ООО «НПП «Динамика», г. Чебоксары, Россия

В течение последних лет развитие энергетики шло высокими темпами. Микропроцессорные терминалы с большим набором функций постепенно приходят на смену старым электромеханическим устройствам. Появляются первые цифровые подстанции. Такое развитие устройств релейной защиты и автоматики ведёт к росту требований предъявляемых к проверочному оборудованию. Кроме проверки современных МП терминалов, не стоит забывать и о диагностике электромеханических устройств РЗА, которых на сегодняшний день в нашей стране подавляющее большинство. Очень важно своевременно

выявлять возникшие в ходе эксплуатации неисправности. Этого можно добиться, применяя лишь качественное диагностическое оборудование. Современные испытательные устройства должны обладать целым рядом необходимых для выполнения полноценной проверки энергооборудования качеств, таких как: универсальность, удобство и простота эксплуатации, надёжность, достоверность результатов полученных в ходе испытаний.

Вывод: применение качественного испытательного оборудования для проверок устройств РЗА ведёт к повышению надёжности их работы. ■

ОСОБЕННОСТИ ДИАГНОСТИКИ УСТРОЙСТВ РЗА, ПОДДЕРЖИВАЮЩИХ ПРОТОКОЛ МЭК-61850

Ю.Л. Смирнов, Н.М. Александров

ООО «НПП «Динамика», г. Чебоксары, Россия

Для тестирования устройств, работающих по стандарту МЭК-61850, кроме обычных проверок измерительных органов и логики работы терминала, а также комплексных проверок на подстанции, необходимо проводить дополнительные испытания. Комплексные испытания позволяют выявить «узкие» места в конфигурации связей между терминалами, а имитация задержек при передаче сигналов и переключение на резервные каналы связи – оценить устойчивость системы.

Проверка системы РЗА с поддержкой стандарта МЭК-61850 проводится в несколько этапов:

1. Проверка первичного оборудования, т.е. выключателей с управлением и контролем по GOOSE-сообщениям, а также оптических трансформаторов тока и напряжения или традиционных трансформаторов с цифровым выходом. Необходимо оценить работу выключателя и метрологические характеристики трансформатора.
2. Проверка вторичного оборудования. Для проведения данной проверки необходима имитация цифрового потока выборочных значений токов и напряжений (Sampled Values – SV) как в установившемся режиме, так и при различных переходных и аварийных процессах.
3. Проверка точности синхронизации коммутационного оборудования и терминалов. Производится оценка временных задержек как самого терминала, так и заданной конфигурации сетевого оборудования Ethernet, топологии сети, структуры подстанции в целом.
4. Проведение комплексных испытаний с формированием большого количества передаваемых сигналов упростилось благодаря подключению

к Ethernet. Проверочное оборудование имитирует поток токов и напряжений SV в установившихся и аварийных режимах с переходными процессами. Одновременно обрабатываются большое количество GOOSE сообщений и формируются GOOSE-сообщения для управления логикой работы терминала. Одной из важнейших проверок является проверка устойчивости работы при обрыве линии связи, когда терминалы переключаются на резервный канал.

Эти испытания необходимо проводить с использованием проверочного оборудования, обеспечивающего в реальном времени приём/передачу GOOSE-сообщений и нескольких потоков SV-сигналов с поддержкой синхронизации времени и возможностью формирования воздействий с соответствующим флагом «Тест» для тестирования оборудования, находящегося в работе в общей сети подстанции и т.д.

Прибор РЕТОМ-61850 предназначен для проведения комплексных испытаний систем РЗА с поддержкой стандарта МЭК-61850 и отвечает всем предъявляемым требованиям.

Таким образом, для проведения всесторонних комплексных испытаний оборудования с поддержкой МЭК-61850 необходимо наличие тестового оборудования с расширенными возможностями по синхронизации и регистрации потока данных при моделировании аварийных ситуаций. Только в этом случае возможно получение достоверной информации, которая позволит сделать окончательный вывод о работоспособности заданной конфигурации терминалов, сетевого оборудования и подстанции в целом. ■

ОРГАНИЗАЦИЯ СЕТЕЙ МОНИТОРИНГА И КОНФИГУРАЦИИ МП УСТРОЙСТВ СЕРИИ БЭМП

П.Г. Варганов, Н.В. Паршиков, А.В. Алексеев, О.В. Митрофанов

ЗАО «ЧЭАЗ», г. Чебоксары, Россия

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

В настоящее время ЗАО «ЧЭАЗ» серийно выпускает устройства РЗА серий БЭМ.: позволяющие реализовать полный комплекс защит энергообъектов от 6 кВ до 220 кВ. В условиях необходимости автоматизации подстанций, для обеспечения удаленного и местного автоматического контроля и управления, специалистами ЗАО «ЧЭАЗ» разработан ряд решений, обеспечивающих подключение МП устройств серий БЭМП:

1. К системам АСУ ТП сторонних производителей;
2. К фирменному программному обеспечению мониторинга и настройки собственной разработки ЗАО «ЧЭАЗ».

Показанные далее решения для организации сетей мониторинга и настройки устройств серии БЭМП являются максимально простыми для реализации, выполнены с минимальным количеством дополнительного покупного оборудования и максимально используют уже существующие стандартные коммуникационные линии. С другой стороны, предложенные решения позволяют существенно уменьшить время реагирования на аварийные события, снизить непроизводительные нагрузки на специалистов службы релейной защиты.

ПОДДЕРЖИВАЕМЫЕ ПРОТОКОЛЫ

Для настройки и чтения данных в устройствах серии БЭМП реализованы порты:

1. Передний порт с интерфейсом USB – в основном используется наладчиками или оперативным персоналом на месте установки устройства БЭМП без демонтажа последнего;
2. До двух задних портов – для организации связи сети устройств БЭМП по RS485 или оптоволокну.

Для заднего порта реализованы широко распространенные протоколы обмена Modbus RTU и МЭК 60870-5-103, позволяющие легко подключить устройства к существующим системам мониторинга и SCADA.

Наличие двух задних портов позволяет организовать две сети: по одной передаются оперативные данные (состояние защит, дискретных входов,

величины токов, напряжений и т.п.), по второй сети осуществляется чтение данных файлов больших объемов (осциллограммы, журналы). При необходимости наличие двух портов обеспечивает резервирование канала связи с устройствами БЭМП.

ОРГАНИЗАЦИЯ СЕТИ И ВАРИАНТЫ ПОДСОЕДИНЕНИЯ К ПК

Для местного и/или удаленного контроля, управления и мониторинга определены и уже успешно работают на ряде объектов в следующих конфигурациях, максимально использующих уже существующие линии коммуникаций:

1. Устройства БЭМП объединяются в сеть по заднему порту, имеющему физический интерфейс RS485. Все устройства соединяются параллельно, используя «витую пару», и подключаются к компьютеру через преобразователь RS485/RS232 или RS485/USB.

2. Объединённые в сеть устройства связываются с компьютером через аппаратный модуль, представляющий собой удалённый последовательный порт. Компьютер связывается с устройствами БЭМП через драйвер по сети Ethernet.

3. Для объединения двух линий связи (RS232 или RS485 от персонального компьютера и RS485 – сети устройств) используются два аппаратных шлюза. Между собой шлюзы общаются по протоколу Modbus TCP в сети Ethernet.

4. Для соединения к сети RS485 устройств БЭМП используется один аппаратный шлюз, находящийся в сети Ethernet и работающий по протоколу Modbus TCP. Компьютер через программный шлюз соединяется с TCP-сервером, представляющим аппаратный шлюз.

5. Для беспроводного соединения сети устройств БЭМП используются два GSM-модема. Один GSM-модем подключается к компьютеру по интерфейсу RS232 по протоколу Modbus RTU или МЭК-103, другой GSM-модем подключается к сети устройств БЭМП по интерфейсу RS485.

6. Компьютер общается с устройствами по протоколу Modbus RTU, используя преобразователь интерфейсов RS232-оптоволокно. Устройства БЭМП объединяются в кольцо для образования оптоволоконной сети.

РАБОТА В СОСТАВЕ SCADA-СИСТЕМЫ

Для простого подключения сети устройств БЭМП к любой SCADA-системе разработано фирменное ПО – «ЧЭАЗ OPC DA Сервер» для связи с сетью устройств по стандартному программному протоколу OPC.

Благодаря реализации протокола МЭК 60870-5-103 возможно непосредственное подключение к большинству АСУ ТП устройств БЭМП. Проведены испытания совместной работы устройств БЭМП и устройств РЗА фирмы SIEMENS в одной сети под управлением АСУ ТП SIEMENS SICAM PAS.

ФИРМЕННЫЕ ПРОГРАММНЫЕ СРЕДСТВА

Для контроля и работы в сетях по протоколу МЭК-60870-5-103 разработано фирменное ПО «IEC103-Monitor». Монитор работает с сетью устройств БЭМП и других производителей по протоколу МЭК-60870-5-103.

Простой, интуитивно понятный интерфейс фирменного ПО «Проводник БЭМП» позволяет легко настраивать, контролировать, считывать и просматривать осциллограммы, работать с параметрами устройств БЭМП в режимах on-line и off-line.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Комплекс, состоящий из приведенных типовых решений для обеспечения связи, совместно с фирменным программным обеспечением позволяет легко подключать устройства БЭМП во все распространенные системы АСУ ТП.

В случае отсутствия SCADA-системы на объекте типовые решения по организации удаленного доступа и фирменное программное обеспечение ЗАО «ЧЭАЗ» полностью обеспечивает удаленный и местный контроль, мониторинг и управление энергообъектами в части РЗА, реализованной на устройствах БЭМП. ■

ПРЕИМУЩЕСТВА ПРИМЕНЕНИЯ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ ДОКУМЕНТАЦИИ ДЛЯ ШКАФОВ РЗА

Д.С. Василевский

ООО «НТЦ «Механотроника», г. Санкт-Петербург, Россия

В докладе рассматриваются преимущества и недостатки различных способов проектирования шкафов релейной защиты и автоматики. Дается оценка опыта использования приемов проектирования с применением традиционного метода и системы автоматического проектирования (САПР) E3.series. На примере выпускаемой номенклатуры продукции обобщается опыт разработки технологии применения САПР в соответствии с требованиями ЕСКД, адаптация документации под требова-

ния производства. Дается оценка опыта обучения новых сотрудников и реальная оценка сокращения трудозатрат при разработке новых шкафов РЗА или выпуска модификаций под требования различных заказчиков. Должное внимание уделяется проблемам внедрения САПР на предприятии, организационным особенностям работы с базой данных изделий, а также вопросам необходимого усовершенствования существующей версии САПР E3.series. ■

В.П. Якимов

ОАО «Ивэлектроналадка», г. Иваново, Россия

Наше предприятие – ОАО «Ивэлектроналадка» – выполняет полный комплекс работ по вторичной коммутации – от проектирования до сдачи в эксплуатацию. Опыт работы в этой части электросетевого строительства очень большой, и немалые успехи в реализации проектов в энергетике. Однако хотелось бы поделиться теми трудностями, которые встречаются на различных этапах работ, а также предложить возможные пути их преодоления.

Любые работы по строительству, в том числе и в энергетике, начинаются, конечно, с проектных работ, а проектным работам предшествует техническое задание. Желательно участие в разработке ТЗ и начало работ производить только по утвержденному ТЗ. Однако утвержденное ТЗ заказчик может в любой момент изменить, что приведёт к безвозвратной потере части проектных работ. Утверждение стадии П – процесс длительный, и довольно часто выдача проектной документации и рабочей документации совпадают по времени.

Трудный момент, предшествующий разработке РД, – это получение исходных данных от фирм-изготовителей оборудования. В решении этого вопроса надо проявлять решительность и настойчивость и действовать совместно с заказчиком (генподрядчиком).

Очень сложный вопрос, особенно при проектировании электросетевых объектов, – проектирование смежных концов линий. Особенно трудно решается этот вопрос, когда «стык» происходит между ФСК и МРСК. Можно сказать, что «конфронтация» между этими двумя ведомствами достигла «апогея»: к решению этого вопроса, наверное, должно подключиться Министерство энергетики. В любом случае без участия заказчика самим проектировщикам не справиться.

Самый длительный по времени и наиболее непредсказуемый этап проектных работ – это согласование проектных решений с заказчиком и системным оператором. Проектов много, а исполнителей мало. Чтобы процесс происходил быстрее, нужно обсуждать проектные решения постоянно, а не «выкатывать тележку томов». Есть риск получить эту «тележку» обратно, на переработку. Есть бесконечное множество руководящих документов, приказов, норм технологического проектирования и т.д., но многие документы до проектировщиков не доходят. Но даже если проектировщик имеет полный набор документации – это не гарантирует стопроцентную уверенность в принятых решениях. Различие взглядов имеется не только в одном ведомстве, но даже

между сотрудниками одного отдела. Выход один – постоянное общение, желательно с направлением писем, с кураторами проектов.

Весомым аргументом при проектировании является разработка и применение типовых решений для МП-устройств РЗА. Типовые решения требуются разработать в следующем минимальном объеме: схемные решения по каждому типу РЗА для каждого вида присоединения, логика работы (в том числе внутренняя логика МП-устройств), методика выбора уставок, конструкторская документация на шкафы РЗА. Несомненно важным условием типового проектирования является обязательная проработка и одобрение всех решений с производителями устройств РЗА, представителями заказчика, а также согласование с системным оператором.

Утверждение и дальнейшее использование типовых решений позволит уменьшить время разработки рабочей документации, сократит время сборки шкафов РЗА, многократно уменьшит количество ошибок, и, как следствие, уменьшит количество ложных отключений, отказов, аварий и т.д, а также значительно уменьшит трудоемкость как монтажных и пусконаладочных работ при вводе нового оборудования, так и упростит процесс последующей его эксплуатации и обслуживания. Понятно, что типовые решения остаются типовыми только в момент их выхода и очень быстро обрастают изменениями. Но основа, «костяк» все равно остаётся. Практику многообразия решений нужно решительно прекращать, т.к. она грозит сделать нашу энергосистему «миной замедленного действия». Все участники процесса должны сделать шаг навстречу друг другу.

Коротко коснусь производства монтажных и пусконаладочных работ. Выполнение монтажных работ затрудняют климатические условия, сжатые сроки и неопределенность технических решений (например, по заземлению контрольного кабеля или приладки его внутри помещений).

Пусконаладочные работы – это вершина всего процесса сооружения объекта. Наладчик должен исправить ошибки предыдущих этапов и в сжатые сроки «оживить» объект. При подготовке наладочного персонала нужно стремиться не только к специализации по фирмам-изготовителям оборудования, но и по присоединениям, т.е. трансформаторы, линии и т.п.

Весь процесс создания вторичных систем очень сложен, требует квалифицированного подхода, тратит много нервных сил, но и безумно интересен. ■

Д. Морва

Будапешт, Венгрия, Obuda University, кафедра электроэнергетики

Здесь хотелось бы обратить внимание на Венгрию в первую очередь и на страны бывшей Чехословакии, Югославии, Польши и Румынии. Другие строят системы релейной защиты по иным особым принципам.

Исторически в этих странах наблюдаются особенности технической политики компании Brown Boveri & Cie (BBC) и шведской ASEA, которые, объединившись, образовали широко известную сегодня фирму ABB.

Практически это привело к тому, что на напряжении 110 кВ и выше исключительно применяются дистанционные защиты, в том числе и для выявления однофазных коротких замыканий. Такие классические защиты фирмы BBC, как дистанционные, типа LZ-32 или L3 безотказно служили 30–40 лет как основные защиты высоковольтных линий.

С 1970 на базе венгерской НИИ (VEIKI) было разработано полное семейство электронных защит, и они были установлены до 1990 года, примерно, на 80% всех объектов. После 1990 года последователь НИИ – фирма PROTECTA (www.protecta.hu) разработала полное семейство цифровых защит всех уровней.

Венгрия отличилась тем, что внедрение цифровых систем релейной защиты и автоматики (РЗА) и АСУ ТП подстанций было сделано глобально за относительно короткое время (8–10 лет). Это примерно 500 высоковольтных объектов. Практически сегодня все эти объекты работают без персонала, включая подстанции 110, 220, 400, 750 кВ и управляются с диспетчерских пунктов.

Преимущество венгерской технологии построения вторичных цепей заключается в том, что практически все решения по РЗА и АСУ ТП на объектах однотипны. Кроме этого, лет 20 тому назад было принято решение применять единую целевую систему САПР (OMEGA ELEKTRO). В результате проекты вторичных систем имеют согласованную структуру и единую платформу обозначений.

Характерно, что на высоковольтных объектах (220–400 кВ) применяются по два комплекта основных защит, причём от разных производителей. Например, PROTECTA и ABB. Кроме этого, применяется автономная защита, которая обеспечивается энергией для питания от первичных преобразователей тока. Подобные защиты в России предлагает представитель фирмы PROTECTA российская фирма PARMA-SpB. На линиях 110 кВ ограничиваются использованием одного комплекта защиты, как основного, но обязательно дополняют его автономной защитой. Защита сборных шин, как правило, дифференциальная с оптическими каналами связи.

Городские сети выполняются кабельными с напряжением 10 кВ, а в загородных сетях – 20 кВ. Нейтраль в сетях 10 кВ заземлена через резистор 25 Ом, а в сетях 20 кВ – через катушку.

Защита фидеров – токовая двухступенчатая с АПВ. В отдельных коммутационных аппаратах имеется встроенная резервная защита.

Селективная защита от замыканий на землю в сетях 20 кВ в Средней Европе реализуется следующим образом. После замыкания через 3 с в параллель с катушкой включается сопротивление 100 Ом. При этом появляется значительный ток нулевой последовательности, около 100 А и используется установка на срабатывание защит 50 Ом. От режима работы сети с однофазным замыканием в последние годы отказались по соображениям безопасности населения. Защиты работают с действием на отключение.

Новый стандарт IEC 61850 уже «ворвался» в технологию РЗА и АСУ ТП. После 2010 года все новые объекты проектируются с учётом нового стандарта. В связи с этим появились значительные трудности и в проектировании и в наладке новых систем. Особенно трудные случаи, когда часть объекта выполнена по 870 стандарту, а новые фидеры по – 61850. Практически, службы РЗА сетевых компаний (несмотря на многочисленные курсы повышения квалификации) не смогли освоить новую систему. Практическую инженерскую поддержку дает фирма ABB. С учётом монопольного положения, услуги имеют довольно высокую стоимость.

Всё изложенное характерно и для соседних стран. Так, в Германии в высоковольтных сетях 220–500 кВ в качестве резервной защиты использовалась токовая отсечка. Но в последнее время решение пересматривается, т.к. их излишние срабатывания стали причиной ряда значительных аварий.

Резюмируя, можно отметить:

- удалось сохранить значительную долю отечественной технологии РЗА (примерно, 85%);
- система РЗА объектов 110–750 кВ работает на базе дистанционных защит с синхронной связью (оптика, встроенная в грозозащитные тросы) в сочетании с однофазным или трёхфазным АПВ;
- положительный эффект для РЗА дало применение единой САПР;
- в сетях среднего напряжения применяются специфические защиты от однофазных замыканий на землю. ■

В.Н. Козлов, М.И. Петров, И.В. Соловьёв

ООО «НПП Бреслер», г. Чебоксары, Россия

Повышение надёжности электроснабжения потребителей тесно связано с решением вопросов ликвидации однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) и последующим определением повреждения с целью восстановления нормальной схемы электрической сети. Отвод тока от места замыкания посредством дугогасящего реактора (ДГР) позволяет эффективно подавлять ОЗЗ на стадии развития дугового замыкания. Вместе с тем система компенсации ёмкостных токов не оказывает влияния на токи замыкания гармонических составляющих частоты сети.

Симметричность фазных напряжений является одним из основных условий эксплуатации электрических сетей 6–35 кВ, особенно с воздушными линиями (ВЛ). Искусственное снижение напряжения на нейтрали приводит к искажению АиФХ КНП электрической сети, что практически исключает использование их для управления ДГР.

Системы компенсации ёмкостных токов должны решать:

- управление режимом компенсации ёмкостных токов;
- управление активным током замыкания;
- по значению добротности, обеспечивающей ми-

нимальные перенапряжения и условия для быстрого гашения в режиме резонансной настройки;

- при переключениях в сети, связанных с изменением реактивного тока в месте замыкания, для снижения длительности горения дуги и её гашения;
- в режиме ОЗЗ для повышения селективности простых земляных защит;
- с целью снижения остаточного тока для обеспечения условий электробезопасности.
- контроль изоляции гальванически связанной сети;
- запись осциллограмм параметров сети в переходных режимах, связанных с ОЗЗ, для оценки перенапряжений и выбора оптимального режима компенсации сети определенной конфигурации. Ведение журнала событий;
- определение повреждённых присоединений (ОПФ). Многофакторность повреждений, обусловленная режимом нейтрали параметров сети и оборудования, с позиций повышения эффективности устройств ОПФ, требует многокритериального подхода.

Комплектация систем управления компенсации ёмкостных токов оговаривается при проектировании новых и реконструкции подстанций электросетевыми и генерирующими компаниями. ■

С.Я. Петров, С.С. Трубников

ЗАО «ОРЗАУМ»

Номенклатура поставляемых МП терминалов на сегодня позволяет выполнить защиты практически всех энергетических объектов. При этом большинство фирм предусматривают в терминалах свободные элементы логики, позволяющие осуществлять их адаптацию к местным уставкам. Отсутствие такой возможности у некоторых фирм существенно осложняет проектирование. Желательно, чтобы фирмы более внимательно изучали проектные решения и энергичнее способствовали их реализации. Следует обратить внимание заказчиков проектов, что достоверные исходные данные являются основой проекта. Раньше все это понимали и было узаконено положение, согласно которому заказчик был обязан предоставить исходные данные для проектирования. Их сбор и оформление могли быть заказаны любой организацией, но заказчик должен был их парафировать и предоставить проектировщикам. Весьма желательно возродить указанное.

До настоящего времени отсутствуют однозначные рекомендации по заземлению трансформаторов тока и напряжения с учётом требований ЭМС и необходимости ввода в МП терминал цепей от измерительных трансформаторов, расположенных территориально в различных частях ОРУ. Насколько нам известно, такие рекомендации должны быть разработаны двумя ведущими в этой области организациями (ЭЗОП и ЭЛНАП).

Руководящие организации не решают оперативно возникающие при освоении новой техники вопросы, которые не могут быть решены в про-

цессе проектировании данного объекта: так, наше обращение с предоставлением материалов по вопросу допустимости АПВ при КЗ в КРУЭ и кабельных вставок длительное время остается без ответа.

Торжествует порочный принцип «Кто платит деньги, тот заказывает любую музыку по своему вкусу». В результате внедряются ничем не обоснованные решения. Так, например, использование для контроля цепей отключения и включения каждой защиты специальных реле с током срабатывания несколько миллиампер и прокладка этих цепей до соленоидов управления выключателей. Технические решения вышестоящих организаций обычно не содержат необходимых обоснований и носят командный характер. При этом оценка надёжности осуществляется на «арифметическом уровне» – большее число лучше меньшего.

Наблюдается опасная тенденция выполнять основные защиты с использованием терминалов, не предназначенных для совместной работы. Полупакеты основной защиты разрабатываются и испытываются совместно, и эффективность работы защиты во многом зависит от их согласованного действия. Последнее зависит от деталей реализации принципов, которые не могут быть учтены без участия разработчиков и проведения совместных испытаний. Реализация указанной тенденции фактически является разработкой основной защиты при отсутствии достаточной информации и ограниченной возможности осуществления необходимых решений с нарушением отечественных нормативов по разработке защит. ■

СИСТЕМА МОНИТОРИНГА ПЕРЕХОДНЫХ РЕЖИМОВ В ОЭС СЕВЕРО-ЗАПАДА WAMS НА БАЗЕ ЦИФРОВОГО РЕГИСТРАТОРА АВАРИЙНЫХ ПРОЦЕССОВ «ПАРМА РП4.11»

А.И. Башляев

ООО «Парма», г. Санкт-Петербург, Россия

Внедрение систем мониторинга переходных режимов в ЕЭС России потребовало применения специализированных устройств измерения параметров электрического режима – регистраторов переходных процессов (РПП, англ. PMU). На данный момент в РФ используются в качестве PMU только два типа устройств – 1133A Power Sentinel и SMART-WAMS.

Компанией ПАРМА предложен новый подход в реализации измерений в интересах систем WAMS/СМГР – оснащение цифровых регистраторов аварийных процессов (ЦРАП) функционалом PMU, обеспечивающим синхронизацию времени, измерения и выдачу данных в соответствии с требованиями стандарта IEEE C37.118.

Для реализации вышеописанной концепции разработан новый ЦРАП модели ПАРМА РП 4.11 с синхронизацией времени измерений и функционалом PMU. В новом приборе применён конструктив, полностью аналогичный конструктиву предыдущей модели ЦРАП ПАРМА РП 4.06.

Такой подход позволяет решить следующие задачи:

1. Обеспечить измерения параметров переходных процессов в интересах систем WAMS/СМГР.
2. Значительно снизить расходы собственников энергообъектов на внедрение измерительной аппаратуры, необходимой для измерения параметров переходных процессов.
3. Обеспечить реализацию дополнительных возможностей, таких как метод 2-стороннего ОМП измерения параметров качества электроэнергии и т.п.

ООО «ПАРМА» совместно с системным оператором ЕЭС России в 2011 году был реализован пилотный проект по созданию СМГР ОЭС Северо-Запада на базе ЦРАП «ПАРМА РП4.11» и специализированного программного обеспечения верхнего уровня.

Реализация данного проекта позволила на практике внедрить предлагаемые ООО «ПАРМА» технические решения для систем WAMS/СМГР и по результатам работ сделать заключение о возможности внедрения такого подхода в ЕЭС России. ■

Алгоритм пуска защиты дополнительно построен от бросков намагничивающего тока, возникающих при подключении ответвительной подстанции к линии. В основу логики заложен измерительный орган, контролирующий отношение второй гармоники к приращению первой.

Реализована дополнительная блокировка, отслеживающая «гашение» электрической дуги при увеличении её сопротивления вследствие растяжения. Такие режимы сопровождаются плавным изменением тока замыкания до нормальных величин.

Реализуется алгоритм работы защиты «Бреслер-0107.030» на параллельных линиях с ответвлениями. Выявление повреждённой линии основано на сравнении приращений токов симметричных составляющих в параллельных линиях.

В защите реализован алгоритм выявления пуска двигателя, основанный на анализе траектории движения годографа сопротивления прямой последовательности в аварийном режиме. Дополнительно контролируется приращение и уровень тока обратной и нулевой последовательностей. При их наличии блокировка отключается.

Предложен алгоритм, позволяющий реализовать дальнейшее резервирование защит трансформатора в условиях неполнофазного режима (обрыв фазного провода воздушной линии со стороны высшего напряжения трансформатора с одновременным замыканием на землю). В сетях 110 кВ основной защитой в этом режиме является токовая защита нулевой последовательности, но её чувствительности, как правило, недостаточно. ■

ВЛИЯНИЕ ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ ПРИ ЗАМЫКАНИЯХ НА ЗЕМЛЮ В ЭЛЕКТРОУСТАНОВКАХ СРЕДНЕГО НАПРЯЖЕНИЯ НА ФУНКЦИОНИРОВАНИЕ ЗАЩИТ ОТ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ НА ОСНОВЕ ВЫСШИХ ГАРМОНИК

В.А. Шуин, Е.С. Шагурина, О.А. Добрягина

ИГЭУ, г. Иваново, Россия

В электроустановках среднего напряжения, в частности, в компенсированных электрических сетях 6–10 кВ и на генераторах, работающих в блоке с трансформатором, достаточно широкое применение получили защиты от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) на основе высших гармоник (ВГ) напряжения и тока нулевой последовательности. По принципу действия на устойчивость функционирования указанных защит существенное влияние оказывают переходные процессы при дугowych перемежающихся ОЗЗ.

На основе исследований переходных процессов при ОЗЗ в компенсированных сетях 6–10 кВ и обмотках статора генераторов энергоблоков, выполненных с использованием аналитических методов и моделирования на ЭВМ в системе Matlab, определены диапазоны значений параметров электрических величин переходных процессов при ОЗЗ (амплитудного и частотного спектров, интегральных значений тока ОЗЗ в переходных режимах и др.), влияющих на функционирование защит от ОЗЗ на основе ВГ компенсированных сетей 6–10 кВ и генераторов энергоблоков. Исследованы особенности дугowych перемежающихся ОЗЗ в обмотке статора генераторов энергоблоков, включая зону вблизи нейтрали. Установлено, в частности, что в

переходных режимах могут нарушаться амплитудные и фазовые соотношения напряжений 3-й гармоники, на которых основан принцип действия защиты от ОЗЗ (например, типа БРЭ 1301.01 и её аналогов). Показано, что при дугowych перемежающихся ОЗЗ в зоне нечувствительности максимальной защиты напряжения нулевой последовательности (15–20% обмотки статора от нейтрали) эффективное значение тока в месте ОЗЗ может достигать значений, значительно превышающих 5 А.

С использованием методов математического и физико-математического моделирования проведены исследования динамических режимов функционирования при дугowych замыканиях наиболее широко распространённых защит от ОЗЗ компенсированных сетей 6–10 кВ (токовой защиты абсолютного замера ВГ типа УСЗ-2/2) и генераторов энергоблоков (защиты относительного замера напряжений 3-й гармоники типа БРЭ 1301.01), подтвердившие возможность отказов их функционирования при дугowych ОЗЗ. Предложены способы повышения эффективности функционирования при дугowych ОЗЗ защит компенсированных сетей 6–10 кВ от данного вида повреждений. ■

НОВОЕ В ЗАЩИТАХ ДАЛЬНЕГО РЕЗЕРВИРОВАНИЯ

А.О. Павлов, Д.С. Васильев, И.А. Родионов

ООО «НПП Бреслер», г. Чебоксары, Россия

В работе рассматривается разработанная и внедрённая в серийное производство микропроцессорная защита дальнего резервирования Бреслер-0107.030. Разработанная защита является кардинальным развитием версии, выпускавшейся ООО «НПП Бреслер» с 1998 г.

Защита подверглась изменениям как в аппаратной, так и в алгоритмической части. Внесены значительные изменения в логику пуска и блокирования защиты. В основу логики заложены измерительные органы, работающие по приращению тока прямой и обратной последовательности. Измерительный орган, реагирующий на мощность аварийных составляющих, определяет место замыкания: в зоне или «за спи-

ной». Орган, реагирующий на приращение мощности, контролирует тип коммутации: наброс или сброс реактивной мощности. Переход на измерительные органы по приращению позволил реализовать дальнейшее резервирование на линиях электропередачи с транзитными токами, превышающими ток замыкания при повреждении ответвительной подстанции.

Режимы, связанные с плавкой гололёда, показали необходимость задания диапазона возможных приращений тока прямой и обратной последовательностей для каждой защищаемой ответвительной подстанции.

Внесены изменения в логику блокировки при неисправностях цепей напряжения.

О СОВЕРШЕНСТВОВАНИИ СИСТЕМЫ АТТЕСТАЦИИ НОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

34

А.Л. Горохов

ООО «Уралэнергосервис», г. Екатеринбург, Россия

Механизм аттестации нового оборудования, технологий и материалов является способом реализации технической политики ОАО «ФСК ЕЭС», поскольку в ходе аттестации проводится экспертиза соответствия оборудования действующей нормативно-технической документации (НТД).

Механизм аттестации приобретает все больший авторитет в глазах потребителей оборудования. Оборудование, имеющее положительное заключение аттестационной комиссии, предпочитают закупать и предприятия энергетики, неподведомственные ОАО «ФСК ЕЭС».

Поскольку аттестованное оборудование имеет явные конкурентные преимущества, предприятия производители готовы затрачивать значительные средства и усилия для доказательства соответствия их продукции требованиям ОАО «ФСК ЕЭС».

К настоящему времени, нашим предприятием накоплен определенный опыт работы в части аттестации аппаратуры своего производства.

Несомненно, что механизм аттестации будет и в дальнейшем способствовать производству качественного оборудования, отвечающего в полной мере требованиям энергетики, если приложить усилия к его совершенствованию.

Основной недостаток механизма – длительные сроки процедуры аттестации.

Непосредственные участники, экспертная организация и заявитель (производитель оборудования) по разному видят причины торможения процесса.

Вряд ли можно считать существенной причину: «большой объём документации, представляемый заявителем на экспертизу».

Действительно, современная многофункциональная аппаратура достаточно сложна и описание ее технических характеристик, методов проверки, руководства по монтажу и эксплуатации – многостраничные документы. Кроме того, есть ещё и Протоколы квалификационных испытаний. Но это свидетельствует о том, что в разработке и испытаниях аппаратуры производителем были задействованы десятки сотрудников. Наверное, в таком случае и экспертная организация должна привлекать достаточное число специалистов к процедуре анализа представленной на рассмотрение документации.

Наиболее важной причиной торможения процедуры, на наш взгляд, является выдвигание новых требований, не содержащихся в действующей НТД.

Очевидно, что любое дополнение или изменение требований (актуализация) НТД, непосред-

ственно в процессе аттестации, обязывает заявителя провести дополнительные испытания. Кроме того, если выдвинуто новое требование, но при этом не определена методика проверки соответствия, должен состояться процесс согласования программы и методики дополнительных испытаний.

Необходимо понимать, что поддержание в актуальном состоянии нормативно-технической документации и экспертиза оборудования на соответствие НТД – разные процессы. Попытки их совмещения дезорганизуют оба процесса.

Существенному сокращению сроков процедуры аттестации будет содействовать неукоснительное следование требованиям утвержденных и действующих нормативных документов. Формула каждого, без исключений, замечания эксперта должна содержать адресную ссылку на конкретный пункт требований действующей НТД, несоответствие которому выявлено.

Возможно, что создание и опубликование требований к форме и содержанию технической документации, предъявляемой на аттестацию, также будет содействовать сокращению сроков процедуры аттестации. Однако нельзя допустить, чтобы работа в этом направлении велась за счёт времени, необходимого на поддержание действующей НТД в актуальном состоянии. Крайне важно обеспечить своевременную коррекцию действующих типовых технических требований (ТТТ), включая разработку и утверждение предлагаемых изменений / дополнений.

В заключение несколько пожеланий.

Полагаем, что расширение круга экспертных организаций, уполномоченных ОАО «ФСК ЕЭС» к участию в аттестации оборудования, даст возможность уделить больше внимания своевременной актуализации НТД в части своих корпоративных требований.

Необходимо повысить качество принимаемых нормативных документов, расширив круг специалистов, участвующих в обсуждении формулировок новых требований и методов проверки соответствия.

В условиях, когда экспертная организация определяется однозначно (без какой либо альтернативы), полномочия эксперта и права заявителя должны быть чётко сформулированы. В этой части, существующий типовый договор между экспертной организацией и заявителем не выдерживает критики и требует корректив.

На страницах журнала «Релейная защита и автоматизация» №01(02), №02(03), №04(05) за 2011 год можно ознакомиться с публикациями по данной теме. ■

ЦЕНТРАЛЬНАЯ СИГНАЛИЗАЦИЯ НА ЭЛЕКТРОПОДСТАНЦИЯХ НА ОСНОВЕ ТЕРМИНЛОВ ООО НПП «ЭКРА»

33

Д.В. Ильин, А.Н. Дони

ООО НПП «ЭКРА», г. Чебоксары, Россия

Долгое время для осуществления постоянного контроля за надежной, согласованной и бесперебойной работой основного и вспомогательного оборудования электроподстанций применялись технические средства и схемные решения требующие больших затрат труда на их проектирование, настройку и эксплуатацию. С появлением цифровых систем РЗА часть функций контроля взяли на себя микропроцессорные блоки центральной сигнализации. В настоящее время на российском рынке цифровых устройств представлено более 10 различных фирм и почти все они выпускают устройства центральной сигнализации, которые чаще всего поставляются в виде отдельных терминалов, что вызывает некоторые неудобства в эксплуатации. И лишь некоторые предприятия выпускают готовые решения в виде шкафов.

В настоящее время ООО НПП «ЭКРА» закончило разработку шкафов центральной сигнализации на основе микропроцессорных терминалов собственного производства. С их появлением на рынке «ЭКРА» будет предоставлять полный спектр устройств РЗА, необходимых для комплектации энергообъектов.

Терминал блока центральной сигнализации (терминал БЦС) типа БЭ2704 V130 выполнен в виде кассеты блочной конструкции с задним присоединением внешних проводов. Конструкция полностью ремонтнопригодна. Для снятия любого модуля достаточно вынуть розетки (вместе с монтажом) и снять заднюю крышку, предварительно открутив винты.

Встроенный блок питания может питаться от источника постоянного или выпрямленного тока с допустимыми отклонениями +10% и -20% от номинала. В зависимости от номинального напряжения питания существует два типоразмера терминала: на 110 и 220 В.

Терминал БЦС обеспечивает:

- фиксацию времени появления и снятия сигналов, поступающих на шинки импульсной групповой сигнализации при помощи 4-х аналоговых входов с уставками на 50 или 200 мА, каждый из которых имеет свой предохранитель с контролем целостности и возможность подключения контрольного резистора;

- фиксацию времени появления и снятия сигналов сигнализации, поступающих от устройств защиты на 48 дискретных входов;
- местную сигнализацию, осуществляемую при помощи 40 светодиодных индикаторов и жидкокристаллического дисплея, для отображения информации о работе терминала;
- управление 16 выходными реле;
- формирование специальных сигналов обобщённой сигнализации («аварийная звуковая сигнализация», «предупредительная звуковая сигнализация», «аварийная сигнализация мигающая»), сигналов телемеханики, сигналов «неисправность терминала» и «неисправность ЦС»;
- формирование различных режимов сброса (квитирования) сигнализации;
- сигнализацию о неисправностях, выдаваемую во внешние цепи при помощи контактов реле блока питания;
- возможность приёма и регистрации как импульсных, так и длительных сигналов;
- осциллографирование аварийных процессов;
- регистрацию событий с записью в оперативную память с автономным источником питания;
- передачу по линии связи на верхний уровень информации о текущем состоянии терминала БЦС, передачу базы данных зафиксированных событий, просмотр и изменение уставок;
- непрерывный контроль исправности системы и самодиагностику блока.

В терминалах имеются два независимых последовательных порта связи (COM) с выходами на три разъёма: два разъёма TTL для подключения к АСУ ТП и АРМ СРЗА (по интерфейсу RS485 через преобразователи) и один разъём USB для местного подключения персонального компьютера.

Представленный функционал терминала БЦС производства ООО НПП «ЭКРА», по сравнению с конкурентами, даёт более широкие возможности в организации логики центральной сигнализации на электроподстанциях. ■

ИСПЫТАНИЕ МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ УСТРОЙСТВ РЗА НА СООТВЕТСТВИЕ ТРЕБОВАНИЯМ ЭМС

В.Ф. Ильин, В.Ф. Сетойкин

ООО НПП «ЭКРА», г. Чебоксары, Россия

В последние годы имеет место интенсивное оснащение энергообъектов современными микропроцессорными устройствами релейной защиты и автоматики (МП РЗА). Но по мере насыщения их микропроцессорными комплексными системами обостряются и проблемы, относящиеся к области электромагнитной совместимости (ЭМС).

Со стороны эксплуатации, для которых ряд явлений представляется совершенно новым, многие проблемы списываются на несовершенство ЭМС характеристик МП РЗА. А со стороны производителей часто следует не менее легкомысленный вывод о несовершенстве практики проектирования и эксплуатации. Имеются в виду внешние соединительные провода и коммуникационные кабели, которые физически представляют собой самый большой компонент системы, являющийся восприимчивым ко всем видам помех. Это обстоятельство беспокоит и производителей, заинтересованных в надежной работе продукции. К тому же предполагается, что чем шире функциональность систем защит, тем большее пространство охватывает сеть внешних соединений и тем выше вероятность «захвата» неблагоприятной комбинации помех, существенно отличающейся от стандартной. С этой точки зрения, ограниченность связей делает систему менее открытой для помех.

Согласно требованиям ОАО «ФСК ЕЭС» аттестуемая продукция предусматривает обязательные стандартные ЭМС испытания в аккредитованных испытательных центрах.

Одним из первых документов, призванным регулировать проблемы ЭМС на электростанциях, подстанциях и электрических сетях, являлся РД 34.35.310-97 [1]. Он определял нормы по 8 видам испытаний на помехоустойчивость и был обязательным для разработчиков и производителей микропроцессорной аппаратуры. С введением в действие в 2007 году государственного стандарта ГОСТ Р 51317.6.5, обязательного при поставках на электростанции и подстанции среднего и высоко напряжения, значимость упомянутого руководящего документа утратилась. Государственный стандарт объединяет 10 видов испытаний на помехоустойчивость и по ряду помех устанавливает повышенные степени жесткости испытаний [2].

На сегодня действует ещё один нормативный документ, призванный урегулировать проблемы ЭМС на объектах сетевых компаний, – это стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.044-2010 [3]. Он существенно расширяет объем типовых

испытаний в области ЭМС и регламентирует требования по 14 видам испытаний на помехоустойчивость и по 2 видам на помехоэмиссию.

Ниже рассматриваются нормы стандартных испытаний. Испытания на помехоустойчивость подразумевают проверку восприимчивости к помехам, проникающим в аппаратуру через порты связи с внешней электромагнитной средой, а испытания на помехоэмиссию – измерение помех, распространяющихся через порты во внешнюю среду. В стандартах по ЭМС зажимы, разъёмы и клеммы устройства, к которым подключаются внешние цепи, определены как порты для кондуктивных помех [2]. В устройствах с закрытыми клеммными зажимами и разъемами портами, определяющими границу связи его с внешней средой, принято считать проводящие участки внешних цепей вблизи ввода, на расстоянии не более метра от места ввода. Для электромагнитных полей портом, определяющим физическую границу устройства с внешней средой, является корпус устройства.

Для испытания радиочастотным электромагнитным полем, воздействующим на порт корпуса МП РЗА (базовый стандарт ГОСТ Р 51317.4.3, определяющий методику испытаний), стандарт устанавливает требование не ниже 3-й степени жесткости испытаний, что соответствует норме напряженности поля 10 В/м в диапазоне частот 80–2000 МГц с амплитудной модуляцией синусоидальным сигналом 1 кГц и глубине модуляции 80%. В рамках этой же испытательной процедуры в полосе частот 880–960 МГц и 1,4–2 ГГц, выделенных для радиотелефонов и радиостанций, производители могут апробировать повышенные нормы 30 В/м, соответствующие 4-й степени жесткости испытаний. Это делается с целью обеспечения определенного запаса помехоустойчивости аттестуемого продукта.

Для электростатических разрядов (ГОСТ Р 51317.4.2) установлено требование не ниже 3-й степени жесткости испытания, что соответствует 6 кВ – контактный и 8 кВ – воздушный разряды. В процессе обследования с целью определения контрольных точек, доступных оператору и обслуживающему техническому персоналу, могут быть апробированы повышенные нормы, соответствующие 4-й степени жесткости испытаний. Подобные испытательные процедуры дают возможность оценить реальный запас устойчивости к данному виду помех.

Для испытаний магнитным полем промышленной частоты (ГОСТ Р 50648) стандарт устанавливает 5 сте-

пень жесткости испытаний, определяющую предельную норму напряженности 1000 А/м. Для импульсного поля (ГОСТ Р 50649) устанавливается степень жесткости испытаний не ниже 4-й, которая определяет норму напряженности магнитного поля 300 А/м, 8/20 мкс.

Для кондуктивных помех, наводимых радиочастотными электромагнитными полями в диапазоне частот 0,15–80 МГц (ГОСТ Р 51317.4.6) стандарт устанавливает 3 степень жесткости испытаний, соответствующую норме напряжения 10 В. Метод испытаний основан на вводе помех в силовые линии электропитания, сигнальные кабели аналоговых и дискретных входов и выходов, кабели коммуникационной связи и цепь функционального заземления с помощью токовых клещей, установленных вблизи соответствующих вводов на расстояние не более 1 м от испытуемого устройства. Это предельное расстояние, определяющее согласно стандартам по ЭМС условную границу устройства с внешней средой.

Наносекундные пачки импульсов (ГОСТ Р 51317.4.4) вводятся в кабели сигнальных и коммуникационной связей и цепь функционального заземления с помощью емкостных клещей. Подача продольных помех в отдельные точки силового кабеля электропитания производится с помощью вспомогательного устройства связи/развязки (УСР). Для портов электропитания установлена предельная норма 4 кВ, 5/50 нс, соответствующая 4-й степени жесткости испытаний. Она же применяется для соединений с высоковольтным оборудованием, но в отношении сигнальных портов эта норма прописана как специальная степень жесткости испытаний. Сигнальные кабели, отнесенные к полевым и локальным соединениям, регламентируются пониженными испытательными уровнями соответственно в 2 и 4 раза, причём локальные соединения при общей длине не более 3 м вообще не регламентируются на данный вид помех. Если эти порты предусматривают подключение к шинам электропитания постоянного тока, например, с целью подпитки входных и выходных дискретных цепей, то на них должны распространяться те же испытательные нормы, что и для «грязных» цепей электропитания.

Кабели коммуникационной связи не входят в конфигурацию цепей защиты и автоматики, отсюда традиционное отношение к ним, как вспомогательным, не оказывающим влияние на качество функционирования устройства защиты. Но исследовательские испытания показывают, что причиной сбоя и перезапуска микропроцессорных терминалов в шкафах защиты могут быть наносекундные импульсные помехи, распространяющиеся через интерфейсный порт. Этим обусловлено распространение на низковольтные интерфейсные порты повышенных испытательных норм.

Микросекундные импульсные помехи большой энергии (ГОСТ Р 51317.4.5) вводятся в точки силовых и сигнальных кабелей с помощью УСР. С целью оценки запаса помехоустойчивости высоковольт-

ные импульсы могут вводиться непосредственно на клеммные зажимы устройства, обеспечивая таким образом самые жесткие условия испытаний. Для портов электропитания переменного тока и соединений с высоковольтным оборудованием стандарт устанавливает предельно высокие испытательные нормы: 4 кВ, 1/50 мкс – для продольных и 2 кВ, 1/50 мкс – для поперечных импульсов. Для портов электропитания постоянного тока и полевых соединений испытательные нормы в 2 раза ниже, для портов локальных соединений – в 4 раза ниже. Очевидно, с целью унификации производители могут руководствоваться едиными нормами для всех портов, включая и коммуникационные: 2 кВ для продольных и 1 кВ – для поперечных помех.

Для колебательных затухающих помех (ГОСТ Р 51317.4.12) стандарт предприятия устанавливает нормы одиночных и повторяющихся с частотой 1 МГц импульсных воздействий. Для портов электропитания постоянного и переменного тока и соединений с высоковольтным оборудованием применяются максимальные нормы: 4 кВ и 2 кВ – одиночные и 2,5 кВ и 1 кВ – повторяющиеся импульсы соответственно для продольных и поперечных помех. Для портов полевых и локальных соединений нормы в 2 раза ниже.

Кондуктивные помехи промышленной частоты (ГОСТ Р 51317.4.16) вводятся с помощью УСР. Стандарт организации нормирует эти воздействия только для портов электропитания постоянного тока: 10 В – для длительных и 100 В – для кратковременных помех, что соответствует 3-й степени жесткости испытаний. ГОСТ Р 51317.6.5 устанавливает нормы и для сигнальных цепей, за исключением локальных: 30 В – для длительных и 300 В – для кратковременных помех, соответствующие 4-й степени жесткости испытаний.

Для портов электропитания постоянного тока стандарт устанавливает испытания на устойчивость к провалам напряжения (МЭК 61000-4-29): на 30% продолжительностью 1с; 60%, 0,1 с и 100%, 0,5 с, а также на устойчивость к пульсациям напряжения: полный размах напряжения 10%, 100 Гц.

Для портов электропитания переменного тока установлен больший объем испытаний: на устойчивость: к динамическим изменениям напряжения переменного тока (ГОСТ Р 51317.4.11) – к провалам напряжения на 60% продолжительностью 1 с и на 100%, 1 с; к колебаниям напряжения (ГОСТ Р 51317.4.14) на $\pm 20\%$, 1 с; к изменениям частоты (ГОСТ Р 51317.4.28) на $\pm 10\%$; к искажению синусоидального напряжения электропитания (ГОСТ Р 51317.4.13) – нормы для испытательного класса 3.

Стандарт определяет требования на эмиссию промышленных радиопомех в сеть электропитания постоянного и переменного тока в диапазоне частот 0,15–30 МГц и в окружающее пространство в диапазоне частот 30–1000 МГц (ГОСТ Р 51318.22, ГОСТ Р 51318.11) в соответствии с нормами для класса А.

ЭМС испытания, проведенные в регламентированном стандартом ОАО «ФСК ЕЭС» объеме, позволяют сформировать более полное представление об ЭМС характеристиках испытуемого устройства, чем при испытании в рамках предыдущих регламентов, которые могут объективно учитываться при проектировании и эксплуатации.

Результаты по каждому из представленных выше стандартных испытаний, проведенных в аккредитованном испытательном центре, могут рассматриваться как «объективные» и справедливые для всего семейства (платформы). Положительные результаты испытаний отдельного образца могут быть распространены на все исполнения заявленной серии защит, характеризуемой единой технологической и конструкторской проработкой.

Использование на реальных объектах устройств, ЭМС характеристики которых подтверждены стандартными испытаниями в лабораторных условиях, а также стандартных мер по обеспечению ЭМС на

местах эксплуатации могут привести к заметному снижению вероятности нарушений, обусловленных помехами, но не исключают их полностью, поскольку действия помех на местах эксплуатации по-прежнему не раскрыты для специалистов. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Общие технические требования к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем РД 34.35.310-97. - М.: СПО ОРГРЭС, 1997.
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. 2007.
3. Методические указания по обеспечению электромагнитной совместимости на объектах электросетевого хозяйства. Стандарт организации СТО 56947007-29.240.044-2010. - М.: ОАО «ФСК ЕЭС», 2010.

КОНТРОЛЬ ИЗОЛЯЦИИ И ПОИСК МЕСТ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ В ЦЕПЯХ ОПЕРАТИВНОГО ПОСТОЯННОГО ТОКА

Ю.Н. Алимов, И.А. Галкин, Н.И. Шаварин

ООО НПП «ЭКРА», г. Чебоксары, Россия

Надёжность сети оперативного постоянного тока (СОПТ) зависит от множества факторов и технических решений, в том числе от построения системы контроля изоляции. Традиционная мостовая схема контроля сопротивления изоляции СОПТ, основанная на использовании трех последовательно соединенных резисторов, одно из которых выполнено в виде потенциометра П2ДС, и реле напряжения постоянного тока РН-51/32 [1], не позволяет определить присоединение с замыканием на землю.

В системах оперативного постоянного тока нашли применение устройства контроля изоляции, позволяющие определить присоединения с ухудшенной изоляцией, например «Микро-СРЗ» (НПЦ «Энергоавтоматика»), «Сапфир» и «Скиф» (Белэнергоремонтналадка), ИПИ-1М (ОРГРЭС), УКИ-МП и СПК (ЮРГТУ), устройства фирм ГОСАН, НИПОМ, Bender, Merlin Gerin и т.д. Эти устройства отличаются по применяемым способам измерения сопротивления изоляции и полученным на их основе характеристикам.

Важной характеристикой устройств контроля изоляции оперативного постоянного тока и автоматического поиска поврежденного присоедине-

ния 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.

Спрашивается, какие должны быть требования к уровню срабатывания логических входов микропроцессорных устройств и электромеханических реле?

Проведенный ориентировочный расчёт допустимого диапазона напряжений срабатывания для дискретных входов терминалов с учётом требований по условиям обеспечения срабатывания дискретного входа при минимально допустимом напряжении в сети оперативного постоянного тока (СОПТ) и по условиям обеспечения несрабатывания дискретного входа при замыкании его цепи на землю (появления на нём напряжения из-за протекания тока перезаряда распределённой емкости СОПТ) показал, что за допустимый диапазон напряжений срабатывания дискретных входов терминала можно принять: (130...160) В. Такие же требования применимы и к электромеханическим реле. При этом желательно иметь высокий коэффициент возврата.

Исключение из СОПТ стандартной схемы контроля изоляции на основе Т-образного моста, которая обладает малым эквивалентным (примерно 9 кОм) сопротивлением каждого полюса относительно «земли», повышает вероятность ложного срабатывания устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики (РЗА).

Поэтому для исключения ложного срабатывания устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики РЗА в СОПТ устройство контроля изоляции с автоматическим определением поврежденного присоединения должно не только позволять совместную работу с традиционной схемой контроля изоляции, но и найти поврежденное присоединение с сопротивлением не менее 50...60 кОм.

Применение устройств контроля изоляции цепей газовой защиты трансформаторов в СОПТ, например устройства «Орион-КИ», обычно связано с применением традиционной схемы контроля сопротивления изоляции. В случае отказа от применения в СОПТ традиционной схемы контроля сопротивления изоляции возможно ложная работа устройства «Орион-КИ» даже при хорошей изоляции кабеля, соединяющего контакты реле газовой защиты и входа «Орион-КИ».

В ООО НПП «ЭКРА» получен патент на способ определения сопротивлений изоляции присоединений в сети оперативного постоянного тока 220 В [2], на основе которого разработано устройство контроля изоляции, позволяющее совместную работу со стандартной схемой контроля сопротивления изоляции СОПТ и не вызывающее при контроле изоляции и поиске поврежденных присоединений ложных сигналов устройств релейной защиты.

Способ измерения сопротивлений изоляции сети постоянного тока основан на измерении напряжений между «землей» и её полюсами, а также токов, протекающих по присоединениям сети после подключения сначала к одному, а затем к другому полюсу резистивного элемента при одновременном выравнивании напряжений на полюсах сети.

На основе разработанного способа измерения сопротивлений изоляции сети постоянного тока создана система контроля сопротивлений изоляции в сети оперативного постоянного тока с напряжением 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. Величина амплитуды напряжения смещения нейтрали в режиме измерения сопротивлений присоединений не превышает 15 В, а величина амплитуды напряжения на поврежденном фидере не превышает величины 130 В, чего недостаточно для срабатывания дискретного входа в случае металлического замыкания его на «землю».

Терминал «ЭКРА-СКИ» имеет разъем Ethernet для взаимодействия с АСУ ТП по протоколу 60870-5-104. Кроме этого контроллер терминала ведёт архив собы-

тий, текущие значения сопротивлений и архив событий можно посмотреть на компьютере.

Для контроля токов утечки в присоединениях СОПТ разработаны датчики дифференциальных токов, принцип работы которых основан на смещении петли гистерезиса магнитопровода в измерительной обмотке при появлении дифференциального тока в «плюсовом» и «минусовом» проводах присоединения.

Опытный образец системы контроля сопротивлений изоляции в сети оперативного постоянного тока с напряжением 220 В «ЭКРА-СКИ» находится в эксплуатации на подстанции «Бугульма-110» с августа 2009 года. В настоящее время шкафы СОПТ с системой «ЭКРА-СКИ» и системой мониторинга установлены в Калининградской ТЭЦ-2. Опыт эксплуатации «ЭКРА-СКИ» положительный, получен сертификат соответствия требованиям нормативных документов. В 2011 году выполнена поставка систем «ЭКРА-СКИ» для объектов Нижнекамской ГЭС, Курской АЭС, Северо-Западной ТЭЦ, ПС «Ясногорская», Рязанского нефтеперерабатывающего комплекса, планируется аттестация системы «ЭКРА-СКИ» для применения на объектах ФСК ЕЭС РФ и ОАО «Концерн Росэнергоатом». ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Электротехнический справочник. В 4 т. Т.3. Производство, передача и распределение электрической энергии. 8-е изд., исп. и доп. - М.: Изд. МЭИ, 2002. - 964с.
2. 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).

НОРМАТИВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ ПО ОБЪЁМУ ИСПЫТАНИЙ И ПРОВЕРОК ЦУРЗ

А.Н. Дони, А.А. Шурупов

ООО НПП «ЭКРА», г. Чебоксары, Россия

Вопросы изменения нормативных требований к объёмам испытаний и проверок цифровых устройств релейной защиты (ЦУРЗ) впервые поднимались в 2000 году на межведомственной комиссии по приёмке головных образцов шкафов защит серии ШЭ2607, разработанных нашим предприятием. Однако с учётом степени ответственности таких решений, их рассмотрение было отложено до наработки соответствующего опыта практической эксплуатации.

В 2004 году НПП «ЭКРА» совместно с ОРГРЭС было разработано Изменение №2 «Правил технического обслуживания устройств релейной защиты, электроавтоматики, дистанционного управления и сигнализации электростанций подстанций 110–750 кВ: РД 153-34.0-35.617-2001» РАО ЕЭС России, касающееся добавления раздела «5.2. Объём проверок функциональных характеристик при техническом обслуживании микропроцессорных устройств РЗА на базе шкафов серии ШЭ2607». В этом документе заложены основы подхода к техническому обслуживанию и проверкам ЦУРЗ в условиях эксплуатации. Более детальный подход к данной тематике был изложен в «Методических указаниях по техническому обслуживанию шкафов резервной защиты линий 110–220 кВ и автоматики управления выключателем ШЭ2607 011021, ШЭ2607 016», изданных ОРГРЭС в 2007 году.

В настоящее время с учётом имеющегося опыта эксплуатации и постоянно возрастающих как темпов внедрения, так и объёмов поставок ЦУРЗ, ни у кого

не возникает сомнения, что подход к их техническому обслуживанию должен измениться. Наличие в ЦУРЗ обязательной функции непрерывной самодиагностики позволяет существенно уменьшить количество проверок, присущих аналоговой технике. Реализация алгоритма функционирования ЦРЗА программным способом переводит задачу его проверки на разработчиков устройств (квалификационные испытания). При последующих испытаниях (приёмо-сдаточных, пусконаладочных, профилактических) проверка программы, то есть фактически квалификации разработчика, теряет смысл, так как даже при выявлении ошибок проверяющий не сможет устранить их самостоятельно.

Объём пусконаладочных и эксплуатационных проверок ЦРЗА должен включать минимальный необходимый набор тестов: проверка аналоговых входных цепей, дискретных входных и выходных сигналов, рабочих уставок. При наличии свободно конфигурируемых входных и выходных сигналов ЦРЗА проверка их состояния обязательна, так как рабочая конфигурация является уставкой (задаётся проектом или бланком уставок). Целесообразно совместить некоторые элементы проверки исправности ЦРЗА с анализом реальных аварийных ситуаций.

Нормирование общего объёма работ или отдельных операций испытаний и проверок должно производиться с обязательным учётом возможностей применяемых автоматизированных устройств проверки и уровня квалификации персонала. ■

УСТРОЙСТВА ЛОКАЛЬНОЙ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ НПП «ЭКРА» С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРОТОКОЛА IEC 61850

В.А. Наумов, Р.В. Разумов, Д.А. Пеньков, А.А. Петров, Д.В. Трифонов

ООО НПП «ЭКРА», г. Чебоксары, Россия

Устройства противоаварийной автоматики энергосистем производства ООО НПП «ЭКРА» представлены линейкой шкафов серии ШЭЭ 220. Применение в составе шкафа терминалов РЗА и ПА серии ЭКРА 200 позволяет реализовывать любые нетиповые проекты по индивидуальным требованиям заказчика. Аппаратно это обеспечивается модульной архитектурой терминала, а

программно за счёт поддержки свободно-конфигурируемой логики. Наряду с нетиповыми решениями предлагается и широкий ряд типовых решений для объектов 110–750 кВ. Шкафы используются для построения систем локального противоаварийного управления, а также управления аварийными режимами энергоузла (АВСН, АДВ, АПНУ).

Шкафы ПА поддерживают наиболее распространённые протоколы связи, в том числе IEC 60870-5-103, IEC 60870-5-104, Modbus, а также и IEC 61850-8-1, IEC 61850-9-2LE. Проработка схем ПА с их интеграцией с устройствами РЗА по стандарту IEC 61850 позволяет говорить о возможном применении в концепции создания Цифровой ПС. В рамках аттестации устройств ПА это подтверждено экспертами ОАО «НИИПТ», ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС», проведены испытания совместимости работы с волоконно-оптическими преобразователями тока и напряжения (цифровыми измерительными трансформаторами) NXT Phase, и ЗАО «Профотек», а также испытаны функции ПА, в частности одна из самых сложных – АЛАР по осциллограммам электродинамической модели НИИПТ, а модели – энергосистемы на устройстве RTDS. ■

АВТОМАТИКА УПРАВЛЕНИЯ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕМ С УЧЁТОМ ПЕРЕХОДНОГО ПРОЦЕССА

3.3. Хазбулатов, В.Г. Гарке

КНИТУ-КАИ им. А.Н. Туполева, г. Казань, Россия

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

Высоковольтные выключатели представляют собой сложную конструкцию, управляемую электромагнитными, пружинными, пневматическими или гидравлическими приводами. По большому счёту принцип действия всех видов выключателей похож, и заключается в подаче напряжения на соленоид (контакторы, которые затем своими контактами замыкают цепи соленоидов) включения или отключения от так называемых шинок питания, и затем путём высвобождения контактами соленоидов или приводимыми ими в движение механизмами заранее запасённой энергии коммутируется силовая часть выключателя. Чем более современным является выключатель, тем больше в его цепи становится контролируемых параметров (блокировка от многократных включений, контроль готовности привода, контроль длительности сигнала на включение/отключение...). Однако все они контролируют либо состояние самого выключателя, либо исправность управляющей системы, в роли которой в настоящее время практически всегда выступают

микропроцессорные блоки управления. Более того, используемые микропроцессорные блоки также контролируют состояние управляемого выключателя.

Основные недостатки существующих схем автоматического управления выключателя следующие:

- отключение выключателя происходит по команде от ключа или от релейной защиты вне зависимости от процессов и режимов в первичной сети;
- включение выключателя происходит также без учёта процессов и режимов первичной сети, последующих включению.

Предлагаемая схема автоматического управления выключателем учитывает переходные процессы как до отключения, так и после включения выключателя, при этом минимизируется влияние тока короткого замыкания на расход ресурса выключателя, так как главной причиной, ограничивающей срок службы выключателя, является коммутируемый ток. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Макаров Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ. М.: Папирус Про, 2005. 624 с.
2. Винославский В.Н., Пивняк Г.Г., Несен Л.И., Рыбалко А.Я., Прокопенко В.В. Переходные процессы в системах электроснабжения Киев: Выша школа, 1989. 422 с.

ПРЕДЛОЖЕНИЕ ПО РЕАЛИЗАЦИИ ЦИФРОВОЙ ПС

О.В. Кириенко, Т.Г. Горелик

ООО «ЭнергопромАвтоматизация», г. Санкт-Петербург, Россия

Н.А. Дони

ООО НПП «ЭКРА», г. Чебоксары, Россия

А.О. Аношин

ЗАО «Профотек», г. Москва, Россия

В марте 2011 года консорциумом отечественных разработчиков – ООО «ЭнергопромАвтоматизация», ЗАО «Профотек», ООО НПП «ЭКРА» и ОАО «НИИПТ» – было подписано генеральное соглашение об организации стратегического сотрудничества с целью объединения научно-технических, инженерных и коммерческих усилий для создания Цифровой подстанции на территории РФ.

Идея Цифровой подстанции заключается в создании автоматизированных систем контроля, защиты и технологическом управлении подстанцией нового типа. Цифровая подстанция – это подстанция, системы автоматизации и управления которой построены на базе открытых стандартов МЭК 61850 с использованием инновационных способов сбора информации, таких как цифровые трансформаторы тока и напряжения, выносные УСО и интеллектуальные электронные устройства.

Внедрение технологий «Цифровая подстанция» даёт несомненные технические преимущества:

- значительное сокращение кабельных связей;
- повышение точности измерений;
- простота проектирования, эксплуатации и обслуживания;
- унифицированная платформа обмена данными (МЭК 61850);
- высокая помехозащищённость;
- высокая пожаровзрывобезопасность и экологичность;
- снижение количества (исключение) модулей ввода/вывода в устройствах АСУ ТП и РЗА, обеспечивающие снижение стоимости устройств.

В соответствии с МЭК 61850 система защит управления и автоматизации Цифровой подстанции состоит из трёх уровней:

1. полевой уровень (process level), включающий в себя цифровые трансформаторы тока и напряжения, выносные УСО и специализированную сеть Ethernet (шину процесса) для передачи данных на уровень присоединения.
2. уровень присоединения (bay level), включающий в себя устройства РЗА и ПА, контроллеры АСУ ТП и другие интеллектуальные электронные устройства.

3. станционный уровень (station level), включающий в себя АСУ ТП и специализированную сеть Ethernet (станционную шину) для сбора данных с устройств уровня присоединения.

Полевой уровень представлен оптическими трансформаторами (ЗАО «Профотек»), блоками мультиплексора Merging Unit и выносным УСО (microRTU) NPT Expert (ООО «ЭнергопромАвтоматизация»). Волоконно-оптические измерительные преобразователи тока и напряжения предназначены для замены устаревших электромагнитных трансформаторов тока и напряжения и могут стыковаться с современными микропроцессорными устройствами релейной защиты, автоматизации и учёта по цифровому интерфейсу МЭК 61850-9-2.

Преимущества оптических трансформаторов:

- точность измерений;
- безопасность;
- надёжность;
- устойчивость к электромагнитным помехам;
- малые габариты и масса;
- совместимость с современным оборудованием.

Устройство мультиплексора NPT Merging Unit предназначено для сбора данных от традиционных трансформаторов тока и напряжения и передачи этих данных по протоколу МЭК 61850-9-2 (Sampled Values) до контроллеров присоединений и устройств РЗА. Применение NPT Merging Unit является наиболее выгодным решением для интеграции существующей инфраструктуры (силового оборудования) в систему управления и автоматизации Цифровой подстанции.

Выносные УСО производства ООО «ЭнергопромАвтоматизация» предназначены для сбора дискретной информации (положение коммутационных аппаратов, положение ключей режима управления, состояние цепей обогрева приводов и др.) и управления коммутационными аппаратами. Особенностью выносных УСО является то, что они устанавливаются в непосредственной близости от коммутационных аппаратов, что сокращает протяжённость кабельных связей на подстанции.

Уровень присоединения представлен микропроцессорными защитами производства ООО НПП «ЭКРА» и контроллером присоединения NPT BAY (9.2) ООО «ЭнергопромАвтоматизация». Контроллер присоединения NPT BAY поддерживает все функции, необходимые для работы в рамках цифровой подстанции. Оба устройства принимают аналоговую информацию по МЭК 61850-9-2 и дискретную информацию по МЭК 61850-8-1 (GOOSE).

Инновационные устройства для Цифровой подстанции выполнены по модульному принципу и позволяют совмещать в себе функции множества устройств.

Станционный уровень реализован на базе SCADA NPT Expert с поддержкой МЭК 61850-8-1(MMS). Од-

ним из преимуществ SCADA NPT Expert является поддержка протокола МЭК 61850-8-1 MMS без промежуточных преобразований и шлюзов, что обеспечивает гарантированную доставку событий и высокое быстродействие системы. Реализация протокола MMS была протестирована со всеми ведущими производителями микропроцессорных устройств, как отечественными, так и зарубежными.

В докладе приведено подробное описание разработанных программно-технических средств для реализации Цифровой подстанции, а также результаты совместных испытаний оборудования на испытательном стенде ОАО «НИИПТ».

Решение по Цифровой подстанции готово к внедрению в рамках пилотного проекта. ■

ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМ АВТОМАТИЗАЦИИ И УПРАВЛЕНИЯ НА БАЗЕ СТАНДАРТОВ МЭК

Т.Г. Горелик, О.В. Кириенко, И.Е. Кумец

ООО «ЭнергопромАвтоматизация», г. Санкт-Петербург, Россия

ВВЕДЕНИЕ

Внедрение автоматизированных систем управления подстанциями с использованием традиционных методов проектирования представляет собой сложную трудоёмкую задачу, плохо поддающуюся унификации. Появление новых международных стандартов и информационных технологий открывает возможности современных подходов к решению этой задачи, позволяя создать подстанцию нового типа – цифровую подстанцию. Основной особенностью и отличием стандарта МЭК 61850 от других стандартов является то, что в нём регламентируются не только вопросы передачи информации между отдельными устройствами, но и вопросы формализации описания схем подстанции, схем защиты, автоматики и измерений, конфигурации устройств.

С внедрением стандарта МЭК 61850 появилась возможность автоматизировать описание структуры цифровой подстанции. SCL-файлы позволяют описать однолинейную схему подстанции, интеллектуальные электронные устройства, а также взаимосвязи между ними. Такое описание позволяет значительно упростить создание интегрированной АСУ ТП цифровой подстанции.

В ООО «ЭнергопромАвтоматизация» разработана система автоматизации проектирования цифровых подстанций SCADAStudio (рис. 1) на базе

открытых стандартов МЭК. Данная система может использоваться на всех этапах проектирования цифровой подстанции.

На первом этапе SCADAStudio позволяет создавать однолинейную схему подстанции. Описание однолинейной схемы подстанции соответствует стандарту МЭК 61850-6. В SCADAStudio применяется системный подход, при котором это описание используется для решения целого ряда задач. В частности, SCADAStudio позволяют экспортировать описание однолинейной схемы подстанции как в формат SCL, так и формат CIM RDF [2].

На втором этапе проектирования SCADAStudio позволяет выбрать задачи, которые должны решать устройства нижнего уровня (защиты, управление, оперативные блокировки, измерения т.д.) в привязке к однолинейной схеме подстанции. Решаемые задачи в терминологии МЭК 61850 – логические узлы. В этом случае элементам однолинейной схемы назначаются логические узлы, которые должны быть реализованы в устройствах нижнего уровня. На этом этапе заканчивается подготовка описания подстанции в виде SSD файла в соответствии со стандартом МЭК 61850.

На третьем этапе происходит подключение устройств нижнего уровня по ICD файлам, представленным производителями этих устройств. SCADAStudio позволяет установить взаимосвязи

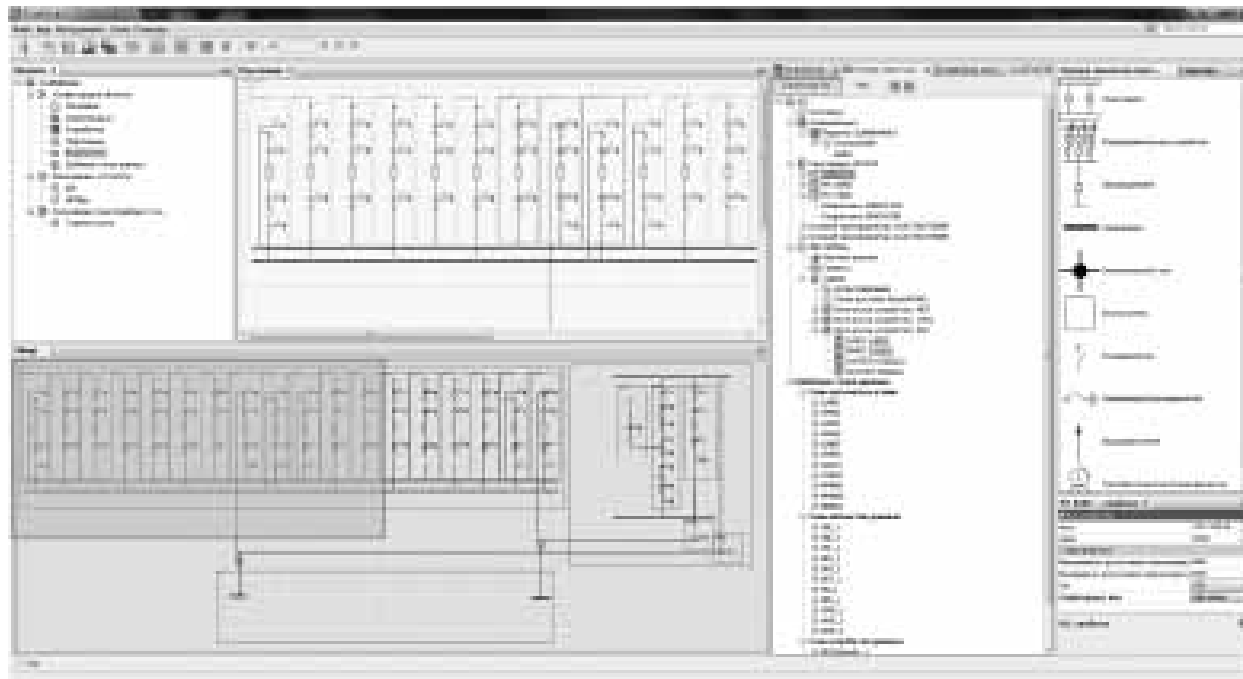


рис. 1 Система автоматизации проектирования SCADAStudio

между логическими узлами, привязанными к однолинейной схеме, узлами, реализованными в интеллектуальных электронных устройствах.

На четвёртом этапе SCADAStudio позволяет создавать алгоритмы (распределённую логику) МЭК 61850. Благодаря выполнению второго этапа проектирования часть алгоритмов может быть создана ещё до подключения в проект устройств нижнего уровня. Например, оперативные блокировки. Сложностью данного этапа является то, что стандарт МЭК 61850 распространяется только на коммуникации между устройствами и не предполагает описание логики. Для описания логики в SCADAStudio используется стандарт МЭК 61131 и формат Open PLC для экспорта алгоритмов.

На пятом этапе SCADAStudio можно выполнить моделирование работы оборудования цифровой подстанции. После того как подключены все устройства, а также настроено взаимодействие между ними необходимо провести проверку системы. Благодаря использованию стандарта МЭК 61850 и МЭК 61131 появляется возможность автоматизировать данный процесс. Описание подстанции вместе с алгоритмами автоматического управления позволяет осуществлять моделирование:

- Всех технологических процессов с разной степенью детализации.
- Отдельных алгоритмов (например, логики оперативных блокировок).
- Нагрузки на вычислительную сеть (при наличии соответствующего количества компьютеров).

Для упрощения моделирования система автоматизированного проектирования интегрируется с эмуляторами устройств МЭК 61850: позволяет экспортировать конфигурацию на эмуляторы устройств. Также система автоматизированного проектирования располагает средствами локальной отладки отдельных алгоритмов или групп алгоритмов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Создание цифровой подстанции требует наличия системы автоматизированного проектирования. Такая система должна базироваться на открытых стандартах МЭК 61850-6 SCL, МЭК 61970 CIM, МЭК 61131, МЭК 61499. Преимуществом системы проектирования цифровой подстанции по сравнению с традиционными САПР является возможность настройки комплекса (микропроцессорных устройств) непосредственно по результатам проектирования с минимальным количеством ручной работы. Другим преимуществом является возможность выполнять тестирование автоматизированной системы с различным уровнем детализации на разных этапах проектирования. Использование открытых международных стандартов повышает совместимость между программным обеспечением различных поставщиков оборудования и системой автоматизации проектирования. Модульный принцип построения позволяет расширять функционал системы в будущем. ■

НОВЫЕ ПРОГРАММНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ И РАЗРАБОТКИ

Т.Г. Горелик, О.В. Кириенко, И.Е. Кумец

ООО «ЭнергопромАвтоматизация», г. Санкт-Петербург, Россия

В 2011–2012 годах ООО «ЭнергопромАвтоматизация» разработало ряд новых программно-технических решений для автоматизации энергообъектов.

Одним из основных направлений инновационной деятельности компании является разработка новых программных и технических решений с поддержкой стандарта МЭК 61850 для реализации технологии «Цифровая подстанция».

В части технических средств компанией были созданы следующие устройства:

- Устройство мультиплексора Merging Unit, предназначенное для сбора данных от традиционных трансформаторов тока и напряжения и передачи этих данных по протоколу МЭК 61850-9-2 (Sampled Values) в контроллеры присоединений, устройства РЗА и другие интеллектуальные электронные устройства (ИЭУ).
- Выносные УСО (microRTU), устанавливаемые в распределительных устройствах, и предназначенные для сбора дискретной информации и передачи команд управления. Особенностью выносных УСО является то, что они устанавливаются в непосредственной близости от коммутационных аппаратов, что сокращает протяжённость кабельных связей на подстанции.
- Контроллер присоединения с возможностью приёма и выдачи аналоговых сигналов по МЭК 61850-9-2LE и поддержкой МЭК 61850-8-1 (MMS и GOOSE).

Инновационные устройства для цифровой подстанции выполнены по модульному принципу и позволяют совмещать в себе функции множества устройств. Например, выносные УСО и Merging Unit могут быть выполнены в одном конструктиве, что позволяет воспользоваться всеми преимуществами Цифровой подстанции без замены первичного оборудования. В случае установки оборудования цифровой подстанции в закрытых распределительных устройствах (например, КРУЭ) имеется возможность совместить функции выносного УСО, Merging Unit и контроллера присоединения, что позволяет значительно сократить затраты на внедрение технологий цифровой подстанции.

В части программных средств была разработана система автоматизированного проектирования Цифровой подстанции SCADA Studio, симулятор устройств, работающих по протоколу МЭК 61850-8-1 и МЭК61850-9-2 и регистратор сообщений МЭК 61850.

Оборудование для Цифровой подстанции разработки ООО «ЭнергопромАвтоматизация» протестировано и совместимо с оптическими трансформаторами тока и напряжения ЗАО «Профотек», МПРЗА НПП «ЭКРА», испытательным комплексом Omicron. Представленное оборудование позволяет создать первое полностью отечественное решение по технологии «Цифровая подстанция».

Другим важным направлением деятельности компании является разработка программных комплексов для информационно технологических и SCADA систем энергообъектов и энергообъединений.

В ООО «ЭнергопромАвтоматизация» разработан отечественный программно-технический комплекс для АСУ ТП энергообъектов ПТК NPT Expert, основой которого является SCADA NPT Expert. SCADA NPT Expert разработана с учётом особенностей российской энергетики и отвечает всем современным международным стандартам. Комплекс аттестован и успешно внедряется на объектах ФСК ЕЭС, РусГидро и Холдинга МРСК.

В 2012 году с учётом возникшего опыта эксплуатации SCADA NPT Expert была доработана для управления сетью энергообъектов классов напряжения от 0,4 до 500 кВ в рамках единого диспетчерского центра энергорайона (ДЦ РЭС).

Основные задачи, решаемые в современных SCADA, сводятся, как правило, к мониторингу и контролю текущего режима главной схемы и основного оборудования. Задачи прямого управления и выдачи советов дежурному персоналу по оперативному управлению решаются в ограниченных объёмах.

В 2011–2012 гг. разработана информационная система оценки ситуаций и принятия решений «Советчик диспетчера», которая обеспечивает сопровождение ведения нормального режима персоналом подстанции или энергорайона, выявление нештатных и предаварийных ситуаций, обнаружение аварийных ситуаций и изменений в установившемся режиме работы. Основное назначение задачи – выделить в первичной информации содержательное значение, характеризующее не перечень сработавших устройств, а сущность произошедшего.

Реализация задач удаленного управления и интеллектуализация обработки данных является ключевым этапом перехода к «умным сетям» – технологии SmartGrid. ■

НЕКОТОРЫЕ ПРОЕКТЫ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРОГРАММНО-АППАРАТНОГО КОМПЛЕКСА «RTDS» В НПП «ЭКРА»

В.А. Наумов, Е.А. Понамарёв

ООО «НПП «ЭКРА», г. Чебоксары, Россия

Программно-аппаратный комплекс (ПАК) «RTDS» (Real-Time Digital Simulator), предназначенный для моделирования электроэнергетических систем, довольно широко распространён среди научных и учебных заведений всего мира. В их числе и научно-производственное предприятие «ЭКРА».

Основными преимуществами комплекса «RTDS» перед другими расчётными комплексами (например, EUROSTAG, PSS/E) является моделирование процессов в режиме жесткого реального времени, а также наличие входных и выходных каналов (аналоговых и дискретных) для связи с внешними устройствами. НПП «ЭКРА» является одним из крупнейших производителей в России устройств релейной защиты и автоматики, в связи с чем имеет 2 комплекса «RTDS» для решения научно-производственных задач.

В настоящее время многие подразделения предприятия нашли применение «RTDS» в своей научной и практической деятельности. Решаются такие задачи, как:

- проверка методики выбора уставок ступенчатых защит линии 220 кВ;

- анализ работы резервных защит автотрансформатора, разработка рекомендаций по выбору уставок;
- проверка применимости дифференциальной защиты трансформатора для защиты БСК от внутренних повреждений;
- проверка алгоритмов функционирования устройства АЛАР, а также настройка его параметров.

Помимо вышеизложенного предприятие оказывает услуги по проведению расчётных экспериментов и модельных испытаний различных устройств релейной защиты и автоматики на ПАК «RTDS». Так, в настоящее время ведётся работа по подготовке к модельным испытаниям системы группового регулирования активной и реактивной мощности (ГРАПМ) для Саратовской ГЭС. Для чего в программе «RSCAD» (поставляется с «RTDS») собрана модель главной электрической схемы Саратовской ГЭС и прилегающего энергорайона. Возможность быстрого изменения конфигурации сети позволяет моделировать всевозможные нормальные и аварийные режимы работы электроэнергетической сети без существенных затрат времени.

Связь между ПАК «RTDS» и устройством ГРАПМ осуществляется по протоколу DNP3.0. ■

СИСТЕМА СИНХРОНИЗИРОВАННЫХ ВЕКТОРНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СЕТИ КЛАСТЕРА «ЭЛЬГАУГОЛЬ». ПРИНЦИПЫ РЕАЛИЗАЦИИ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

И.А. Тельгаев

ЗАО «НОВИНТЕХ», г. Москва, Россия

Одним из основных требований современной энергетики является надёжная и безопасная работа электроэнергетических систем. Мониторинг переходных режимов в системе позволяет уменьшить или предотвратить последствия крупных системных аварий. Используемые SCADA системы не могут обеспечить получение информации с удовлетворительной для данных целей точностью и разрешающей способностью. Поэтому для целей

СМПР были разработаны специальные устройства синхронизированных векторных измерений (PMU). Благодаря синхронизированному замерам параметров режима в реальном времени в различных узлах системы и передаче их на центральный сервер становится возможным организовать мониторинг переходных режимов, а также сформировать основу для управления и защиты в режиме реального времени.

Система синхронизированных векторных измерений (WAMS) в энергокластере «Эльгауголь» создается для измерения и визуализации характеристик транзита между ПС «Призейская» и ПС «Эльгауголь», обработки и хранения полученной информации на серверах ЦУГП, а также для мониторинга воздействий автоматизированных активно-адаптивных алгоритмов управления СКРМ, в том числе и для дополнительной верификации параметров автоматической адаптивной системы оптимального управления напряжением и реактивной мощностью (ААСОУ). В долгосрочной перспективе рассматривается возможность создания системной защиты на базе WAMS.

Главным отличием WAMS энергокластера «Эльгауголь» от уже реализованных аналогичных систем является ее интеграция в шину процесса по протоколам МЭК61850-9-2 и МЭК61850-8-1, что соответствует общей стратегии внедрения принципов «Цифровой подстанции».

В данном докладе представлен обзор системы WAMS, планируемой к созданию в энергокластере «Эльгауголь», а также производится анализ преимуществ перед традиционными системами мониторинга. В заключение приведены рекомендации к использованию данных систем в будущем.

Энергетический кластер «Эльгауголь» включает в себя двухцепный транзит ВЛ 220 кВ с подстанциями: ПС 220 кВ «Эльгауголь», ПС 220 «А», ПС 220 «Б», ПС 220 кВ «Призейская». Проектируемая подстанция 220/110/35 кВ Эльгауголь размещается на территории Эльгинского угольного месторождения, расположенного в юго-восточной части республики Саха (Якутия) и предназначена для электроснабжения Эльгинского угольного комплекса (ЭУК) ОАО ХК «Якутуголь». Проектируемая подстанция 220/35/10 кВ А размещается на северо-востоке Амурской области, проектируемая подстанция 220/35/10 кВ Б размещается в юго-восточной части республики Саха (Якутия), на расстоянии примерно 102 и 217 км соответственно от существующей ПС 220 кВ Призейская (Амурская энергосистема). Подстанции А и Б предназначены для электроснабжения потребителей подъездного железнодорожного пути от ж.д. станции Улак к Эльгинскому угольному месторождению (ж/д станции А и Б). Подстанция 220/35/10 кВ Призейская размещается в п.Верхнезейск Амурской области, в 180 км севернее г. Зейя и предназначена для электроснабжения потребителей района Байкало-Амурской магистрали (БАМ).

Система WAMS энергокластера состоит из 8 устройств синхронизированных векторных измерений (PMU) и 4 концентраторов векторных данных (PDC). На каждой из подстанций устанавливается по 2 PMU и 1 PDC. Установленные PMU производят замеры параметров транзита (напряжения на

линиях и шинах, тока в линиях, активная и реактивная мощность, частота и т.д.) в соответствии с протоколом С37.118. Получение информации от измерительных трансформаторов и коммутационной аппаратуры происходит по шине процесса от специальных устройств сопряжения (МЭК 61850). Синхронизация измерений осуществляется по протоколу РТР так же посредством шины процесса, что позволяет избавиться от отдельной сети синхронизации. Полученную информацию РМУ отправляют подстанционному концентратору, где происходит их корреляция, обработка, а также архивация полученных значений как в нормальном режиме с частотой 2 раза в секунду, так и в переходном режиме с частотой 200 раз в секунду. Сообщения от подстанционного концентратора передаются в ЦУГП и ААСОУ группы подстанций.

На верхнем уровне планируется реализация системы визуализации и анализа полученных данных на базе специализированного ПО концентраторов векторных измерений. Функции системы:

- расчёт параметров режима на основании полученных данных (разность фазовых углов, перетоков мощностей и т.д.),
- определение отклонения величин от установленного номинального значения,
- оценка запаса реактивной мощности,
- определение и сигнализация ненормальных режимов,
- визуализация измеренных и рассчитанных параметров (графики, столбчатые диаграммы, мнемосхемы, векторные диаграммы и т.д.) в реальном времени,
- воспроизведение данных из архива,
- разграничение уровней доступа пользователей.

Таким образом, в энергокластере «Эльгауголь» будет создана полноценная, полностью цифровая система WAMS, позволяющая в реальном времени осуществлять мониторинг транзита, переходных режимов и работы системы автоматического адаптивного оптимального управления напряжением и реактивной мощностью. Благодаря этому точность, а соответственно и эффективность планирования работы системы значительно возрастёт.

В будущем такая система сможет послужить полноценной базой для создания систем защиты энергосистемы WAPS, задачи которой, помимо предупредительных и корректирующих процедур управления, включают в себя и резервную защиту системы. Но на пути решения таких задач предстоит столкнуться с множеством вопросов в таких сферах, как резервирование, обмен данными, надёжность и т.д. ■

ПРИНЦИПЫ РЕАЛИЗАЦИИ ШИНЫ ПРОЦЕССА «ЦИФРОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ» НА БАЗЕ ИНФОРМАЦИОННЫХ СЕТЕЙ С ВЫСОКОЙ ГОТОВНОСТЬЮ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ

А.Э. Серрато

ЗАО «НОВИНТЕХ», г. Москва, Россия

Шина процесса является неотъемлемой частью системы автоматизации цифровой подстанции, основной задачей которой, является обеспечение информационного обмена между первичным оборудованием и устройствами уровня присоединения. Шину процесса можно разделить на два функциональных контура: первый – решает задачу интеграции коммутационного оборудования, второй – измерительных трансформаторов тока и напряжения.

Для осуществления интеграции в шину процесса первичного оборудования применяется Устройство Сопряжения с Шинной (УСШ) или Merging Unit. УСШ, подключенное к цепям измерительных трансформаторов, осуществляет преобразование и публикацию измерений в цифровой поток согласно стандарту МЭК 61850-9-2(LE). При этом передаваемые адресатам мгновенные значения тока и напряжения должны быть точно синхронизированы по времени. Таким образом, возникают две основные задачи при разработке архитектуры шины процесса:

1. обеспечение точной синхронизации
2. обеспечение отказоустойчивости информационной сети

Применение протокола Precision Time Protocol (PTP), описанного стандартом IEEE 1588, позволяет выполнять синхронизацию устройств с погрешностью менее 1 микросекунды, при этом передача сигналов точного времени осуществляется по

той же Ethernet сети, по которой осуществляется обмен основными данными. В такой схеме в результате неисправности сетевых элементов может произойти потеря синхронизации, приводящая к нарушению функциональности устройств уровня присоединения.

Очевидно, что работа шины процесса с поддержкой протокола PTP напрямую сказывается на работе устройств защиты, а следовательно, и всей подстанции, поэтому необходима разработка таких архитектур, которые могут исключить зависимость от Ethernet-коммутаторов при реализации наиболее ответственных схем защиты.

Решением проблемы, является применение протоколов резервирования Parallel Redundancy Protocol (PRP) и High Availability Seamless Redundancy (HSR), позволяющие создавать сеть с высокой готовностью функционирования. Применение этих протоколов обеспечивает минимальное время реконфигурации сети в случае нарушения исправности линий связи, Ethernet-коммутаторов или сетевых интерфейсов (т.н. «бесшовное» переключение).

Исследование различных моделей построения шины процесса на базе сети с высокой готовностью функционирования и поддержкой протокола PTP необходимо для оценки показателей надежности и точности синхронизации выбранной архитектуры. ■

АЛГОРИТМЫ ФУРЬЕ ДЛЯ БЫСТРОДЕЙСТВУЮЩИХ ЦИФРОВЫХ ЗАЩИТ

В.И. Антонов, В.А. Наумов, А.В. Солдатов, А.И. Фомин

ООО «НПП «ЭКРА», г. Чебоксары, Россия

Быстродействие широко применяемого в цифровой релейной защите [1] и устройствах измерения комплексных величин – фазоров (Phasor Measurements Unit) [2, 3] традиционного алгоритма Фурье в принципе не может быть лучше периода. Поэтому в защитах, быстродействие которых должно быть лучше полупериода основной гармоники, должны использоваться алгоритмы Фурье с неполным окном, формирующие оценку ортогональных составляющих основной гармоники по отсчетам сигнала на отрезке, меньшем полупериода сигнала [4, 5]. Они основаны на принципе оптимальности оценки ортосоставляющих по критерию наименьших квадратов.

Поскольку способы достижения указанной оптимальности различны, то это приводит к разным реализациям алгоритма Фурье с неполным окном.

1. Оптимальность оценки алгоритма Фурье по критерию наименьших квадратов

Определение ортосоставляющих основной гармоники, представленной моделью

$$\hat{x}_0(k) = A \cos(k\omega_0 T_s + \psi) = c \cos(k\omega_0 T_s) - s \sin(k\omega_0 T_s),$$

можно рассматривать как решение задачи метода наименьших квадратов

$$E(k) = \min_{c,s} \sum_{l=k-n+1}^k e^2(l) \quad (1)$$

Здесь n – ширина окна данных, T_s – период дискретизации, kT_s – текущее дискретное время, c и s – ортосоставляющие. В общем случае невязка

$$e(k) = x(k) - F_q \{x(k)\} - \hat{x}_0(k)$$

может содержать линейный оператор q -го порядка $F_q \{x(k)\}$ например, оператор заграждения кратных гармоник. Решение задачи (1) даётся системой:

$$\begin{aligned} c \sum_{l=k-n+1}^k \cos(l\omega_0 T_s) \begin{Bmatrix} \cos(l\omega_0 T_s) \\ \sin(l\omega_0 T_s) \end{Bmatrix} - s \sum_{l=k-n+1}^k \sin(l\omega_0 T_s) \begin{Bmatrix} \cos(l\omega_0 T_s) \\ \sin(l\omega_0 T_s) \end{Bmatrix} = \\ = \sum_{l=k-n+1}^k [x(l) - F_q \{x(l)\}] \begin{Bmatrix} \cos(l\omega_0 T_s) \\ \sin(l\omega_0 T_s) \end{Bmatrix} \end{aligned} \quad (2)$$

Возможно несколько вариантов – в зависимости от реализации алгоритма Фурье (2):

- известна частота сети, тогда $\omega_0 = \omega$, значения косинусов и синусов пересчитываются; при этом ширина окна данных n должна быть не меньше $q + 2$;
- синхронная дискретизация сигнала – число отсчетов сигнала на периоде основной гармоники постоянно при любой частоте сети $\omega T_s = \omega_0 T_s = 2\pi/N$, $N = \text{const}$, $n \geq q + 2$;
- классический алгоритм Фурье.

В первых двух вариантах ширина окна данных может быть меньше периода основной гармоники.

2. Ограничения классического алгоритма Фурье

Поскольку усреднение подавляет кратные гармоники и ослабляет высокочастотный шум, то обычно в классическом алгоритме Фурье оператор $F_q \{x(k)\} = 0$. Синхронная дискретизация сигнала принципиальна. В этом случае $\omega T_s = \omega_0 T_s = 2\pi/N$, $N = \text{const}$, $n = N$. На практике это достигается тем, что в терминале защиты предусматривают систему для определения частоты сети [6] с тем, чтобы программно пересчитать несинхронизированные отсчеты в последовательность синхронных отсчетов [7].

В случае несинхронной дискретизации сигнала $\omega_0 \neq \omega$, $\omega T_s \neq 2\pi/N$ классический алгоритм Фурье имеет методическую погрешность, обусловленную недостаточным подавлением составляющих боковой частоты $\omega_\Sigma = \omega_0 + \omega$ из-за того, что усреднение осуществляется на отрезке $T_0 = 2\pi/\omega_0$, длина которого при уходе частоты сети от номинальной становится не кратной периоду $T_\Sigma = 2\pi/\omega_\Sigma$.

3. Модификация классического алгоритма Фурье для сигнала с несинхронной дискретизацией

Для подавления слагаемой боковой частоты ω_Σ применяется оператор заграждения гармоники частотой ω_Σ , имеющего вид фильтра второго порядка

$$F_2 \{x(k)\} = a_1 x(k-1) + x(k-2), \quad a_1 = -2 \cos(\omega_\Sigma T_s) \quad (3)$$

При $\omega_1 = \omega_2$ оператор (3) пригоден для подавления составляющих боковой частоты, что исключает методическую погрешность алгоритма при уходе частоты сети от номинального значения.

Отсюда следует, что операторы усреднения, используемые в алгоритмах Фурье, не обязательно должны иметь окно, равное строго периоду T_0 опорного сигнала. Это свойство, привносимое применением заграждающих фильтров, приводит к фильтрам с неполным (сокращённым) окном усреднения.

В случае зашумления сигнала $x(k)$ высшими гармониками приходится дополнять фильтр Фурье с неполным окном заграждающим оператором $F_q\{x(k)\}$, включающим в себя несколько фильтров вида (3) (например, для $\omega_1 = 3\omega$ и 5ω) [8]. Влияние аperiodической составляющей на точность оценки ортосоставляющих можно исключить с помощью заграждающего фильтра аperiodической составляющей

$$F_1\{x(k)\} = e^{-\beta T_s} x(k-1), \quad (4)$$

где коэффициент затухания β обычно принимают равным 0.

Для сохранения точности оценки ортосоставляющих необходимо изменять частоту опорного сигнала ω_0 , подгоняя ее ближе к ω . Для этого алгоритм снабжают системой автоподстройки частоты опорного сигнала [6].

В связи с тем, что заграждающие фильтры (3) и (4) и оператор усреднения вносят смещение в оценку ортосоставляющих основной гармоники в соответствии со своими частотными характеристиками на частоте ω , необходимо предусмотреть компенсацию амплитуды и фазы.

4. Реализация алгоритма Фурье с неполным окном по методу наложения моделей (синхронная дискретизация)

Он основан на решении системы нормальных уравнений, получаемых из условия (1), путём последовательного наложения промежуточных моделей:

$$e_{\sigma i}(k) = x(k) - F_q\{x(k)\} - c_{\sigma i} \cos(k\omega_0 T_s) + s_{\sigma i} \sin(k\omega_0 T_s), \quad i = \overline{1,3},$$

где $c_{\sigma i}$ и $s_{\sigma i}$ – ортосоставляющие промежуточных моделей (индекс σ обозначает номер этапа наложения, i – номер промежуточной модели).

Наиболее просто и удобно вначале (нулевой этап наложения $\sigma = 0$) выбирать $c_{02} = s_{03} = 1$, а все остальные переменные принимаются равными нулю.

ВЫВОДЫ:

1. Оценка ортосоставляющих основной гармоники для быстродействующих цифровых защит возможна за время меньше полупериода при использовании алгоритмов Фурье с неполным окном. Принципиальная возможность сокращения окна данных в новых алгоритмах Фурье появляется за счет подавления составляющих боковой частоты операторами заграждения или синхронной дискретизации.
2. Преимущества синхронной дискретизации с точки зрения быстродействия в полной мере могут использоваться только алгоритмами Фурье, полученными исходя из решения задачи метода наименьших квадратов на неполном окне данных. Для классического алгоритма Фурье синхронная дискретизация является лишь необходимым условием для исключения методической погрешности и не даёт никакого выигрыша по быстродействию. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Шнеерсон Э.М. Цифровая релейная защита. – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 549 с.
2. IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems, March 22, 2006. IEEE Std C37.118-2005.
3. Phadke A.G., Thorp J.S. Synchronized Phasor Measurements and Their Applications. – Springer Science+Business Media, LLC, 2008. – 247 p.
4. Антонов В.И., Лазарева Н.М.: Пуляев В.И. Методы обработки цифровых сигналов энергосистем. М.: НТФ «Энергопрогресс», «Энергетик». 2000. – 83 с.
5. Phadke A.G, Thorp J.S. Computer Relaying for Power Systems. 2nd Edition. – John Wiley & Sons, Ltd., 2009 – 326 p.
6. Антонов В.И., Ильин А.А., Лазарева Н.М. Адаптивные алгоритмы оценки частоты сети для цифровых систем релейной защиты и автоматики // Электротехника, 1995, №8, с.29-31.
7. Warichet J., Sezi T., Maun J-C. A Synchrophasor Measurement Algorithm Suitable for Dynamic Applications // Proc. of 16th Power Systems Computation Conference, Glasgow, Scotland, July 14-18, 2008.
8. Антонов В.И., Лазарева Н.М.: Шевцов В.М. Неадаптивные алгоритмы оперативной обработки сигналов релейной защиты и автоматики // Вестник Чувашского университета. 1995. №2. С. 87–93.

ОПЫТ РЕАЛИЗАЦИИ И ВНЕДРЕНИЯ РЕШЕНИЙ ЦИФРОВЫХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ НА БАЗЕ МЭК 61850

Д.Н. Летуновский

ЗАО «НОВИНТЕХ», г. Москва, Россия

Компания НОВИНТЕХ на данный момент ведет разработку двух пилотных проектов цифровой подстанции – системный инжиниринг проекта цифровой подстанции «Надежда» МЭС Урала, а также выполнение полного комплекса работ по созданию группы цифровых подстанций интеллектуальной сети кластера Эльгауголь МЭС Востока. В рамках обоих проектов подсистемы РЗА, АСУ ТП и АИСКУЭ цифровой подстанции создаются на базе всестороннего применения стандарта МЭК 61850, в том числе с применением шины процесса в соответствии с МЭК 61850-9-2LE.

В рамках пилотных проектов цифровой подстанции опробуется три различных принципа построения шины процесса:

1. С помощью оптических ТТ и ТН с цифровым выходом в соответствии с МЭК 61850-9-2LE.
2. С помощью традиционных ТТ и ТН посредством устройств сопряжения с шиной процесса в соответствии с МЭК 61850-9-2LE.
3. Построение системы РЗА на базе решения HardFiber GE Multilin.

Одной из базовых задач построения цифровой подстанции является определение структуры шины процесса, которая включает в себя – схему распределения источников шины процесса по клеммам ТТ и ТН, определение декомпозиции функций релейной защиты и управления по ИЭУ, схему распределения информационных потоков по сетевым коммутаторам. Для создания структуры шины процесса необходимо определить подход к функциональному и аппаратному резервированию, т.е. необходимость установки второго источника шины процесса для резервных защит элемента, установки отдельных источников для подсистем АСУ ТП и АИСКУЭ, возможность совмещения нескольких функций в одном ИЭУ, определить топологию и поддерживаемый протокол резервирования сетевой инфраструктуры.

Спецификация МЭК 61850-9-2LE фиксирует состав передаваемых фреймов в формате 4 тока и 4

напряжения, однако топология построения первичных схем подстанций высокого напряжения в большинстве случаев не предполагает установку в одной точке замера источников по току и напряжению. Это приводит к излишнему количеству потоков в сети с неполным набором используемых аналоговых значений и как следствие значительное повышение информационной загрузки сети. Кроме того, некоторые из приёмников не поддерживают приём нескольких потоков, что накладывает на источники шины процесса требование формирования полного набора аналоговых данных путем одновременной подписки на недостающие аналоговые значения и публикации полного набора аналоговых величин. Снижение загруженности сетевого трафика требует оптимизации набора данных, содержащихся в каждом информационном потоке шины процесса, в соответствии с топологией первичной сети.

С применением шины процесса каждое ИЭУ получает доступ к большему количеству информации, а возможности современной МП техники позволяют выполнять её обработку и использовать для реализации комплекса функций в одном ИЭУ. Оптимальная декомпозиция функций автоматики и управления по ИЭУ позволяет сократить занимаемое цифровой системой управления на ОПУ место, повысить экономический эффект, упростить проектирование, обслуживание и ввод в работу. В рамках проекта «Эльгауголь» комплексная система автоматизации подстанции iSAS производства компании ЛИСИС будет выполнять полный набор функций релейной защиты, в том числе дифференциальную защиту шин и дистанционные защиты ряда присоединений, и управления 14 присоединениями КРУ 35кВ.

Обозначенные в тезисах базовые проблемы внедрения решений цифровой системы управления на базе МЭК 61850 требуют проработки и совместного обсуждения представителями эксплуатации, проектных организаций, производителей оборудования и интеграторов технических решений. ■

Д.Н. Летуновский

ЗАО «НОВИНТЕХ», г. Москва, Россия

При разработке основных технических решений по проекту цифровой подстанции «Надежда» МЭС Урала и по пилотному проекту группы цифровых подстанций кластера Эльгауголь МЭС Востока специалисты компании столкнулись с отсутствием разработанных концептуальных решений и руководящих указаний, регламентирующих функционирование подсистем цифровой подстанции. Несмотря на опубликованные протоколы передачи цифровой информации МЭК 61850-9-2 и МЭК 61850-8-1, резервирования сетевой инфраструктуры МЭК 62439-4 PRP и МЭК 62439-5 HSR, синхронизации по времени IEEE 1588v2, до сих пор отсутствуют руководящие указания по конкретному применению указанных стандартов как в рамках подсистем цифровой подстанции, так и в комплексе. Исключением является спецификация МЭК 61850-9-2LE, разработанная IEC, благодаря данному документу производители оборудования сумели достичь совместимости при работе по шине процесса.

Стандарт МЭК 61850 определяет единую информационную шину процесса для всех функций релейной защиты, управления и учёта на подстанции. Источниками шины процесса служат устройства сопряжения с шиной процесса (УСШ) для датчиков тока и напряжения на традиционном принципе и блоки электронных преобразователей для оптических датчиков. В связи с тем что в РФ принято разделение подсистем РЗА, АСУ ТП и АИИСКУЭ по датчикам тока напряжения с использованием отдельных керна ТТ и вторичных обмоток ТН, возникает расхождение с базовыми принципами единой информационной шины процесса в соответствии с МЭК 61850. Также возникают трудности с обеспечением разделения основных и резервных защит как по источникам шины процесса так и по сетевой инфраструктуре. Данные решения должны быть отражены в схемах распределения источников шины процесса по кернам ТТ и обмоткам ТН с указанием соответствующих приёмников шины процесса.

В связи с тем что шина процесса требует организации высокоскоростных и надёжных каналов цифровой связи, особое внимание должно быть уделено проектированию сетевой инфраструктуры шины процесса. В состав проектной документации должны быть включены таблицы SV потоков с указанием источников и приёмников информации, расчёты пропускной способ-

ности по каждому каналу сетевых коммутаторов, решения по оптимизации распределения потоков с помощью разделения по виртуальным подсетям и назначения приоритетов.

Также требует проработки состав передаваемых фреймов SV потоков, несмотря на опубликованные рабочей группой IEC спецификации IEC 61850-9-2LE, решение по формированию потоков содержащих (4I;4U) не является оптимальным в связи с отсутствием в одной точке замера датчиков и тока и напряжения для большинства схем распределительных устройств высокого напряжения, излишней информационной нагрузкой сетевой инфраструктуры, излишним количеством устройств сопряжения с шиной процесса. В свою очередь состав передаваемых фреймов SV потоков оказывает непосредственное влияние на аппаратное исполнение источников шины процесса.

Сокращение протяжённости кабельных связей приводит к уменьшению значимости кабельного журнала и необходимости наглядного и однозначного представления передаваемых информационных потоков как по шине процесса, так и по подстанционной шине. Данную задачу решают схемы подстанционной цифровой коммуникации, а их создание должно быть максимально автоматизировано применением системных конструкторов МЭК 61850.

Схемы внутренней функциональной логики ИЭУ должны учитывать требования стандарта МЭК 61850-7-500, определяющего применение концепции логических узлов для моделирования простых и распределённых функций автоматизации, а также структуру обмена информацией между функциями.

В докладе приводятся решения по обозначенным задачам применяемые специалистами компании НОВИНТЕХ в ходе разработки проектов цифровой подстанции «Надежда» и группы цифровых подстанций кластера Эльгауголь. Особое внимание уделено составу проектной документации цифровой подстанции, требованиям к содержанию составных частей проекта. Обозначаются проблемы, требующие совместной проработки с точки зрения концепции цифровой подстанции инжиниринговыми компаниями, производителями оборудования и сетевыми компаниями. Также поднимается проблема несоответствия требований международных стандартов требованиям эксплуатационных организаций РФ. ■

Е.В. Романова

ОАО «Электроприбор», г. Чебоксары, Россия

В последние несколько лет в среде российских специалистов в области энергетики (менеджеров верхнего звена, проектантов, системных интеграторов) становится все более популярным пришедший к нам с Запада термин «Smart Grid». В России это переводится как «умные сети» или «интеллектуальные сети».

В Европе данный термин имеет достаточно конкретное значение: это электрические сети, оснащённые в необходимой степени современными средствами телекоммуникаций, обеспечивающими двусторонние обмены в цифровом формате всех участников производства, распределения и потребления электроэнергии.

В России в понятие Smart Grid вкладывается расширенный смысл: комплексная модернизация и инновационное развитие всех субъектов электроэнергетики (и технологических и коммуникационных) на основе передовых технологий.

Что бы в каждом конкретном случае ни понималось под термином Smart Grid, общим и обязательным атрибутом для данного вида электрических сетей является необходимость преобразования большого количества аналоговых, по физической сути, показателей качества электрической энергии в цифровой формат.

КАК ЖЕ ВЫГЛЯДИТ СИТУАЦИЯ СЕГОДНЯ?

подавляющее большинство подстанций построены в 70–80-х годах прошлого века. Измерительная часть их оборудования укомплектована преимущественно стрелочными измерительными приборами и измерительными преобразователями миллиамперной идеологии. Модернизация измерительного оснащения и перевод основной массы измеряемых параметров в цифровой формат, на таких подстанциях сопряжена с заметными затратами.

По нашим данным, сейчас в эксплуатации находится более 300 млн шт. старых стрелочных приборов с износом, превышающим 80–85%. Эта ситуация порождает ряд проблем:

1. Затраты на обслуживание с каждым годом возрастают (ремонт, ежегодная поверка, калибровка, содержание обменного фонда и т.д.)
2. Показания приборов не дают реальной картины оперативному персоналу.

К сожалению, в последние десятилетия основные усилия были направлены не на внедрение новых технологий, а на поддержание работоспособности действующего оборудования. Кардинальным образом повысить надёжность электроснабжения уже невозможно за счёт ремонта, необходимо техническое перевооружение и реконструкция.

Существует много подходов к повышению наглядности состояния электросетей и изменения описанной ситуации, которые условно можно разбить на 2 большие группы, каждая из которых имеет свои преимущества.

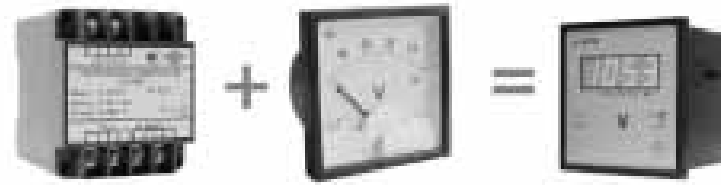
Первый вариант: постепенная замена приборного парка, проводимая в рамках плановых ремонтных работ. Это вариант, когда снимается старый стрелочный прибор (вышедший из строя или отработавший свой срок) и на его место устанавливается цифровой прибор со стандартным интерфейсом. Такой способ имеет право на жизнь в тех случаях, где всем очевидно далеко не полное соответствие оснащённости подстанций современным требованиям к наглядности состояния электросетей и в то же время не выделяется значимых средств на их переоснащение.

Основные преимущества первого варианта:

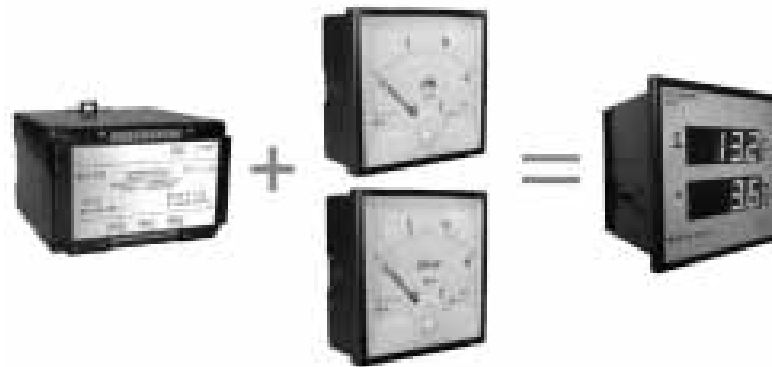
1. Повышается точность измерений. Стрелочные щитовые приборы имеют класс 1.5 и не предназначены для измерения переменного тока в начале шкалы (20...30% и менее). Цифровые приборы имеют класс точности 0.5, в том числе – и в начале диапазона измерения.
2. В цифровых приборах полностью сохранено посадочное место и способы крепежа стрелочных приборов, что исключает необходимость слесарной доработки щитов.
3. Программируемый диапазон приборов позволит значительно сократить запас приборов обменного фонда, поддержание которого также является головной болью метрологической службы.
4. Наличие в приборах интерфейса RS-485 с протоколом Modbus позволяет объединять их в цифровую сеть с компьютерами, контроллерами, электронными счётчиками и многофункциональными измерительными преобразователями.

Постепенная замена

измерение напряжения (тока)



измерение активной и реактивной мощности



параметры цифровых приборов для энергетики

габаритные размеры
120x120 мм, 96x96 мм

рабочий диапазон температур:
от -40°C до +55°C

питание:
85...242 В переменного тока

или
100...265 В постоянного тока

интерфейс:
RS485
(протокол Modbus RTU)

цвет индикатора:
красный, зелёный, жёлтый

рис. 1 Иллюстрация варианта 1

Простая установка таких приборов на место старого стрелочного не требует никаких конструктивных изменений в самом щите. Каждый самый простой такой прибор заменяет собой 2 аналоговых устройства: стрелочный прибор и измерительный преобразователь, что позволяет сократить затраты на обслуживании и содержании обменного фонда (рис.1). Причём цена этих устройств сопоставима. Существуют 2- и 3-канальные исполнения приборов, и в целом цена измерения по одному каналу в этом случае выходит значительно ниже.

Второй вариант: чаще приемлем в условиях проектирования новых объектов или кардинальной реконструкции старых. Его суть заключается в установке одного многофункционального прибора и подключения к нему ряда индикаторных панелей, которые в удобном для заказчика виде будут отображать необходимые величины.

Для реализации данного варианта Чебоксарским заводом «Электроприбор», серийно производится многофункциональный прибор ЦМ120, предназначенный для измерения всех основных параметров 3-фазной 3- или 4-проводной электрической сети. Это все фазные и междуфазные токи и напряжения, частота сети, активная, реактивная и полная мощности. Прибор производится как совместной разработкой завода с ИЦ Энергосервис (г. Архангельск) на базе использования механизма работы хорошо известного многофункционально-го преобразователя ЭНИП-2.

Кроме метрологических функций по точному измерению данных параметров прибор обладает целым рядом коммуникационных функций. Это:

1. Дискретный вход (телесигнализация, ТС) 6 входов «сухой контакт», напряжение 24В, ток 10мА
2. Дискретные выходы (телеуправление, ТУ) через внешний блок ЭНМВ по интерфейсу CAN, 3 релейных выходы (включить, отключить, блокировка), = 300 В, ~250 В, 100 мА
3. Тип интерфейса:
 - RS485 протокол ГОСТ Р МЭК 870-5-1-95 ModBus RTU, – до 3 каналов
 - Ethernet, пр. 10Base-T
 - ГОСТ Р МЭК 60870-5-104-2004
 - CAN – USB 2.0
4. Журнал событий вкл./выкл. (32 последних события), телесигнализация (256 срабатываний входов ТС), изменение коэффициентов трансформации и времени калибровки
5. Часы реального времени (RTC) учёт хронометрических данных (текущее время, дата)

Может быть исполнение прибора с сенсорным цветным экраном.

На рисунке 2 приведён пример использования коммуникационных возможностей прибора ЦМ120 в системах сбора и передачи данных.

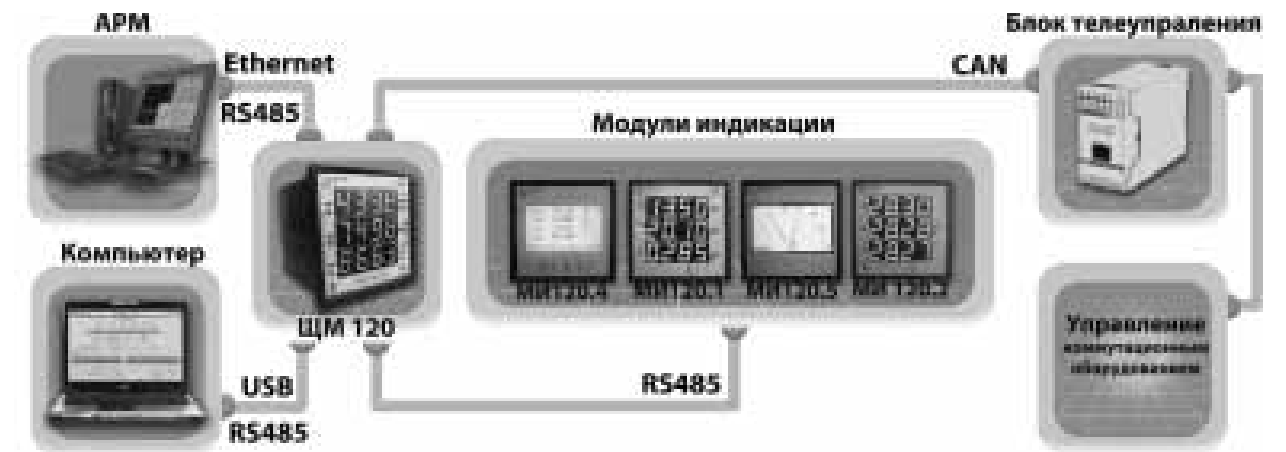


рис. 2 Использование прибора ЦМ120

Преимущества данного подхода при модернизации существующих станций очевидны:

1. Это экономически более выгодный вариант, т.к. стоимость измерения и отображения одного параметра существенно ниже.
2. Существенно сокращается количество измерительного оборудования установленного в типовой ячейке, что приводит к повышению надёжности и качество системы в целом.
3. Новые многофункциональные преобразователи и приборы имеют высокое быстродействие (менее 100 мс) и целый набор коммуникационных возможностей, что позволяет их использовать для решения различных задач.
4. Ещё одна проблема, стоящая перед метрологами, – это периодическая поверка приборов. В данном примере необходимо будет переповерять или калибровать лишь одно изделие, и всего лишь раз в шесть лет, индикаторные панели не являются СРЕДСТВАМИ ИЗМЕРЕНИЙ.
5. Возможность перенастраивать индикаторные панели под индивидуальные параметры позволит значительно сократить запас приборов обменного фонда, поддержание которого так же является головной болью метрологической службы.

В последнее время по всей стране шквалом идет информация об ЧП и авариях на многих энергетических объектах, главным виновником которых, как правило, объявляют некорректную работу автоматики или пресловутый «человеческий фактор». Но даже реализация этих двух подходов не сможет свести к минимуму негативное влияние «человеческого фактора» при выборе несоответствующих средств измерений.

Немалые финансовые средства, выделяемые на модернизацию средств измерений, привлекают

на этот рынок коммерческие структуры, пытающиеся выжать из данного процесса максимум сиюминутной и личной выгоды.

В частности, в последнее время очень массово на рынке средств измерений стали появляться приборы китайского производства несоответствующего качества. Да, они действительно внешне похожи на приборы, та же коробочка, такие же цветные циферки прыгают. Серьёзный и не смешной вопрос стоит в том, что же они показывают. А ведь это опять – те же показания, основываясь на которых, дежурный персонал принимает решения о тех или иных действиях. И именно эти измерения поступают в автоматику, которая потом «обвиняется в некорректной работе».

Каждый метролог хорошо понимает, что отсутствие таких данных, как нормируемый частотный диапазон измеряемых сигналов, нормируемая дополнительная погрешность от влияющих факторов (температура, влажность, частота, коэффициент мощности), нормируемые метрологические характеристики (класс точности) выходных сигналов и т.д., означает, что использование данных приборов с неизвестными значениями основных метрологических характеристик не может гарантировать достоверность получаемых измеренных параметров в электрических сетях.

А это, в свою очередь, будет приводить к ошибочной оценке оперативной ситуации, неверным действиям персонала, аварийным ситуациям и сбоям. Поэтому вопрос выбора качественных средств измерений, которые уже имеют опыт эксплуатации на реальных объектах, становится достаточно актуальным.

Выбирая в качестве поставщика проверенных временем российских производителей, минуя многочисленные коммерческие структуры, возможно снизить риски поставки продукции ненадлежащего качества. ■

РАБОТА ДИСКРЕТНЫХ ВХОДОВ МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ РЕЛЕЙНЫХ ЗАЩИТ ПРИ КОНДУКТИВНЫХ ПОМЕХАХ В СИСТЕМАХ ОПЕРАТИВНОГО ПОСТОЯННОГО ТОКА

Ю.П. Гусев, Ю.В. Монаков, Г.Ч. Чо

МЭИ, г. Москва, Россия

С распространением в России микропроцессорных релейных защит и автоматики (МПРЗА) растёт количество несанкционированных отключений силового оборудования, приводящих к ограничению потоков мощности. Основная причина таких отключений – недостаточная помехозащищённость дискретных входов (ДВ) МПРЗА от кондуктивных помех, вызванных замыканиями на землю в распределительной сети систем оперативного постоянного тока (СОПТ). До появления стандарта ОАО «ФСК ЕЭС» [1], в действующих нормативных документах отсутствовали требования к помехозащищённости ДВ МПРЗА, обеспечивающие их устойчивую работу при замыканиях на землю в СОПТ. В данной статье приведены результаты расчётно-теоретических исследований и натурных экспериментов, проведённых для установления причин ложных срабатываний ДВ МПРЗА и поиска путей решения этой проблемы.

На рис. 1 приведена упрощённая схема замещения распределительной сети СОПТ.

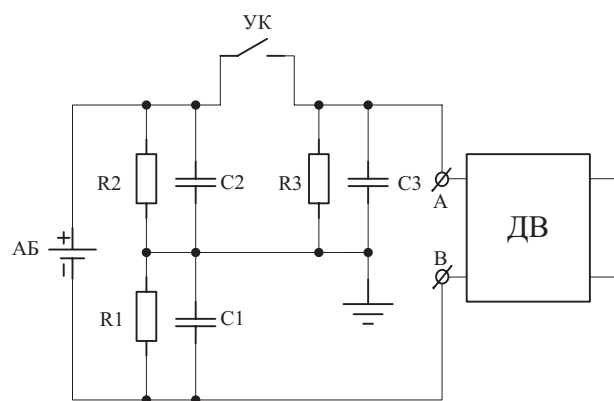


рис. 1 Схема замещения СОПТ с подключённым ДВ МПРЗА

Резисторы R1 и R2 отражают суммарные утечки тока на землю, соответственно, с отрицательного полюса сети («-») и положительного полюса сети («+»). Конденсаторы C1 и C2 представляют собой распределённые ёмкости, соответственно, «-» и «+» сети относительно земли. Резистор R3 и конденсатор C3 отражают утечку на землю тока с участка кабеля между управляющим контактом (УК) и ДВ, и распределённую ёмкость этого участка относительно земли.

При замыкании на землю «+», происходит

перезаряд распределённых ёмкостей C1, C2 и C3. Напряжение на ёмкости C1 становится равным напряжению АБ. Напряжение на ёмкости C3 в начальный момент переходного процесса не изменяется и может составлять от нуля до половины напряжения батареи. Начальное значение напряжения на ёмкости C3 определяется соотношением сопротивлений R3 и внутренним сопротивлением ДВ в режиме ожидания, R_{дв}. Таким образом, к ДВ может быть приложено напряжение АБ, что вызовет его срабатывание.

Напряжение срабатывания некоторых ДВ составляет 160 В. При замыкании полюса на землю этот порог может быть превышен при соотношении сопротивлений R3:R_{дв} равном 1:2 и менее. Внутреннее сопротивление ДВ в режиме ожидания не регламентировано нормативными документами, не указывается производителем и может достигать сотен мегаом. Сопротивление R3 не является постоянной величиной и зависит от длины контрольного кабеля, состояния изоляции и условий эксплуатации.

Для отстройки от помех применяется задержка срабатывания ДВ МПРЗА. Обычно задержка срабатывания принимается равной 5 или 10 мс. Переключение ДВ происходит, если напряжение на нём превышает уставку срабатывания после окончания времени задержки.

После превышения уставки срабатывания в результате замыкания «+» на землю входная цепь ДВ открывается и её сопротивление снижается до 8–12 кОм. В цепи ДВ появляется ток 20–30 мА, предназначенный для прожига окисной плёнки контактов. По мере перезаряда ёмкостей C1 и C2 через сопротивление ДВ напряжение, приложенное к ДВ, будет уменьшаться и через некоторое время достигнет напряжения несрабатывания ДВ. При больших значениях ёмкостей сети СОПТ времени задержки срабатывания может оказаться недостаточно и произойдёт переключение ДВ. Зависимость требуемого времени задержки от суммарной ёмкости общего участка сети приведена на рис. 2. При задержке срабатывания 10 мс допустимая суммарная ёмкость сети СОПТ не должна превышать 5 мкФ, иначе может произойти ложное срабатывание ДВ.

Сопротивление некоторых моделей ДВ в открытом состоянии составляет 100–200 кОм. Условия для гашения помехи ухудшаются, и вероятность срабатывания ДВ возрастает.

При замыкании на землю на участке между УК и ДВ ко входу прикладывается напряжение, не превышающее половину напряжения батареи. Напряжение срабатывания превышено не будет. Современные СОПТ работают с изолированной средней точкой аккумуляторной батареи. Разница в суммарных длинах проводников разных полюсов, состояние изоляции проводников, клеммников приводит к возникновению несимметрии напряжений полюсов сети относительно земли. В условиях несимметрии напряжений полюсов, не регистрируемых штатными средствами контроля СОПТ, замыкание на участке между УК и ДВ может приводить к срабатыванию ДВ. Опасность возникает, если напряжение между «-» и землёй, в предшествующем режиме было гораздо больше чем напряжение между «+» и землёй.

Параметры ДВ, указываемые производителями, недостаточны для проверки их помехозащищённости. ДВ МПРЗА разных производителей имеют большой разброс характеристик. Существенно отличаются и характеристики срабатывания ДВ разных серий МПРЗА от одних и тех же производителей. На кафедре «Электрические станции» была разработана методика испытаний ДВ МПРЗА, /2/. Проведены испытания ДВ ведущих производителей микропроцессорных устройств РЗ. В ходе испытаний были выявлены отклонения параметров ДВ от паспортных значений.

На рисунке 3 приведена осциллограмма входного тока и напряжения и выходного напряжения ДВ. В соответствии с паспортными данными задержка срабатывания испытуемого ДВ составляет 5 мс. На ДВ подавался импульс напряжения продолжительностью 3 мс и амплитудой 200 В. Во входной цепи ДВ зарегистрирован импульс тока продолжительностью 3 мс и амплитудой 31 мА. Выходной сигнал снимается с сухого контакта выходного реле, на который был подан сигнал 220 В постоянного тока. Через 7 мс после появления помехи произошло переключение ДВ.

Для исследования переходных процессов в СОПТ, способных привести к ложному срабатыванию ДВ МПРЗА, в программном комплексе EMTP-RV была разработана математическая модель сети СОПТ, в соответствии с рис. 1. Модель позволяет рассчитывать переходные процессы перезаряда ёмкостей, вызванные замыканием участков сети СОПТ на землю, возникновения гальванической связи с сетью переменного тока, работой устройства поиска места замыкания на землю с учётом несимметрии напряжений полюсов относительно земли. Предусмотрена возможность задания параметров ДВ, параметров сети СОПТ, параметров источников помех. Верификация математической модели производилась сопоставлением результатов расчёта с результатами натурных экспериментов. Схема математической модели, реализованной в EMTP-RV, представлена на рис. 4.

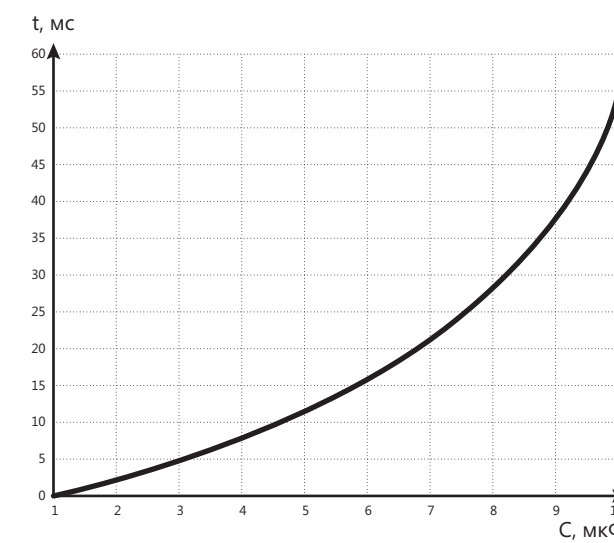


рис. 2 Зависимость времени задержки от ёмкостей C1 и C2

Для определения условий, при которых происходит избыточное срабатывание ДВ, были проведены расчётные эксперименты на модели сети СОПТ. Рассматривались переходные процессы, вызванные замыканиями на землю «+» и «-» общего участка сети СОПТ, замыканиями на участке между УК и ДВ, замыканиями между общим участком сети СОПТ и фазой переменного напряжения 0,4 кВ.

На рис. 5 представлены расчётные осциллограммы входного напряжения и тока ДВ и напряжения на выходе ДВ при замыкании на землю на участке между УК и ДВ. Ёмкости C1 и C2 составляли 10 мкФ каждая, сопротивления утечек R1 и R2 составляли 300 кОм и 1000 кОм соответственно. Сопротивление утечки R3 – 1000 кОм. Внутреннее сопротивление ДВ в момент открытия составляло 9 кОм, а в режиме ожидания – 100 кОм. Напряжение срабатывания ДВ – 150 В, напряжение возврата ДВ – 140 В. Замыкание на землю происходило в цепи УК – ДВ в момент времени 2 мс. Задержка срабатывания ДВ составляла 5 мс. Расчётное повреждение вызвало переключение ДВ. Если в предшествующем режиме несимметрия напряжений между полюсами сети СОПТ и землёй менее выражена, то расчётное повреждение не вызывает переключения ДВ.

На рис. 6 представлены расчётные осциллограммы входного напряжения и тока ДВ и напряжения на выходе ДВ при замыкании между фазой переменного напряжения 0,4 кВ и «+» сети СОПТ. Амплитуда фазного напряжения сети переменного тока составляла $220 \times \sqrt{2}$ В. В предшествующем режиме сопротивления утечек R1 и R2 были одинаковы и составляли 1000 кОм. Остальные параметры сети СОПТ и ДВ аналогичны условиям предыдущего эксперимента. Расчётное повреждение вызвало переключение ДВ.

В результате исследования подтверждены случаи ложных срабатываний ДВ МПРЗА при возникновении кондуктивных помех в СОПТ. Для предотвращения избыточных срабатываний ДВ разра-

ботаны требования к параметрам ДВ и сети СОПТ, представленные в табл. 1.

Для испытаний ДВ МПРЗА в действующих электроустановках на кафедре «Электрические станции» МЭИ при поддержке компании «АСТРО УЗО» разработан диагностический прибор «АСТРО-ИМПУЛЬС». Прибор генерирует двухступенчатый импульс напряжения, подаваемый на ДВ, производит регистрацию

входного напряжения, входного тока и момента переключения ДВ. Первая ступень импульса используется для определения параметров срабатывания ДВ, вторая ступень импульса используется для определения параметров возврата ДВ в исходное состояние. Предусмотрена возможность регулирования параметров импульсов: продолжительность и амплитуду, с точностью до 1 В и 1 мс, соответственно.

таблица 1

Требования к дискретным входам терминалов релейных защит

Наименование параметра	Нормативное значение	Минимально допустимое значение	Максимально допустимое значение
Общие требования			
Внутреннее сопротивление входной цепи в дежурном режиме, кОм	40	-	40
Ёмкость внутренних цепей относительно корпуса, нФ	-	-	2,2
Параметры очищающего импульса			
Ток очищающего импульса, мА	-	30	-
Продолжительность очищающего импульса, Продолжительность очищающего импульса, мс	-	10	-
Напряжение запуска очищающего импульса, В	143	143	154
Напряжение выключения очищающего импульса, В	-	-	143
Параметры переключения дискретного входа			
Напряжение гарантированного запуска таймера задержки, В	170	158	170
Напряжение сброса таймера задержки, В	154	143	154
Продолжительность задержки переключения дискретного входа, мс	5	5	20
Напряжение возврата ДВ в исходное состояние, В	143	132	143

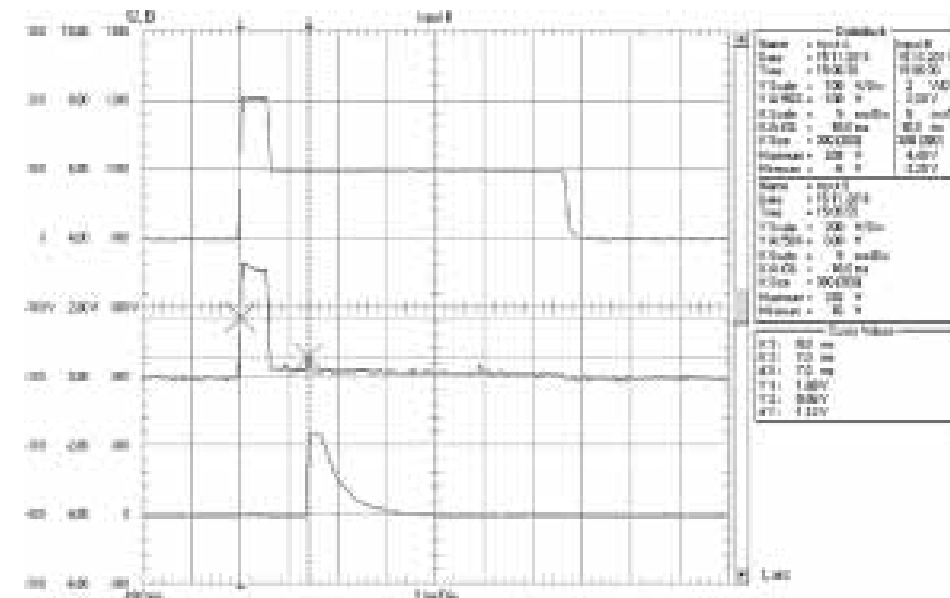


рис. 3

Осциллограммы входного напряжения и тока ДВ и напряжения на выходе (сверху вниз соответственно)

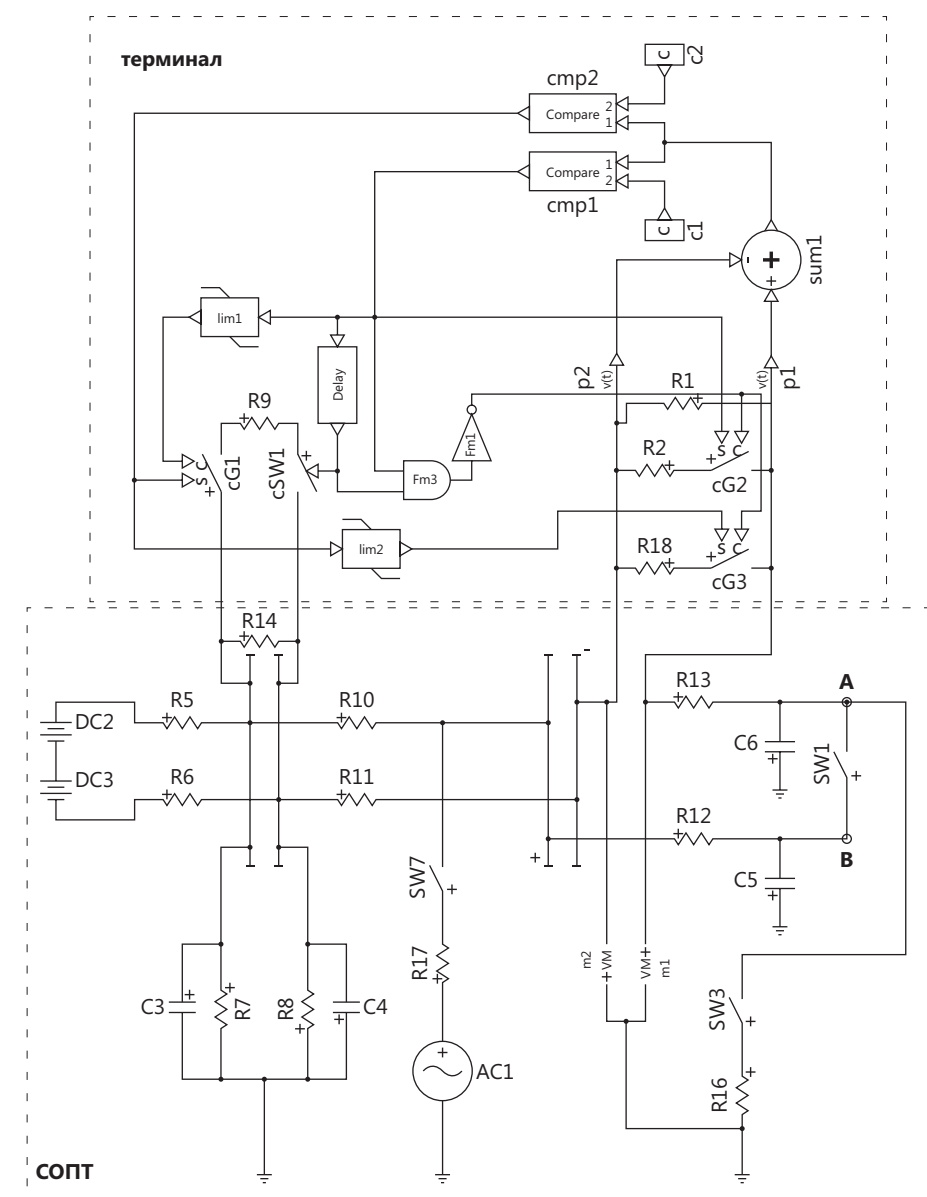


рис. 4

Схема математической модели, реализованной в EMTP RV

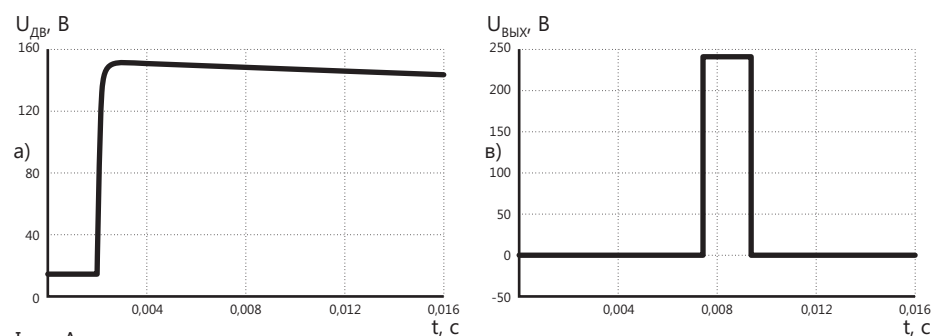


рис. 5
Осциллограммы для случая замыкания на землю в цепи УК – ДВ

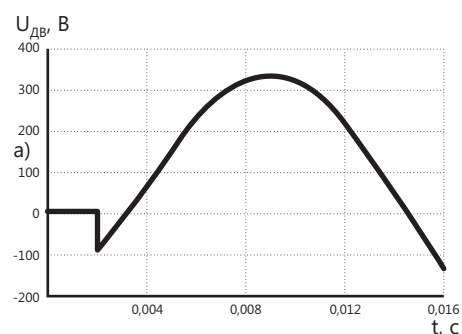
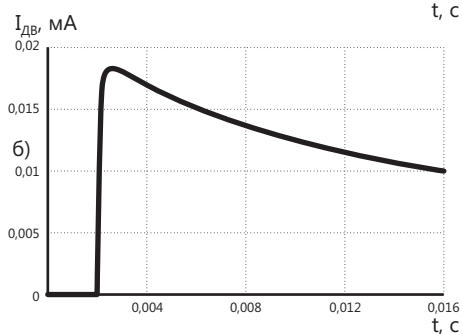
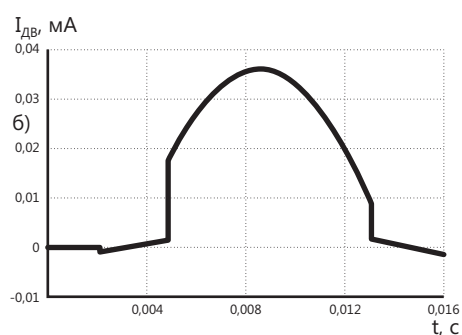


рис. 6
Расчётные осциллограммы напряжения на ДВ (а), тока через ДВ (б), выходного напряжения (в) при попадании переменного напряжения в сеть СОПТ



ЛИТЕРАТУРА

- СТО 56947007-29.120.40.102-2011 Методические указания по инженерным расчётам в системах оперативного постоянного тока для предотвращения неправильной работы дискретных входов микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики, при замыканиях на землю в цепях оперативного постоянного тока подстанций ЕНЭС
- Арцишевский Я.Л., Гусев Ю.П., Мельников А.А., Монаков Ю.В., Чо Г.Ч. Экспериментальное определение характеристик дискретных входов микропроцессорных терминалов релейной защиты // Энергоэксперт, 2011, №2.
- Гусев Ю.П., Монаков Ю.В., Чо Г.Ч. Предотвращение срабатываний дискретных входов микропроцессорных релейных защит при замыканиях на землю в системах оперативного постоянного тока // Энергоэксперт, 2011, №5.
- РД 34.35.310-97 Общие технические требования к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем.
- СТО 56947007-29.120.40.041-2010 Системы оперативного постоянного тока подстанций. Технические требования. ■

АППАРАТУРА ПЕРЕДАЧИ И ПРИЁМА СИГНАЛОВ КОМАНД И СИГНАЛОВ РЗ – АКРЗ «ЛИНИЯ»

А.Г. Смирнов

ООО «Промэнерго», г. Каменск-Уральский, Россия

1 АППАРАТУРА АКРЗ «ЛИНИЯ»

ООО «Промэнерго» и ОАО «Шадринский телефонный завод» в настоящее время на базе существующей аппаратуры АКСТ «Линия» разработана новая аппаратура АКРЗ «Линия», предназначенная для передачи и приёма сигналов релейной защиты (РЗ) и сигналов команд.

Разрабатываемая аппаратура имеет несколько вариантов исполнения, перекрывающих практически все потребности рынка. Все исполнения имеют единую аппаратную реализацию. Модификация аппаратуры по исполнениям осуществляется установкой соответствующих интерфейсных блоков и заменой ПО. При этом такие модули, как блоки питания, блоки управления и др., остаются неизменными.

Аппаратура выполнена на микропроцессорной базе с использованием современных методов цифровой обработки сигнала.

В передатчике в качестве задающего использован высокостабильный, термостойчивый кварцевый резонатор, что исключило необходимость использования схем ФАПЧ и программной коррекции частот с использованием опорных генераторов.

Использование импульсного усилителя и дифференциально-мостового линейного фильтра позволило создать простую, надёжную и привычную для эксплуатирующих организаций линейную часть.

1.1 Варианты исполнения

Существует два основных варианта исполнения, в которых аппаратура обеспечивает:

- «Линия-Р» – передачу и приём сигналов РЗ;
- «Линия-К» – передачу и приём сигналов команд.

Для исполнения «Линия-К» возможны следующие модификации:

- передатчик сигналов команд (количество команд на передачу: 16 или 32);
- приёмник сигналов команд (количество команд на приём: 16 или 32);
- совмещённый приёмопередатчик сигналов команд (количество команд на передачу и приём: 8, 16, 24 или 32).

В исполнении «Линия-К» аппаратура обеспечивает:

- последовательную приоритетную передачу и приём до 32 команд РЗ и ПА одночастотным кодом;
- передачу сигналов телемеханики со скоростью до 200 бод при отсутствии сигналов команд;
- трансляцию команд на промежуточном пункте в НЧ спектре
- трансляцию команд на промежуточном пункте с помощью цифрового стыка с возможностью изменения номеров команд;
- работу в режиме, совместимом с существующими аналогичными изделиями (АКА «Кедр», АНКА-АВПА и др.), установленными на другом конце линии. (О варианте исполнения «Линия-Р» чуть позже будет рассказано более подробно.)

1.2 Канал связи

В качестве канала связи в аппаратуре могут быть использованы:

- высокочастотный канал связи, образованный проводами воздушных линий электропередачи (110–1150) кВ.
- выделенная линия ВОЛС;
- синхронный цифровой поток Е1;
- выделенный НЧ канал 0÷4 кГц (только для исполнения с передачей и приёмом сигналов команд).

1.3 Сервисные характеристики

Для всех вариантов исполнений аппаратура обеспечивает:

- периодический контроль исправности всех функций и узлов (включая контроль исправности входных и выходных цепей);
- запись в энергонезависимую память всех событий с дискретностью 1 мс;
- просмотр журнала событий, а также настройка режимов работы и параметров приёмопередатчика с клавиатуры на лицевой панели, с персонального компьютера или через локальную информационную сеть;
- возможность доступа к журналу событий и параметрам удалённого приёмопередатчика;
- синхронизация часов приёмопередатчиков по ВЧ-каналу;
- тестовые режимы для проверки и настройки параметров ВЧ защит и канала передачи и приёма сигналов команд;

1.4 Общие технические характеристики

параметр	значение
диапазон рабочих частот, кГц	от 16 до 1000
номинальная полоса частот	2/4 кГц
<i>выходная мощность передатчика (пиковое значение огибающей), не менее:</i>	
- в диапазоне частот от 24 до 600 кГц	46 дБм
- в диапазоне частот от 600 до 1000 кГц	43 дБм
<i>уровень аппаратного порога чувствительности приёмника:</i>	
- для сигналов РЗ	минус 16 дБм
- для сигналов команд	минус 26 дБм
напряжение питания (постоянное)	176... 242 В
потребляемая мощность, не более	120 Вт
габаритные размеры, мм	490x340x280
масса, кг	12

2 ИСПОЛНЕНИЕ «ЛИНИЯ-Р»

АКРЗ «Линия» в исполнении «Линия-Р» представляет собой приёмопередатчик, предназначенный для передачи и приёма сигналов релейных защит по высокочастотному каналу связи, образованному проводами воздушных линий электропередачи с напряжением от 35 до 1150 кВ (далее – Приёмопередатчик).

Приёмопередатчик обеспечивает:

- передачу и приём сигналов РЗ. Способ формирования сигналов РЗ – одночастотный, с амплитудной манипуляцией;
- периодический автоматический контроль запаса по затуханию канала связи и целостности входных и выходных цепей;
- служебную связь между концами защищаемой линии в период наладки ВЧ-канала;
- передачу и приём команд дистанционного пуска и сброса;
- автоматический вывод защиты из действия при обнаружении неисправности;
- функции сервисного устройства для наладки релейных защит.

Приёмопередатчик обеспечивает совместную работу с панелями РЗ всех типов, выполненными на электромеханических реле, полупроводниковых и микропроцессорных элементах.

Приёмопередатчик обеспечивает возможность работы по 2-концевым линиям на совмещённых и разнесённых частотах и по 3-концевым линиям на разнесённых частотах передачи и приёма.

Приёмопередатчик обеспечивает работу в режиме, совместимом с существующими аналогичными изделиями (ПВЗ-90, ПВЗУ-Е и др.), установленными на противоположном конце линии.

3 ОТЛИЧИТЕЛЬНЫЕ ОСОБЕННОСТИ ПРИЁМОПЕРЕДАТЧИКА «ЛИНИЯ-Р»

3.1 Минимальные искажения, вносимые приёмопередатчиком в формирование фазной характеристики в режиме ДФЗ

На асимметрию фазной характеристики влияют три основных фактора. Это:

- искажения длительности сигнала на приёме;
- влияние величины напряжения манипуляции.

3.1.1 Искажения длительности сигнала на приёме

У большинства эксплуатируемых в настоящее время постов ВЧ защит при значительном превышении порога ограничения сигнала над порогом чувствительности приёмника за счёт энергии, накопленной в ВЧ фильтрах приёмника, происходит «растяжка» заднего (спадающего) фронта ВЧ импульса, что соответствует его удлинению и одновременно укорочению паузы манипулированного сигнала. Для «своего», более мощного ВЧ сигнала это удлинение импульса проявляется в большей мере, чем удлинение для «чужого» сигнала. Для ВЧ приёмников старого типа (УПЗ-70, АВЗК-80), кроме того, это удлинение зависело от частоты ВЧ сигнала и имело максимальную величину при 40–50 кГц.

Выпускаемые в настоящее время ВЧ приёмники (ПВЗ-90М.: ПВЗУ-Е), характеризуются меньшей зависимостью длительности растяжки импульса от частоты ВЧ сигнала. В то же время удлинение «своего» ВЧ импульса для указанных типов достигает 1,5 мс.

Растяжка заднего фронта «своего» импульса на время Δt_1 и «чужого» импульса на Δt_2 увеличивает ширину зоны блокировки на угол $\delta = [(\Delta t_1 - \Delta t_2) \times 18000]^\circ$. А за счёт того, что время Δt_1 больше, чем время Δt_2 , наблюдается асимметрия ветвей угловой характеристики органа сравнения фаз. Разворот угла максимальной чувствительности зоны блокировки составляет величину:

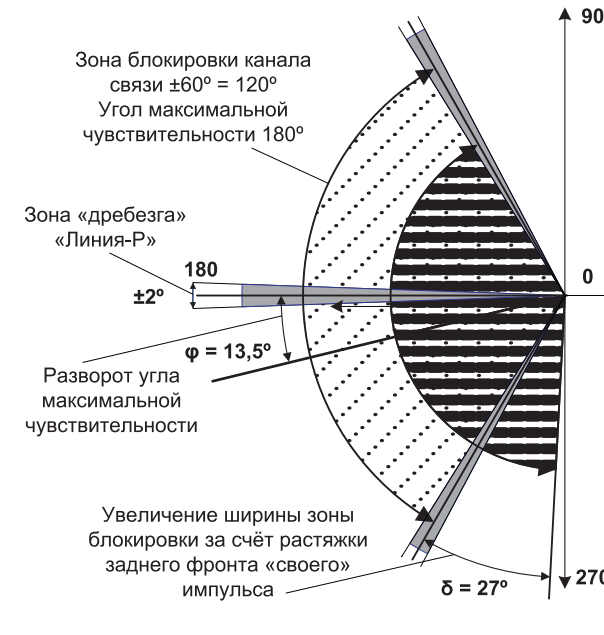


рис. 1 Влияние краевых искажений в режиме ДФЗ

$$\varphi = [(\Delta t_1 - \Delta t_2) / 2] \times 18000^\circ.$$

Т.к. удлинением «чужого» сигнала у названных выше постов можно пренебречь, то получим:

а) Увеличение ширины зоны блокировки $\delta = \Delta t_1 \times 18000^\circ = 0,0015 \times 18000 = 27^\circ$

б) Разворот угла максимальной чувствительности

$$\varphi = (\Delta t_1 / 2) \times 18000^\circ = 13,5^\circ$$

У приёмопередатчика «Линия-Р» искажение длительности импульсов как «своего», так и «удалённого» передатчиком составляет $\pm 0,125$ мс. Причём эта величина не зависит от частоты и уровня сигнала. Соответственно:

$$\delta = 4,5^\circ, \varphi = 2,25^\circ$$

Т.е. увеличением ширины зоны блокировки и разворотом угла максимальной чувствительности, которые вносятся приёмопередатчиком, в большинстве случаев можно пренебречь.

3.1.2 Влияние величины напряжения манипуляции

По результатам эксплуатации выпускаемых в настоящее время постов с релейными панелями ДФЗ (например, ДФЗ-201, ДФЗ-504 и т.д.) следует отметить два момента:

- малую величину перекрытия ВЧ импульсов при величине напряжения манипуляции свыше 100 В;
- значительную зависимость смещения заднего фронта импульса от напряжения манипуляции.

Центральной электротехнической лабораторией ОАО «Пермэнерго» была снята зависимость изменения длительности импульса на выходе передатчика от напряжения манипуляции для типового входного каскада, который используется в эксплуатируемых в настоящее время постах защиты.

Из результатов проведённых лабораторией Пермэнерго измерений видно, что для напряжения манипуляции $U_{ман} = 10В$ асимметрии импульсов передатчика не наблюдается, смещение фронта импульса (Δt_1) равно смещению спада (Δt_2).

$$\begin{aligned} \Delta t_1 &= + 4,2 \text{ мс} \\ \Delta t_2 &= - 4,2 \text{ мс} \\ T_{паузы} &= 8,4 \text{ мс} = 151,2^\circ. \\ \varphi_{асимм} &= (\Delta t_1 + \Delta t_2) / 2 = 0^\circ. \end{aligned}$$

Однако для напряжения манипуляции $U_{ман} = 100В$ наблюдается значительное увеличение смещения спада импульса (Δt_2), в то время как смещение фронта импульса (Δt_1) остаётся прежним.

$$\begin{aligned} \Delta t_1 &= + 4,2 \text{ мс} \\ \Delta t_2 &= - 5,2 \text{ мс} \\ T_{паузы} &= 9,4 \text{ мс} = 169,2^\circ. \\ \varphi_{асимм} &= (\Delta t_1 + \Delta t_2) / 2 = 0,5 \text{ мс} = 9^\circ. \end{aligned}$$

Таким образом, получаем, что длительность импульса на передачу зависит от напряжения манипуляции. Соответственно на приёме ширина зоны блокировки и разворот угла максимальной чувствительности будут изменяться в зависимости от напряжения манипуляции удалённого передатчика.

У приёмопередатчика «Линия-Р» величина перекрытия ВЧ импульсов задается оператором и может регулироваться в диапазоне (18...54)°, с шагом 2°. Напряжение порога манипуляции ($U_{порог}$) может регулироваться в диапазоне (1..9)В.

При этом величина перекрытия при напряжении манипуляции $U_{ман} > U_{порога}$ поддерживается стабильной, не зависит от напряжения манипуляции и соблюдается полная симметрия фронта и спада импульса. При $U_{ман} < U_{порога}$, импульсы на выходе передатчика отсутствуют.

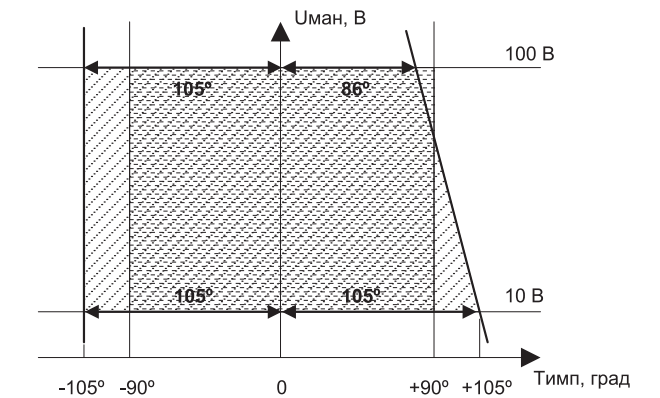


рис. 2 Влияние величины напряжения манипуляции

параметр	значение
Перекрытие импульсов в режиме ДФЗ в диапазоне	(18...54)°, с шагом 2°
Уровень сигнала на приёме для срабатывания предупредительной сигнализации (относительно установленного порога чувствительности)	(0...22) дБ, с шагом 1 дБ
Установка типа панели защит	с помощью соответствующего параметра
Выбор типа, напряжения и активного состояния входных и выходных сигналов	с помощью переключателей

3.2 Стыковка с панелями защит

Номенклатура выпускаемых и используемых в настоящее время панелей защит довольно разнообразна. Отметим некоторые типовые проблемы, которые существуют в настоящее время.

1. У выпускаемых в настоящее время приёмопередатчиков отсутствуют дискретные (с гальванической развязкой) входы сигнала манипуляции, как нет и дискретных выходов. Поэтому при работе с микропроцессорными терминалами, нередко случаи, когда приёмопередатчики используются в нестандартных режимах. Кроме того, разработчики панелей вынуждены устанавливать дополнительные источники питания.

Приёмопередатчик «Линия-Р» имеет две группы входных и выходных сигналов, которые обеспечивают корректную стыковку со всеми эксплуатируемыми в настоящее время панелями защит. Кроме того, имеется возможность независимого выбора активного состояния (замыкание или размыкание) по каждому из входных и выходных сигналов.

2. При стандартной стыковке приёмопередатчиков с терминалами импортного производства (например, с терминалами Micom P437 производства фирмы Aeva) в качестве входных и выходных сигналов должно использоваться напряжение 220В (110В) постоянного оперативного тока. Практически у всех приёмопередатчиков, выпускаемых в настоящее время, такие входы отсутствуют.

Приёмопередатчик «Линия-Р» для первой группы входов обеспечивает возможность выбора (с помощью встроенных переключателей) величины внешнего входного управляющего и выходного напряжения из линейки +24 В, +110 В, +220 В.

4 РАСШИРЕНИЕ ФУНКЦИЙ ПРИЁМОПЕРЕДАТЧИКА «ЛИНИЯ-Р»

В ближайшее время в Приёмопередатчик планируется ввести следующие дополнительные функции:

1. Ведутся работы над обеспечением полной совместимости с существующими аналогичными изделиями (ПВЗ-90, ПВЗУ-Е и др.), установленными на противоположном конце линии.

Здесь имеется в виду не только совместимость по сигналам РЗ (это уже сделано), но и по сигналам Автоконтроля и сигналам управления удаленными передатчиками (сигналы Пуск и Сброс).

Первые шаги в этом направлении уже сделаны. В частности, отлажена и проверена в лабораторных условиях работа с Приёмопередатчиком ПВЗ-90.

2. Обеспечение функции доступа к журналу событий удаленного Приёмопередатчика. Это необходимо для считывания журнала событий и параметров настроек Приёмопередатчика, находящегося на противоположном конце линии. Скорость пока планируется небольшая, порядка 200 Бод. Но наличие такого сервиса в любом случае даёт дополнительные удобства для эксплуатирующих организаций.

5 СЕРВИСНОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ

Производство аппаратуры осуществляется на ОАО «Шадринский телефонный завод». Высокое качество и надёжность выпускаемой заводом продукции гарантируется большим опытом работы в отрасли связи, совместными разработками с ведущими отраслевыми НИИ и КБ, наличием испытательной базы оснащенной необходимым оборудованием, внедрением системы менеджмента качества ISO 9001:2008.

Обеспечивая наиболее благоприятные условия эксплуатации аппаратуры компанией ООО «Промэнерго» создается сеть сервисных центров по всей территории РФ и странах СНГ. В настоящее время уже открыты сервисные центры по обслуживанию аппаратуры АКСТ «Линия» в городах: Иркутск, Краснодар, Минск, Нижний Новгород, Самара. Обменные фонды и изготавливаемые комплекты ЗиП способствуют оперативному ремонту оборудования.

ООО «Промэнерго» осуществляет монтажные и пусконаладочные работы с увеличением срока гарантии, гарантийное и послегарантийное обслуживание. Всей линейке аппаратуры call-центр обеспечивает техническую поддержку эксплуатации, консультации по применению аппаратуры, помощь проектным организациям. На базе учебного центра ООО «Промэнерго» ежеквартально проводится обучение специалистов эксплуатирующих организаций. ■

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ И НАСТРОЙКИ РЕЗЕРВИРУЮЩИХ СТУПЕНЕЙ РЕЛЕЙНЫХ ЗАЩИТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

А.Ф. Прутик, Чан Хоанг Куанг Минь, А.В. Шмойлов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Рассматриваются особенности функционирования, эффективности, потерь и настройки резервирующих ступеней релейных защит электрических сетей.

Техническая эффективность каналов (ступеней) релейной защиты линий, представляющая собой разность потенциально возможного эффекта (вероятности КЗ на защищаемой линии) и потерь (сумма вероятностей отказов срабатывания, излишних и ложных действий), отнесенная к потенциально возможному эффекту, является весьма полным критерием качества функционирования релейной защиты, обслуживающей работу электрических сетей. Особенно это важно для резервирующих ступеней, полноценная настройка которых, удовлетворяющая селективности и чувствительности в сетях сложно-замкнутой конфигурации, в ряде случаев является невозможной (например, при наличии обходных шунтирующих связей защищаемого объекта), и требуется оценка ряда вариантов недостаточно полноценных настроек по времени действия, чтобы выбрать лучший вариант. Критерием при этом могут служить показатели технической эффективности и её составляющие. Вариант с максимальными техническим эффектом и технической эффективностью или минимальными суммарными потерями может приниматься как оптимальный.

В отличие от основных, резервирующие ступени токовых и дистанционных защит линий на этапе проектирования настраиваются по параметру реагирования независимо друг от друга (путём отстройки от рабочих режимов или исходя из чувствительности), а по времени уставки каждой интересующей резервирующей ступени рекомендуется выбирать по встречно-ступенчатому принципу, т.е. путём согласования времени действия названной ступени с временами действия резервирующих ступеней предыдущих линий, а именно, путём увеличения на ступень селективности выдержки времени рассматриваемой резервирующей ступени по сравнению с выдержками времени резервирующих ступеней предыдущих линий. Названный алгоритм настройки резерви-

рующих ступеней по параметру реагирования в сетях сложной структуры может привести к несогласованности чувствительности по параметру реагирования и времени действия интересующей резервирующей ступени с резервирующими ступенями линий сети в направлении действия интересующей резервирующей ступени.

Так, резервирующие ступени предыдущей линии или более дальней периферии могут оказаться более грубыми по сравнению с рассматриваемой резервирующей ступенью при КЗ в зоне её действия, распространяющейся в зоны резервирования предыдущих и линий более дальних периферий сети. Это может привести к отказам срабатывания резервирующих ступеней предыдущих линий и линий более дальних периферий сети при КЗ на их пространстве в сторону периферий от границы контролируемой области действия и, как следствие, излишнему действию рассматриваемой резервирующей ступени. Такой результат будет наблюдаться при любых выдержках времени рассматриваемой резервирующей ступени. Если же время действия последней окажется равным времени действия резервирующих ступеней предыдущих линий и линий более дальних периферий, то, наряду с отказами срабатывания резервирующих ступеней указанных линий, при КЗ в зонах их резервирования будут иметь место равновероятные действия как рассматриваемой резервирующей ступени, так и резервирующих ступеней этих линий. Это следует учитывать как излишние действия рассматриваемой резервирующей ступени в половинном объёме относительно возможных действий всех взаимодействующих резервирующих ступеней предыдущих линий и линий более дальних периферий. А если время действия рассматриваемой резервирующей ступени окажется меньшим временных уставок резервирующих ступеней предыдущих и более дальних линий, то действия резервирующих ступеней этих линий при КЗ в зоне рассматриваемой резервирующей ступени, распространяющейся на пространства резервирующих ступеней этих линий по параметру реагирования, не будут успевать происходить и все они окажутся излишними

действиями рассматриваемой резервирующей ступени. Имеющие место при этом отказы срабатывания по параметру реагирования резервирующих ступеней предыдущих и более дальних линий из-за недостаточной или низкой чувствительности, как выше утверждается, являются тем более излишними действиями рассматриваемой резервирующей ступени.

Чтобы правильно и однозначно учесть излишние действия рассматриваемой резервирующей ступени РЗ защищаемой линии, должны быть выявлены участки её взаимодействия в направлении действия с резервирующими ступенями периферийных линий сети. Алгоритмы выявления участков осуществляются путём контроля отказов срабатывания и действий РЗ предыдущих линий или линий первой периферии, а также линий более дальних периферий сети отдельно для случаев: превосходства чувствительности рассматриваемой резервирующей ступени над контролируруемыми резервирующими ступенями предыдущих и более дальних линий и обратного превосходства чувствительности контролируемых резервирующих ступеней над рассматриваемой ступенью. Время действия рассматриваемой ступени при этом может быть большим, меньшим, равным времени действия контролируемых ступеней.

Реализация данных алгоритмов требует ряд обусловленных логикой технической эффективности и потерь рассматриваемой резервирующей ступени просмотр, контроль и выявление областей взаимодействий рассматриваемой и контролируемых резервирующих ступеней. Данная логика определяется уставками по параметру реагирования и времени рассматриваемой резервирующей ступени защищаемой линии и контролируемых резервирующих ступеней сетей в направлении действия рассматриваемой резервирующей ступени. Поэтому алгоритм должен обязательно осуществлять контроль значений уставок по параметру реагирования и времени названных резервирующих ступеней. Исключаются при этом защиты трансформаторов и автотрансформаторов сети, т.к. резервирующие ступени последних, направленные в примыкающую сеть, практически повторяют в суммарно-обобщенном виде действие резервирующих ступеней линий примыкающих сетей при КЗ на пространстве этих линий. Это не позволяет выявить конкретные участки взаимодействия рассматриваемой и контролируемых резервирующих ступеней этих линий и, следовательно, оценить конкретные потери взаимодействия рассматриваемой резервирующей ступени линии с резервирующими ступенями смежных линий примыкающей сети трансформатора или автотрансформатора. Поэтому указанное взаимодействие должно рассматриваться непосредственно с резервирующими ступенями смежных линий примыкающих сетей трансформаторов или автотрансформаторов.

Потери резервирующих ступеней РЗ линий целесообразно рассмотреть в структуре двух подразделений: превосходства чувствительности рассматриваемой резервирующей ступени линии над контролируемыми резервирующими ступенями линии сети и противоположного превосходства чувствительности резервирующих ступеней линии над рассматриваемой резервирующей ступенью.

1 Превосходство чувствительности рассматриваемой резервирующей ступени линии над контролируемыми резервирующими ступенями линии сети.

1.1 При времени действия рассматриваемой резервирующей ступени, меньшем уставки по времени контролируемой резервирующей ступени, срабатывания последней при КЗ во всей области действия контролируемой ступени на защищаемой ею линии не будут успевать происходить и поэтому при этих КЗ будут иметь место отказы действия этой ступени по времени, которые являются излишними действиями рассматриваемой резервирующей ступени. КЗ при этом учитываются за пределами фактического (требуемого) резервирования рассматриваемой ступени.

1.2 При времени действия рассматриваемой резервирующей ступени, равном времени действия контролируемой резервирующей ступени, действия последней будут происходить при КЗ во всей области действия контролируемой ступени на защищаемой ею линии совместно с действиями рассматриваемой резервирующей ступени. Вследствие данной временной неопределенности логично принять в качестве излишних действий рассматриваемой резервирующей ступени половину срабатываний контролируемой резервирующей ступени.

1.3 При времени действия рассматриваемой резервирующей ступени, большем уставки по времени контролируемой ступени, излишние действия рассматриваемой резервирующей ступени невозможны.

2 Обратное превосходство чувствительности контролируемых резервирующих ступеней линий сети при КЗ на части области их действия над чувствительностью рассматриваемой резервирующей ступенью, т.е. интересующая контролируемая резервирующая ступень более чувствительна по сравнению с рассматриваемой резервирующей ступенью. В этом случае будут аналогичные, как это описано, в п.1.1 и 1.2 с временами действия рассматриваемой резервирующей ступени, соответственно меньшим и равным уставке по времени контролируемой резервирующей ступени, излишние срабатывания рассматриваемой резервирующей ступени при КЗ на линии с контролируемой резервирующей ступенью, но только в области захвата рассматриваемой резервирующей ступенью пространства линии с контролируемой резервирующей ступенью.

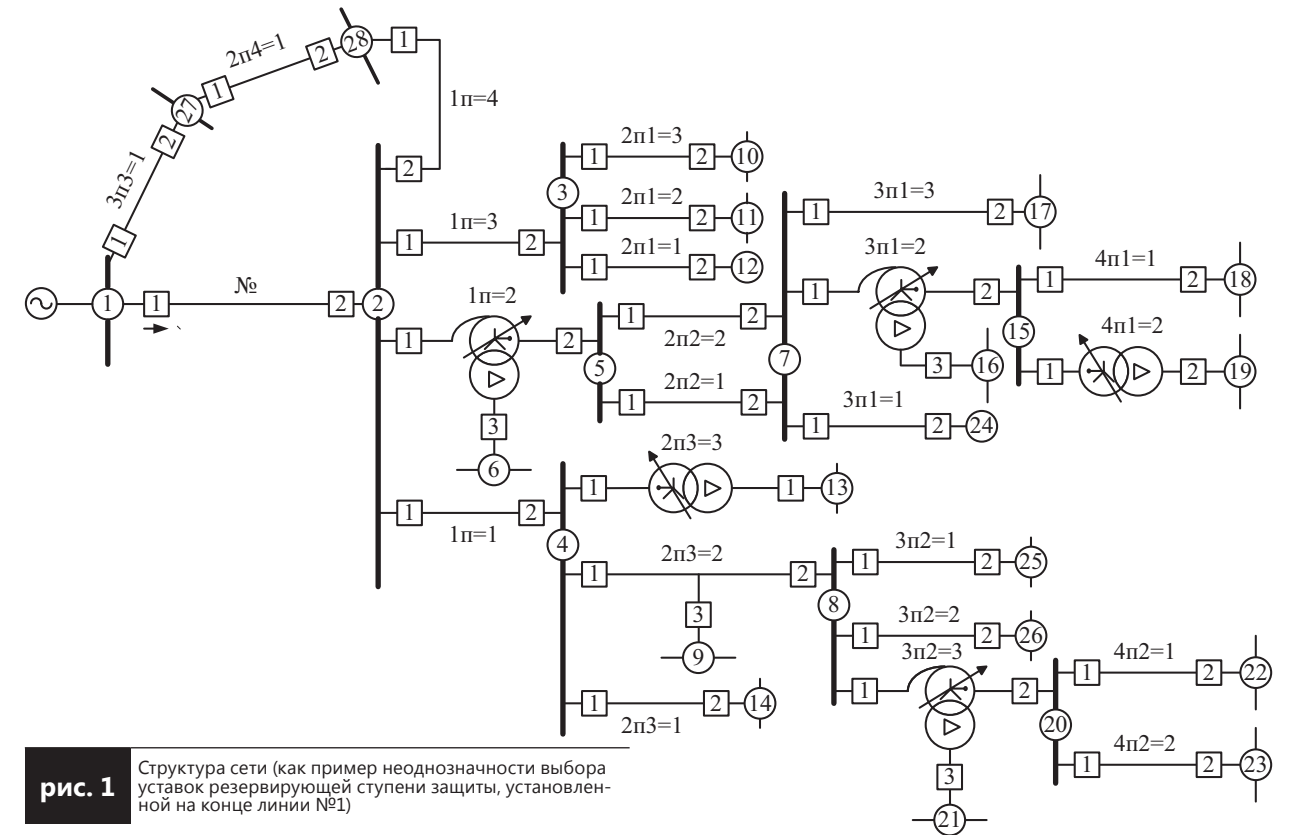


рис. 1 Структура сети (как пример неоднозначности выбора уставок резервирующей ступени защиты, установленной на конце линии №1)

При КЗ вне области указанной области захвата по параметру реагирования, равно как и времени действия рассматриваемой резервирующей ступени, большим уставки по времени контролируемой ступени, излишние срабатывания рассматриваемой резервирующей ступени не могут происходить.

Некоторому наглядному представлению о приведенных взаимодействующих резервирующих степенях по параметру реагирования и времени способствует структура схемы электрических соединений района высоковольтных электрических сетей, показанная на рис. 1. На схеме цифрами обозначена узлы сети, также её компоненты: защищаемая линия №, элементы в направлении действия рассматриваемой резервирующей ступени №1: первой периферии относительно этой ступени 1п, второй 2п1, 2п2, 2п3, 2п4, третьей 3п1, 3п2, 3п3 и четвертой 4п1, 4п2 периферий. На концах линий и выводах трансформаторов и автотрансформаторов приведены выключатели, обозначенные цифрами 1 и 2 для двухконцевых линий и двухобмоточных трансформаторов, 1, 2 и 3 для автотрансформаторов. Ступенчатые защиты, в том числе их резервирующие ступени на концах линий и выводах оборудования, идентифицируются пристыкованными обозначениями защищаемых силовых элементов и выключателей, например, как упомянутая выше резервирующая ступень №1. Показанная на схеме сеть является радиальной за исключением обходной связи, шунтирующей защищаемую линию №1 и состоящую из линий первой 1п=4, второй 2п4=1 и третьей 3п3=1 периферий. Определение временных уставок резервирующих ступеней по в ради-

альной части сети в зависимости от развитости в каждом направлении её структуры, например, рассматриваемой резервирующей ступени №1, даёт разные её значения времени. Это вынуждает принимать в качестве уставки наибольшее значение времени, что вряд ли является эффективным. Однако другого однозначного критерия выбора уставок резервирующих ступеней по времени нет. Если при этом попытаться дополнить выбор временной уставки резервирующей ступени защиты для структурного направления обходной связи, то можно убедиться, что время действия рассматриваемой резервирующей ступени №1 будет самопроизвольно возрастать от ранее принятой в радиальной сети. Никакого логически обусловленного критерия однозначности в рамках встречно-ступенчатого принципа при этом нет, и решение вопроса остаётся открытым.

Анализ и расчёт показателей технической эффективности разных вариантов уставок по времени каждой резервирующей ступени позволяет выбрать практически приемлемый вариант. Данный анализ и расчёты можно проводить по разработанным вероятностным методам и алгоритмам оценки технической эффективности ступенчатых токовых и дистанционных релейных защит линий сетей [1, 2].

На основании изложенного можно констатировать, что описанный анализ для резервирующих ступеней релейных защит линий может быть реализован как динамический интеллектуальный программный продукт, обеспечивающий просмотр топологии сети, уставок по параметру реагирования

(току, сопротивлению) и по времени рассматриваемой и контролируемых резервирующих ступеней в направлении действия каждой интересующей (рассматриваемой) резервирующей ступени линии. Резервирующие ступени трансформаторов и автотрансформаторов при этом могут быть опущены. Отказы срабатывания и действия контролируемых резервирующих ступеней, приводящие к излишним действиям рассматриваемой резервирующей ступени линии, определяют границы уставок (зон действия) по параметру реагирования рассматриваемой и каждой контролируемой резервирующей ступени на пространстве линий сети, которые соответствуют направлению действия рассматриваемой резервирующей ступени и в составе которых имеет место захват этой ступеню областей (зон) действия контролируемых резервирующих ступеней. По результатам просмотра выявляются участки и рассчитываются вероятности отказов срабатывания и действий контролируемых резервирующих ступеней линий сетевых периферий, на пространстве линий которых доходит граница уставки по параметру реагирования рассматриваемой ступени, а по данным вероятностям находят вероятности излишних действий рассматриваемой резервирующей ступени.

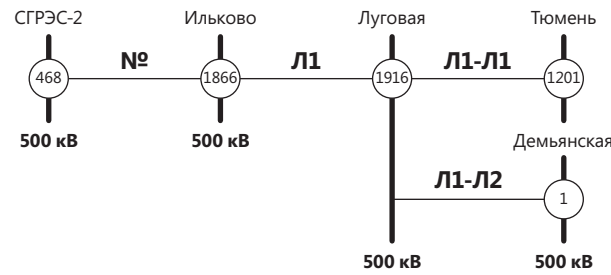


рис. 3 Структура рассчитываемого района

граммы для токовых РЗ, разработанной в системе программирования Delphi, приведен на рисунке 2.

В качестве примера приведён расчёт технической эффективности резервирующей ступени токовой защиты нулевой последовательности (ТЗНП) для линии Тюменской энергосистемы 500 кВ СГРЭС-2 – ПС Ильково со стороны СГРЭС-2. Фрагмент рассчитываемого района в соответствии с совмещенной схемой замещения АРМ СРЗА схематично представлен на рис. 3.

Рассматриваемая резервирующая ступень ТЗНП со стороны СГРЭС-2 взаимодействует с соответствующими резервирующими ступенями линий первой периферии Л1 и второй периферии Л1-Л1, Л1-Л2. Как следует из рисунков 4 и 5, при временной уставке рассматриваемой ступени больше выдержки времени предыдущих контролируемых ступеней, оптимальная уставка – 30 А, а техническая эффективность при этом 99,956%. При временной уставке рассматриваемой ступени меньше выдержки времени контролируемых ступеней оптимальная уставка – 760 А, и техническая эффективность при этом 56,258%. Уменьшение технической эффективности связано с тем, что во втором случае имеют место потери излишних действий, в связи с захватом оптимальной уставкой пространства линий второй периферии и более быстрым срабатыванием. При уменьшении захватываемой области данные потери уменьшаются, но увеличиваются потери отказов при КЗ на линии первой периферии Л1, что приводит к еще большему снижению эффективности (например, уставка 900 А обеспечивает эффективность в 54%).

Таким образом, инструментарий программы позволяет производить оценку эффективности каналов РЗ с различными временными уставками. Это особенно актуально для резервирующих ступеней, выдержки времени которых могут вследствие использования встречно-ступенчатого принципа накапливаться в радиальной сети до больших значений, а в сетях сложно-замкнутой конфигурации, как было отмечено выше, данный принцип приводит к неоднозначности настройки. В этом случае для выбора оптимальной выдержки времени можно руководствоваться критерием технической эффективности.

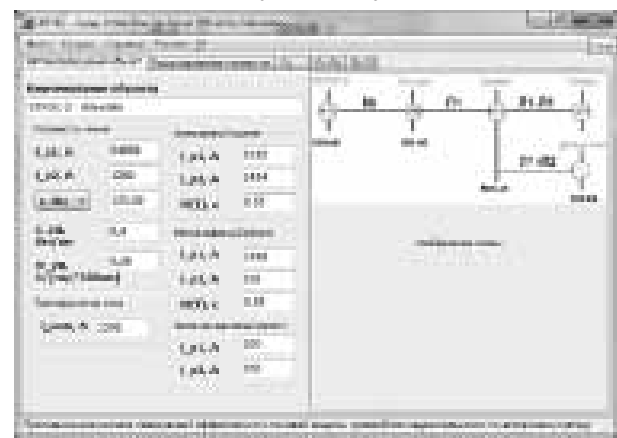


рис. 2 Программа RPTec (Relay Protection Technical Efficiency Calculation - Расчёт технической эффективности релейной защиты)

Т.к. разработка такого рода полностью автоматического программного продукта имеет относительную сложность, можно пойти альтернативным путём и, используя существующие наработки, разработать интерактивную версию специализированной программы, реализующей указанный выше алгоритм расчёта технической эффективности резервирующей ступени. В этом случае необходимые электрические величины (рабочие и токи КЗ, напряжения, сопротивления) определяются в вычислительно-расчётных комплексах (ВРК), таких как Мустанг, Евростаг, АРМ СРЗА, ТКЗ 3000, а последующая вероятностно-статистическая обработка и алгоритмы расчёта технической эффективности реализуются посредством специализированного программного средства. Пример такого рода про-

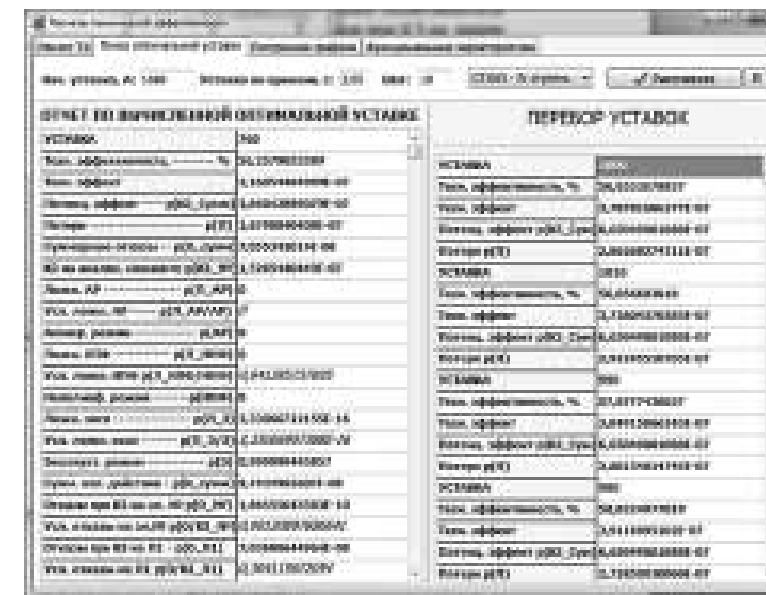


рис. 4

Определение оптимальной уставки при выдержке времени рассматриваемой резервирующей ступени меньшей выдержек времени контролируемых резервирующих ступеней предыдущих линий

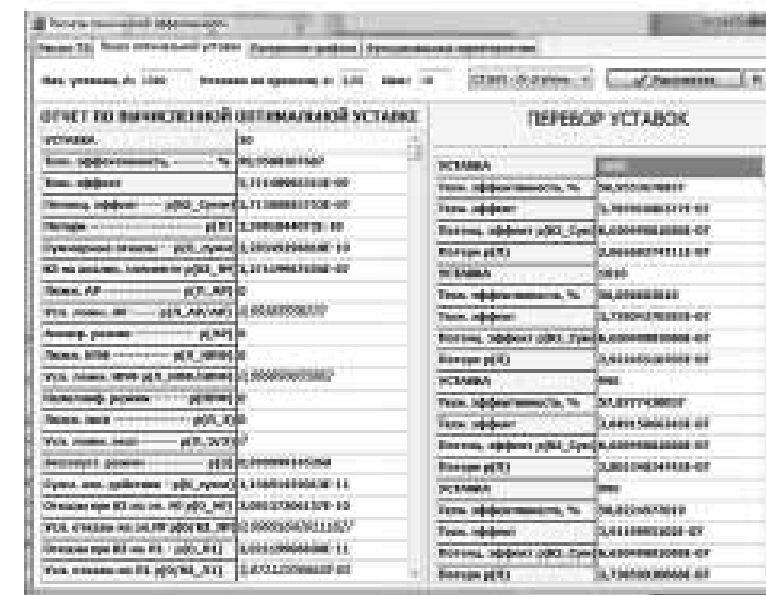


рис. 5

Определение оптимальной уставки при выдержке времени рассматриваемой резервирующей ступени большей выдержек времени контролируемых резервирующих ступеней предыдущих линий

ВЫВОДЫ

1. Однозначным и объективным критерием определения уставок по времени резервирующих ступеней релейных защит сложно-замкнутых электрических сетей является техническая эффективность или её составляющие, позволяющие выбрать оптимальный вариант.
2. Для практического использования критерия технической эффективности целесообразна разработка программы формирования и оптимизации вариантов уставок резервирующих ступеней с модулями расчётов уставок этих ступеней по параметру реагирования и времени, определения составляющих технической эффективности с учётом соотношения удельных весов, потерь отказов срабатывания, излишних и ложных действий. Пример такого рода программы для токовых РЗ был представлен в статье. ■

Работа выполнена при поддержке ФЦП «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России» на 2009–2013 годы.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ле Тхи Хоа, Чан Хоанг Куанг Минь, Шмойлов А.В. Анализ дистанционных защит линий и разработка рекомендаций для их настройки // Известия вузов. Проблемы энергетики. №6. 2011 г. – с. 92–97.
2. Прутик А.Ф., Шмойлов А.В. Разработка алгоритмов и программ для настройки и оценки технической эффективности релейной защиты // Электричество. №12. 2009 г. – с. 19-26.

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЙ КОМПЛЕКС ТЕСТИРОВАНИЯ, НАСТРОЙКИ И РАЗРАБОТКИ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ, РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ

А.О. Сулайманов, А.В. Прохоров, Ю.С. Боровиков, М.В. Андреев, И.С. Гордиенко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

ВВЕДЕНИЕ

Современной тенденцией развития средств релейной защиты (РЗ), противоаварийной автоматики (ПА) и систем управления (СУ) является их реализация на микропроцессорной элементной базе.

Гибкость построения, универсальность и коммуникационные возможности микропроцессорных устройств значительно упрощают задачу разработки более сложных распределенных систем РЗ, ПА и СУ, позволяющих повысить надёжность и управляемость электроэнергетических сетей и систем (ЭСС). Однако усложнение топологии современных ЭСС, а также необходимость обеспечения у них активно-адаптивных свойств приводит к усложнению задач тестирования и настройки СУ, РЗ и ПА.

Это, главным образом, связано со следующими обстоятельствами:

- современные устройства РЗ, ПА и СУ характеризуются достаточно сложной программно-аппаратной реализацией, а также обширным списком функциональных возможностей и поэтому требуют комплексной проверки доступного функционала во всевозможных режимах работы ЭСС, в том числе – и поэлементной проверки на этапе разработки;
- по-прежнему низкие темпы замены устройств на старой элементной базе новыми микропроцессорными и прогнозируемое еще более медленное внедрение распределенных систем с адаптивными свойствами определяют проблему согласования и учёта взаимного влияния устройств нового поколения и эксплуатируемых в ЭСС электромеханических, аналоговых и микроэлектронных устройств.

Для правильной настройки и полнофункционального тестирования сложных СУ, а также систем РЗ и ПА в настоящее время актуально использование устройств, позволяющих обеспечить высокий уровень достоверности воспроизведения режимных параметров в широком спектре процессов в электроэнергетической системе (ЭСС). Обеспечить требуемую достоверность воспроизведения режимных параметров возможно путём адекватного моделирования процессов в оборудовании ЭСС. Применение адекватных и детальных моделей ЭСС для реализации натуральных экспериментов, необхо-

димых для разработки, тестирования и настройки сложных СУ, РЗ и ПА, обеспечит минимизацию их неправильных действий в реальных условиях.

Испытательные устройства типа РЕТОМ, НЕ-ПТУН, УРАН и др., не позволяют осуществить проверку всех функциональных возможностей современных средств РЗ. Проверка и настройка ПА и СУ с их помощью в большинстве случаев вообще неосуществима. Применение физического моделирования требует больших площадей для моделирования крупных ЭСС, гибкость используемой модели при этом в плане её реконфигурации весьма ограничена, кроме того значительные сложности связаны с обеспечением высокой степени подобия таких систем реальным ЭСС, а также с воспроизведением всего спектра нормальных и аварийных режимов.

Единственным способом обеспечения требований к объёмам проверки настройки современных средств РЗ, ПА и СУ является использование программно-аппаратных комплексов. Такие комплексы могут использоваться также для выявления различного рода ошибок, например, в алгоритмах функционирования, на стадии разработки РЗ, ПА и СУ.

Перечисленными возможностями обладают цифровые программно-аппаратные комплексы, такие как RTDS[1,2], eMEGAsim[3]. Данные комплексы обеспечивают моделирование ЭСС в реальном времени, с возможностью подключения через внешние усилители реальных устройств РЗ, ПА и СУ. Для тестируемых устройств реализуется обратная связь с комплексом, что позволяет отображать в модели ЭСС состояние РЗ, ПА и СУ и учитывать их реакцию в процессе моделирования. Кроме того, в RTDS заложены математические модели средств РЗ, ПА и СУ, что даёт возможность анализировать взаимодействие тестируемого устройства с другими средствами автоматики.

Однако основу указанных комплексов составляет численный подход к моделированию ЭСС. Аналогичный подход применяется в программных комплексах EMTP и Simulink [1,2,3], математические модели которых являются основой RTDS и eMEGAsim. При этом недостатком всех численных методов [4] является накапливаемая методическая погрешность расчёта дифференциальных уравнений, которую устранить невозможно. В связи с этим накладываются ограничения на порядок и жёсткость системы дифференциальных уравнений,

описывающих процессы в оборудовании ЭСС. При проверке локальных устройств защиты и автоматики эти недостатки не играют существенной роли, так как время тестирования очень мало, порядка нескольких десятков миллисекунд. Однако, при проверке некоторых средств автоматики (АЛАР, АРЧМ и др.) и СУ временной диапазон может расширяться до нескольких секунд и даже минут, что приведёт к возрастанию погрешности и её влияния на результат тестирования. Такая же проблема возникнет при проверке и настройке распределённых средств защиты и управления[5], разработка которых в настоящее время становится актуальной задачей.

Получить новые возможности решения вышеуказанных задач позволяет разработанная в Национальном исследовательском Томском политехническом университете (ТПУ) технология гибридного моделирования. Использование данной технологии позволяет исключить методическую погрешность решения дифференциальных уравнений за счёт использования аналогового способа решения, цифровая часть при этом обеспечивает гибкое и точное управление параметрами модели, а также визуализацию результатов, наличие физического уровня делает возможным связь и коммутацию моделируемых элементов аналогично реальным ЭСС. Таким образом, общая погрешность моделирования, определяется, в основном, качеством аппаратной реализации и является минимальной за счёт использования прецизионных компонентов.

На базе описанной технологии создан Всережимный моделирующий комплекс реального времени ЭЭС (ВМК РВ ЭЭС) [6], представляющий собой многопроцессорную программно-техническую систему, осуществляющую на аппаратном уровне неявное непрерывное интегрирование на неограниченном интервале системы дифференциальных уравнений, описывающих процессы в оборудовании ЭЭС. ВМК РВ позволяет реализовать трёхфазную модель энергосистемы, исключить необходимость декомпозиции процессов и упрощения моделей основного оборудования ЭЭС. Возможность реализации всех видов продольных и поперечных коммутаций позволяет смоделировать любой аномальный режим работы ЭЭС.

Специализированной модификацией ВМК РВ ЭЭС является серийное устройство – автоматизированный комплекс тестирования, настройки и разработки средств РЗ, ПА и СУ.

ПРОГРАММНО-АППАРАТНАЯ СТРУКТУРА КОМПЛЕКСА

Аппаратная часть комплекса представляет собой модульную структуру, в которой каждый модуль состоит из специализированных гибридных процессоров (СГП), реализующих трёхфазное гибридное моделирование отдельных элементов ЭЭС. Рассчитываемые в СГП модельные величины

преобразуются в физические фазные токи и напряжения при помощи преобразователей напряжение-ток, после чего поступают в блоки продольно-поперечных коммутаций, через которые выполняется связь моделируемых элементов ЭЭС друг с другом на физическом уровне посредством специальных кросс-плат.

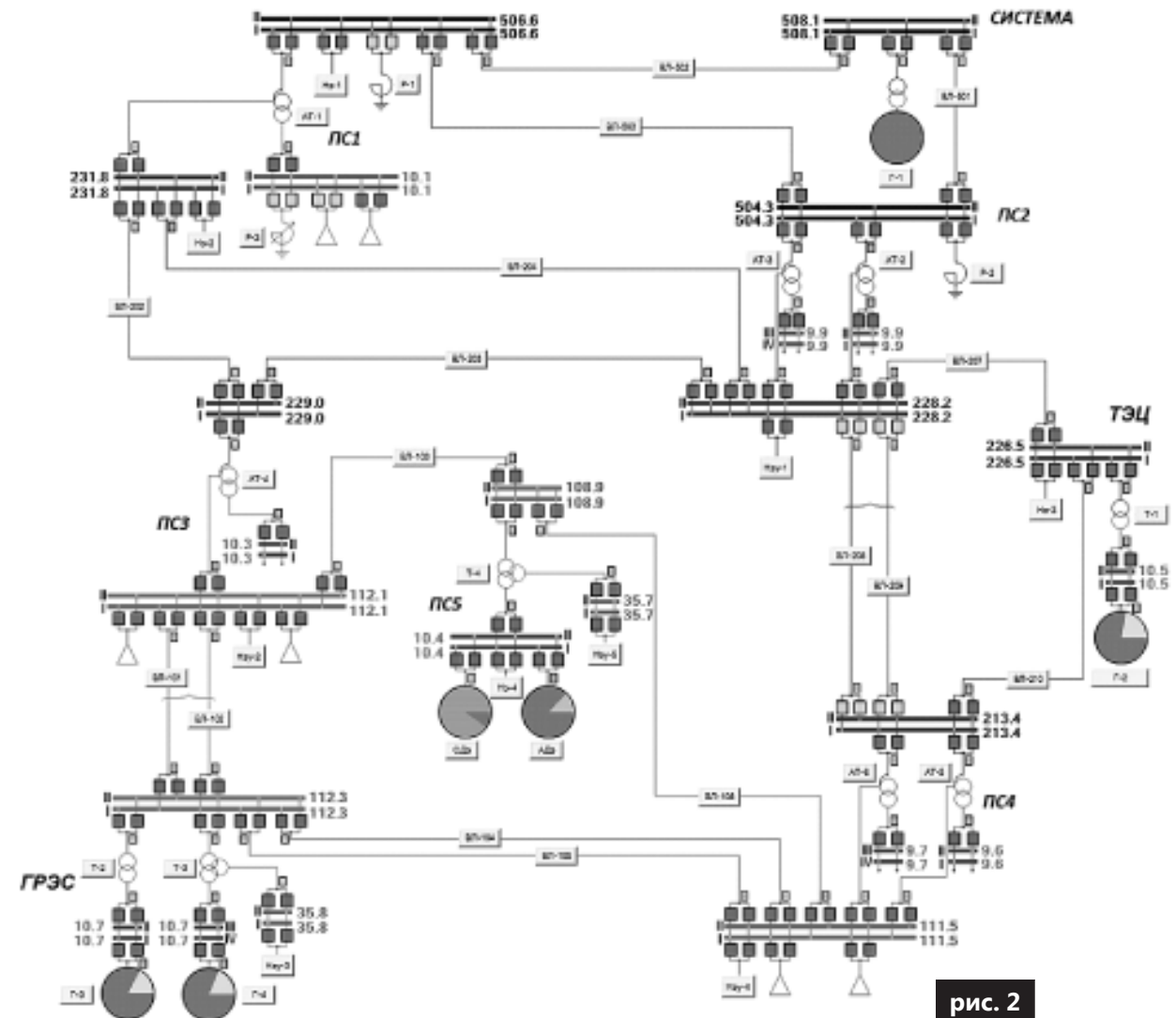
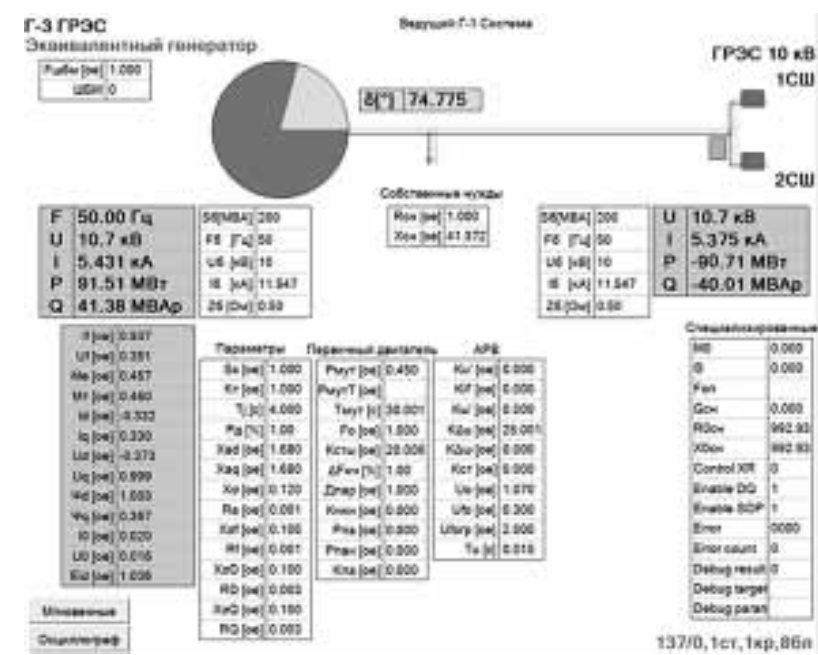
Физические токи и напряжения в узлах кросс-плат, поступают на аналоговые выходы комплекса, откуда посредством подключаемых внешних усилителей могут быть поданы на аналоговые входы тестируемых устройств СУ, РЗ и ПА.

Характеристики усилителей приведены в таблице 1:

параметр	значение
диапазон изменения переменного тока на выходе	0 – 100 А
диапазон изменения переменного напряжения на выходе	0 – 300 В
входное сопротивление, не менее	2 кОм
рабочий диапазон частот	0 – 800 Гц
<i>отклонение фазовой характеристики от линейной в диапазоне частот:</i>	
- от 0 до 100 Гц;	$\leq 0,1^\circ$
- от 100 до 800 Гц;	$\leq 0,5^\circ$
напряжение питания	220 В \pm 15%
диапазон изменения напряжения на входе	± 10 В

Для обеспечения информационного обмена подключаемого устройства с комплексом организуется его связь со специализированным клиентом, устанавливаемым на Сервере, по стандартным информационным протоколам, в том числе МЭК 61850 [7]. Взаимодействие пользователя с комплексом осуществляется через клиентское ПО (VmkClient), которое может взаимодействовать с Сервером и получать информацию о процессах и режимах модели ЭЭС, о сигналах, поступающих на реальные устройства РЗ, ПА или СУ, а также интерактивно или автоматизировано управлять параметрами модели ЭЭС и сигналами, подаваемыми на тестируемое оборудование (рисунок 1).

Кроме того, в комплексе предусмотрена возможность реализации виртуальных систем РЗ, ПА и СУ с различной степенью детализации и учёта их конкретного аппаратного исполнения, а также учёта измерительных преобразователей. Данная возможность позволяет осуществлять как всестороннее тестирование физических устройств в условиях взаимодействия с другими системами РЗ, ПА и СУ, так и выполнять разработку новых алгоритмов РЗ, ПА и СУ высокой степени сложности, в том числе адаптивных.



В рассматриваемой серийной версии комплекса реализована схема моделирования ЭЭС, приведённая на рисунке 2. Эта схема может меняться, благодаря модульной структуре комплекса, в том числе и в сторону усложнения схемы, в зависимости от конкретных задач.

Управление отдельными элементами ЭЭС (генераторами, трансформаторами, реакторами, ЛЭП и др.) может осуществляться с помощью специализированных форм, пример одной из таких форм приведён на рисунке 3.

Пользователь может формировать в модели с помощью клиентского ПО любой режим работы ЭЭС, вручную изменяя параметры элементов, либо автоматически, с помощью предварительно составленных сценариев. При этом процессы, происходящие в системе, могут наглядно отображаться с помощью осциллограмм.

ПРАКТИЧЕСКИЕ ПРИМЕРЫ ЗАДАЧ, РЕШАЕМЫХ С ПОМОЩЬЮ КОМПЛЕКСА

Описанная структура комплекса тестирования, настройки и разработки РЗ, ПА и СУ является результатом практического решения подобного рода задач на созданных ВМК РВ Тюменской и Томской ЭЭС.

На базе ВМК РВ Тюменской ЭЭС выполнено исследование функционирования систем аварийной импульсной разгрузки (АИР) и послеаварийного автоматического управления (ПАУ) энергоблоков с целью оптимизации их настроек для обеспечения динамической и статической устойчивости Тюменской ЭЭС, в частности энергоблоков Сургутской ГРЭС-2. В результате исследований было выявлено, что процесс восстановления мощности энергоблока при первоначально заданных уставках

АИР происходит со значительным перерегулированием, способным привести к потере устойчивости и асинхронному режиму за счёт избыточного ускорения ротора после снятия управляющего импульса. Моделирование части Тюменской ЭЭС и воспроизведение на модели аварийной ситуации, требующей применения АИР и ПАУ энергоблоков, позволило выявить оптимальные настройки описанных средств ПА для сохранения устойчивости в аварийном и послеаварийном режимах работы Тюменской ЭЭС.

На рисунке 4 представлены осциллограммы одного из проведённых на комплексе экспериментов, по которым видно, что своевременное действие АИР обеспечило установление нового устойчивого сбалансированного послеаварийного режима, причём противоаварийная разгрузка произошла с незначительным перерегулированием и приемлемым временем затухания переходных процессов.

В другом случае, на базе ВМК РВ Томской ЭЭС выполнено моделирование возможных аварийных режимов и процессов в синхронных двигателях-насосов с тиристорными возбудителями ТЕ8-320 с учётом действия РЗ и ПА для определения мероприятий, обеспечивающих удержание в работе электродвигателей насосов, необходимых для бесперебойной работы системы водоснабжения Томского нефтехимического комбината при перерывах в системе электроснабжения на время действия автоматического ввода резерва (АВР). В результате проведённых на комплексе исследований был получен ряд осциллограмм. В качестве примера на рисунке 5 приведены осциллограммы выбега и самозапуска СДН-15-64-8УЗ при 3-фазном КЗ длительностью $t_{дл}=1$ [сек] на шинах рабочей секции РУ-142 в номинальном исходном режиме.

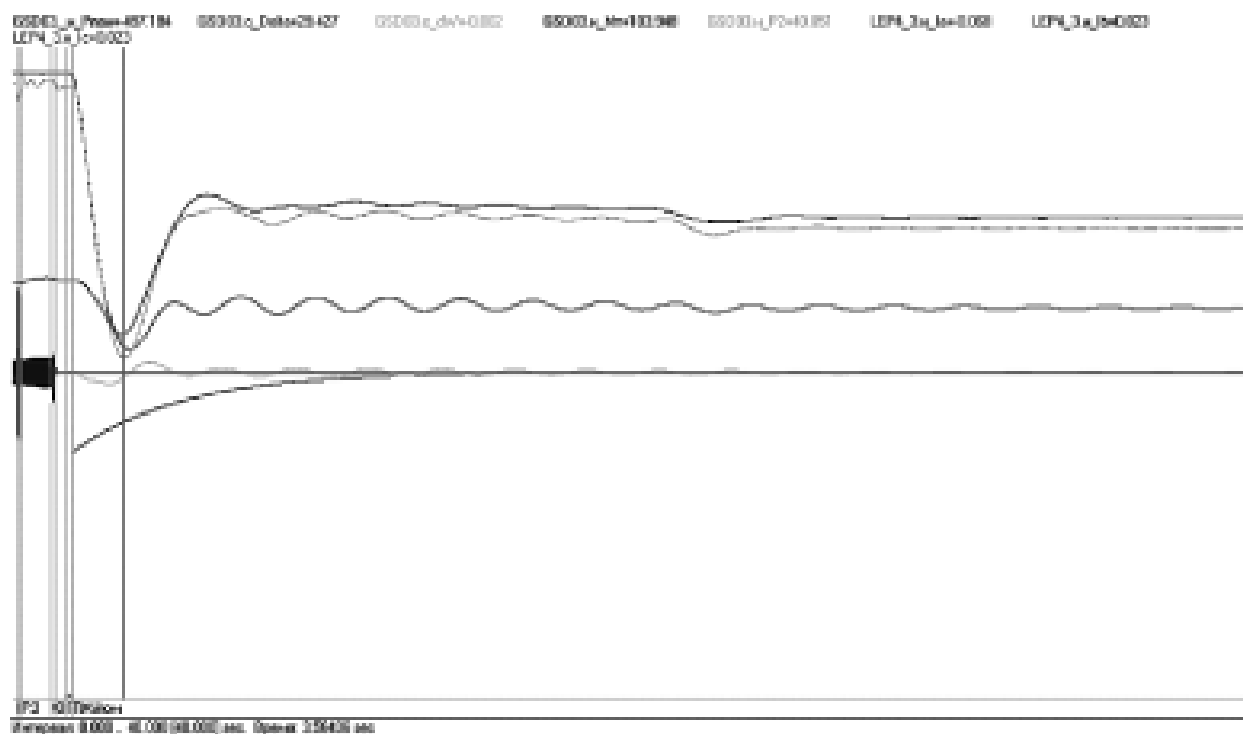


рис. 4 Осциллограмма процесса противоаварийной разгрузки энергоблока при $t_{авр}=3,5$ с

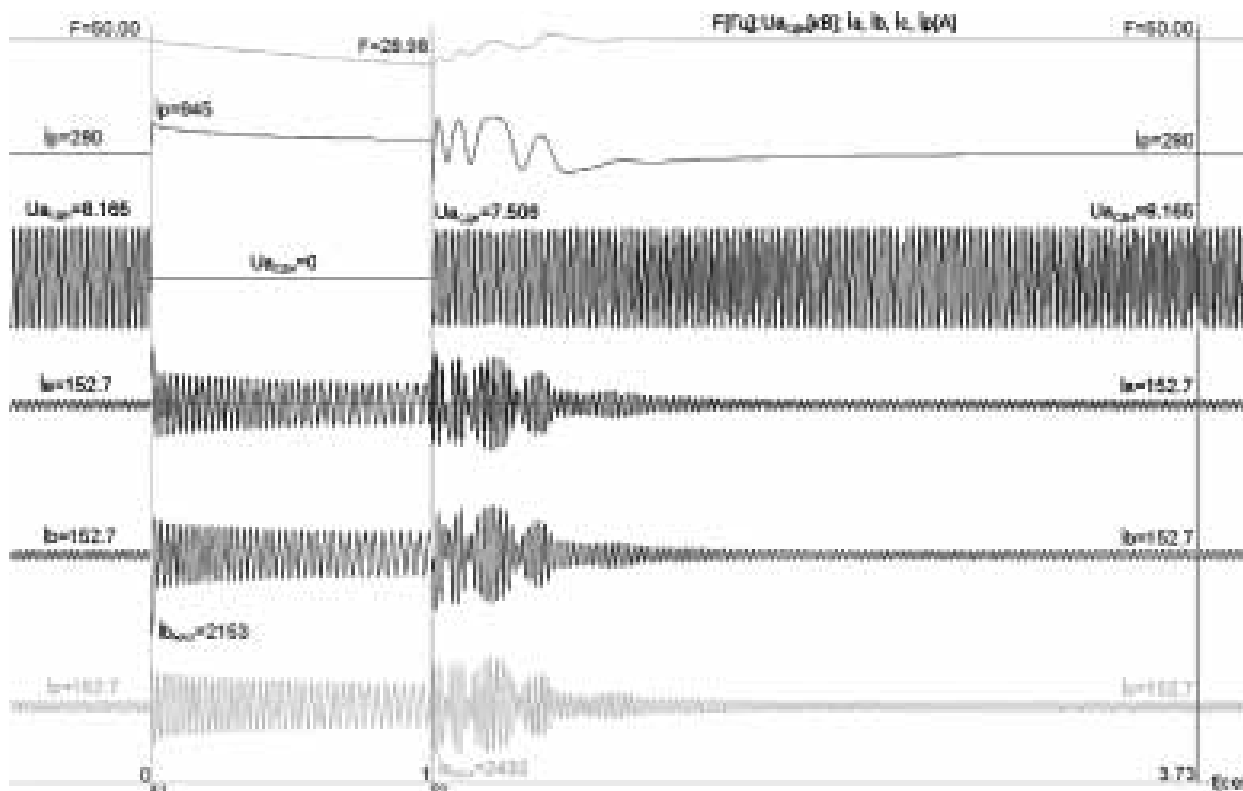


рис. 5 Осциллограммы выбега и самозапуска СДН-15-64-8У3 при 3-фазном К.З. $t_{дл}=1$ [сек] на шинах рабочей секции в номинальном исходном режиме

Анализ полученных экспериментальных данных позволил выработать рекомендации по изменению времени действия АВР ($t_{авр} < 2.5$ секунд) необходимого для успешной ресинхронизации синхронных двигателей и времени действия используемых МТЗ для предотвращения их ложного срабатывания при максимальных значениях тока самозапуска, которые используются на практике.

Кроме того, с помощью ВМК РВ Томской ЭЭС-выполнена предварительная пуско-наладка и оптимальная настройка модернизированной станции возбуждения с гибридным АРВ и микропроцессорной системой управления, защит и сигнализации для турбогенератора ТЭЦ г. Северска на всем спектре нормальных и аварийных режимов их работы.

В настоящее время ведётся разработка комплекса для тестирования и настройки адаптивной автоматической системы оптимального управления и регулирования напряжения и реактивной мощности (ААСОУ) для пилотного проекта Федеральной сетевой компании по построению интеллектуальной сети энергокластера «Эльгауголь».

В рамках данного проекта создаётся программно-аппаратная платформа, решающая следующие задачи:

- подбор рабочих диапазонов параметров регулятора;
- проверка достаточности мощности и количества, предусмотренных к установке систем компенсации реактивной мощности, для решения задач регулятора напряжения;
- проверка решений по эффективности использования регулятора,

Также осуществляется анализ режима работы энергокластера и прилегающей сети в части:

- проверки условий статической и динамической устойчивости;
- исследования и анализа нормальных и аварийных режимов в питающей сети, сети энергокластера и электроустановках потребителя энергокластера, в том числе мощной двигательной нагрузки;
- проверки качества регуляторов;
- проверки запасов по устойчивости энергокластера в условиях воздействия регулятора;

ВЫВОДЫ

Разработанный комплекс представляет собой универсальный инструмент эффективного решения задач тестирования, настройки и разработки широкого спектра автоматических и автоматизированных систем и устройств защиты и управления ЭЭС любой степени сложности. Заложенные в основу данного комплекса научные и инженерные разработки, прошли масштабную апробацию на реальных объектах энергетики и показали свою эффективность в решении широкого спектра задач, а его уникальные характеристики определяют отсутствие аналогов во всём мире. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Нудельман Г.С., Онисова О.А., Наволочный А.А. Подготовка методической базы цифровых моделей реального времени для целей релейной защиты // Электротехника. 2011. №7. С. 40 – 44.
2. Ouellette, D.S.; Geisbrecht, W.J.; Wierckx, R.P.; Forsyth, P.A. Modeling An Impedance Relay Using A Real Time Digital Simulator. Developments in Power System Protection, 2004. Eighth IEE International Conference
3. Paquin, J.-N.; Belanger, J.; Snider, L.A.; Pirolli, C.; Wei Li. Monte-carlo study on a large-scale power system model in real-time using eMEGAsim. Energy Conversion Congress and Exposition, 2009. ECCE 2009. IEEE
4. Холл Дж., Уатт Дж. Современные численные методы решения обыкновенных дифференциальных уравнений: Пер. с англ. / Под ред. А.Д. Горбунова. – М.: Мир, 1979. - 312 с.
5. Bertsch, J.; Carnal, C.; Karlson, D.; McDaniel, J.; Vu, K. Wide-Area Protection & Power System Utilization. 2005, Power Technol. Syst., ABB Autom., Baden, Switzerland
6. Гусев А.С. Концепция и средства всережимного моделирования в реальном времени электро-энергетических систем // Известия ВУЗов. Проблемы энергетики, 2008, – №9-10/1.
7. Давидзяк Г., Энеглек Х. Концепция свободного моделирования данных согласно стандарту МЭК 61850 // Релейщик. 2010. №3. С. 28 – 32.

Ю.С. Боровиков, А.В. Прохоров, А.С. Васильев, С.В. Лутовинов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия

ВВЕДЕНИЕ

Создание интеллектуальных энергосистем (ИЭ) является естественным и необходимым путем развития сложившихся систем генерации, транспортировки и потребления энергии. Основная идея, заложенная при разработке концепции ИЭ, заключается в том, что современные системы автоматизации, системы коммуникаций и информационные технологии предоставляют возможность повысить наблюдаемость и эффективность управления электроэнергетическими системами (ЭЭС), что является необходимым в условиях растущего уровня их сложности. Однако можно уверенно говорить о том, что уровень изученности процессов в реальных электрических сетях и реальных энергосистемах, являющихся сложными динамическими системами, остаётся крайне невысоким. Это, в свою очередь, определяет основную причину, которая тормозит развитие алгоритмов и методов построения ИЭ.

Наличие множества задач в распределительных и магистральных сетях, а также ЭЭС в целом, которые остаются до сих пор до конца нерешёнными, связано, главным образом, с отсутствием инструментария для их решения. А развитие таких элементов ИЭ, как гибкие системы передачи FACTS, адаптивные распределённые системы релейной защиты и автоматики, а также адаптивные системы управления режимами невозможно без серьёзных исследований, направленных на углубление понимания физических процессов, расширения области изучения ЭЭС, как больших динамических систем.

В настоящее время именно отсутствие таких знаний определяет тот факт, что скорость развития отдельных технологий намного превосходит скорость их внедрения в большую энергетику. Многие активно развивающиеся технологии, например, FACTS и WAMPACS, предоставляют гораздо больше возможностей по повышению управляемости и наблюдаемости ЭЭС, чем может быть использовано в существующих условиях отсутствия рекомендованных методов построения ИЭ на базе этих технологий.

Указанные обстоятельства послужили стимулом для разработки программно-аппаратной платформы, позволяющей повысить эффективность решения инженерно-исследовательских задач в

области ИЭ. Основой для построения такой платформы стали разработанные в Томском политехническом университете (ТПУ) концепция и средства всережимного моделирования в реальном времени ЭЭС [1], и созданная на их основе и на базе новейших достижений интегральной микроэлектроники, микропроцессорной техники и IT-технологий специализированная программно-техническая система гибридного типа – Всережимный моделирующий комплекс реального времени электроэнергетических систем (ВМК РВ ЭЭС)

Ключевыми преимуществами этих средств, по сравнению с используемыми в настоящее время сугубо численными средствами моделирования ЭЭС, в том числе многопроцессорными, являются:

- неограниченный интервал воспроизведения процессов;
- непрерывное моделирование в реальном времени;
- отсутствие ограничений на жёсткость и дифференциальный порядок используемых математических моделей, и соответственно, возможность их применения;
- высокая степень адекватности;
- глубокие трёхфазные математические модели элементов энергосистем, их устройств управления и автоматики;
- отсутствие ограничений на количество моделируемых элементов и размер модели;
- отсутствие методической погрешности моделирования и гарантированная необходимая точность.

Разработанные концепция и принципы построения средств её осуществления позволяют постоянно наращивать потенциал и совершенствовать структуру, созданных на их базе систем. В связи с этим, выполняемые в настоящее время в ТПУ научно-исследовательские работы и прикладные проекты, направлены на создание инженерно-исследовательской платформы, включающей реализации современных технологий в области ИЭ, в форме детальных моделей реального времени силового оборудования, его систем управления и защиты, а также полнофункциональных аналогов существующих информационных систем, и инструментов для решения на их базе задач построения, анализа и эксплуатации реальных ИЭ.

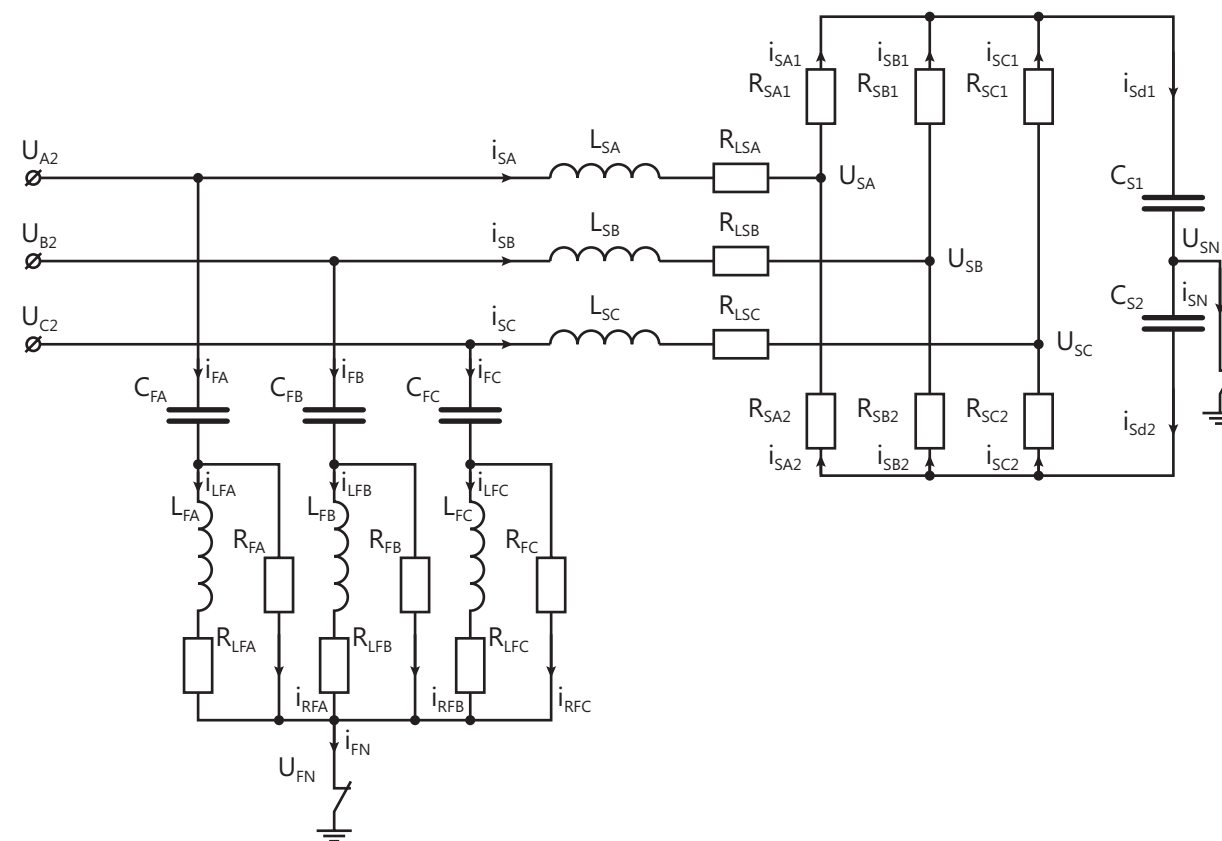


рис. 1 Схема замещения двухуровневого СТАТКОМ с фильтром нижних частот

ПРИНЦИПЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ УСТРОЙСТВ И ЭЛЕМЕНТОВ FACTS

Интенсивное развитие технологии FACTS и появление новых типов устройств, а также тенденция к повышению их суммарной установленной мощности, определяют не только новый качественный состав, но и новые законы формирования режимов ИЭ. В связи с этим, всё большую актуальность приобретают задачи:

- исследования поведения энергосистем при использовании в них устройств FACTS;
- исследование и разработка подходов к определению оптимальных мест установки устройств FACTS;
- разработка методов и алгоритмов управления и защиты устройств FACTS с учётом множества факторов, в том числе, таких как статическая и динамическая устойчивость энергосистем, оптимизация режимов энергосистем, снижение потерь электроэнергии и др.,
- требующие наличия адекватных и универсальных в режимном отношении моделей устройств и систем FACTS, а также средств, обеспечивающих решение данных моделей с высокой точностью в реальном времени, на неограниченном временном интервале и без декомпозиции протекающих процессов.

Модели FACTS должны реализовывать всевозможные структуры, процессы, быстрые и медленные алгоритмы управления и защиты реальных устройств FACTS, работающих в ИЭ совместно или раздельно.

Кроме того, необходимо учитывать тенденцию к увеличению разнообразия структур элементов FACTS. В таких условиях требуется наличие универсальных моделей, обладающих достаточной гибкостью для возможности их изменения в соответствии с конкретной схемной реализацией.

Отмеченное определяет подход к разработке специализированных гибридных процессоров устройств FACTS в рамках задачи создания инженерно-исследовательской платформы ИЭ.

В качестве примера такого подхода могут быть рассмотрены принципы построения модели статического синхронного компенсатора реактивной мощности (СТАТКОМ): являющегося базовым элементом для более сложных устройств FACTS.

На рисунке 1 представлена схема СТАТКОМ с двухуровневым преобразователем напряжения (ПН) [2].

где $U_{\xi 2}$ – напряжение соответствующей фазы $\xi=A,B,C$ вторичной обмотки трансформатора присоединения; $L_{F\xi}, R_{LF\xi}$ – индуктивности и активные сопротивления реакторов фильтра нижних частот (ФНЧ); $C_{F\xi}, R_{F\xi}$ – ёмкости и активные сопротивления

ФНЧ; $L_{S\xi}$, $R_{LS\xi}$ – индуктивности и активные сопротивления токоограничивающих реакторов; C_{S1} , C_{S2} – ёмкости конденсаторных батарей (КБ) на стороне выпрямленного напряжения; $R_{S\xi1}$, $R_{S\xi2}$ – нелинейные сопротивления, которыми реализуются вольтамперные характеристики (ВАХ) ПП ключей.

В зависимости от модификации СТАТКОМ, он подключается к сети через трансформатор, обмотка высокого напряжения которого обычно соединена в звезду, а обмотка низкого напряжения в звезду или треугольник. При использовании СТАТКОМ в качестве последовательного компенсатора или в составе объединённого регулятора потоков мощности, первичная обмотка включается в сеть последовательно. Третья обмотка, при её наличии, чаще всего соединяется в треугольник и является компенсирующей. Таким образом, с учётом возможных вариантов схем соединения обмоток, универсальная всережимная математическая модель трансформаторной части СТАТКОМ имеет следующий вид:

$$\begin{cases} \frac{di_{T1\xi}}{dt} = \frac{1}{L_{T1\xi}} \left(U_{1\xi} - R_{T1\xi} i_{T1\xi} - W_{T1\xi} \frac{d\Phi_\xi}{dt} \right), \\ \frac{di_{Tj\xi}}{dt} \Big|_{j=2\dots n} = \frac{1}{L_{Tj\xi}} \left(-U_{1\xi} - R_{Tj\xi} i_{Tj\xi} + W_{Tj\xi} \frac{d\Phi_\xi}{dt} \right), \\ F_{T\xi} = \sum_{i=1}^n W_{Ti\xi} i_{Ti\xi}, \\ \Phi_\xi = k_H F_{T\xi} \end{cases}$$

В уравнениях приняты следующие обозначения:

- $i_{Ti\xi}$ – ток в i -той обмотке фазы ξ ;
- $L_{Ti\xi}$ – индуктивность i -той обмотки фазы ξ ;
- $U_{i\xi}$ – напряжение на i -той обмотке фазы ξ , равное фазному, при соединении обмоток в звезду, линейному, при соединении в треугольник, или разности напряжений по концам обмоток, при последовательном включении в сеть;
- $R_{Ti\xi}$ – сопротивление i -той обмотки фазы ξ ;
- $W_{Ti\xi}$ – число витков i -той обмотки соответствующей фазы ξ ;
- Φ_ξ – поток, обусловленный токами фазы ξ ;
- $F_{T\xi}$ – результирующая магнитодвижущая сила электромагнитной системы трансформатора;
- n – число обмоток трансформатора;
- k_H – нелинейный коэффициент взаимосвязи Φ_ξ и $F_{T\xi}$, определяемый кривой намагничивания.

Фильтр нижних частот может быть выполнен или только на конденсаторах, или содержать последовательно соединённые реакторы и конденсаторы, настраиваемые в резонанс на частоту коммутации ПП ключей. Реакторы могут шунтироваться сопротивлениями. С учётом этого процессы,

протекающие в фильтре, могут быть описаны системой уравнений:

$$\begin{cases} i_{F\xi} = i_{T\xi2} - i_{S\xi}; \\ \frac{dU_{CF\xi}}{dt} = \frac{1}{C_{F\xi}} i_{F\xi}; \\ i_{RF\xi} = i_{F\xi} - i_{LF\xi}; \\ U_{RF\xi} = i_{RF\xi} R_{F\xi}; \\ U_{LF\xi} = U_{RF\xi} - U_{RLF\xi}; \\ \frac{di_{LF\xi}}{dt} = \frac{1}{L_{F\xi}} U_{LF\xi}; \\ U_{RLF\xi} = i_{LF\xi} R_{LF\xi}; \\ U_{\xi2} = U_{FN} + U_{CF\xi} + U_{RF\xi}, \end{cases}$$

где:

- $i_{T\xi2}$ – фазный ток трансформатора;
- $U_{CF\xi}$ – напряжения на конденсаторах;
- $U_{LF\xi}$, $U_{RLF\xi}$ – напряжения на индуктивностях и активных сопротивлениях реакторов ФНЧ;
- $U_{RF\xi}$ – напряжения на активных сопротивлениях ФНЧ.

Совокупная всережимная математическая модель рассмотренного СТАТКОМ образует нижеприведённую систему уравнений:

$$\begin{cases} U_{LS\xi} = U_{\xi2} - U_{SN} - U_{RLS\xi} - U_{S\xi1} - U_{Sd1}; \\ \frac{di_{S\xi}}{dt} = \frac{1}{L_{S\xi}} U_{LS\xi}; \\ U_{RLS\xi} = i_{S\xi} R_{LS\xi}; \\ i_{S\xi1} = i_{S\xi} + i_{S\xi2}; \\ U_{S\xi1} = i_{S\xi1} R_{S\xi1}; \\ U_{S\xi2} = U_{Sd1} - U_{Sd2} - U_{S\xi1}; \\ i_{S\xi2} = \frac{U_{S\xi2}}{R_{S\xi2}}; \\ i_{Sdj} = i_{SAj} + i_{SBj} - i_{SCj}; \\ \frac{dU_{Sdj}}{dt} = \frac{1}{C_{Sj}} i_{Sdj}, \end{cases}$$

где:

- $U_{RLS\xi}$, $U_{LS\xi}$ – напряжения на активных сопротивлениях и индуктивностях токоограничивающих реакторов;
 - $U_{S\xi j}$ – напряжения на ПП ключах ПН, соединённых с положительной клеммой КБ при $j=1$, с отрицательной при $j=2$;
 - U_{Sdj} – напряжения на КБ.
- Совокупность указанных ранее свойств и возможностей, которыми должны обладать программ-

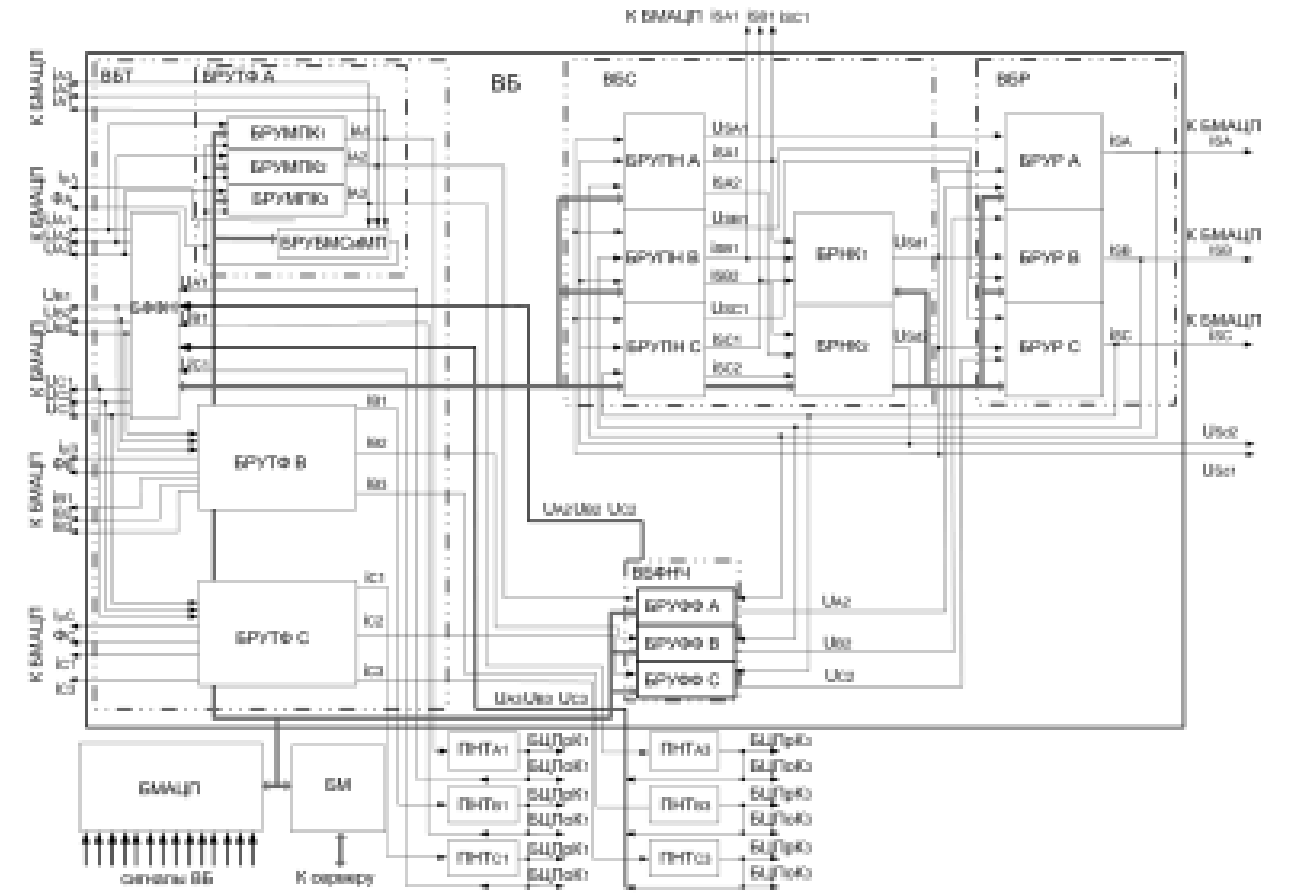


рис. 2 Структурная схема программно-технических средств всережимного моделирования СТАТКОМ

но-технические средства реализации моделей оборудования ИЭ, в том числе FACTS, определяют следующие принципы их построения:

- для методически точного непрерывного решения в реальном времени и на неограниченном интервале жесткой нелинейной системы дифференциальных уравнений применяется непрерывное неявное их интегрирование;
- для обеспечения всех возможных видов автоматизированного и автоматического изменения и управления параметрами и коэффициентами математической модели, а также представления, преобразования и отображения управлений и результатов моделирования используется цифро-аналоговое и аналогово-цифровое преобразование информации;
- для исключения принципиальных ограничений наращивания размерности моделируемых ИЭ, адекватного осуществления всевозможных трёхфазных продольно-поперечных коммутаций, обеспечения возможности подключения, при необходимости, различных модельных физических элементов и др., входные-выходные трёхфазные математические переменные преобразуются в соответствующие им модельные физические токи, соответственно напряжения, и всережимные математические модели всех

элементов, включая СТАТКОМ, объединяются на модельном физическом уровне, согласно топологии моделируемой ИЭ;

- для обеспечения возможности реализации алгоритмов управления ПП ключами ПН и законов управления СТАТКОМ, а так же различных функциональных преобразований информации и др. используется современная микропроцессорная техника и IT-технологии.

Структура разработанных в соответствии с этими принципами программно-технических средств всережимного моделирования в реальном времени СТАТКОМ представлена на рис. 2.

Решение системы дифференциальных уравнений осуществляется в вычислительном блоке (ВБ), который включает в себя: вычислительный блок решения уравнений трансформатора (ВБТ), фильтра нижних частот (ВБФНЧ), токоограничивающих реакторов (ВБР) и СТАТКОМ (ВБС). Полученные в результате решения непрерывные математические переменные токов и напряжений оцифровываются в блоке многоканального аналого-цифрового преобразования (БМАЦП) для программного осциллографирования, осуществления алгоритмов и законов управления СТАТКОМ, а также различных функциональных преобразований и представлений.

Все эти программные функции реализуются в блоке микропроцессоров (БМ.: состоящем из центрального микропроцессора и периферийных микроконтроллеров. Центральный микропроцессор служит для связи с сервером ранее указанной многопроцессорной системы, синхронизации работы периферийных микроконтроллеров, управления параметрами ВБТ, моделирования технологической и ПА и др. Периферийные микроконтроллеры реализуют системы регулирования и РЗ, а так же управления параметрами ВБС, БВР, ВБФНЧ и состояниями блоков цифровуемой продольной (БЦПрК) и поперечной (БЦПоК) трёхфазной коммутации. Преобразование трёхфазных математических переменных в соответствующие им модельные физические токи, соответственно напряжения, осуществляется интегральными микроэлектронными преобразователями напряжение-ток (ПНТ).

Блоки решения уравнений, входящие в состав вычислительных блоков структурной схемы (рис. 2), имеют следующие обозначения:

БРУР – Блоки решения уравнений реакторов;
 БРУПН – Блоки решения уравнений ПН;
 БРНК – Блоки решения напряжений конденсаторов;

БРУФФ – Блоки решения уравнений ФНЧ;
 БФФН – Блок формирования фазных напряжений;

БРУБМСИМП – Блоки решения уравнений баланса магнитодвижущих сил и расчёта магнитного потока;

БРУМПК – Блоки решения уравнений магнитосвязанных потоком контуров;

Блоки БРУБМСИМ.: БРУМПК объединены на схеме в блоки расчёта уравнений трансформатора (БРУТ).

Основным отличием устройств СТАТКОМ различных производителей – АВВ, ALSTOM, Энерком-Сервис является тип преобразователей напряжения для построения которых, как правило, используются двухуровневые, трёхуровневые или многомодульные схемы, что ведет к различиям в системе управления СТАТКОМ и её аппаратной реализации. Кроме того в ряде случаев используются различные схемы фильтров. Исходя из вышесказанного модель СТАТКОМ следует разделять на три части: основную – универсальную, включающую трансформатор модель трансформатора и заменяемые части – фильтр гармоник и ПН с накопителем энергии и системой управления, представляющие собой сменную плату, топология которой зависит от конкретной реализации СТАТКОМ.

Одна из проблем моделирования устройств FACTS заключается в воспроизведении процессов коммутации, связанных с бросками токов и напряжений, а так же с динамическими характеристиками силовых ПП ключей, параметров dU/dt и di/dt . Схожей с ней по сути проблемой является необходимость воспроизведения широкого спектра

частот. При моделировании гибридным методом на частотный спектр накладываются ограничения параметры применяемой интегральной полупроводниковой техники (операционных усилителей, ЦАП и преобразователей напряжение/ток). Хотя их полоса пропускания превышает 1 МГц, что на 2–3 порядка больше требуемого диапазона частот, существующие смещения и паразитные параметры интегральной схемотехники при взаимодействии между собой и с ёмкостными элементами могут резонировать на частотах близких к 10 кГц. По этой причине особое внимание уделяется подбору коэффициентов передачи усилителей, масштабам воспроизведения процессов и параметрам элементной базы.

Коммутационные процессы в ПП ключах моделируются упрощено, а именно коммутационные потери и потери в открытом состоянии усредняются, что приводит к увеличению падения напряжения на ключе в открытом состоянии на порядок. Таким образом, изменение состояния ключа может быть осуществлено за 20–30 мкс, в то время как IGBT транзисторы способны изменять состояние за 1 мкс, IGBT тиристоры за 50 мкс, GTO тиристоры за 100 мкс. Данные упрощения допустимы с точки зрения достоверности воспроизведения энергетических процессов и не оказывают значительного влияния на динамику работы модели и на воспроизведение режимов работы ИЭ в целом. Например, для устройства СТАТКОМ, обладающего высоким быстродействием, время изменения направления компенсации реактивной мощности от максимальной выработки до максимального потребления составляет два периода сетевого напряжения 40 мс.

Применение физических ПП ключей для моделирования работы силовых ключей позволяет осуществлять управление ими с помощью микроконтроллера без увеличения требований к его производительности, в отличие от реализации на основе параметров ключа с помощью ЦАП.

Описанный подход к реализации модели СТАТКОМ позволяет получить модель любого устройства FACTS. При этом применима модульная структура реализации модели, позволяющая на базе типовых элементов (реакторов, батарей конденсаторов, трансформаторов и сменных блоков ПП ключей), обеспечить с помощью трёхфазных коммутаторов любую топологию устройств продольного и поперечного типа.

Моделирование информационных сетей интеллектуальных энергосистем

Построение интеллектуальных энергосистем требует качественного и количественного повышения наблюдаемости параметров электрического режима энергосистем. Существующие на данный момент стандарты телеметрии, а также современные подходы к синхронизированным векторным измерениям, как оказалось на практике применения, недостаточны для внедрения на их основе си-

стем распределенной защиты и контроля ЭЭС [3, 4]. Что, в свою очередь, препятствует радикальному повышению управляемости ЭЭС, необходимой для построения интеллектуальных энергосистем.

Синхронные векторные измерения, построенные с применением стандарта IEEEC37.118 предполагают мониторинг установившихся режимов энергосистем. Типичными квантами при формировании и передачи таких измерений являются периоды либо единицы периодов (10–50 выборок в секунду). Вновь разрабатываемые стандарты, такие как IEEEC37.118.2, IEC 61850-90-5 предполагают внесение качественных изменений в синхронные векторные измерения. Совместное и гармоничное применение новых стандартов в энергосистемах позволит повысить дискретность измерений (до $\frac{1}{4}$ периода), тем самым повысив частоту их передачи [4, 5], а следовательно, и наблюдаемость энергосистемы.

Реализованные на данный момент системы мониторинга на основе WAMS (Wide Area Measurement System) в основе которой лежат векторные измерители (PMU – Phasor Measurement Unit), успешно справляются с поставленной задачей в рамках проектов небольшого масштаба. Однако при этом остаётся открытым вопрос об успешности выполнения их функций при массовом внедрении систем на базе PMU и оптимальных объёмов информации, требуемой от них для эффективного управления и мониторинга ИС.

Введение новых стандартов измерения и передачи параметров энергетического режима в распределённых энергосистемах ещё более актуализирует следующие проблемы:

- обеспечение требуемой пропускной способности каналов передачи информации;
- безопасность использования общедоступных сетей передачи информации;
- синхронность измерений;
- влияние неоднородности нагрузки на скорость передачи в каналах связи;
- отсутствие систем мониторинга, сбора и хранения информации;
- стандартизация передаваемых сигналов для воздействия на локальные элементы энергосистем и др.

Кроме того, актуальными проблемами внедрения синхронных векторных измерений являются, в том числе и при действующих версиях стандартов, следующие аспекты:

- определение топологии и центров координации сбора данных;
- оптимизация соотношения количества вводимых измерителей, на один объект наблюдения;
- поведение систем управления в случае отказа или отсутствии связи с измерителями;
- определение влияния быстропротекающих процессов на показатели устойчивости ЭЭС [6, 7];
- алгоритмы формирования комплексных и ко-

личественных показателей устойчивости энергосистемы на основе данных с разрозненных точек измерения [7];

- влияние степени мультиплексирования на комплексный анализ режима ЭЭС.

В свою очередь, главной проблемой, определяющей сложность решения задач построения такого рода информационных систем, являются медленные темпы их внедрения, и поэтому отсутствие возможности масштабной проверки технических решений на практике. Ввиду сложности таких систем, учёт всех нюансов их построения связан с необходимостью предварительного экспериментального тестирования в условиях максимально приближенных к реальным, поэтому использование для этих целей испытательных полигонов, включающих реальное оборудование, функционирующее на ограниченном количестве испытываемых объектов, и в весьма ограниченном диапазоне режимов, является малоэффективным, а результаты таких испытаний малоприменимы для крупномасштабных систем.

Решение таких задач с помощью разрабатываемой инженерно-исследовательской платформы ИЭ возможно за счёт следующих её качеств:

- используемая в качестве основы гибридная система всережимного моделирования в реальном времени ЭЭС позволяет с высокой точностью и высокой степенью адекватности воспроизводить весь спектр процессов и режимов в оборудовании и ЭЭС любой сложности и любого масштаба;
- информационно-управляющая структура платформы, включающая многоуровневые информационные каналы связи (внутри модульные, межмодульные, внутри системные и внешние) и построенная по иерархическому принципу, позволяет реализовать любую систему измерений, сбора, передачи и обработки информации с необходимой степенью соответствия реальным системам, а также последующее использование этой информации для решения задач управления ЭЭС как на виртуальном уровне платформы, так и во взаимодействии с реальными системами.

Таким образом, реализация в разрабатываемой инженерно-исследовательской платформе ИЭ существующих международных стандартов на телеизмерения и телесигнализацию, мгновенные измерения, а также на синхронные векторные измерения в комплексе позволяет разрабатывать новые, оптимальные распределённые системы управления любого масштаба. Гибкость программно-аппаратной платформы позволит в краткие сроки и без существенных затрат на массовую установку новых, дорогостоящих устройств измерения реализовать на модельном уровне требования и возможности новых стандартов, способствующих повышению наблюдаемости и управляемости

энергосистем. Разработать на их основе методы и технические решения по построению распределенных систем управления, контроля и защиты, а также проверить и оптимизировать их для внедрения на реальных объектах энергосистем.

ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ИНЖЕНЕРНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

Разрабатываемый программно-аппаратный инструментальный инженерно-исследовательской платформы ИЭ ориентирован на решение широкого спектра задач, как в области традиционных ЭЭС, решаемых под новым углом зрения современных технологий интеллектуальной энергетики, так и принципиально новых, связанных исключительно с построением ИЭ.

Основные области применения платформы, основанной на свойствах и возможностях ВМК РВ ЭЭС, в проектировании и эксплуатации ИЭ:

- применение в научно-образовательных целях – исследование и изучение физических процессов в оборудовании, электрических сетях и энергосистемах, поддерживаемые дополнительным специализированным программным инструментарием, обеспечивающим возможность программирования алгоритмов функционирования отдельных элементов модели, обработки и визуализации результатов моделирования и др.;
- достоверный и оперативный анализ всевозможных нормальных и аварийных режимов и процессов в оборудовании, в том числе устройствах FACTS, активно-адаптивных сетях и ИЭ в целом;
- всережимный реального времени советчик и тренажер диспетчера энергосистемы, электростанции, центра управления сетями;
- тестирование и настройка устройств и систем релейной защиты, управления и противоаварийной автоматики, в том числе адаптивных;
- исследование поведения энергосистем при использовании в них устройств FACTS, в том числе решение задач определения оптимальных мест установки устройств FACTS;
- исследование и разработка методов построения систем WAMPACS, определение оптимального количества и мест установки PMU;
- разработка методологии построения активно-адаптивных сетей;
- разработка методов и алгоритмов управления устройствами FACTS с учётом множества факторов, в том числе, таких как статическая и динамическая устойчивость энергосистем, оптимизация режимов энергосистем, снижения потерь электроэнергии и т.д.;
- разработка новых алгоритмов работы устройств релейной защиты, управления и автоматики, в

том числе и распределенных самонастраивающихся (адаптивных) систем;

- разработка алгоритмов оптимизации и планирования режимов энергосистем.

ВЫВОДЫ

Требования современной энергетики и достигнутый уровень развития техники определяют направления и тенденции построения ИЭ, однако, отсутствие эффективных инструментов решения обозначенных выше задач препятствует интенсивному развитию интеллектуальной энергетики и созданию обоснованных решений для практического применения. Целью создания такого инструмента, как инженерно-исследовательская платформа ИЭ является представление нового типа системы, имеющего потенциал стать одним из базовых элементов построения ИЭ и открывающего новые возможности и перспективы развития энергетики. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Гусев А.С. Концепция и средства всережимного моделирования в реальном времени электроэнергетических систем // Известия ВУЗов. Проблемы энергетики, 2008, – №9-10/1.
2. Шейко П.А., Балыбердин Л.Л., Мазуров М.И., Николаев А.В. СТАТКОМ как средство компенсации реактивной мощности в сетях высокого напряжения // Новое в российской энергетике. – 2003. – №5. – с. 39–43.
3. Синхронные измерения в ЭЭС // «ЭнегроStyle» – 2011. – №15. 06. с. 48–49
4. Alison Silverstein, Jeffery E. Dagle, "Successes and Challenges for Synchrophasor Technology: An Update from the North American Synchrophasor Initiative," hicss, pp.2091-2095, 2012 45th Hawaii International Conference on System Sciences, 2012.
5. Программа инновационного развития на 2011–2016 годы и на перспективу до 2020 года. ОАО «СО ЕЭС». Утверждена Советом Директоров (Протокол от 28.06.2011 №107) – М.: – 2011. с. 22.
6. Фишов А.Г., Дехтерев А.И. Особенности расчёта запасов статической устойчивости в режиме реального времени // Электроэнергетика глазами молодёжи: сб. трудов Всероссийской молодежной научно-технической конференции (Екатеринбург, 17–19 нояб. 2010 г.). – Екатеринбург: Изд-во УрФУ – 2010. – Т.1, С.225–230.
7. Арцишевский Я.Л., Журавлев Д.М. Мониторинг частоты при измерении электрических параметров режима энергосистемы в векторной форме. // Известия вузов. Электромеханика, – №2, – 2010, с. 63-67.

ОПЫТ СИСТЕМНОЙ ИНТЕГРАЦИИ ЭЛЕМЕНТОВ ЦИФРОВОЙ ПОДСТАНЦИИ НА ПРИМЕРЕ ПОЛИГОНА «ЦИФРОВАЯ ПОДСТАНЦИЯ» ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС»

В.А. Маслов

ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы», г. Чебоксары, Россия

Появление группы стандартов IEC 61850 привело к качественному скачку в области автоматизации подстанций. Все ведущие мировые производители оборудования и систем автоматизации ПС поддержали развитие данного стандарта. В настоящее время основным направлением работы по улучшению поддержки IEC 61850 является реализация в устройствах РЗА стандарта IEC 61850-9-2, описывающего передачу выборок аналоговых значений по сети Ethernet – так называемую шину процесса.

Шина процесса представляет собой сеть связи между первичным оборудованием (таким как измерительные трансформаторы) и вторичным оборудованием (интеллектуальные электронные устройства защиты и управления – ИУЭ, англ. IED), служащую для передачи аналоговых данных – измерений тока и напряжения. Также эта сеть может использоваться для передачи дискретных данных и команд управления коммутационными аппаратами, но этот функционал пока ещё не ре-

ализуется в проектах. На сегодняшний день на традиционных подстанциях обмен информацией производится по разветвлённой обширной сети параллельных медных кабелей. Использование волоконно-оптических кабелей не только позволяет исключить большую часть этой медной сети, но также увеличивает безопасность эксплуатации, обеспечивая развязку с полевым оборудованием.

В России ключевые энергетические компании, в первую очередь ОАО «ФСК ЕЭС», следят за мировыми тенденциями в отношении внедрения стандарта и готовы применять новейшие технологии. Подтверждением являются реализуемые в настоящее время проекты Цифровой подстанции, в ряде из которых компания АББ принимает активное участие.

Полигон «Цифровой подстанции» базируется на тупиковой однострансформаторной ПС, питающейся от линии 110 кВ и расположенной на тер-

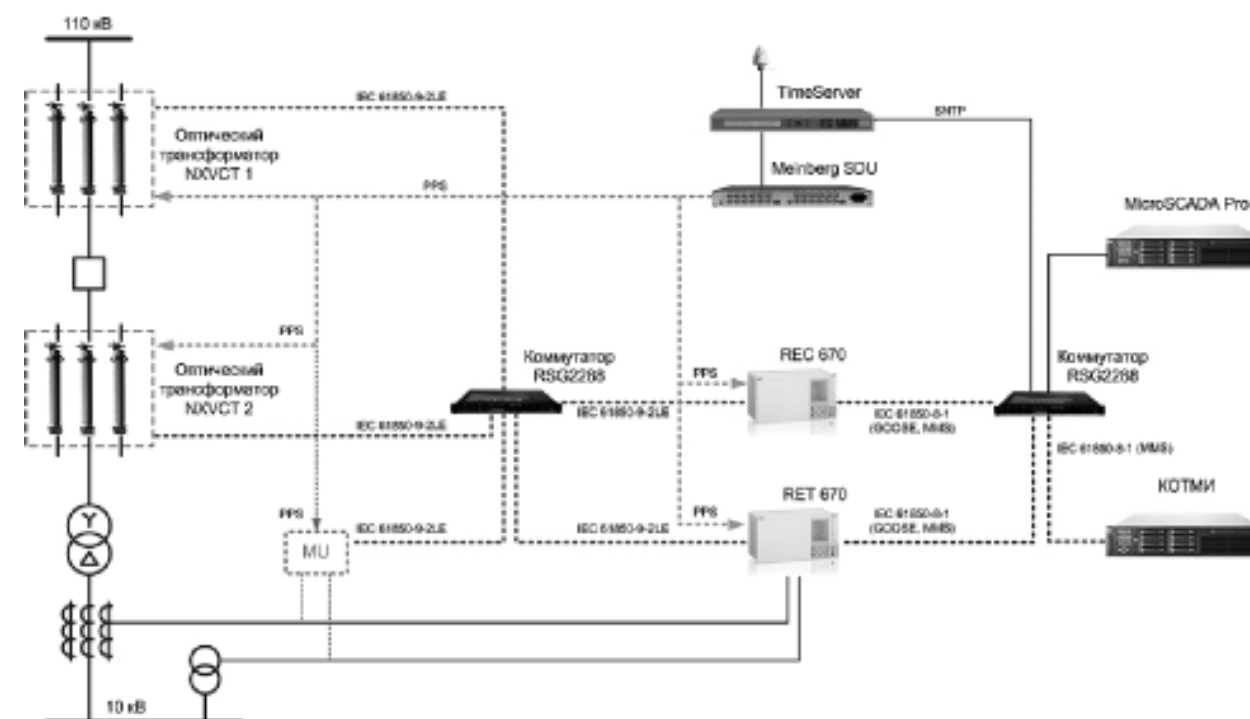


рис. 1 Структурная схема полигона «Цифровой подстанции»

ритории ОАО «НТЦ Электроэнергетики». На подстанции установлены элегазовый выключатель 110 кВ и оптические измерительные трансформаторы со стороны линии и со стороны высокого напряжения двухобмоточного трансформатора 110/10 кВ. В конце 2011 года на полигоне в качестве устройств релейной защиты были введены в эксплуатацию ИЭУ семейства Relion 670 – устройства RET 670 и REC 670. Устройства имеют возможность получения величин и от традиционных ТТ и от преобразователя аналоговых сигналов в протокол IEC 61850-9-2LE. Данные устройства включены в шину процесса и получают выборки первичных величин от оптических трансформаторов через объединяющие устройства в соответствии с IEC 61850-9-2LE.

На устройство RET 670 в рамках проекта возложены функции основной защиты двухобмоточного трансформатора 110/10 кВ – ДЗТ, а также резервных защит трансформатора со стороны 110 кВ (МТЗ), включая приём контакта от газовой защиты и пуск МТЗ по минимальному напряжению. Устройство REC 670 осуществляет выдачу команд отключения/включения в цепь управления выключателем на промреле в панель управления выключателя, мониторинг состояния блок-контактов выключателя, сигнализацию неисправности выключателя или его привода. Кроме того, в составе REC670 предусмотрены функции УРОВ и АПВ. Также устройства передают информацию в АСУ ТП, и выполняют обмен данными по GOOSE.

Сеть Ethernet полигона Цифровой подстанции разделена на две подсети: станционная сеть (IEC61850-8-1) и шина процесса (IEC61850-9-2LE). В качестве основного оборудования при построении сети использовались промышленные модульные управляемые гигабитные коммутаторы RSG2288, отвечающие требованиям протокола IEEE 1588v2. Коммутаторы данного типа обеспечивают высокоточную синхронизацию времени по

сети Ethernet и выдачу сигналов точного времени в формате IRIG-B для устройств, не поддерживающих протокол IEEE 1588. Данный тип коммутатора выбран для возможности выполнения последующей модернизации подстанции, а также с целью унификации. В проекте используется синхронизация от сервера точного времени по протоколу SNTP и с помощью сигнала PPS от Meinberg SDU (Signal Distribution Unit). Сигнал PPS передаётся по оптическому патчкорду.

В качестве источников значений фазных токов и напряжений от оптических ТТ-ТН в формате IEC 61850-9-2LE используется блок NXVCT на высокой стороне силового трансформатора. Аналоговые значения фазных токов от ТТ низкой стороны силового трансформатора в формате IEC 61850-9-2LE устройства полигона принимают от устройств объединения (преобразователь аналоговых сигналов в протокол МЭК 61850-9-2LE).

В качестве системы диспетчерского управления на полигоне Цифровая Подстанция применяется система АСУТП «КОТМИ 2010», использующая для связи с устройствами по протоколу IEC 61850-8-1 OPC сервер производства Relab Software. В качестве инструментального ПО конфигурирования устройств РЗА и настройки связей между устройствами полигона в соответствии с IEC 61850 применяется программный комплекс производства концерна ABB в составе: PCM (версия 2.4) и MicroSCADA Pro (версия 9.3FP1). За сбор осциллограмм по протоколу MMS согласно МЭК 61850-8-1 в рамках проекта отвечают коммуникационные компоненты инструментального ПО MicroSCADA Pro.

Опыт полигона «Цифровой подстанции» показал корректную, полностью соответствующую ожиданиям работу системы. Не было зафиксировано случаев ложной реакции системы или неправильной выдачи сигналов срабатывания. ■

МНОГОУРОВНЕВАЯ ПОДГОТОВКА СПЕЦИАЛИСТОВ В ОБЛАСТИ ЭЛЕКТРОТЕХНИКИ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ПО ФГОС ВПО ТРЕТЬЕГО ПОКОЛЕНИЯ

В.А. Щедрин

ЧГУ им. И.Н. Ульянова, г. Чебоксары, Россия

Высшая техническая школа претерпевает сегодня кардинальные изменения и становится во многом совершенно другой, постепенно теряя базовые принципы и достижения инженерного образования предшествовавшей эпохи. В режиме некритического копирования чужого опыта совершен ряд ошибок, как и во многих других сферах деятельности. Фактически предана забвению основополагающая идея русской конца XIX и советской XX века инженерной школы, которая состояла в интеграции фундаментальной академической подготовки и глубокой профессиональной специализации. Вершителями судеб нашего профессионального технического образования напроочь забыто предостережение замечательного русского педагога К.Д.Ушинского о чрезмерном заимствовании опыта, рожденного на Западе, ибо оно «оказывается безвредным только тогда, когда основания общественного образования твердо положены самим народом». Сейчас нам надлежит вновь думать и рассуждать об инновационной способности нации, о её прорывах в будущее, о качественных изменениях в системе высшего технического образования и о подготовке высокопрофессиональных специалистов в совершенно новых условиях.

Мировая тенденция создания многопрофильных университетов, объединяющих технические, гуманитарные, медицинские и другие направления подготовки специалистов, к которым относится и Чувашский государственный университет имени И.Н. Ульянова (ЧГУ), открывает ряд возможностей поиска оптимальной стратегии и реализации подготовки современных инженерных кадров. Подготовка специалистов в области техники и технологий в ЧГУ имеет богатые традиции. Она начиналась с открытия в Чебоксарах Волжского филиала МЭИ (1961г.), руководителем которого был проректор МЭИ профессор А.А. Федоров. Открытие новых специальностей в то время вызывалось острой потребностью в инженерных кадрах для электротехнической и электроэнергетической отраслей промышленности, которые бурно развивались в Чувашии. На базе окрепшего Волжского филиала МЭИ уже в августе 1967г. был создан один из первых в стране многопрофильный университет.

В настоящее время в единой организационной структуре его осуществляется как традиционная профессиональная инженерная (моноуров-

невая) подготовка кадров по специальностям, так и с 1994г. многоуровневая система инженерного образования по направлениям. Она проводится на основе Государственных образовательных стандартов высшего профессионального образования (ГОС ВПО) второго поколения.

Многоуровневая подготовка специалистов до сих пор вызывает острые дискуссии, настороженное негативное отношение и зачастую необоснованное категорическое неприятие. Степени бакалавра и магистра рассматриваются некоторыми как нечто навязываемое российской высшей школе Западом. Болонские реформы, имеющие целью создание единого образовательного пространства в масштабе Европы, воспринимаются как насаждаемые у нас почти административно. На первый взгляд, вроде бы они на самом деле не вписываются в многонациональную самобытность российской высшей школы. Однако известно, что подготовка магистров проводилась в Московском, Казанском и Харьковском университетах еще в конце XIX века и в первые годы Советской власти. В 1960г. А.Н. Косыгин предлагал вузам СССР перейти на систему бакалавр-магистр. Цель такого изменения заключалась тогда не в сокращении времени обучения и затрат на образование, а в повышении качества подготовки и профессиональной квалификации выпускников, доведения до требуемого уровня знаний и профессионального мастерства лишь тех студентов, кто по своим образовательным возможностям был способен такой уровень достичь. Недостаточную практическую подготовку бакалавров затем предполагалось, в обязательном порядке, компенсировать различными образовательными программами повышения квалификации на рабочих местах.

Безусловно, в современной трактовке бакалавриат по техническим направлениям, как ступень высшего профессионального образования, себя явно не оправдывает, поскольку бакалавр оказался невостребованным в промышленном производстве и не понятным для целевого использования специалистом. Он не вписан также законодательством и юридически в систему действующего трудового законодательства. К тому же даже организация и формирование ГАК по двум ступеням и сами защиты выпускных бакалаврских и дипломных работ лишь усложнили деятельность выпускающих кафедр вузов.

Магистратура же стала положительным достижением в дальнейшем развитии высшей технической школы. Она открыла дополнительную возможность вузовским коллективам в условиях скудного финансирования вузов сконцентрироваться хотя бы в незначительной мере на проведении фундаментальных и прикладных НИР в области наукоемких технологий. Чаще всего эти исследования проводятся сейчас совместно с компаниями, находящимися на передовой полосе новых разработок и успешно конкурирующими с ведущими мировыми фирмами. Это позволяет развивать сотрудничество между работодателями и вузами. А также решать задачу пополнения высокопрофессиональными кадрами как предприятия, так и в какой-то мере сами вузы. Магистранты и магистры ЧГУ на сегодня являются самыми востребованными и наиболее творчески одаренными сотрудниками на предприятиях Чувашии и других регионов России.

Система реализованной на практике многоуровневой подготовки специалистов, например, в ЧГУ показана на рис. 1.

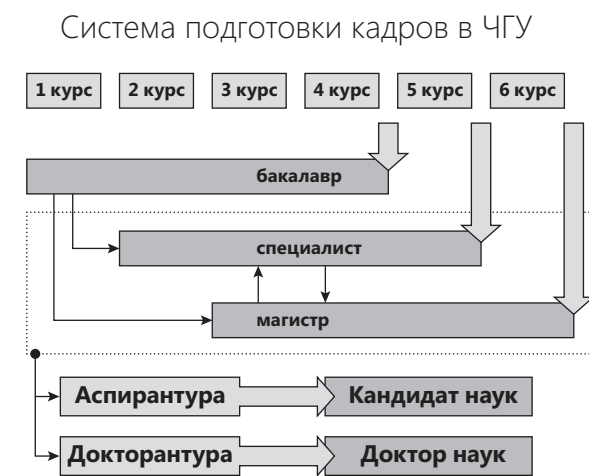


рис. 1 Система многоуровневой подготовки специалистов

Эта система хорошо отработана, несмотря на предусмотренное ГОС ВПО второго поколения существенное сокращение часов на специальную подготовку.

В соответствии с целевой республиканской программой социально-экономического развития Чувашии ЧГУ осуществляет ежегодный фактический выпуск специалистов по всем техническим направлениям и специальностям на уровне 800 человек в год. С учётом сложившейся инфраструктуры на основе проведенных исследований и экспертного опроса специалистов-практиков было выполнено ранжирование отраслей и определены приоритетные направления в Чувашской Республике, которыми являются энергетика, электротехника, информатика и вычислительная техника,

приборостроение, машиностроение и строительство. По уровням подготовки сегодня республика нуждается в выпуске: инженеров-исследователей (магистров техники и технологии), обеспечивающих создание и внедрение новых технологий, современных материалов и наукоемких изделий; инженеров, обеспечивающих функционирование технических служб предприятий и специалистов, управляющих производством (с базовым техническим и вторым экономико-управленческим образованием). Университетом совместно с органами государственной власти и работодателями сформулированы основные требования к республиканской системе подготовки кадров для промышленного комплекса республики:

1. Многоуровневость, удовлетворяющая потребность в специалистах разной степени квалификации, и непрерывность образования;
2. Разветвлённость по специальностям и специализациям, включая различные уровни инженерно-управленческой подготовки;
3. Территориальное рассредоточение системы учебных заведений, обеспечивающее связь её с предприятиями и подпитку их местными кадрами.
4. Организация в целях инновационной модернизации технического образования в республике научно-производственного и образовательного кластера «Специалист Чувашии».

Известно, что любое новое веяние времени создает некие «качели» востребованности специалистов: сегодня требуются кадры одного направления, а завтра – другого. В этой связи сотрудничество ЧГУ с отдельными заинтересованными предприятиями влечет за собой иногда искусственный отбор именно для них самых потенциально лучших специалистов в будущем, не способствуя как бы качественному погашению кадровых потребностей других. Но это абсолютно правильно, ибо это сотрудничество – мост с двухсторонним движением. Поэтому сегодня нельзя отрывать проблемы модернизации подготовки специалистов от взаимодействия высшего образования и производства, а также от передачи технологий и технологического самообучения.

Есть основания утверждать, что в ближайшие годы спрос на специалистов в области инновационных технологий будет увеличиваться ежегодно на 20-30%, в то время как вузы, в связи с реформированием системы образования и демографическими проблемами, не смогут без принятия незамедлительных мер обеспечить в будущем технологические отрасли специалистами даже на нынешнем уровне. Ясно, что разрыв между качеством подготовки специалистов в вузах и требованиями к нему современного производства будет возрастать. Требуется срочная диверсификация численности приёма на отдельные инженерные специ-

альности с учётом действительной потребности кадров для конкретных регионов России. При этом придется преодолевать и негативное отношение молодежи к ныне непопулярным специальностям, которые на самом деле определяют научно-технический прогресс. Здесь мы вообще оставляем за скобками архиважный вопрос об оплате труда преподавателей вузов. Его забвения чревато серьезными последствиями для высшей технической школы вообще.

Всё это тем более важно, поскольку наступил период ввода в действие с 2011 года нового Федерального государственного образовательного стандарта высшего профессионального образования третьего поколения (ФГОС ВПО, 2009г.). Стандарт нового поколения представляет собой совокупность требований, обязательных при реализации основных образовательных программ (ООП) только бакалавриата и магистратуры. Из него исчезает само понятие «инженер» и квалификация «специалист». Остаются лишь степени бакалавра и магистра (рис.2).

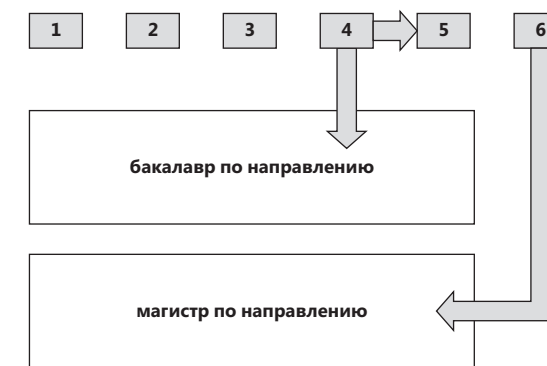


рис. 2 Двухуровневая система подготовки по ФГОС ВПО третьего поколения

Инженерное образование ещё раз подвергается испытанию в совершенно новой ситуации. В этом реформировании ненароком можно окончательно потерять фундаментальные основы нашего традиционного технического образования. Чтобы этого не случилось, важно было сформировать новую модель бакалавриата с различными типами и профилями, в которую бы органично вписывались концептуально-методологические принципы Болонского процесса и базовые основы отечественного инженерного образования.

Такая попытка была предпринята составителями ООП ВПО подготовки бакалавров по направлению 140400 Электроэнергетика и электротехника. Но вряд ли она увенчалась успехом, ибо необходимый результат в рамках данной системы просто

не достигим.

Напомним, что в новом проекте ФГОС ВПО установлены нормативные сроки освоения ООП бакалавриата – 4 года и магистратуры – 2 года на базе бакалавриата. В формате магистерской подготовки принципиально ничего не изменяется, и с ним можно было бы согласиться, хотя предусматриваемое в нем обязательное число часов учебных занятий в неделю (27 часов) явно не вписывается в творческий характер подготовки магистров. Но совершенно не реальным является количество (10 в год!) компетенций, которые необходимо освоить магистрантам. Однако не станем на данных вопросах в этой статье сосредотачивать особое внимание, ибо это дело, скорее всего, можно поправить, опираясь на права вузов.

Гораздо более сложные проблемы связаны с подготовкой бакалавров. Рассмотрим их подробно с помощью табл. 1. Таблица – результат анализа структуры учебных планов и обобщенного количества часов, отводимых на обучение бакалавров и специалистов по направлениям подготовки 551700 и 140900 – Электроэнергетика (ГОС ВПО 1994г., 2000г.) и 140400 – «Электроэнергетика и электротехника» (ФГОС ВПО 2009г.), приведённых в столбцах её. Из сравнения часов учебных планов можно сделать следующие выводы.

1. Составители проекта ООП по ФГОС ВПО 2009г. распределили часы по циклам дисциплин так, что не исключают возможность при обучении бакалавров обеспечить для них уровень инженерной подготовки, равный только в часах, суммарно отводимых на общепрофессиональные и специальные дисциплины в старых стандартах для специалистов. Для этого они заимствовали часть часов с цикла гуманитарной подготовки (720 часов) и перенесли факультатив (450 часов) старых учебных планов в профессиональный цикл нового плана. Ими в ФГОС ВПО предусмотрен обобщенный профессиональный цикл дисциплин в объеме 4500 часов, а суммарный объем часов по общепрофессиональным и специальным дисциплинам в прежних соответствующих стандартах для специалистов составлял: в 1994г. – 4250 часов и в 2000г. – 4194 часа. Казалось бы, что будущего выпускника со степенью бакалавра в этом случае можно было бы обоснованно называть инженером-бакалавром или бакалавром-инженером.

2. Число 7848 часов по трём циклам дисциплин нового ФГОС ВПО дополнено составителями ООП еще откуда-то взявшимися 1120 часами, включая часы, отводимые на физическую культуру (400 часов). Тем самым суммарное число часов на подготовку бакалавров, предусмотренное ООП, составляет астрономическую цифру – 8968 часов, что с лихвой перекрывает часы на подготовку даже специалистов по ГОС ВПО 1994 и 2000 годов (8100 и 8262 часов соответственно).

ЦИКЛЫ ДИСЦИПЛИН	ГОС ВПО инженер (5 лет) 1994 г.	ГОС ВПО специалист (5 лет) 2000 г.	ГОС ВПО бакалавр (4 года) 2000 г.	ФГОС ВПО бакалавр (4 года) 2009 г.	ФГОС ВПО бакалавр (4 года) 2009 г.
Гуманитарный, социально-экономический (ГСЭ)	1800	1800	1800	1800	1800
Естественнонаучный, Математический (ЕН)	1600	1818	1818	2268	2268
Общепрофессиональный (ОПД)	1993	2480	2480	–	–
Специальный (СД)	2257	1714	796	–	–
Факультатив (Ф)	450	450	450	–	–
Профессиональный (П)	–	–	–	4500	4500
Дисциплины блоков Б.4, Б.5, Б.6					1120
Всего:	8100	8262	7344	7848	8968

таблица 1

Обобщённое количество часов обучения специалистов

Казалось бы, что сокращение срока обучения является совершенно естественным и даже необходимым шагом, ибо новые информационные технологии и интенсификация процесса обучения позволяют безболезненно сжать срок подготовки на 1 год без потери качества. Новая система даст возможность молодежи быстрее получить высшее техническое образование и, грамотно стандартизируя собственный процесс обучения, выбрать индивидуальный профессиональный маршрут и свой путь в науку. Работодатели также будут приветствовать сокращение срока целевой подготовки инженеров-бакалавров и заинтересованно направлять принятых на работу инженеров-бакалавров в магистратуру, а также на специализированные формы повышения квалификации.

Однако легко было на бумаге, да забыли про овраги. Давайте оценим недельную нагрузку студента, осваивающего новую ООП. Коль скоро четырёхлетний срок обучения – это 208 недель, то за вычетом каникулярного времени (34 недели) средняя недельная нагрузка будущих бакалавров составит 51,54 часа. О какой самостоятельной работе и о каком качестве подготовки может идти речь? Средняя нагрузка нынешнего бакалавра – 42,20 часа, а специалиста (инженера) – 37,25 часа.

Не вдаваясь в подробности посеместровой реализации нового учебного плана подготовки, подчеркнём, что определяющая профильная часть профессионального цикла подготовки бакалавров относится только к одному 7 семестру, что явно никак не может способствовать качеству и уровню подготовки, предъявляемых к требуемому специалисту.

Ещё более существенен вопрос о компетенциях.

Заявленные в ООП около 80 компетенций, которыми бакалавр должен обладать, практически недостижимы и физически неосуществимы. С полным основанием можно сказать, что квалификация бакалавра не обеспечит требуемых компетенций для практической деятельности на производстве, поскольку их широта и уровень лишь прописаны на бумаге и освоение которых требует значительного времени.

Коль скоро планируемый и озвученный министерством приём в магистратуру составит всего-навсего 20-30% от выпуска бакалавров, то возникает серьёзная для электроэнергетики и энергетики страны опасность, вследствие прихода большой армии некомпетентных специалистов в отрасль, характеризующуюся высокими требованиями к безопасности и технологической сложностью управления процессами генерации преобразования, передачи и распределения огромных потоков энергии.

Если планировать приём в магистратуру для технических направлений, исходя из опыта некоторых других стран, на уровне не менее 60-70% от выпуска бакалавриата, то необходимо существенно доработать стандарт, касающийся обоих направлений подготовки.

Однако проще и экономически целесообразнее принять двухуровневую подготовку по направлению 140400 – «Электроэнергетика и электротехника» с квалификациями: инженер (5 лет) и магистр (6 лет), что потребует лишь временного расширения бакалаврского плана и приведения его в соответствие всем необходимым требованиям. Тогда можно будет называть выпускника, если это потребует, и инженером и бакалавром (кому как нравится).

Известно, что работодатели не удовлетворены сегодня качеством подготовки специалистов из-за существующего разрыва между вузовской моделью обучения и практической деятельностью компаний, фирм и других организаций. Их претензии главным образом касаются слаборазвитости в выпускниках основных компетенций, к которым относятся корпоративная культура, коммуникационные навыки, системное мышление, знание лицензионных и программных продуктов, проектный опыт и т.д. Стратегические партнёры технических университетов, следовательно, будут заинтересованы в целевой подготовке кадров и в разработке требований к содержанию и качеству профессиональной подготовки, а также к ресурсной поддержке учебного и научного процесса. Эти интересы совпадают с задачами создания инновационных комплексов, объединяющих вокруг университетского ядра, включая различные организации фундамен-

тальной и прикладной науки и предприятия наукоемкого бизнеса, а также финансовых инвесторов.

Вовлечение стратегических партнеров в образовательную и инновационную деятельность даст возможность совместить за счёт часов профессионального цикла дисциплин качественную фундаментальную подготовку инженеров с целевой технологической подготовкой для конкретных производств и элитную подготовку магистров для предприятий и организаций науки и образования.

Таким образом, опираясь на инициативу многих вузов и организаций о переводе обучения студентов на направлении 140400 – «Электроэнергетика и электротехника» по двухуровневой системе подготовки инженер – магистр (5 и 6 лет соответственно), как это уже принято для ряда приоритетных и опасных отраслей, конференции «РЕ-ЛЭКСПО-2012» стоит высказать свое компетентное мнение по данной насущной проблеме. ■

ПОДХОДЫ К ПРОВЕДЕНИЮ ПУСКО-НАЛАДОЧНЫХ РАБОТ НА ЦИФРОВОЙ ПОДСТАНЦИИ

И.А. Якушев

ЗАО «НОВИНТЕХ», г. Москва, Россия

Создание новых цифровых подстанций на базе стандарта МЭК 61850 требует разработки новых подходов, регламентов проведения пуско-наладочных работ, которые условно можно разделить на следующие этапы, каждый из которых имеет свои особенности. Это: подготовительные работы, ПНР отдельных устройств, комплексная проверка оборудования ПС, постановка под нагрузку и проверка под нагрузкой.

На стадии подготовительных работ требуется выполнить проверку полученных файлов конфигурирования отдельных устройств формата CID на испытательном стенде и при необходимости выполнить их корректировку с формированием IID файлов. На объекте при проведении наладки отдельных устройств следует проверить устрой-

ства сопряжения с шиной процесса аналоговых и дискретных сигналов на соответствие информации, выдаваемой в шину процесса стандарту МЭК 61850, а также – возможность тестирования устройств в соответствии со второй редакцией стандарта с использованием атрибутов данных.

В зависимости от объёма передаваемой информации по шине процесса, скорость передачи данных может меняться, притом, весьма существенно. Поэтому финальным этапом проверки являются испытания с имитацией режимов, при которых происходит максимальная загрузка локальной сети, на основании которых можно сделать окончательный вывод о работоспособности системы перед постановкой. ■

НОВЫЕ ПРИНЦИПЫ СОЗДАНИЯ СИСТЕМ АВТОМАТИЗАЦИИ НА ПС С "ЦИФРОВЫМИ" ВТОРИЧНЫМИ ЦЕПЯМИ. ОРГАНИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ ЗАЩИТЫ И УПРАВЛЕНИЯ НА БАЗЕ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА ISAS

И.Н. Дорофеев

ООО "ЛИСИС", г. Москва, Россия

ВВЕДЕНИЕ

Электрические подстанции – ключевые узлы электрической сети, обеспечивающие эффективную транспортировку и распределение электрической энергии. Они играют ключевую роль в управлении потоками электроэнергии и обеспечивают взаимодействие генерирующих предприятий, транспортными и распределительными сетями и конечными потребителями. Системы автоматизации и защиты (далее АСП – автоматизированная система подстанции) позволяют организовать мониторинг, управление и защиту оборудования подстанций в реальном масштабе времени и обеспечить максимально надёжное, эффективное и безопасное функционирование электрической подстанции, а следовательно, и энергосистемы в целом. В целом, АСП состоит из пяти компонентов: системы РЗА, систем технологического управления (АСУ ТП, ССПИ), систем локальной и системной противоаварийной автоматики и систем коммерческого, технического учёта электроэнергии и вспомогательных систем (последние два компонента в рамках данного доклада не рассматриваются). Каждая из этих групп направлена на решение определенного пула задач, направленных на обеспечение надёжной и контролируемой работы подстанционного оборудования и энергосистемы в целом. Для выполнения этих задач в рамках АСП предусматриваются технические средства, которые на сегодняшний день представляют в большинстве своем узкоспециализированные малопроизводительные устройства, направленные на выполнение одной или нескольких функций автоматизации (например, терминалы РЗА, реализующие функции одной или нескольких защит). Для выполнения своих задач каждому устройству требуется информация о состоянии контролируемого объекта, а также, зачастую, данные о результатах выполнения другой задачи (на другом устройстве). Главным образом способы обеспечения связи устройств АСП с контролируемым процессом (первичным оборудованием), интеграции устройств в рамках одной подсистемы и АСП в целом определяют архитектуру систем автоматизации подстанции.

Попытаемся проследить путь развития архитектурных решений АСП, основанных на микропроцессорной технике за последние 15-20 лет.

ЭВОЛЮЦИЯ СИСТЕМ АВТОМАТИЗАЦИИ ПС

15 лет назад вопрос связи с процессом для сбора информации и выдачи команд управления, а также для взаимодействия устройств АСП между собой решался прокладкой очень большого числа медных аналоговых связей. Было необходимо подвести данные о токах, напряжениях состоянии КА и другого оборудования ПС к каждому устройству, где такая информация была необходима, отдельной парой проводов для каждого сигнала. Каждое устройство должно было иметь подмодули для преобразования входной аналоговой информации в цифровой вид, пригодный для обработки. И, соответственно, подмодули для преобразования результатов вычислений в аналоговый вид для передачи к первичному оборудованию на ОРУ и другим устройствам.

По большому счёту, именно необходимость подключения большого числа сигнальных проводов к каждому устройству, жесткая привязка медными связями к контролируемому оборудованию, различные требования к составу и характеристикам входной информации, так же как недостаточная вычислительная мощность устройств, и вызвала распределение задач АСП по большому количеству устройств разных типов.

Итак, что мы имели 15 лет назад:

1. Для обеспечения сбора информации о процессе передачи электроэнергии и выдачи команд управления требуется пара проводов на каждый сигнал. Что выливается в прокладку, в среднем, 600-1000 кабелей на подстанцию.
2. Обмен данными между устройствами осуществляется по медным связям – также пара проводов на сигнал.
3. Потребность подключения большого числа медных проводов влечет за собой увеличение числа шкафов (в среднем около 100) в которых размещаются устройства АСП. Именно число клемм в шкафу является ключевым моментом при размещении оборудования. Соответственно, требуется значительное помещение для размещения ПАС.
4. Значительное количество узкоспециализированных устройств в составе АСП.
5. Значительное количество типов устройств в составе ПАС.
6. Различная по идеологии программная и аппаратная база устройств от разных производителей.

7. Трудности в модернизации и расширении АСП. Всё вышеперечисленное влечёт за собой высокую стоимость проектирования, внедрения, эксплуатации и модернизации.

Следующим шагом в эволюции архитектуры систем автоматизации и защиты ПС стал переход горизонтальных связей между устройствами от аналоговых на цифровые. Пожалуй, на сегодняшний день в современной АСП применение параллельных аналоговых медных горизонтальных связей между оборудованием автоматизированными системами скорее исключение или перестраховка, как например, одновременная передача наиболее ответственных сигналов сообщениями GOOSE и сухим контактом. Системы связи на подстанции были стандартизованы. Получили широкое применение международные стандарты IEC 60870, чуть позже IEC 61850, что значительно сократило объем усилий по интеграции устройств и систем. Это то, что мы имеем и широко внедряем на сегодняшний день. Однако большинство вышеперечисленных недостатков остались не устраненными. Подавляющая часть аналоговых медных связей осталась на своем месте. Это значительное количество контрольных проводников, по которым оборудование системы автоматизации и защиты получает данные о протекании процесса передачи электроэнергии и выдаёт команды управления. Соответственно, все те проблемы, которые были упомянуты ранее, в основном, сохранили свою актуальность. Те же 1000 кабелей на ОРУ, те же 100 шкафов с оборудованием, тот же набор узкоспециализированных устройств и те же проблемы с модернизацией и расширением.

В несколько лет назад начали появляться отдельные решения, позволяющие решить проблему обмена информацией между первичным оборудованием ПС и автоматизированными системами и вывести организацию вторичных цепей на принципиально новый уровень, заменив паутину дорогостоящих медных аналоговых связей от ОРУ к АСП цифровыми более дешевыми оптическими цифровыми каналами связи. Основа этих решений – стандарт IEC 61850-9-2 (точнее его спецификация IEC 61850-9-2LE, предложенная UCA® International Users Group).

Суть таких решений заключается в следующем – провести преобразование данных о протекании контролируемого процесса в цифровой вид как можно ближе к источнику такой информации и затем по оптическим цифровым связям передать эти данные всем компонентам АСП, которые в них нуждаются. Речь идёт о передаче мгновенных значений тока и напряжения с частотой измерений 4000 Гц (позволяет восстановить исходный сигнал до 13-й гармоники). Такая дискретность удовлетворительна для большинства функций АСП, но для отдельных приложений (например, контроля параметров качества электрической энергии) используется поток данных с дискретностью 12800 Гц. Современные технологии связи способны ре-

шить задачу быстрой и надёжной доставки данных в устройства АСП. Вторичные связи ПС преобразуются фактически в высоконадёжную LAN. Эта локальная сеть получила название шины процесса. Передача дискретной информации о положении коммутационной аппаратуры и команды управления могут передаваться по той же сети передачи данных GOOSE сообщениями.

Большинство ведущих вендоров (ABB, SEL, Alstom, Schneider, GE) либо уже предлагает такие решения, либо анонсировали выход подобных устройств в ближайшие 2 года.

Применение такой технологии позволит решить ряд проблем, обозначенных выше:

- Значительное уменьшение связей с первичным оборудованием – число связей между ОРУ и ПАС сокращается в 50 раз.
- Упрощение устройств АСП за счёт исключения модулей АЦП и ЦАП.
- Значительно более компактное размещение оборудования – и, следовательно, сокращение площадей помещения под АСП.
- Полная диагностируемость и прозрачность связей с первичным оборудованием.
- Повышение точности измерений за счёт исключения дополнительных погрешностей, возникавших при передаче измерений по аналоговым медным связям.
- Единая точка измерения – все устройства получают данные из одного источника.
- Возможность простого резервирования первичных сенсоров тока и напряжения.
- Простота размножения информации – исключение потребности прокладки медных проводов от источника информации к каждому устройству, где эта информация нужна.
- Потенциальная возможность упрощения измерительных трансформаторов за счёт снижения нагрузки на их вторичные обмотки.
- Простая замена вышедшего из строя устройства без переконфигурирования коммуникационной части (совместимость с устройствами других производителей).
- Потенциальная возможность применения групповых (на несколько присоединений) устройств защиты и автоматики.

Однако архитектура систем автоматизации остается прежней. Ведущие производители оборудования предлагают устройства на базе существующих платформ, адаптированных под приём и выдачу цифрового сигнала. Фактически модули аналогового ввода/вывода были заменены на модули цифрового ввода/вывода. Типы устройств, распределение функций по ним, количество оборудования, необходимое для создания АСП остаётся неизменным, что не позволяет в полной мере использовать возможности, предоставляемые внедрением шины процесса, а в некоторых случаях

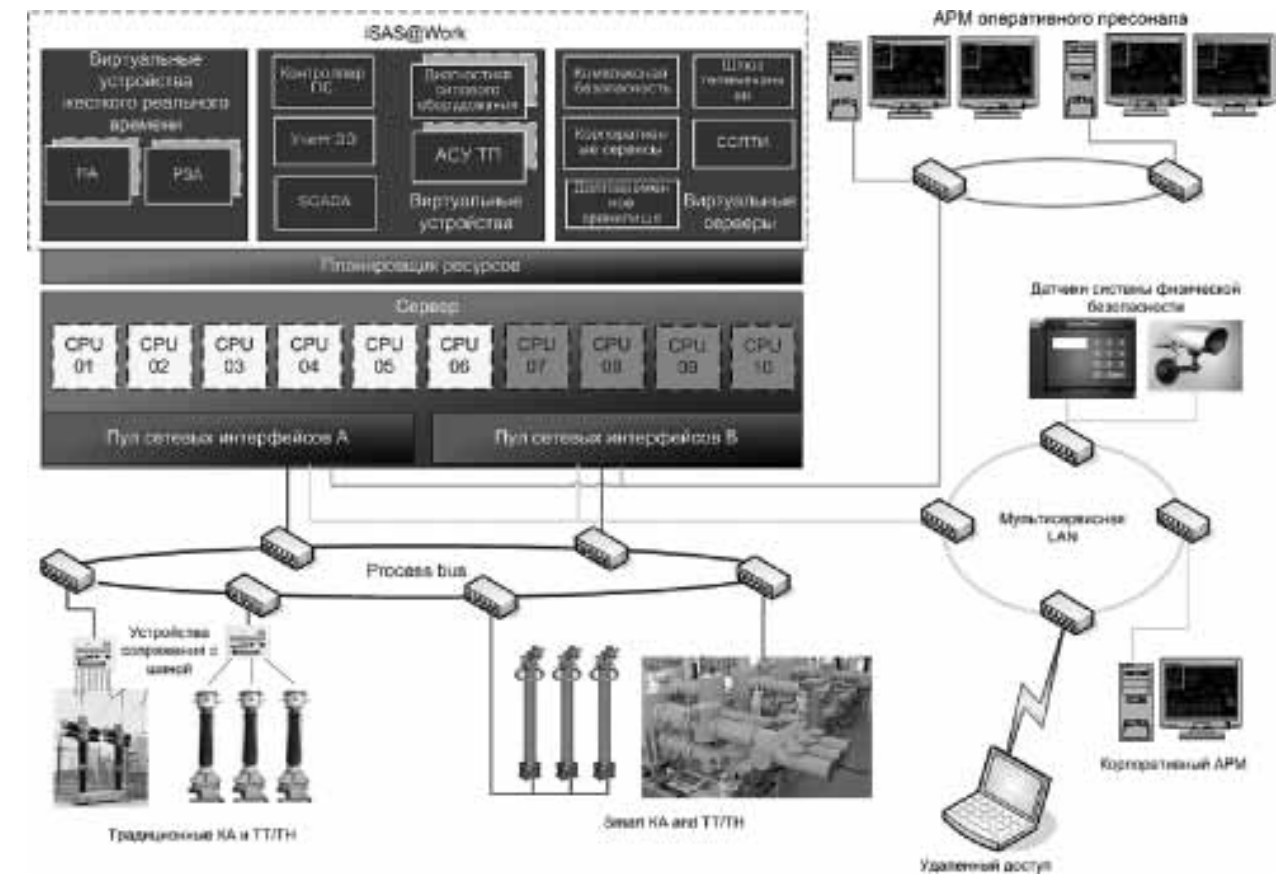


рис. 1 iSAS – структурная схема

даже удорожает систему в сравнении с традиционными решениями. Особенно это актуально для распределительных устройств средних классов напряжения 6-35 кВ.

Теперь необходимо подумать о пути развития архитектуры систем автоматизации и защиты, позволяющей в полной мере получить те потенциальные преимущества, которые предоставляет вышеописанная технология.

Мы получаем все данные о ходе процесса преобразования и передачи электроэнергии в АСП в цифровом виде.

Мы имеем возможность передачи команд управления и регулирования от АСП к коммутационной аппаратуре в цифровом виде.

Мы имеем инфраструктуру для обмена данными между первичным оборудованием и АСП с нужной пропускной способностью и надёжностью.

В итоге все задачи систем автоматизации и защиты сводятся к математической обработке входной информации и вычисление требуемых воздействий на объект.

НА ПУТИ К НОВОЙ АРХИТЕКТУРЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ

Исходя из вышеизложенного, логично использовать традиционный в IT-мире подход к обработке цифровых данных и вычислениям. Использовать универсальные высокопроизводительные многопроцессорные серверы взамен большого количества специализированных устройств с производительностью, сравнимой со старыми ПК на базе процессоров i386, однако имеющих весьма высокую стоимость, и перейти на реализацию всех функций защиты, управления, измерений и контроля в пределах подстанции на основе программных модулей, легко устанавливаемых на любые широко распространенные стандартные аппаратные платформы (серверы). Это означает, что вместо традиционного комплекса автоматизации, представляющего собой совокупность отдельных технических устройств различного назначения (РЗА, ПА, ОМ.: РАС) создается единый интегрированный вычислительный комплекс. Такой комплекс строится на базе самых современных достижений IT и вместо технических устройств в нем реализуются функциональные подсистемы, объединяемые в единый программный комплекс с едиными точками ввода информации.

Вот основные преимущества, получаемые при построении системы управления и защиты ПС на вышеописанных принципах:

- Задаваемые параметры надёжности с возможностью резервирования (или дублирования) произвольной кратности.
- Значительное сокращение количества и номенклатуры устройств в составе системы автоматизации ПС и, как следствие, размеров

помещения для установки оборудования.

- Существенное снижение стоимости оборудования в сравнении с традиционным решением.
- Сокращение сроков развёртывания и, как следствие, снижение трудоёмкости проектирования, монтажа, инжиниринга и наладки.
- Значительное сокращение физических коммуникаций в составе iSAS за счёт отсутствия связей между компонентами iSAS по сравнению с традиционными системами.
- Широкие возможности по применению типовых проектных решений на всех стадиях внедрения iSAS и переход к автоматизированному проектированию.
- Полнофункциональный удалённый мониторинг и диагностика всех компонентов системы.
- Возможность применения совершенно иных алгоритмов РЗА за счёт количественно и качественно другого обеспечения комплекса информацией о контролируемом процессе.
- Повышение стойкости к электромагнитным помехам за счёт повсеместного перехода на оптоволоконные коммуникации взамен медных кабелей.
- Высокая степень масштабируемости и простота модернизации.

ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС iSAS – РЕАЛИЗАЦИЯ ИННОВАЦИОННОГО ПОДХОДА К ПОСТРОЕНИЮ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ ПОДСТАНЦИИ

На осуществление такой концепции направлена разработка компании "ЛИСИС" под рабочим названием - iSAS.

На рисунке представлена структурная схема разрабатываемого комплекса (резервные серверы на показаны).

Все задачи управления и защиты выполняются программным обеспечением, развёрнутом на одном многопроцессорном сервере. Обмен данными с силовым оборудованием осуществляется по коммуникационной инфраструктуре по протоколам GOOSE (дискретная информация) и Sampled Values (аналоговая информация). Программное обеспечение комплекса iSAS состоит из системной части и прикладной.

Системная часть включает в себя:

- Базовую инфраструктуру комплекса, обеспечивающую взаимодействие программных компонентов.
- Информационную модель согласно IEC 61850.
- Коммуникационные драйверы MMS, GOOSE, Sampled Values.
- Модуль развертывания (Деплоер), обеспечивающий создание необходимого числа экземпляров прикладных модулей их настройку.

- Планировщик ресурсов, обеспечивающий распределение прикладных модулей по контейнерам. Контейнеры определяют режим выполнения находящейся в нем задачи. Их предусмотрено три: контейнер «жесткого» реального времени и контейнер «мягкого» реального времени и контейнер для задач, не имеющих жестких ограничений по времени выполнения.
- Менеджер высокой доступности, обеспечивающий мониторинг работоспособности комплекса и переключение на резерв в случае необходимости.

Прикладная часть представляет собой реализацию алгоритмов защиты и управления в нотации информационной модели IEC 61850. Конфигурирование комплекса производится SCL (IEC 61850-6) файлом, на основании которого деплоер запускает прикладные модули указанных в нём типов и производит их настройку.

В качестве аппаратной платформы используются коммерчески доступные стандартные серверы, но в тяжёлых условиях эксплуатации могут использоваться серверные платформы промышленного исполнения.

Взаимодействие с силовыми устройствами осуществляется по коммуникационной инфраструктуре по протоколам GOOSE и Sampled Values. Источниками данных в цифровом формате, в случае использования традиционного силового оборудования, могут служить отдельно стоящие преобразователи (Stand Alone Merging Units), которые располагаются на ОРУ в непосредственной близости от ИТ и КА, подключаются к традиционным медным аналоговым связям, а на выходе дают информацию в цифровом формате. При отдаче команд происходит обратное преобразование цифровых данных в аналоговую команду. Современное интеллектуальное первичное оборудование имеет цифровой интерфейс и подключается к сети передачи данных без промежуточного преобразования.

Помимо основной ран-тайм системы, в рамках проекта разрабатывается ряд программных продуктов призванных облегчить проектирование, наладку и эксплуатацию комплекса:

- iSAS@Work – базовый ПК, реализующий все функции автоматизации и защиты на ПС.
- iSAS@Design – САПР для системы автоматизации ПС.
- iSAS@Test – система тестирования и помощи при наладке.
- iSAS@Use – пакет расширенных функций для эксплуатации.

На сегодняшний день в рамках проекта создан рабочий прототип системы со следующими параметрами:

- Приём и обработка до 100 потоков аналоговой информации (100 присоединений) в формате IEC 61850-9-2 (Sampled Values).
- Управление первичным оборудованием ПС до 100 присоединений по протоколам IEC 61850-8-1 (GOOSE и MMS).
- Реализованы алгоритмы основных защит (одновременная защита 100 присоединений):
- Токовые защиты (МТО, МТЗ, ТЗНП)
- Реле напряжения (реле повышения и понижения напряжения)
- Дифференциальное реле
- УРОВ
- Конфигурирование системы при помощи Substation Configuration Language (SCL, IEC 61850-6).
- Сервисный пользовательский интерфейс в виде текстовой консоли

Также разработана концепция обеспечения надёжности и резервирования.

Успешно проведены комплексные испытания разработанного прототипа.

Разработан простейший конфигуратор системы по SCL.

Разработана альфа-версия автоматической системы тестирования устройств защиты и управления для цифровых ПС с возможностью одновременной проверки до 35 присоединений.

В качестве эффекта от реализации проекта предполагается получить значительное сокращение затрат при капитальном строительстве и реконструкции объектов электроэнергетики в части создания систем автоматизации и защиты ПС. Эффект экономии будет наблюдаться на всех этапах жизненного цикла вышеуказанной системы. Можно перечислить основные источники получения экономического эффекта при использовании предлагаемой к разработке системы:

- замена цепей вторичной коммутации на цифровые каналы передачи данных;
- уменьшение номенклатуры и количества заменяемых устройств;
- сокращение площадей, занимаемых ОПУ;
- значительное снижение внутреннего энергопотребления системы;
- уменьшение стоимости проектирования на 60%;
- уменьшение стоимости оборудования на 30%;
- уменьшение стоимости монтажа и наладки более, чем на 60%;
- сокращение эксплуатационных расходов на 60%;
- простота модернизации;
- повышение надёжности системы.

Архитектура комплекса построена таким образом, что позволяет получить в теории сколько угодно высокие и в тоже время легко считаемые показатели надёжности и живучести комплекса iSAS. Многократное резервирование серверов (в типовой системе трехкратное), интеллектуальный алгоритм деградации, оставляющий в работе только самые важные функции и отключающий второстепенные в условиях отказа части вычислительных ресурсов, а также инновационные алгоритмы защиты и управления, позволяющие АСП эффективно функционировать в условиях недостатка данных о процессе – эти технологии позволяют получить систему с уникальными показателями.

Также иные алгоритмы защиты и управления позволят качественно улучшить функциональные показатели работы: повысить селективность и быстрдействие защит, снизить число ложных срабатываний и ошибок эксплуатационного персонала. Эффект от этого можно оценить только в процессе эксплуатации, подсчитав предотвращенный ущерб от аварии, которая могла бы произойти при неверном действии защиты.

ПИЛОТНОЕ ВНЕДРЕНИЕ

В качестве приоритетного направления дальнейшей разработки на сегодняшний день можно отметить создание решения по защите и управлению РУ 35 кВ ПС 220кВ Эльгауголь на базе комплекса iSAS, как пилотного внедрения ПК на действующем объекте. В рамках этого проекта будет поставлена система следующей функциональности:

Общее число ступеней токовой защиты	25
Автоматика управления выключателем (АУВ) и устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ)	12
Автоматическое повторное включение (АПВ)	6
Дифференциальная защита шин (ДЗШ)	1
Автоматический ввод резерва (АВР)	1
Автоматическая частотная разгрузка (АЧР)	1
Осциллограф (один для всех сигналов)	1

Все задачи автоматизации и защиты в РУ 35 кВ ПС 220кВ Эльгауголь выполняются одной системой iSAS и устанавливаемой на только один сервер (без учёта резерва). Обмен данными с силовым оборудованием осуществляется коммуникационной инфраструктурой, посредством устанавливаемых в ячейках устройств сопряжения с шиной. В данном проекте система iSAS будет обеспечивать управление и защиту 12 присоединений, а также шин 35 кВ.

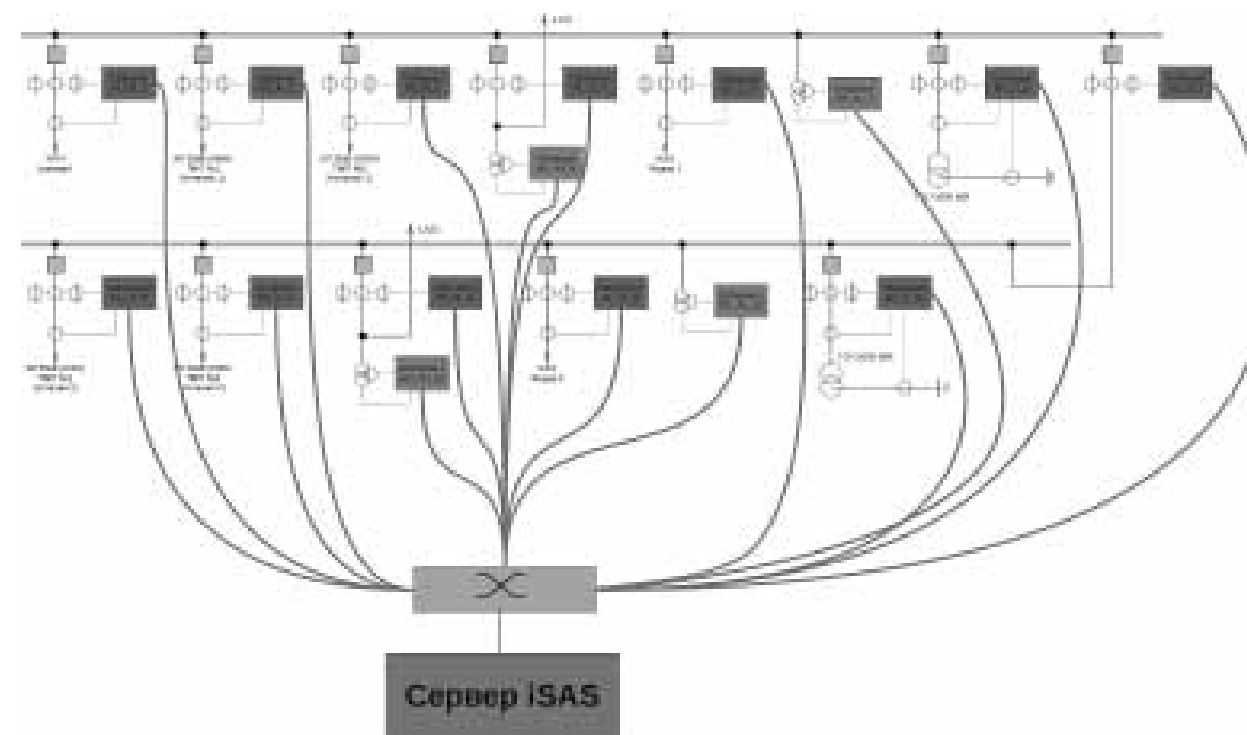


рис. 2 Сервер iSAS

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Исходя из вышеизложенного, существуют предпосылки для разработки, коммерциализации и вывода на рынок программно-технического комплекса автоматизированной системы защиты и управления подстанциями всех классов напряжения, по совокупности своих технико-экономических характеристик значительно превосходящей самые современные образцы подобных систем ведущих мировых производителей, построенный на совершенно иных принципах, нежели существующие.

Но основную трудность в реализации подоб-

ных проектов составляют не технические проблемы, а «человеческий» фактор, необходимость убедить специалистов в преимуществах нового подхода. Не секрет, что в эксплуатации охотнее используют проверенные временен схемы, нежели превосходящие по всем параметрам новые решения без значительной истории эксплуатации.

В заключение хотелось бы сказать, что для внедрения инновационных разработок в энергетической отрасли должны быть определены понятные правила вывода на рынок новых образцов оборудования, его опытно-промышленной эксплуатации и критерии, определяющие условия массового применения таких разработок. ■

ПРИМЕНЕНИЕ СИСТЕМЫ КОМПЕНСАЦИИ ЁМКОСТНЫХ ТОКОВ

Miloslav Procházka (Милослав Прохазка)

EGE, Ltd., Чешская Республика

В докладе будут освещены следующие вопросы:

1. Компенсация ёмкостных токов при замыкании на землю. Опыт фирмы EGE за шестьдесят лет производства катушек Петерсона.
2. Значение автоматической регуляции дугогасящих катушек для оптимизации их работы.
3. Инжекция частоты в условиях низкого и нестабильного напряжения нулевой последовательности.
4. Лимиты компенсации ёмкостных токов катушкой Петерсона. ■

ЦИФРОВЫЕ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ. НОВЫЕ ПРИНЦИПЫ ИЗМЕРЕНИЙ И ПОСТРОЕНИЯ ВТОРИЧНЫХ ЦЕПЕЙ

Н.Н. Дорофеев

ООО «ЛИСИС», г. Москва, Россия

Современная подстанция – сложный технологический объект, являющийся важным узлом энергосистемы, предназначенный для распределения потоков электроэнергии. Наряду с основным электротехническим оборудованием на подстанции присутствуют различные вспомогательные системы. Назовём их вторичными системами. Это системы релейной защиты, противоаварийной автоматики, технологического управления, учёта электроэнергии и др. Каждая система направлена на решение определённых технологических задач и обеспечивает надёжное функционирование подстанции и энергосистемы в целом. Основной массе вторичных систем для функционирования необходимо получать данные об измерениях в необходимых точках сети. Поэтому разделим оборудование вторичных систем на источники (измерительные трансформаторы) и потребители измерений (физические устройства: терминалы РЗА, контроллеры АСУ ТП, счётчики, регистраторы и т.д.). Совокупность технических средств, направленных на преобразование, передачу и обработку информации об измерениях назовём «измерительный тракт».

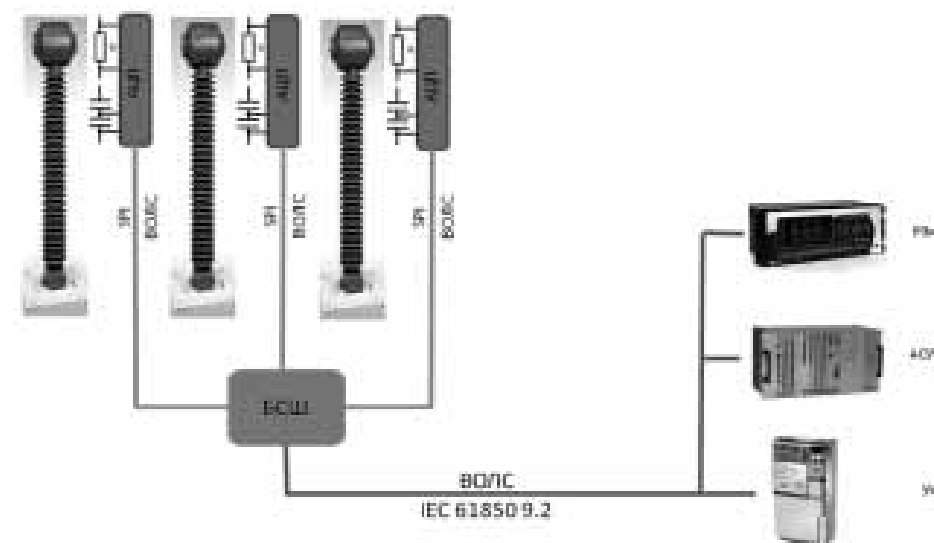
Со временем в электроэнергетике происходила существенная эволюция измерительного тракта. Но основные, глобальные изменения происходили, в основном, с потребителями информации. Эти устройства отошли от электромеханического принципа работы на микропроцессорный. Однако в сфере источников информации и методов её передачи не происходило существенных изменений, направленных на оптимизацию работы измерительного тракта.

Рассмотрим подробнее работу измерительного тракта, имеющего современную архитектуру. Источник измерений (ТТ или ТН) преобразует первичный уровень напряжения или тока сети в пропорциональные значения напряжения и тока (100В и 5/1А), соответствующие номинальным первичным значениям. Далее эти значения передаются по медным аналоговым цепям тока или напряжения. Затем, в приёмнике, аналоговые значения (100В и 5/1А) проходят преобразование в величины, пригодные для оцифровки (к примеру, ±5В), далее эти значения проходят аналого-цифровое преобразование и в цифровом виде подаются на микроконтроллер для обработки. Теперь оценим данный алгоритм с точки зрения метрологии. Первая погрешность возникает в измерительном

трансформаторе, далее в аналоговых цепях, затем при повторном преобразовании для оцифровки и погрешность АЦП. Итого 4 сегмента, вносящих погрешности в измерительный тракт. Как правило, потребитель для функционирования использует 2 трёхфазных тракта – тока и напряжения. В итоге вторичная система какого-либо присоединения имеет 24 сегмента, вносящих погрешности в измерения. Причём, в сумме данные погрешности могут достигать значительной величины. И истинного значения полной погрешности измерительного тракта не знает никто, т.к. метрологическая проверка выполняется лишь для некоторых отдельных его элементов, а не для тракта в целом. И это – далеко не единственный минус современного измерительного тракта. Технологическое несовершенство связано с тем, что источники измерений и цепи передачи измерений практически остановились в своём развитии много лет назад. Всё дело в том, что трансформаторы тока и напряжения, их вторичные цепи, а также – правила организации измерительных трактов на подстанциях – рассчитаны на работу с электромеханическими приёмниками данных. Измерительные трансформаторы имеют высокую выходную мощность – это десятки, сотни, а иногда и тысячи ВА. Это при том, что часто потребителю нужен сигнал в пределах 10 ВА. При этом, трансформаторы для выдачи существенных мощностей вынуждены использовать электромагнитный принцип преобразования. А это, в свою очередь, накладывает ограничения на диапазон измерений, из-за явления насыщения сердечника. Классический ТТ вынужден иметь несколько (до 7) вторичных обмоток, чтобы обеспечить информацией потребителей одного присоединения. А для этого необходима прокладка огромного количества вторичных цепей, которые впоследствии выливаются в километры медного кабеля.

Основная масса производимых и эксплуатируемых сегодня высоковольтных измерительных трансформаторов и их вторичных цепей построена по вышеизложенному принципу и обладает существенными недостатками:

- значительные массогабаритные показатели,
- наличие масляной или газовой изоляции,
- нелинейность измерений,
- значительные затраты при производстве,
- каждое присоединение вынуждено иметь несколько аналоговых трактов,
- дополнительная погрешность во вторичных цепях,
- использование большого количества кабельной продукции для прокладки вторичных цепей,



- существенные затраты на проектирование и внедрение систем с использованием измерительных трансформаторов.

На наш взгляд, данный подход к архитектуре измерительного тракта является неоптимальным и требует пересмотра.

На данный момент, с развитием микропроцессоров и технологий передачи данных, становится актуальным заменить передачу сигнала от точки измерения до устройства-потребителя в аналоговом виде на цифровой поток данных.

Сегодня одним из направлений деятельности ООО «ЛИСИС» является разработка цифрового комбинированного измерительного трансформатора тока и напряжения с цифровым выходом (ЦКТН 110).

Основная идея заключается в том, чтобы производить аналого-цифровое преобразование измеряемой величины непосредственно в точке измерения, переместив АЦП из приёмника в источник. В этом случае процессор приёмника будет получать данные об измерениях в виде цифрового потока. Международным стандартом, описывающим технологию передачи цифровых данных о формах кривых тока и напряжения, является IEC 61850-9-2. Согласно данному стандарту, каждый источник данных (ТТ, ТН) публикует в единую подстанционную информационную шину процесса данные о измерениях, а каждый приёмник подписан на необходимые ему измерения. Сегодня всё больше компаний по всему миру осваивает производство новых линий цифрового вторичного оборудования с поддержкой IEC 61850-9-2. Цифровая подстанция сегодня – это не отдалённая перспектива будущего, а технология, внедряемая в жизнь на реальных объектах.

Другой отличительной особенностью разрабатываемого ООО «ЛИСИС» трансформатора является применение нестандартных методов измерений, позволивших получить ряд важных преимуществ.

В качестве первичных датчиков тока высоковольтный блок ЦКТН 110 содержит резистивные

шунты, обеспечивающие заданные классы точности диапазон измерений. В качестве первичного датчика напряжения используется ёмкостной или резистивный делитель.

Измерения в каждой фазе производятся по трём трактам (ток – тракт измерений (I), ток – тракт защит (I2), напряжение – тракт напряжения (U)). Измерения с аналоговых датчиков тока и напряжения поступают на аналого-цифровые преобразователи и преобразуются в 3 цифровых потока формата SPI в режиме реального времени. Комплект ЦКТН 110 состоит из 3-х однофазных высоковольтных модулей ЦКТН 110, и блока сопряжения с шиной (далее БСШ), посредством оптических каналов, поступают 9 цифровых потоков информации. БСШ формирует на выходе цифровой поток формата IEC 61850-9-2, обеспечивает синхронизацию информации по времени при помощи протокола PTP и резервирование каналов связи по протоколу PRR.

Также БСШ производит математическую коррекцию измерений, что увеличивает их точность.

БСШ может располагаться на ОРУ, в непосредственной близости к высоковольтным модулям ЦКТН 110, или в помещении ОПУ. (конфигурация выбирается заказчиком)

Высоковольтный модуль не имеет объёмов заполненных жидкостной или газовой изоляцией, и имеет необслуживаемую конструкцию на протяжении всего срока эксплуатации.

Питание электроники высоковольтного блока осуществляется от встроенных ТТ и резистивного делителя. Электроника трансформатора устроена таким образом, что он начинает публиковать цифровой поток данных об измерениях спустя 1мс при включении линии на близкое КЗ, или спустя 1с при включении линии на холостом ходу. Таким образом, достигнута полная электрическая изоляция заземлённых частей трансформатора от высокого напряжения.

С применением данного подхода у вторичной системы трёхфазного присоединения остаёт-

ся всего 12 сегментов, вносящих погрешности в измерения. При этом, трансформатор имеет класс точности 0,2S по току и 0,2 – по напряжению. И это – полная погрешность всего измерительного тракта, а не отдельных его элементов.

Применяемые технологии позволили получить следующие преимущества перед традиционными решениями:

- Устранение медных кабелей цепей тока и напряжения (замена на оптику)
- Возможность резервирования цифровых вторичных цепей
- Широкие возможности для развёртывания новых и расширения существующих вторичных систем (новые потребители измерений подключаются к подстанционной шине без ограничений)
- Повышенная точность измерений для всего тракта в целом
- Полная электрическая изоляция от цепей высокого напряжения
- Помехозащищённость от внешних электромагнитных возмущений при измерениях и передаче сигнала
- Нечувствительность к насыщению и резонансным явлениям
- Малые значения массы и габаритов
- повышенная электробезопасность
- повышенная взрывопожаробезопасность

На сегодня существует прорыв в измерительной технике в виде оптических ТТ и ТН. Данное решение обладает всеми вышеперечисленными преимуществами, но, наряду с преимуществами, существует и существенный недостаток – высокая цена.

Подходя к разработке, мы ставили перед собой задачу не построить сложнейшее технически устройство, а, применяя простые технологии и фундаментальные физические законы, создать устройство с высокими техническими характеристиками, исходя из принципа разумной достаточности. Данный подход к разработке позволяет говорить, что наш измерительный трансформатор тока и напряжения будет в одной ценовой нише с традиционными трансформаторами и значительно дешевле оптических.

Мы надеемся, что в отечественной электроэнергетике направление цифровая подстанция будет развиваться стремительно. Поэтому, заглядывая немного в будущее, мы разрабатываем технологии и оборудование, делающие создание цифровых подстанций доступнее технологически и экономически.

Цифровая подстанция – это выгодно, это надёжно, это просто. Цифровая подстанция – подстанция будущего. ■

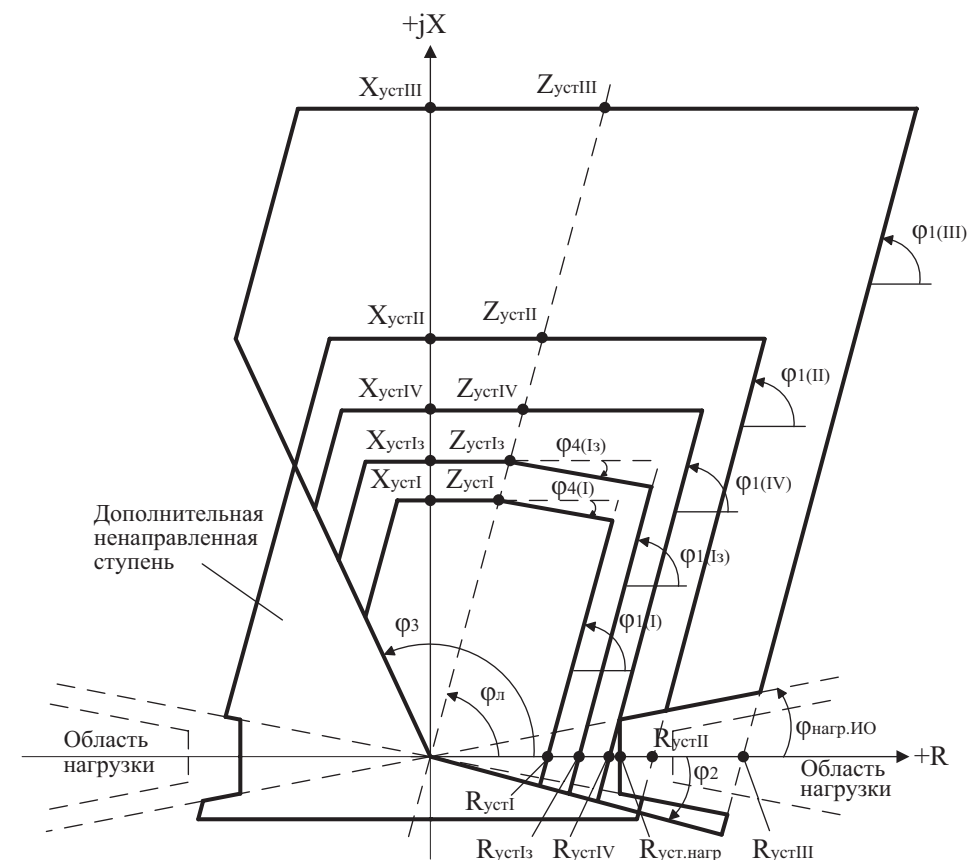


рис. 1
Характеристика срабатывания ИО сопротивления ступеней ДЗ (шкаф ШЭ2607 021 ООО НПП «ЭКРА»)

по условию поддержания заданного напряжения во всех точках сети и по условию сохранения устойчивой работы двух энергосистем.

Такой анализ в нагрузочных режимах хорошо описан в [2, 3, 4]. Он приводит к определению зоны сопротивления нагрузки, от которой необходимо отстраиваться ИО сопротивления ДЗ.

Для режимов КЗ (влияние переходного сопротивления в месте КЗ и влияние подпитки части защищаемых линий) анализ режимов работы электрической сети менее известен.

Анализ режимов КЗ показывает области сопротивлений на зажимах ИО сопротивления ДЗ, которые должны охватываться зоной срабатывания для полноценной защиты.

Анализ режимов работы сети, новая методика расчёта параметров характеристик ИО сопротивления ДЗ и совершенствование самих характеристик ИО в совокупности позволяет получить новые характеристики. Они показаны на рис. 2.

Основные отличия новых характеристик, рис. 2, от известных, рис. 1, заключаются в следующем:

- углы наклона правых боковых частей характеристик ИО сопротивления не одинаковы и не равны углу линии, их значения зависят от переходного сопротивления в месте КЗ в начале и в конце зон действия ступеней ДЗ;
- уставки срабатывания первой ступени ДЗ от междуфазных КЗ и первой ступени ДЗ от КЗ на землю одинаковы, так как обе защиты измеряют сопротивление фазы до места КЗ;
- вырез нагрузки имеет наклон к оси R, который зависит от сопротивлений питающих систем от ЭДС до места установки ДЗ. ■

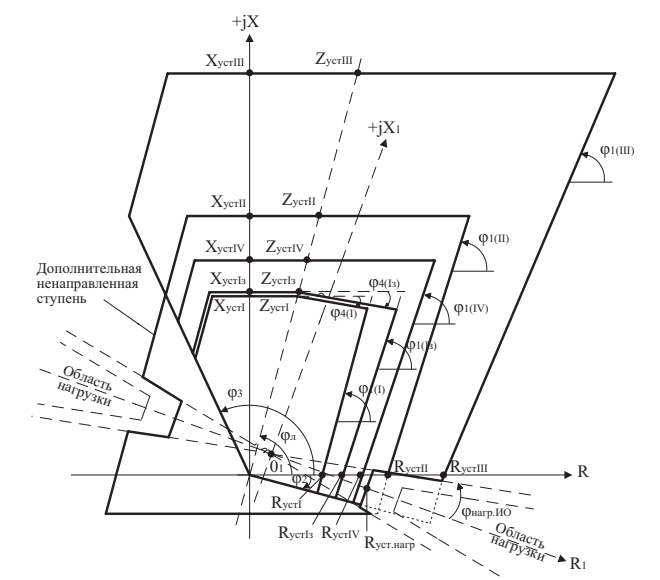


рис. 2 Новые характеристики ИО сопротивления ДЗ

НОВЫЕ АЛГОРИТМЫ РАБОТЫ МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ, АВТОМАТИКИ И УПРАВЛЕНИЯ (МП РЗАУ) ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ

В.Г. Гарке

КНИТУ им. А.Н. Туполева, г. Казань, Россия

На первом этапе создания МП РЗАУ использовались известные алгоритмы действия электро-механических и электронных устройств РЗА. Это был период освоения новой техники. В настоящее время появляются новые алгоритмы проектирования, производства и использования МП РЗАУ.

Покажем эти процессы на примере дистанционной защиты (ДЗ) линий электропередачи напряжением 110- 220 кВ, производства НПП «ЭКРА» [1].

Современные МП ДЗ, которые являются обязательными для защиты линий электропередачи напряжением 110–220 кВ от всех видов коротких замыканий (КЗ), могут иметь сколь угодно сложные характеристики в плоскости Z. На рис. 1 показаны характеристики измерительных органов (ИО) сопротивления ДЗ, входящие в состав шкафа защиты типа ШЭ2607 021.

Для использования и совершенствования таких характеристик ИО сопротивления ДЗ необходимо решить следующие вопросы:

- нужен подробный анализ режимов работы сложной (с двумя, тремя источниками питания) электрической сети для выяснения зон срабатывания и несрабатывания ИО сопротивления ДЗ.
 - нужна новая методика расчёта параметров характеристик (уставок, углов наклона),
 - совершенствование характеристик ИО сопротивления ДЗ на основе выше указанного анализа.
- Анализ режимов работы сложной сети с двухсторонним питанием от энергосистем E1 и E2 исходит из известных ограничений, накладываемых на указываемые ЭДС:

$$0,9 < E1(E2) < 1,1 \text{ или } 0,82 < E2/E1 < 1,22$$

$$\text{и } -900(-600) < \arg(E2/E1) < 900(600),$$

ОЦЕНКА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭЛЕМЕНТОВ СИСТЕМЫ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

В.В. Григорьев, А.С. Шалимов

ООО «НПП «Селект», г. Чебоксары, Россия

Эксплуатационная эффективность устройств релейной защиты (РЗ) определяется двумя группами факторов [1]:

- оптимальный выбор типа устройств, объём защитных функций, характеристики, логические связи, определяющие взаимодействие отдельных устройств РЗ, параметры срабатывания, определяющие чувствительность и селективность устройств РЗ;
- факторы, влияющие на готовность устройств РЗ выполнять свои функции при возникновении аварий в энергосистеме (эксплуатационная готовность).

Далее будут рассмотрены вопросы оценки составляющих факторов первой группы эксплуатационной эффективности устройств РЗ. Обеспечение готовности микропроцессорных устройств РЗ к правильным действиям, например, с применением автоматизированных систем проверки и оценки состояния устройств РЗ рассматривается отдельно.

Выбор вида и числа защитных функций, необходимых характеристик, параметров и уставок защит элементов высоковольтных электрических сетей с многосторонним питанием, а также координация характеристик защит отдельных элементов ЭС представляет собой актуальную задачу.

Ряд факторов, с учётом их комбинаций, оказывает значительное влияние на поведение устройств релейной защиты и затрудняет выбор как принципов защиты элементов сети и резервирования, так и характеристик и параметров срабатывания отдельных устройств релейной защиты.

К таким факторам, прежде всего, относятся:

- вид и место повреждения;
- наличие электрической дуги или переходного сопротивления;
- возможность перехода одного вида повреждения в другой;
- изменения конфигурации и эквивалентных параметров энергосистемы (ЭС) в зависимости от режимов работы ЭС и непосредственно во время аварии (отключение/включение отдельных выключателей);
- изменяющиеся параметры нагрузочных режимов ЭС, влияющие на распределение токов коротких замыканий (КЗ) в ЭС.

На практике при выборе функций и уставок РЗ во многих случаях оценивается чувствитель-

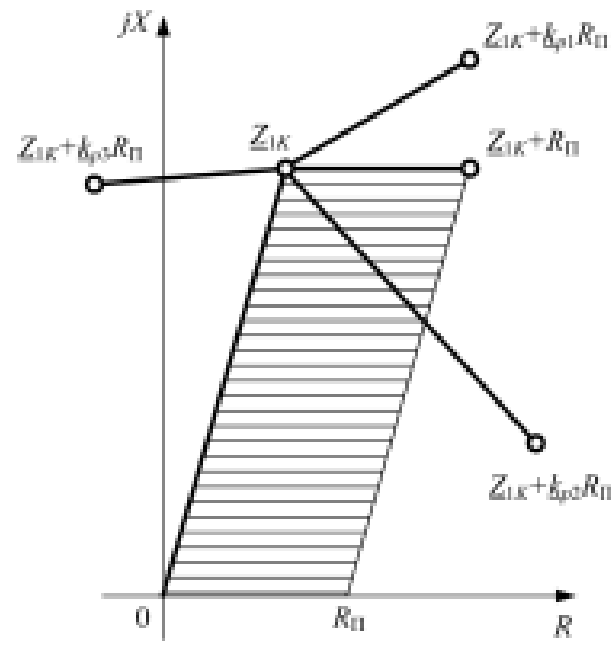


рис. 1 Область измерений ДЗ при КЗ через переходное сопротивление

ность и селективность при определённых значениях (комбинациях) влияющих факторов, характеризующих КЗ и режим ЭС, которые принимаются определяющими. При неудовлетворении показателей селективности или чувствительности уставки РЗ изменяются, и производятся повторные оценки показателей чувствительности и селективности до получения приемлемых, в ряде случаев компромиссных результатов [1].

Многообразие сочетаний перечисленных выше влияющих факторов делает практически невозможным в случаях ЭС достаточно сложной конфигурации выявить их критические сочетания (определяющие режимы) с точки зрения чувствительности и селективности. Число возможных комбинаций этих факторов ещё более увеличивается при выборе резервных ступеней защит, когда необходимо учитывать и каскадное действие РЗ и перераспределение токов КЗ в ЭС после отключения каждого из выключателей.

Рассмотрим несколько из перечисленных выше факторов, влияющих на функционирование РЗ.

Искажение замера под влиянием дуги. В общем случае, при дуговом междуфазном повреждении в ЭС с двусторонним питанием замер дистанционной защиты (ДЗ) Z_{AB} имеет следующий вид [1], (рис. 1):

$$Z_{AB} = Z_{1K} + Z_{П},$$

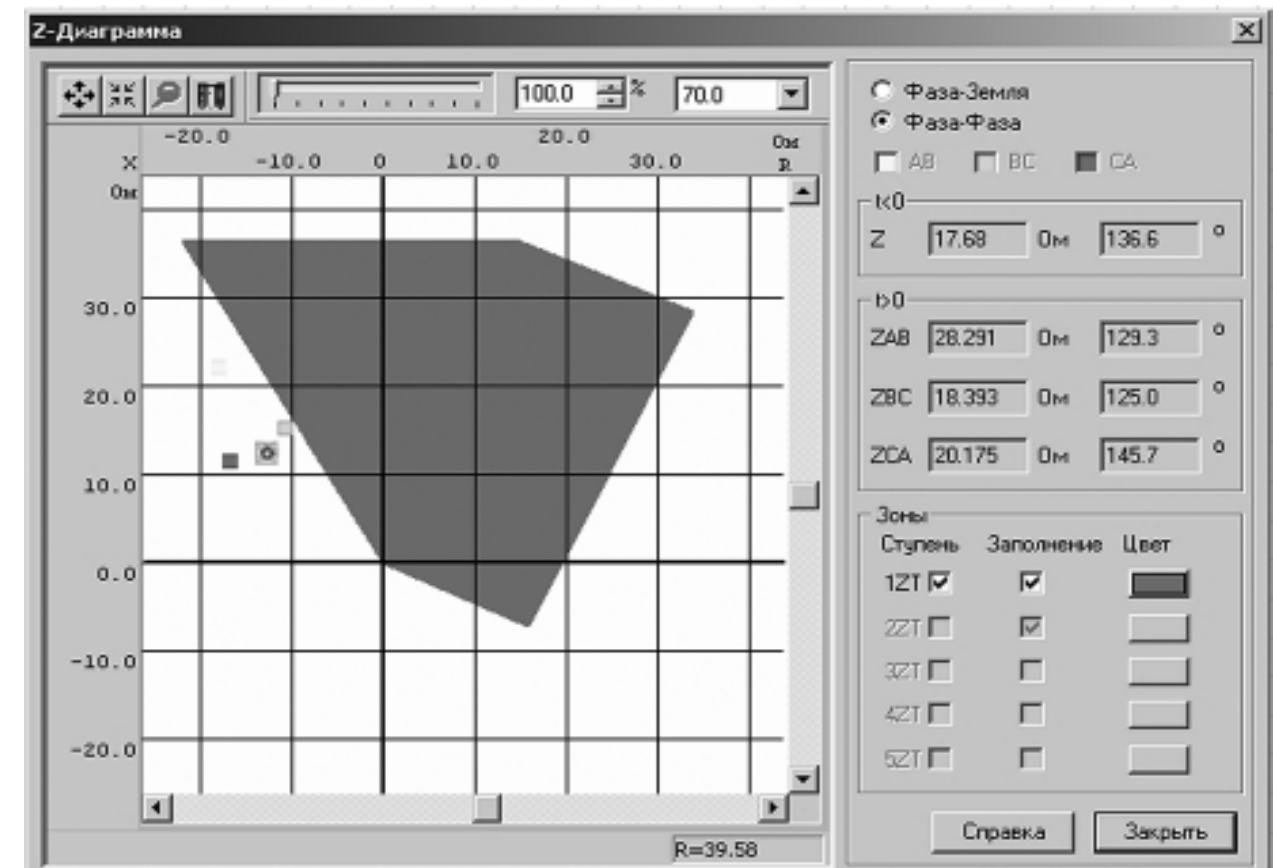


рис. 2 Междуфазные замеры ДЗ при КЗ АВ с дугой, для случая $k_p = k_{p3}$

где Z_{1K} – сопротивление металлического КЗ;
 $Z_{П} = k_p R_{П}$ – комплексное переходное сопротивление;

k_p – комплексный коэффициент распределения токов учитывающий неодинаковость токов в месте КЗ и в месте установки защиты;

$R_{П}$ – активное переходное сопротивление (дуги).

В общем случае двустороннего питания амплитуды и фазы токов на входах ДЗ и через сопротивление $R_{П}$ не равны ($k_p \neq 1$). В зависимости от величины k_p , определяемой, в первую очередь, соотношениями между сопротивлениями систем, модулями и фазами эквивалентных ЭДС, а также местом КЗ на линии, замер Z_{AB} различен (рис. 2) и в общем случае может располагаться в различных квадрантах плоскости Z (например, при $k_p = k_{p3}$ в квадранте II на рис. 2, 3) [1].

Особенности измерения входного сопротивления резервными ступенями ДЗ. При повреждениях, отключаемых с выдержкой времени, необходимо учитывать возможность изменения по фазе и модулю ЭДС генераторов, что обусловлено динамическими процессами в ЭС при скачкообразных изменениях мощностей, возникающих при КЗ. При этом возможны существенные расхождения ЭДС по фазе, в том числе – возникновение режимов синхронных качаний и асинхронного хода. В этих условиях сопротивление на входе ДЗ при дуговых замы-

каниях в первой зоне и КЗ в зоне резервирования изменяется во времени, так как зависит не только от расстояния до места КЗ, но и от соотношений, эквивалентных ЭДС по модулю и фазе, что определяется влиянием на измерения соотношений между токами в месте установки защиты и в месте повреждения, определяемых режимами ЭС [1].

На примере схемы сети (рис. 4) приведены замеры сопротивления на входе ДЗ при перемещении места междуфазного КЗ АВ через переходное сопротивление вдоль линий ВЛ-220-1 и ВЛ 220-3 для некоторых случаев расхождения по фазе экви-

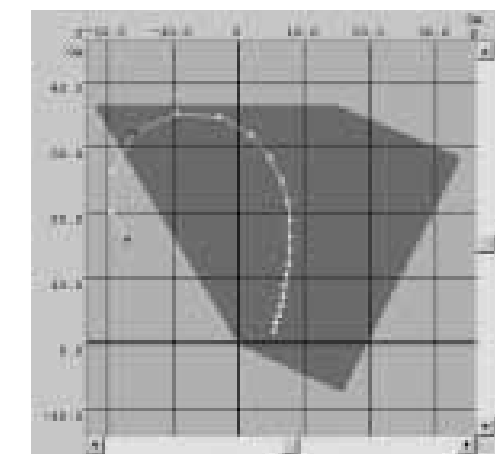


рис. 3 Траектория изменения сопротивления Z_{AB} при перемещении точки КЗ через переходное сопротивление вдоль защищаемой линии.

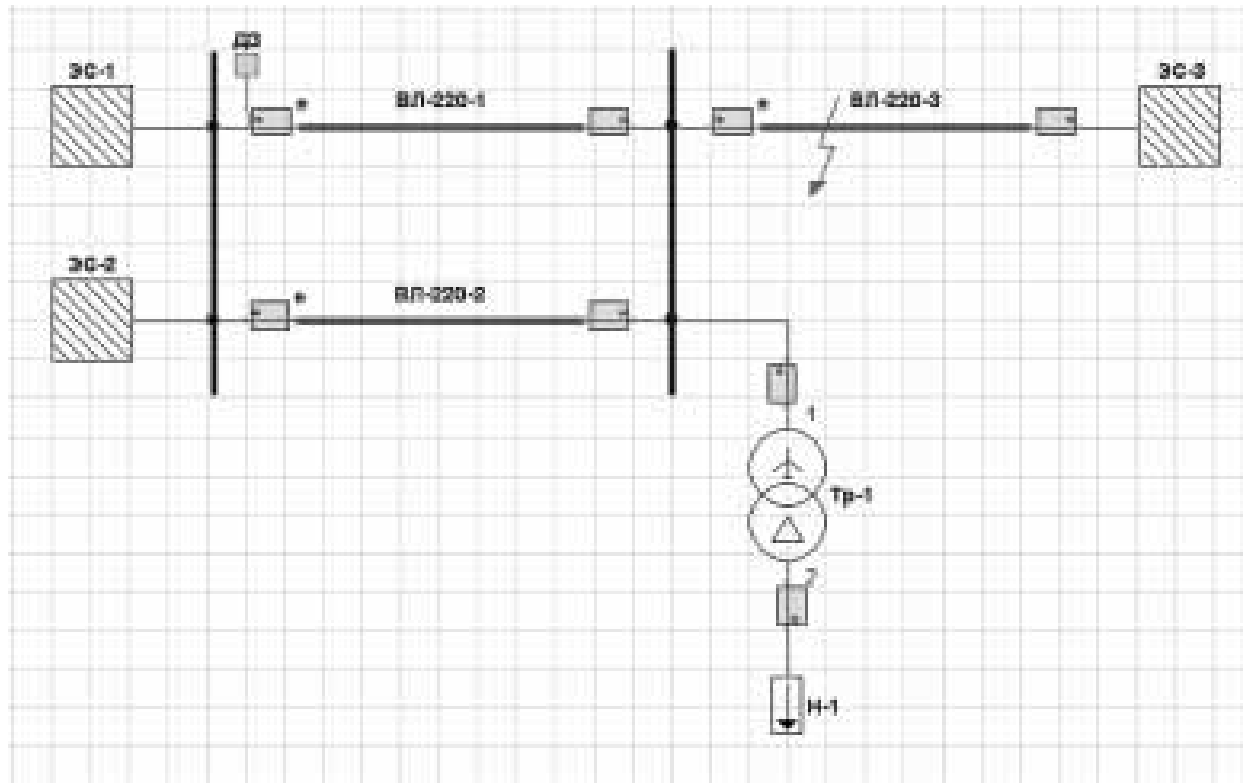


рис. 4 К примеру повреждения в зоне резервирования

валентных ЭДС систем ЭС-1, ЭС-2 и ЭС-3 (рис. 5).

Учитывая изложенное, а также разнообразие типов (изготовителей) защит, затруднительно создание всеобъемлющей методики, позволяющей по данным ЭС однозначно выбрать необходимые защитные функции и уставки.

Способом получить объективные обобщенные оценки, с учётом диапазонов значений влияющих факторов, для выбора защитных функций и уставок РЗ, является применение симуляционного моделирования устройств РЗ. Примером такого симулятора является программный комплекс СИМП РЗА [2], рис. 6.

Оценить показатели чувствительности и селективности можно наложив на ЭС поток возможных КЗ и рассматривая действие устройств РЗ при каждом событии (КЗ). При этом чувствительность и селективность РЗ объекта будут обеспечены, если для всего потока событий не имеется участков, где КЗ на объекте не отключается устройствами защиты или отключается с недопустимым замедлением и, во-вторых, не имеется случаев отключения КЗ «чужими» выключателями быстрее, чем собственными. Выполнение этих условий является необходимым условием обеспечения чувствительности и селективности РЗ.

Моделирование устройств РЗ обеспечивает учёт действия (недействия) отдельных устройств РЗ

рассматриваемого участка ЭС при наложении на ЭС потока КЗ и на этой основе оценку чувствительности и селективности РЗ. Так как задачей анализа чувствительности и селективности является оценка правильности выбора защитных функций, характеристик и уставок, то в большинстве случаев достаточным является расчёт установившихся величин КЗ и моделирование статических характеристик устройств РЗ.

В общем случае задача может быть расширена путем моделирования алгоритмов реализации устройств РЗ с использованием мгновенных значений величин $u..i..$, рассчитываемых с учётом переходных процессов в ЭС при возникновении КЗ.

При моделировании устройств РЗ обеспечивается генерация не только отключающих сигналов, но и других сообщений, например, о попадании в зону действия реле отдельных фаз, о пуске отдельных ступеней и т.д.

Процесс оценки (контроля) показателей чувствительности и селективности релейной защиты участка сети содержит следующие основные моменты.

1. В рассматриваемой ЭС выделяется участок, где необходимо проконтролировать чувствительность и селективность РЗ. При этом имеется в виду, что все параметры ЭС, релейной защиты и данные потока КЗ заданы.
2. Программа на основе анализа топологии ЭС самостоятельно формирует таблицу для оценки

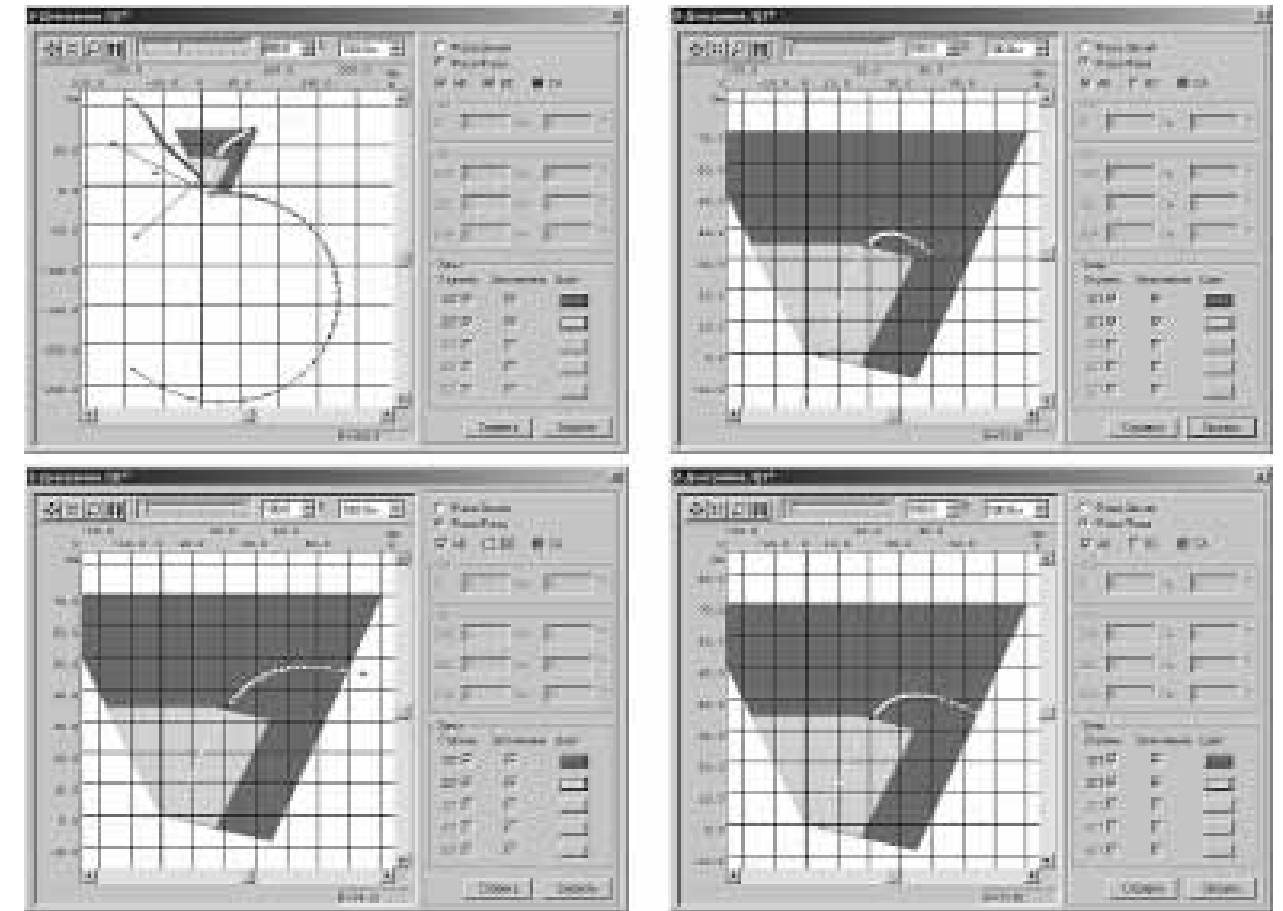


рис. 5 Замеры ДЗ в зонах резервирования для разных углов эквивалентных ЭДС.

3. Для выявления показателей чувствительности и селективности релейной защиты отдельных элементов ЭС, что является основной целью анализа, поток КЗ проходит каждый из элементов ЭС (например, ВЛ с заданным шагом) и в соответствии с заданными выше видами и параметрами КЗ. При каждом отдельном КЗ контролируется действие всех устройств РЗ в рассматриваемом участке ЭС.
4. При анализе чувствительности в устройствах РЗ, действующих на «собственные выключатели», принимаются характеристики безусловного срабатывания, т.е. устройства РЗ загружаются, что обеспечивает необходимый запас по чувствительности при КЗ на защищаемом объекте. Требования по чувствительности для любого из элементов ЭС, будут при этом выполнены, если при всех КЗ на указанном элементе отключение «собственных выключателей» происходит за предельное время чувствительности.

5. При анализе селективности РЗ каждого из элементов ЭС при прохождении потока КЗ по рассматриваемому элементу в защитах всех других элементов ЭС, действующих на «чужие» в данном случае выключатели, принимаются характеристики безусловного несрабатывания, что обеспечивает необходимый запас при контроле показателя чувствительности. Для выполнения условия селективности необходимо, чтобы при всех КЗ на рассматриваемом элементе не произошло срабатывания защит, установленных на «чужих» выключателях.

При невыполнении требований чувствительности и селективности при КЗ в отдельных точках ЭС указанные случаи фиксируются. Далее пользователем производится анализ данных случаев и соответствующая корректировка уставок УРЗ, эффективность которой проверяется повторной автоматической оценкой показателей чувствительности и селективности.

Основным принципиальным моментом рассмотренного анализа является возможность полноценного контроля чувствительности и селективности релейной защиты участка сети в автоматическом режиме с возможностью просчета тысяч вариантов. Указанное позволяет охватить и выявить случаи наиболее опасных режимов ЭС,

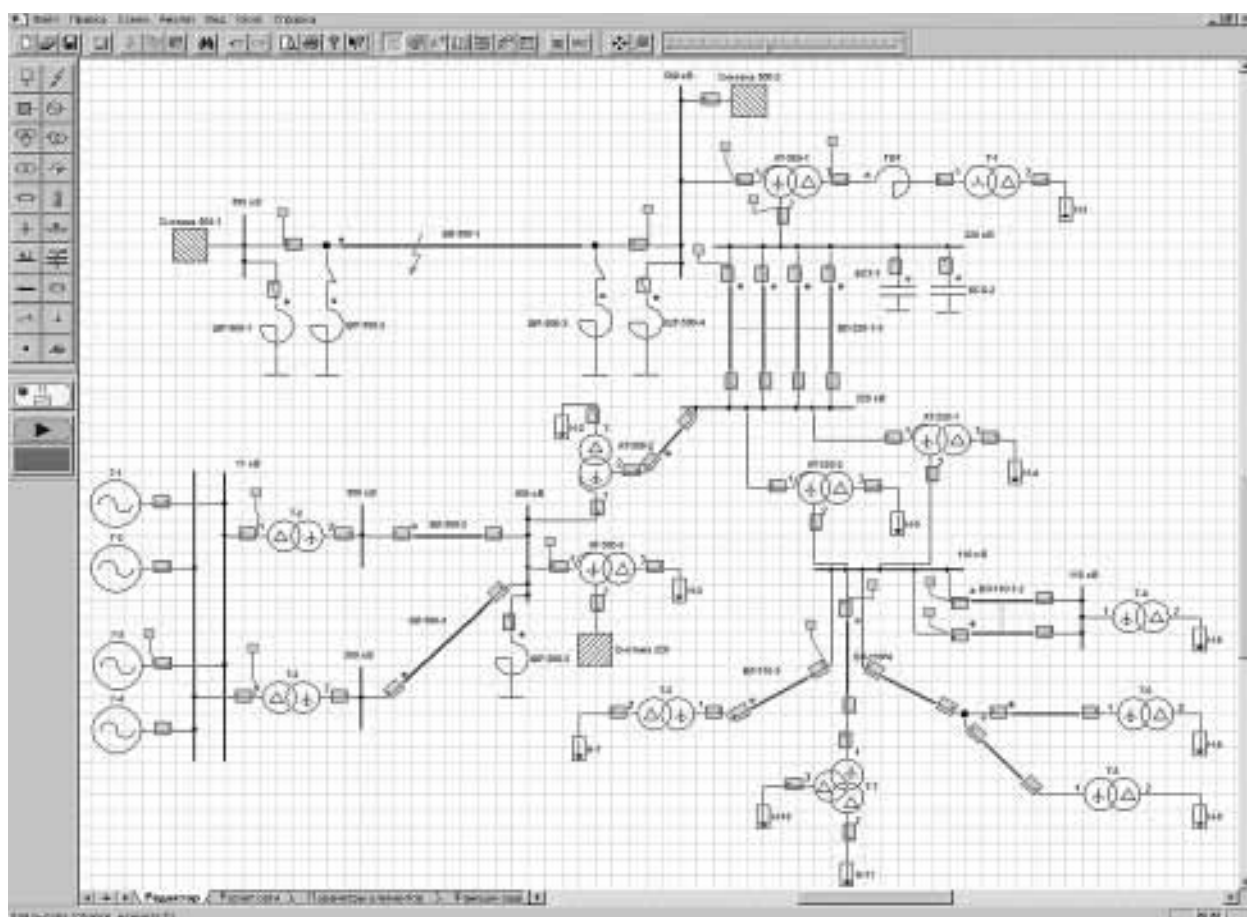


рис. 6 Пример графического редактора программы СИМП РЗА

НОВАЯ КОНЦЕПЦИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ ЦИФРОВЫХ УСТРОЙСТВ РЗА

А.А. Александров, В.А. Степанов

ООО «НПП «Селект», г. Чебоксары, Россия

ВВЕДЕНИЕ

На подавляющем большинстве современных, вновь вводимых объектах электроэнергетики одним из требований предъявляемых заказчиками к проектам является применение цифровых устройств релейной защиты (ЦУРЗ). Однако, не смотря на техническое совершенство, наличие многочисленных сервисных функций и широкие возможности по самодиагностике и самоконтролю, на данный момент эффективность их применения не является очевидной, а доля сбоев, приходящаяся на микропроцессорные устройства, по-прежнему остаётся неприемлемо высокой¹. Основной причиной сложившегося положения является низкое качество выполнения проектных, монтажно-наладочных работ и приёмки оборудования, что неминуемо влечет последующие трудности при эксплуатации и техническом обслуживании таких устройств местными службами. Которые в большинстве случаев при отсутствии удобной и понятной документации, как заводской, так и проектной вынуждены пытаться, самостоятельно исправлять нарушения в оставленном им оборудовании.

Складывающиеся условия предъявляют повышенные требования к квалификации персонала, и вызывает существенные затраты времени и средств, что противоречит одному из приоритетных направлений развития технического обслуживания современных устройств релейной защиты и автоматики, озвученным в рамках предъявляемых требований федеральной сетевой компанией к РЗА единой национальной электрической сети – это внедрение систем позволяющих, снижать эксплуатационные затраты и переход от периодического техобслуживания² к техобслуживанию по состоянию³.

Для выполнения указанных требований необходимо решить вопросы, связанные с разработкой эффективных подходов к проверке работоспособности РЗА, создание автоматизированных систем проверки и оценки состояния устройств релейной защиты.

В рамках данной статьи, авторы хотят предложить свой вариант решения проблемы оптимизации технического обслуживания, на базе разработанной компанией НПП «Селект» системы комплексного автоматизированного тестирования устройств релейной защиты и автоматики – СКАТ-РЗА.

ПРИНЦИПЫ АВТОМАТИЧЕСКОЙ КОМПЛЕКСНОЙ ПРОВЕРКИ

Различные виды технического обслуживания, в том числе проверка при новом включении (Н), первый профилактический контроль (К1), последующий контроль (К) и восстановление (В) призваны для выявления и устранения отказов РЗА, которые относительно времени возникновения можно классифицировать как приработочные (в начальный период), отказы периода нормальной эксплуатации и деградационные, связанные со старением, изнашиванием и коррозией элементов.

Следует отметить, что, благодаря новым технологиям изготовления, высокому контролю качества на современных производствах микропроцессорных устройств РЗА, вероятность отказов, вызванных механическими, физическими и химическими процессами старения и изнашивания отдельных элементов значительно снизилась по сравнению с предыдущими поколениями релейной защиты, что в совокупности со способностями к самоконтролю позволяет пересмотреть интервалы времени между проверками при периодическом техобслуживании в сторону увеличения.

Вместе с тем существенное усложнение функций микропроцессорных защит, наличие различных производителей с отличающимися концепциями, отсутствие методик и типовых решений приводит к существенному росту составляющей приработочных отказов на этапе ввода оборудования в эксплуатацию, определяемой ошибками при проектировании, монтаже и наладке, включая параметрирование ЦУРЗ⁴.

Поэтому одним из наиболее важных этапов ввода в эксплуатацию современных микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики, от которого во многом зависит надежность функционирования комплекса в целом, а также удобство и эффективность последующей эксплуатации оборудования, является этап пуско-наладочных работ.

Однако в настоящее время принципиальные затруднения вызывает тот факт, что отсутствие законченных блоков и программный уровень формирования структуры ЦУРЗ во многих случаях затрудняет проверку отдельных уставок и параметров традиционными статическими методами вследствие взаимного влияния и одновременного запуска других защитных функций. Учёт этого фактора приводит

видов и мест КЗ, которые являются определяющими при оценке чувствительности и селективности релейной защиты. Выявление указанных определяющих условий для ЭС сложной конфигурации аналитическими методами затруднительно.

Рассмотренные выше критерии и алгоритмы возможно применить и для анализа чувствительности и селективности РЗ в случае отказа любого устройства РЗ или выключателя в ЭС. При этом алгоритм анализа должен дополнительно содержать следующие аспекты.

1. В процессе анализа производится поочерёдное моделирование отказа защиты или выключателя в ЭС, например, прерыванием связи между защитой и выключателем, что делает невозможным отключение рассматриваемого выключателя при действии УРЗ.
2. При отказе выключателя релейная защита других, соседних с выключателем, элементов ЭС должна произвести необходимые отключения. Поэтому поврежденный выключатель или выключатель с неисправной защитой в данном случае при анализе не рассматривается, и в «свои» выключатели вносятся выключатели элементов ЭС, соседних с отказавшим выключателем.

3. При проверке резервных ступеней защит программой моделируется поочерёдный отказ выключателей в рассматриваемом участке ЭС и соответственно корректируются условия проверки в таблице чувствительности и селективности. Эти условия относятся к заданию «своих» выключателей, обеспечивающих отключение КЗ на рассматриваемом элементе ЭС при наложении потока КЗ, что определяет соответствующие изменения при проверке чувствительности и селективности. Данный алгоритм реализован в программе СИМП РЗА.

Рассмотренные обобщённые оценки чувствительности и селективности РЗ позволяют объективно оценить соответствие уставок и характеристик РЗ требованиям ЭС с учётом возможного потока коротких замыканий, что особенно важно для ЭС сложной конфигурации. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Шнеерсон Э.М. Цифровая релейная защита. М.: Энергоатомиздат. 2007. 549 с., ил.
2. СИМП РЗА. Система имитационного моделирования и поведения устройств релейной защиты. Техническое описание. Версия 2.2. «НПП «Селект», 2010.

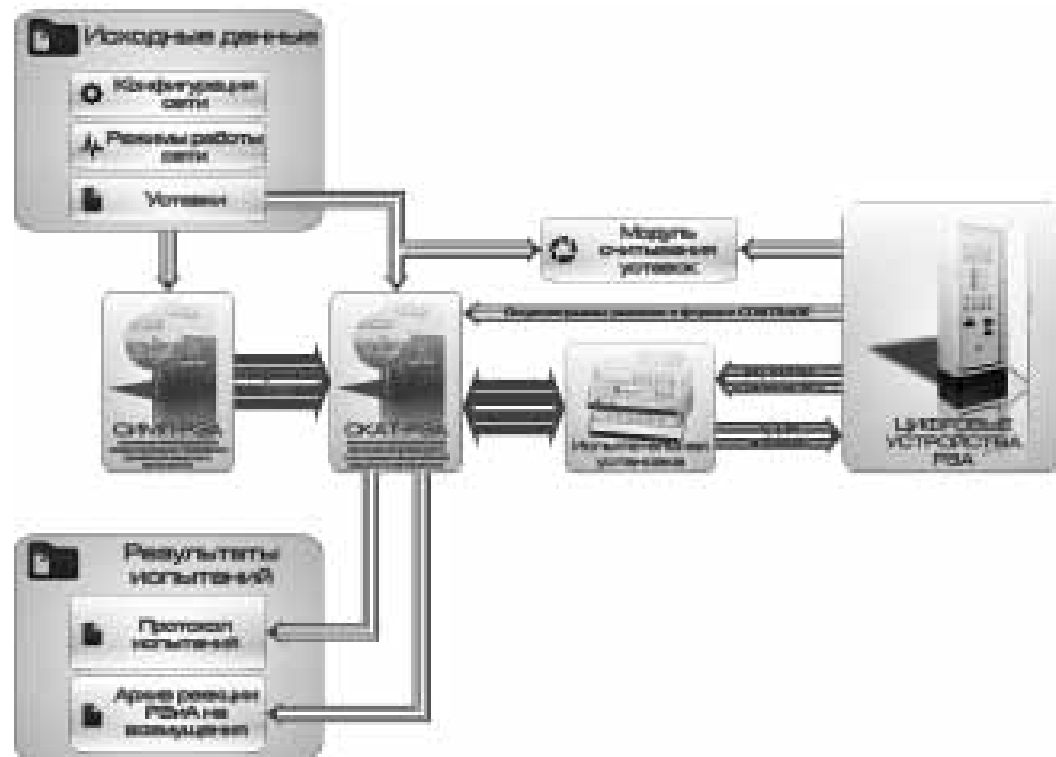


рис. 1 Функциональная схема АКП.

к необходимости применения дополнительных мер (например, перепрограммирования терминалов ЦУРЗ) для исключения влияния не проверяемых модулей в процессе проверки, что, в свою очередь, ставит под вопрос корректность таких испытаний с учётом возможности внесения ошибок при восстановлении конфигурации терминалов. К тому же полноценная проверка традиционными методами значительного объема функций, параметров и сообщений ЦУРЗ, существенно большего чем у защит предыдущих поколений требует не только наличия квалифицированного обслуживающего персонала, но и существенных затрат времени и средств.

К недостаткам данной методики можно так же отнести то, что проверка отдельных уставок и характеристик устройств РЗА не затрагивает общую работу логики защиты как комплекса в целом и поэтому не может являться показателем готовности к правильным действиям при устранении различных видов повреждений на защищаемом объекте.

Как считают авторы данной статьи, действенным средством контроля правильности реализации работ по внедрению новых ЦУРЗ является проведение автоматизированной комплексной проверки (АКП), под которой понимается совокупность проверок функций защиты и автоматики по своему характеру наиболее приближенная к реальным условиям эксплуатации, состав которых необходим и достаточен для оценки общей работоспособности устройств РЗА.

Данный подход основан на концепции «чёрного ящика». На входах ЦУРЗ создаются сигналы, соответствующие различным повреждениям в

энергосистеме и контролируется правильность генерируемых комплексом команд и сообщений. Это позволяет значительно снизить нагрузку с персонала, который в существующих условиях вынужден осваивать переданную ему технику, изучая особенности микропроцессорных терминалов различных назначений, версий и производителей вплоть до «нюансов». Также автоматизация процесса даёт возможность быстрого повторения проверки или отдельных тестов для последующего технического обслуживания, местным эксплуатирующим персоналом, позволяет добиться объективности результатов, а так же исключить влияние человеческого фактора, посредством следующих мероприятий:

1. Все проверки осуществляются с конечной версией конфигурационной программы терминалов, то есть, при проведении испытаний не допускается перепараметрирование, изменение или загрузка уставок, а так же ввод-вывод каких-либо отдельных функций программным путём⁵. Такой подход минимизирует ошибки, связанные с переходом режима проверки к рабочему режиму, так как не затрагивает операции с микропроцессорными терминалами и позволяет более адекватно оценить работоспособность системы в целом.

1. Имитируемые аварийные воздействия должны быть наиболее приближены к реальным режимам (скачкообразное изменение входных величин при переходе от нагрузочного к аварийному режиму, что в основном соответствует соотношениям между входными величинами устройств РЗА, возникающими при коротких замыканиях);

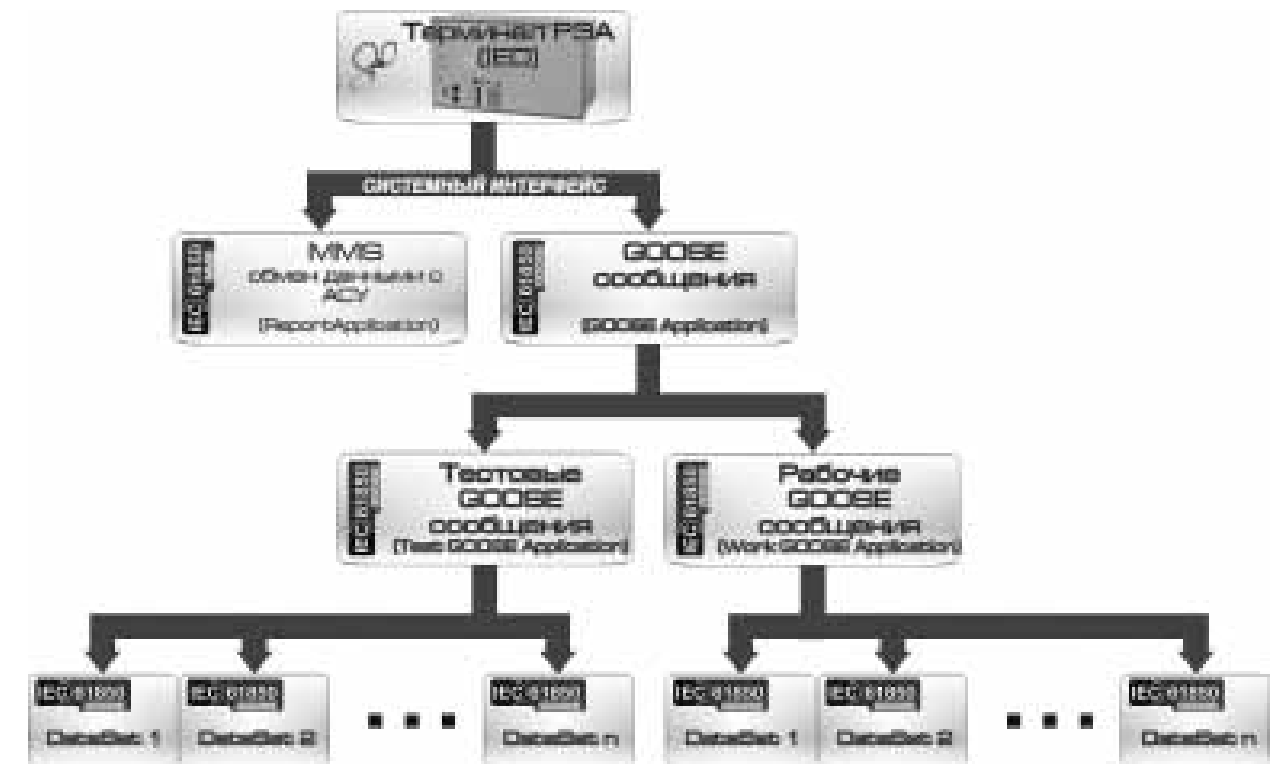


рис. 2 Замеры ДЗ в зонах резервирования для разных углов эквивалентных ЭДС.

2. Реакция устройств РЗА определяется путём подачи граничных условий (исходя из области допустимых отклонений заявленных производителем в технических описаниях к своей продукции) от той или иной уставки, что для ЦУРЗ с учётом её конструктивных особенностей и принципа действия, является также и достаточным условием не только для проверки логики, но и параметров измерительных органов.
3. Обязательная фиксация прохождения всех воздействий, как по «меди» (по жилам контрольных кабелей), так и по «цифре» (по сетевому интерфейсу через цифровую сеть по протоколу МЭК 61850). Важно также фиксировать не только тот факт, что необходимые сигналы приходят до места назначения, но и отсутствие излишних, ложных сигналов. Данный подход позволяет оценить правильность монтажа и корректность проектного решения, так как отслеживается вся цепочка передачи сигнала до коммутационного аппарата.

ПРИМЕНЕНИЕ ВОЗМОЖНОСТЕЙ СТАНДАРТА МЭК 61850 ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ ЦУРЗ

Однако такое решение подразумевает необходимость многочисленных подключений испытательной установки (ИУ) к дискретным сигналам релейного оборудования, что в большинстве случаев требует значительных затрат времени, а иногда не осуществимо в силу ограниченности количества входов ИУ или значительной удалённости друг от

друга устройств РЗА. В качестве решения данной проблемы предлагается использование возможности протокола передачи данных МЭК 61850.

В настоящий момент применение указанного стандарта является приоритетным на вновь вводимых и реконструируемых объектах электроэнергетики и предполагает значительные преимущества в области унификации и интеграции устройств РЗА в систему АСУ ТП, призвано значительно сократить расходы на кабельное хозяйство и монтажные работы, увеличить надёжность передачи сигналов в части электромагнитной совместимости, повысить масштабируемость системы релейной защиты в целом и т.д.

Вместе с тем, несмотря на активное внедрение стандартов МЭК 61850 в отечественной энергетике, необходимо отметить ограниченность применения этого инструмента. Используется небольшая часть функций и возможностей из всех тех, что регламентируются.

В настоящее время и в ближайшем будущем наиболее распространённым вариантом построения систем автоматизации на базе устройств РЗА, по-видимому, будет вариант, повторяющий архитектуру уже существующих в настоящее время систем. Необходимо отметить, что этот вариант использует коммуникационную среду в основном для обмена данными с системой управления подстанцией или устройствами передачи данных в центры управления сетями⁶. Для коммуникации между устройствами РЗА, продолжают использоваться кабельные связи, лишь наименее ответственные сигналы передаются посредством GOOSE-сообщений⁷.

В своих решениях мы предлагаем использовать незадействованные высокопроизводительные ресурсы сети передачи данных для тестовых GOOSE-сообщений.

Для этого на этапе параметрирования микропроцессорного терминала все дискретные сигналы принимаемые устройством, а также некоторые выходные сигналы (например, пуски и срабатывания отдельных ступеней функций защиты, сигналы телеотключений и т.п.) дополнительно ранжируются на системный интерфейс в виде соответствующих GOOSE-сообщений. Таким образом, мы сможем контролировать прохождение практически всех сигналов между устройствами РЗА, а также приходящие сигналы от внешних датчиков, коммутационных аппаратов и т.д. посредством подключения ИУ к системному интерфейсу одним Ethernet-кабелем.

Появляющиеся при данном способе контроля задержки связанные со скоростью регистрации GOOSE-пакетов не превышают 15 мс и, в основном, обусловлены программными и аппаратными фильтрами от дребезга самих ЦУРЗ (порядка 10 мс), поэтому их нельзя отнести к неточности метода, так как они демонстрируют реальное время реакции терминала на внешний сигнал.

Подобное использование стандарта МЭК 61850 позволяет:

- многократно сократить время на подключение ИУ;
- увеличить валидность проводимых испытаний за счёт полного контроля всех сигналов комплекса РЗА в целом;
- точно установить не только прохождение сигнала на физическом уровне (то есть, появление соответствующего потенциала в жиле контрольного провода), но и на информационном (то есть, корректное ранжирование на дискретных входах терминала приёмника сигнала).

ПРОГРАММНЫЙ РЕГИСТРАТОР АВАРИЙНЫХ СОБЫТИЙ

Применение при параметрировании микропроцессорных терминалов тестовых GOOSE-сообщений открывает возможность для использования программного регистратора аварийных событий (РАС), который будет вести журнал изменений GOOSE-пакетов, а следовательно фактически состояние всего комплекса РЗА и другого технологического оборудования. Это позволит дополнить функции существующих РАС, которые в большинстве своем сильно ограничены и предполагают контроль очень ограниченного количества сигналов. Хочется отметить, что иногда сигналы поступают в регистратор не напрямую, а через промежуточные реле и различные схемы объединения, что сильно искажает истинную картину и мешает анализу аварийных ситуаций.

Мы предлагаем дополнить схему РАС модулями регистрации GOOSE-сообщений или использовать модуль отдельно в виде программной службы установленной, например, на АРМ эксплуатирующего персонала с последующей возможностью экспорта журнала изменений GOOSE-сообщений в осциллограмму РАС.

Возможно, что в скором будущем, в связи с развитием концепции цифровой подстанции, удастся полностью отказаться от использования традиционных РАС в пользу цифровых.

Применение журнала изменений GOOSE-пакетов, позволит проводить анализ фактической эффективности работы комплекса РЗА, путём сравнения аварийных данных процесса с архивом реакции защит составленном при автоматизированной проверке ЦУРЗ. Это позволит проследить динамику изменения состояния оборудования, и в случае подтверждения корректности срабатывания всей или отдельных частей системы может служить основанием для изменения порядка техобслуживания⁸.

АДАПТАЦИЯ ТЕСТОВЫХ GOOSE-СООБЩЕНИЙ

Рассмотрим более подробно системный интерфейс в информационной сети электрической станции/подстанции. Он представлен микропроцессорными устройствами защиты (интеллектуальными электронными устройствами IED's – Intellectual Electronic Device) и серверами автоматизированной системы управления (АСУ ТП, SCADA и прочее) объединенными в единое информационное пространство посредством управляемых коммутаторов⁹.

Каждый IED имеет «вертикальную» информационную связь для обмена данным с системой управления подстанцией или устройством передачи данных в центры управления сетями (АСУ, SCADA и прочее). Этот обмен осуществляется посредством передачи MMS сообщений (Manufacturing Message Specification – стандарт ISO/IEC 9506) по принципу «клиент-сервер», то есть, на запрос системы АСУ терминал отвечает заранее спараметрированным сообщением. Этот протокол относится к прикладному уровню OSI и инкапсулирует сетевой протокол TCP, который гарантирует точность последовательности передаваемых данных и отсутствие их потерь. Так же MMS сообщения являются односторонними (режим unicast), то есть, запросы от системы АСУ поступают на конкретный микропроцессорный терминал защиты, и ответы IED устройства на эти запросы серверу системы управления, также остаются незамеченными остальными участниками сети.

«Горизонтальные» связи между интеллектуальными устройствами представлены GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event – стандарт МЭК 61850-2) сообщениями, которые работают по принципу «издатель-подписчик», то есть,

при появлении события IED выдаёт в сеть в широковещательном режиме (режим multicast) соответствующее сообщение, которое поступает ко всем устройствам находящимся в данном домене сети. Устройства запараметрированные на приём данного фрейма обрабатывают его согласно внутренней логике, для остальных же это сообщение игнорируется, для них оно фактически является мусором, который увеличивает трафик сетевого интерфейса, соответственно создавая дополнительную нагрузку на сеть и вычислительные мощности каждого интеллектуального устройства текущего сегмента, что, в свою очередь, способно вызывать неоправданные задержки прохождения остальных сигналов и уменьшает общую надёжность системы. Ситуация усугубляется тем, что подтверждение факта получения адресатами сообщения от издателя отсутствует и по этой причине передача GOOSE сообщений в установленном режиме производится постоянно с определённой периодичностью. Таким образом, при наличии в сети достаточно большого количества цифровых устройств защиты, даже в штатном режиме работы участникам сети приходится передавать и обрабатывать огромные массивы информации.

Сложившуюся ситуацию призван изменить протокол GMRP (GARP Multicast Registration Protocol, определён в стандарте IEEE 802.1P) и его дальнейшее развитие – протокол MMRP (Multiple MAC Registration Protocol, определён в стандарте IEEE 802.1ak-2007) – это сетевые протокол второго уровня OSI для регистрации членства устройств в широковещательных посылках (multicast), он служит для управления многоадресным лавинным вещанием, таким как GOOSE сообщения. Но, к сожалению, на данный момент ни одно микропроцессорное устройство релейной защиты и автоматики не поддерживает указанные протоколы, вследствие чего необходимо вручную в каждом управляемом коммутаторе сети заполнять таблицы соответствия портов и широковещательных MAC-адресов каждого GOOSE сообщения, что является чрезвычайно трудоёмким процессом с учётом достаточно большого множества IED устройств сети и возможных GOOSE сообщений. Также отсутствие автоматической регистрации терминалов в широковещательных группах требует постоянного отслеживания изменений проекта в части системного интерфейса и перепараметрирования коммутаторов в соответствие с этими изменениями, что чревато ошибками и нарушениями в работе всего комплекса защит и автоматики объекта электроэнергетики.

В этой связи, единственным приемлемым на данный момент выходом из сложившейся ситуации видится применение виртуальных сетей (VLAN¹⁰). С их помощью можно разделить поток данных в сети на независимые части, как показано на рисунке 3. Таким образом, мы получаем 3 неза-

висимых виртуальных сети, которые логически не связаны между собой:

- первая сеть предназначена для обмена данными с серверами системы управления;
- вторая сеть используется для передачи аварийных сигналов в систему резервной сигнализации с помощью GOOSE коммуникации, при этом сообщения не распространяются по всей сети, засоряя трафик, а следуют лишь к конкретному порту коммутатора, к которому присоединены устройства резервной сигнализации;
- третья сеть осуществляет передачу тестовых GOOSE сообщений от устройства РЗА на определённый порт коммутатора, к которому подключается ИУ. При этом поток данных тестовых сообщений остаётся невидимым для остальных участников сети.

В общем случае, вторая сеть может быть раздроблена на необходимое число виртуальных сетей в соответствии с количеством приёмников GOOSE пакетов, учитывая сложившуюся практику применения стандарта МЭК 61850 на отечественных объектах электроэнергетики это число ограничено.

Практика применения этого инструмента на ПС 330 кВ Северо-Западного ПМЭС показала, что время прохождения GOOSE-сообщений во всех случаях меньше времени формирования аналогичного релейного сигнала посредством замыкания контактов выходных реле.

ОСНОВНЫЕ ЭТАПЫ НАЛАДКИ И ВВОДА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ ЦУРЗ

1. Определение на основе анализа проекта РЗА объекта и заданных уставок объёма испытаний АКП, которая служит для проверки правильности реализации проекта комплекса РЗА, при которой проверяются логическо-функциональные связи, обмен сигналами и, главное, работоспособность всего комплекса в части реагирования на различные виды повреждений в энергосистеме. При этом ход проверки мало зависит от типа и производителя применяемых устройств РЗА, так как проверяется реакция всего комплекса на различные повреждения на защищаемом объекте (внешние и внутренние повреждения, успешное неуспешное АПВ и ОАПВ, действие УРОВ и т.д.), следовательно, контролируются не только ошибки при монтаже и наладке, но и возможные ошибки в проекте.

При проведении АКП целесообразно использовать типовые программы, который включают необходимый и достаточный объём проверок, методике их проведения.

2. В процессе наладки соответствующей организацией осуществляется разработка тестовой программы как последовательности единичных тестов, характеризующихся заданными на определённый промежуток времени комбинациями выходных сигналов переменного тока, напряжения

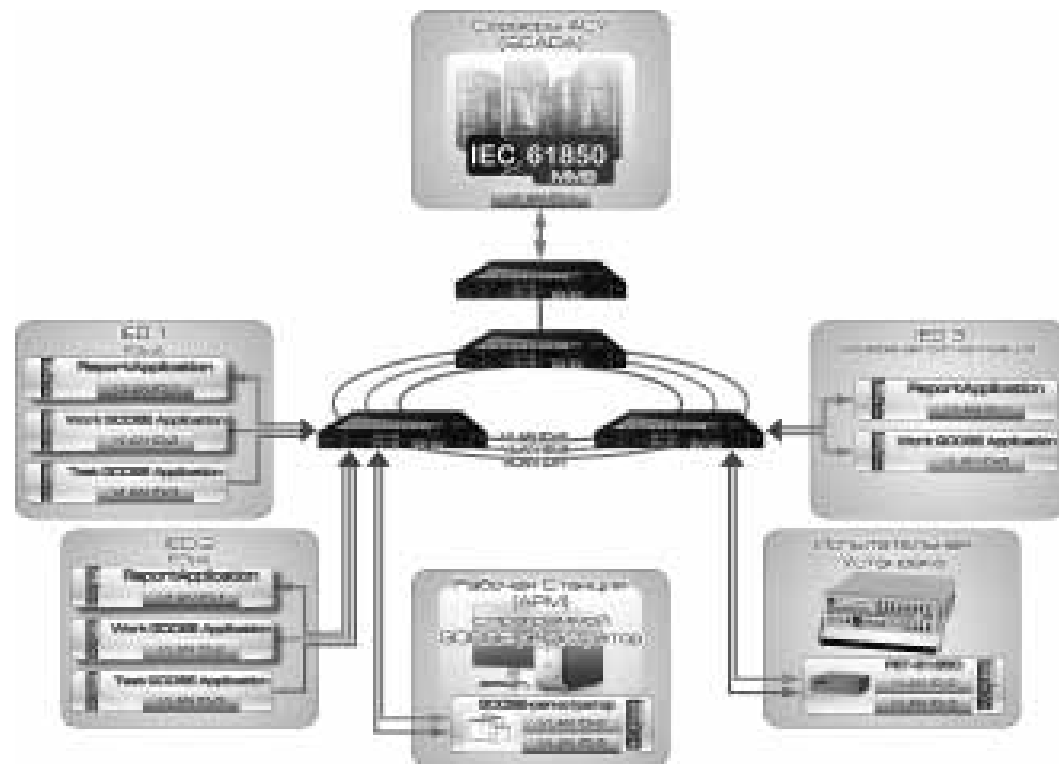


рис. 3 Системный интерфейс в информационной сети электрической станции/подстанции

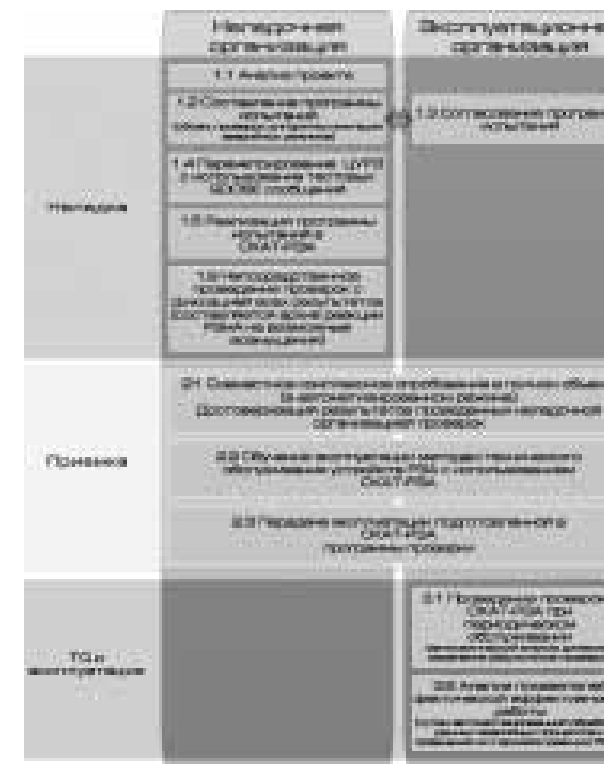


рис. 4 Этапы внедрения и технического обслуживания ЦУРЗ

СЫЛКИ В ТЕКСТЕ СТАТЬИ

- 1 - По данным ФСК за 2010 год, 23% всех случаев отказа РЗА приходится на долю ЦУРЗ, которые составляют всего около 10% от общего количества устройств защиты.
- 2 - Периодическое техническое обслуживание – это процесс, в котором проверка работоспособности систем РЗА осуществляется в соответствии с установленным периодом (графиком). Периодичность технического обслуживания МП устройств РЗА определяется разделом 2.3. «Правил технического обслуживания устройств релейной защиты, электроавтоматики, дистанционного управления и сигнализации электростанций и подстанций 110-750 кВ» РД 153-34.0-35.617-2001. Цикл технического обслуживания этим РД определен для МП РЗА – 6 лет.
- 3 - Техническое обслуживание по состоянию – процесс сбора и мониторинга информации, получаемой от современных МП устройств РЗА и других «интеллектуальных электронных устройств», которые контролируют работу элементов систем РЗА.
- 4 - Шнейерсон Э.М. – Проектирование и эксплуатация – ключевые вопросы современной релейной защиты. Релейщик №1 март 2009.
- 5 - Кнобель Я. – Оптимизация техобслуживания РЗА. Сб. докладов РЗА-2008.
- 6 - Григорьев С.А., Маслов В.А., Нудельман Г.С. – Построение систем автоматизации электроэнергетических объектов в России с использованием стандарта МЭК 61850
- 7 - Иванов Ю.В., Бородин О.С., Леснов А.Е., Апросин К.И. – Практический опыт применения и реализации стандарта МЭК 61850 в устройствах противоаварийной автоматики производства ООО «Прософт-Системы». Современное состояние и перспективы.
- 8 - Пуляев В.И. – Тех. обслуживание УРЗА. Релейщик №4 декабрь 2009.
- 9 - Управляемый коммутатор – это устройство канального уровня модели OSI (Open Systems Interconnection), предназначенное для соединения нескольких узлов вычислительной сети в пределах одного или нескольких сегментов сети. Для передачи кадров, коммутатор использует таблицу MAC-адресов коммутации, с помощью которой, данные от источника поступают только непосредственно получателю, исключение составляет широковещательный трафик.
- 10 - В современных сетях VLAN (Virtual Local Area Network – виртуальная локальная сеть, определен в стандарте IEEE 802.1q) – это главный механизм для создания логической топологии сети, не зависящей от её физической структуры. Каждый VLAN – это отдельный широковещательный домен (единица административной автономии в сети). Разбиение на виртуальные сети используются для сокращения широковещательного трафика, так же их грамотное применение позволяет в большинстве случаев увеличить общую производительность, повысить удобство управления и уровень безопасности, без замедления общей скорости доступа устройств к ресурсам сети.
- 11 - Шнейерсон Э.М. – Эксплуатационная эффективность устройств релейной защиты: реальность и возможности. Энергоэксперт №4-5 2007.
- 12 - Шнейерсон Э.М. – Проектирование и эксплуатация – ключевые вопросы современной релейной защиты. Релейщик №1 март 2009.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Рассмотренные элементы автоматизации пуско-наладочных и приёмных испытаний, а также технического обслуживания комплектных устройств с ЦУРЗ позволяют существенно повысить качество работ и уменьшить вероятность отказов, вызываемых ошибками вследствие влияния «человеческого фактора». Естественно, при подготовке программного обеспечения проверки конкретных объектов потребуется «инжиниринг», заключающейся в привязке базовых программ к конкретному объекту. Однако учитывая сложность ЦУРЗ и реальное состояние с эксплуатационными показателями цифровой релейной защиты¹², применение средств автоматизации при обслуживании ЦУРЗ не имеет альтернативы. Вышеописанный подход был частично опробован на подстанциях МЭС Центра и МЭС Востока, МЭС Северо-Запада и МЭС Сибири, где подтвердил свою высокую эффективность и получил высокую оценку эксплуатирующего персонала. ■

и дискретных сигналов, подаваемых с помощью испытательного комплекса. Смена единичных тестов зависит от команд РЗА (логических сигналов) поступающих в испытательную установку (например, переход к единичному тесту бестокового режима после команды отключения выключателя). Одновременно при программировании тестов задаются с помощью базовой программы для каждого единичного теста ожидаемые комбинации выходных сигналов РЗА, которые должны возникнуть в определённые диапазоны времени при правильном функционировании релейной защиты. В последующем, производя сравнение полученных сигналов с заданной последовательностью, характеризующей правильное функционирование при данном виде повреждения, определяется корректность работы защит (В качестве базовой программы мы предлагаем использовать разработку НПП «Селект» – СКАТ-РЗА).

3. В ходе проверки проводится запись и протоколирование всех промежуточных результатов (сигналов переменного тока и напряжения, дискретных входных и выходных сигналов ЦУРЗ, сообщений генерируемых ЦУРЗ. Указанное обеспечивает не только контроль результатов, но и позволяет произвести анализ и выявление ошибок.

Создаётся архив реакций комплекса РЗА на возможные возмущения в энергосети, который в последующем позволит анализировать эффективность работы защит при аварийных ситуациях во время эксплуатации, а также отслеживать динамику изменения технических показателей работы ЦУРЗ.

4. По окончании наладочных работ, в процес-

се приёмки, полный набор тестов, настроенный в процессе наладки, совместно с представителями эксплуатирующей организации проводится в автоматическом режиме. Анализ результатов демонстрирует степень готовности РЗА к вводу в работу. Данный этап одновременно знакомит эксплуатирующий персонал с работой программы для последующего самостоятельного её применения при проведении технического обслуживания (К1, К, В).

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СРЕДСТВ АКП СЛУЖБАМИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРИ ТЕХОБСЛУЖИВАНИИ ЦУРЗ

Существенно меньшее число элементов, проводных соединений, промежуточных реле и контактов, средства самоконтроля и общее повышения технологической надёжности современных ЦУРЗ позволяет сократить объём периодических проверок, если выявлена исправность основных функций¹¹. В то же время, данные устройства содержат целый ряд компонентов, в частности, аналоговые фильтры и усилители в цепях обработки входных сигналов, параметры которых не контролируются полностью внутренними средствами диагностики и могут привести к неправильному действию РЗА, что не допускает возможности полностью отказаться от периодического контроля.

В связи с этим, мы предлагаем при проведении последующего периодического техобслуживания, службами эксплуатации в рамках программы испытаний использовать блоки АКП для выполнения автоматизированных тестов (с ис-

ключением субъективных оценок пользователя) отдельных устройств РЗА или комплекса защит присоединения, что позволит сократить время проверки, а так же сравнить изменение реакции системы с предыдущими проверками. На основании чего можно будет судить, не только об исправности релейной защиты, но и о динамике изменения технического состояния устройств. Подобная стратегия позволит существенно снизить нагрузку на обслуживающий персонал и обеспечит качество работ, достоверность результатов, а так же даст объективную оценку эксплуатационной готовности отдельных устройств релейной защиты.

- Подобная стратегия позволит существенно снизить нагрузку на обслуживающий персонал и обеспечит качество работ, достоверность результатов, а так же даст объективную оценку эксплуатационной готовности отдельных устройств релейной защиты.
- планирование и контроль выполняемых работ по техобслуживанию;
 - ведение журналов изменения уставок и конфигурационных параметров;
 - интеграция с GOOSE-регистратором позволит вести учёт срабатывания релейной защиты, анализировать корректность действия РЗА;
 - автоматическое формирование различных протоколов, отчётов и статистики.

Такие инструменты помогут службам РЗА перейти к электронному документообороту, что сократит накладные расходы, повысит эффективность и надёжность обслуживания оборудования, облегчит анализ аварийных ситуаций.

ПРИМЕНЕНИЕ ОПУ ПРОИЗВОДСТВА ЗАО «ЧЭМЗ» ДЛЯ КОМПЛЕКСНЫХ РЕШЕНИЙ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ ПС 35-500 кВ

А.Г. Павлов

ЗАО «ЧЭМЗ», г. Чебоксары, Россия

Компания ЗАО «Чебоксарский электромеханический завод» предлагает своим Клиентам не просто набор услуг, а комплексные решения для строительства ПС 35-500 кВ с применением ОПУ максимальной заводской готовности. Потенциал предприятия позволяет выполнить силами предприятия работы по проектированию, строительству, комплектации, монтажным и пуско-наладочным работам, а также сервисному обслуживанию объектов энергоснабжения.

Наиболее важным фактором, влияющим на сроки ввода в эксплуатацию объектов электроснабжения, является степень готовности оборудования на момент поступления его на строительную площадку.

Для решения данной проблемы в 2006 году было принято решение о разработке общеподстанционных пунктов управления (ОПУ) максимальной заводской готовности, результатом которого стало запатентованное техническое решение (патент № 68794) в области организации ОПУ с релейными щитами при строительстве новых и реконструкции старых подстанций, которое обеспечивает значительную экономию времени и финансов заказчика.

ОПУ производства ЗАО «ЧЭМЗ» представляет собой блочно-модульное здание с фальшполом для удобства монтажа вторичных соединений (сборная конструкция из отдельных транспортабельных блок-контейнеров, устанавливаемых на подготовленную площадку). ОПУ в модульном здании – это возможность, по требованию заказчика, спроектировать и изготовить оборудование любых габаритов с помещениями необходимой площади. При необходимости такое блочно-модульное здание можно гарантированно дислоцировать не менее 10 раз. Наше техническое решение позволяет:

1. Сократить срок ввода в эксплуатацию ОПУ при установке шкафов релейной защиты и общеподстанционной автоматики на объекте более чем в 2 раза.
2. Сократить срок ввода в эксплуатацию ОПУ при установке шкафов релейной защиты и общеподстанционной автоматики на заводе изготовителе в 3-4 раза. Экономия финансовых средств при этом достигает более 25%. Монтаж вторичных цепей межшкафных соединений также производится на заводе изготовителе. Межблочные соединения вторичных цепей выводятся на разъемы или на промежуточные шкафы внутренней установки для удобства монтажа на объекте. Шкафы релейной защиты

и общеподстанционной автоматики по желанию заказчика могут быть как производства ЗАО «ЧЭМЗ», так и производства других ведущих производителей в этой области.

3. Сократить срок ввода в эксплуатацию ОПУ до 10 раз. В комплекте с ОПУ поставляются специально разработанные для подстанций 35-500 кВ промежуточные шкафы уличной установки с организованным связью внешних соединений с ОПУ, что значительно сокращает время подключения и разводки контрольных кабелей с элементами подстанции. Все межшкафные, межблочные соединения и установка шкафов производится на заводе изготовителе. Данный вариант поставки ОПУ позволяет протестировать нормальную и аварийную работу релейной защиты и автоматики всей подстанции в комплексе непосредственно на заводе-изготовителе.

В процессе производства ОПУ особое внимание уделяется обработке металлических поверхностей. Технологический процесс обработки металлических поверхностей готовых конструкций предусматривает выполнение следующих операций:

- обезжиривание поверхности;
- механическая очистка поверхности методом пескоструйной обработки;
- горячее цинкование поверхности, холодное цинкование поверхности, нанесение двух слоев грунтовки на поверхность;
- окончательное окрашивание поверхности.

Использование высококачественных материалов и комплектующих совместно с передовыми технологиями обработки металлов обеспечивают срок службы модульных зданий до 50 лет.

Общеподстанционный пункт управления имеет сертификат соответствия № РОСС RU.АИ30.Н13794, санитарно-эпидемиологическое заключение №77.МО.01.536.П.006015.09, сертификат пожарной безопасности №С-РУ.ПБ05.В01580 о соответствии модульного здания блок-бокса II степени огнестойкости и протокол аттестации №12-12-09 на соответствие требованиям стандартов в части сейсмостойкости к землетрясениям интенсивностью 9 баллов (по шкале MSK-64).

Реализуемые ЗАО «ЧЭМЗ» решения по ОПУ соответствуют нормам технологического проектирования энергетических систем и успешно апробированы на ряде объектов энергетики и нефтегазовой промышленности (объекты филиалов ОАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго» и ОАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго», ОАО «Лукойл», НК «Роснефть», ОАО «АК Транснефть», ОАО «ТНК-ВР»).

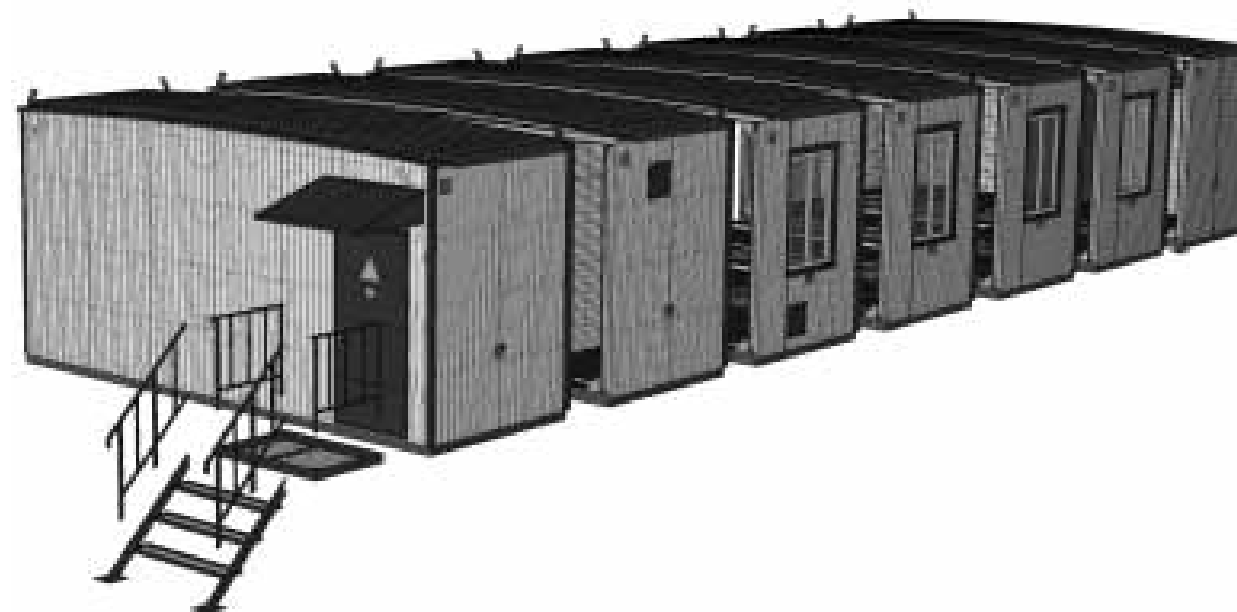


рис. 1 Внешний вид ОПУ на стадии проектирования



рис. 2 Внешний вид ОПУ после монтажа на объекте

ЗАО «Чебоксарский электромеханический завод» заинтересован в сотрудничестве и предлагает Вам совместное комплексное решение проблем при строительстве новых и реконструкции старых подстанций 35-500 кВ, результатом которого будет значительное сокращение сроков ввода в эксплуатацию и финансовая выгода. ■

ФУНКЦИОНАЛЬНОСТЬ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ ЭНЕРГОКЛАСТЕРОВ

Ю.В. Машинский

ЗАО «РТСофт», г. Москва, Россия

Эффективное строительство любой сложной и распределённой системы требует использования неких унифицированных модулей, обладающих определённым набором свойств и характеристик. Такими модулями при построении интеллектуальной электроэнергетической системы могут служить энергетические кластеры и/или группы автоматизированных подстанций.

При построении энергокластеров ключевыми являются множество аспектов, связанных с противоаварийным и режимным управлением, которые должны эволюционировать в нечто, называемое нашими иностранными коллегами "Smart Grid". Целью же данной работы является попытка определить требования к функциональности, которой должны обладать автоматизированные системы управления технологическими процессами подстанций энергокластеров (АСУ ТП ЭК).

Целью построения АСУ ТП энергокластера, должно являться повышение эффективности эксплуатации подстанций, входящих в кластер.

Повышать эффективность эксплуатации возможно различными способами, для энергокластеров мы предлагаем:

- Уменьшить затраты на эксплуатацию.
- Оптимизировать нагрузку на оборудование для получения максимального полезного эффекта.

Для выполнения поставленных целей в составе АСУ ТП ЭК должны реализовываться следующие функции:

- Централизованное управление кластером как единым объектом автоматизации.
- Централизованное управление параметрами настройки и конфигурациями автоматизированных систем, установленных на подстанциях кластера (ССПИ, АСУ ТП, ТМ).
- Всеобъемлющий непрерывный мониторинг технического состояния всего оборудования энергокластера, обеспечивающий заблаговременное обнаружение ухудшения технического состояния, позволяющее уменьшить вероятность возникновения аварий и снижение их тяжести.
- Единый центр сбора и обработки неоперативной технологической информации (данные мониторинга технического состояния, показатели качества электрической энергии, осциллограммы).

- Автоматизированное создание и анализ допустимости исполнения бланков последовательностей переключений, с учётом состояния коммутационных аппаратов на всех подстанциях кластера, режимных параметров, исправности вторичных систем и каналов связи.
- Обеспечение информационной безопасности во всей структуре кластера.
- Мониторинг и дистанционное управление вторичными системами (РЗА, ПА, ТМ, сетевое оборудование), установленными на подстанциях энергокластера.
- Управление уровнями напряжения и устройствами компенсации реактивной мощности, на основе синхронизированных векторных измерений. Выполняется для снижения потерь и управления качеством электроэнергии.
- Приём и ретрансляция команд телеуправления, получаемых от РДУ и ЦУС по стандартным протоколам.
- Взаимодействие с MES, ERP, EAM и другими информационными и управляющими системами.

Распределение функций АСУ ТП ЭК между объектами энергокластера изображено на рисунке 1.

Если проанализировать функциональность, которую должны обеспечивать АСУ ТП ЭК, то становится очевидным, что на сегодняшний день, когда многие ключевые стандарты находятся в состоянии постоянного обновления, наиболее надёжным подходом является комплексная автоматизация групп подстанций с применением оборудования одного производителя. В то же время, основные функции можно реализовывать и на основе уже существующих комплексов АСУ ТП или ССПИ подстанций от различных производителей поддерживающих стандартные технологии, такие как:

- Протокол передачи телеинформации МЭК 60870-5-104;
- Набор стандартов по автоматизации подстанций МЭК61850;
- Протокол для управления сетевым оборудованием SNMP;
- Доступ к текущим и архивным данным через SQL, ODBC, OPC или иным стандартным способом. ■



рис. 1 Функциональная структура АСУ ТП ЭК

ОПТИМИЗАЦИЯ СТРУКТУРЫ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ЦИФРОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ

67

Л.Л. Орлов

ЗАО «РТСофт», г. Москва, Россия

Технология «Цифровой подстанции» (ЦПС) не только открывает множество новых перспектив, но и ставит перед Заказчиками и производителями множество вопросов, требующих углубленной проработки. Одним из важнейших вопросов является анализ технико-экономических характеристик, как в сравнении ЦПС с традиционными решениями, так и сравнительный анализ различных вариантов архитектуры ЦПС с точки зрения стоимости реализации и дальнейшей эксплуатации. Сегодня технология ЦПС апробируется в рамках пилотных проектов, и применяемые решения отличаются существенно более высокой стоимостью реализации по сравнению с классическими РЗА и АСУТП, что обусловлено и высокой стоимостью нового оборудования, и избыточностью предлагаемых архитектур ЦПС. Для серийного внедрения данный подход неприменим, и необходима оптимизация структуры и стоимости реализации цифровых подстанций, тем более, что сама технология ЦПС и стандарт МЭК 61850 предоставляют множество возможностей для такой оптимизации. В данном докладе приведён краткий анализ различных вариантов подходов к созданию ЦПС и её возможных архитектур с точки зрения прогнозируемой стоимости их реализации.

В качестве отправной точки для анализа примем ПС с организацией вторичных цепей и систем по традиционному принципу (рисунок 1), N – количество присоединений ВН.

Рассмотрим кратко основные принципы создания ЦПС и их влияние на стоимость реализации.

1. С точки зрения аппаратной архитектуры:

1.1. Появление дополнительных цифровых (интеллектуальных) устройств, приближенных к силовому оборудованию:

1.1.1. Объединительных устройств (МУ) в составе измерительных трансформаторов (ЦИТ);

1.1.2. Отдельных объединительных устройств (SAMU), подключаемых к традиционным ТТ, ТН;

1.1.3. Интеллектуальных полевых контроллеров или УСО для коммутационных аппаратов (ИО);

1.2. Сокращение объёма контрольных кабелей (вплоть до полного отказа от них) и связанных с этим затрат на СМР и ПНР;

1.3. Увеличение объёма цифровых связей и потребности в активном сетевом оборудовании для организации технологической ЛВС (шины процесса);

1.4. Возможность отказа от модулей УСО и измерений в интеллектуальных устройствах (IED) РЗА и АСУТП.

Относительно влияния аппаратной архитектуры ЦПС на стоимость реализации можно отметить следующее:

1. Зачастую основное внимание уделяется именно «цифровизации» измерений (п.1.1.1-1.1.2), несмотря на довольно высокую стоимость её реализации, в то время как «цифровизация» коммутационных аппаратов уже сейчас реализуема с использованием серийно выпускаемого, аттестованного и многократно внедрённого оборудования, даёт существенный экономический эффект и обеспечивает сокращение потребности в кабельной продукции на 30-40%.
2. Увеличение общего количества интеллектуальных устройств на ПС неизбежно приводит к росту затрат на данные устройства.
3. Сокращение потребности в кабельной продукции (п.1.2) само по себе даёт ощутимую экономическую выгоду, но данный эффект нивелируется увеличением затрат на цифровые связи (п.1.3).
4. Затраты на цифровые связи прямо пропорциональны количеству цифровых устройств в системе.
5. Возможность отказа от модулей УСО и измерений в IED (п.1.4) существует, но её использование не в интересах производителей данных устройств, поэтому данному вопросу не уделяется особое внимание.

Общее количество цифровых устройств (полевых устройств и IED) в составе вторичных систем можно использовать в качестве основного индикатора для оценки стоимости создания и последующей эксплуатации цифровых подстанций.

В большинстве предлагаемых на сегодня решений цифровые устройства чётко разделены на две группы: полевые (УСО, МУ) и функциональные (IED). Сегодня разработчики IED (оборудования РЗА, АСУТП, измерений и учёта) идут, как правило, по пути наименьшего сопротивления, добавляя

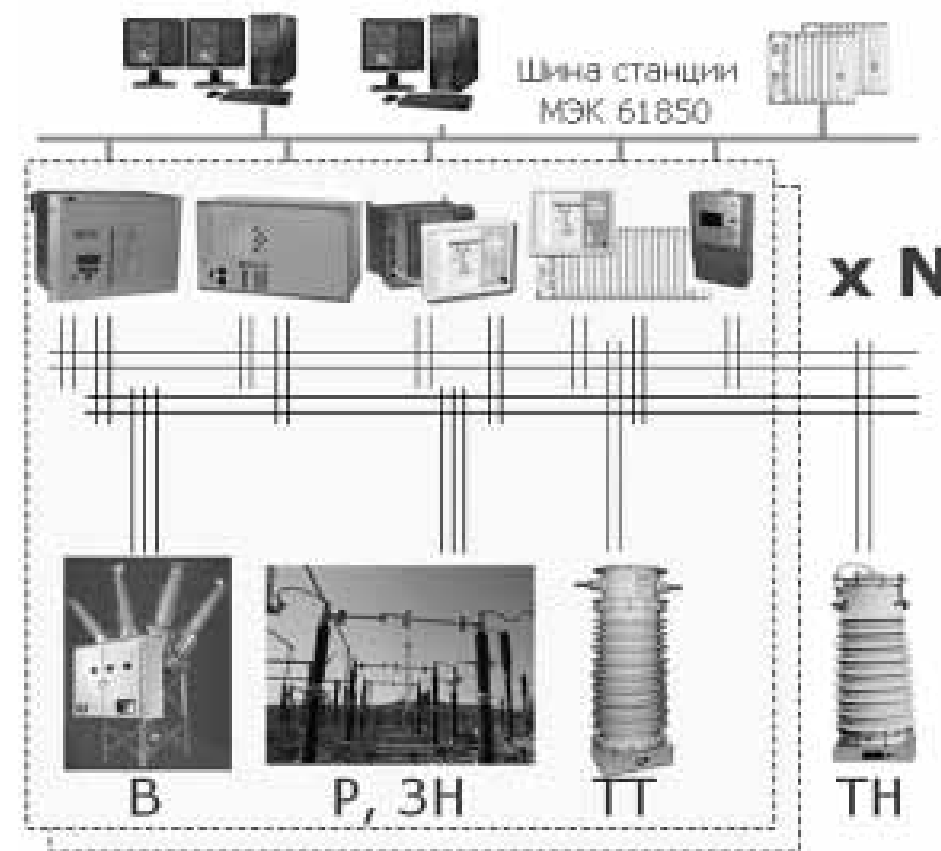


рис. 1

Классическое РЗА и АСУТП для традиционной ПС

новые порты, интерфейсы и протоколы шины процесса к существующим устройствам. Данную архитектуру можно условно назвать канонической, поскольку она предлагается большинством производителей (Рис. 2).

В результате применения такого подхода получаются системы, в которых количество интеллектуальных устройств почти в 2 раза больше, чем на традиционных ПС.

Возникает резонный вопрос: стоит ли считать данную архитектуру оптимальной и принимать её в качестве типовой для промышленного внедрения? Наш взгляд, предложенная архитектура, несомненно, требует пересмотра, уточнения и оптимизации.

При анализе возможностей оптимизации архитектуры и стоимости ЦПС необходимо обратить внимание на тот факт, что цифровая ПС в её полном развитии – это не только добавление шины процесса к уже существующим системам защиты, управления, измерений, но и возможность пересмотра и совершенствования функциональности этих систем и их элементов. Основной «двигатель прогресса» – это наличие на уровне IED цифровых устройств с мощным процессором и минимальным количеством модулей ввода-вывода, которое даёт возможность реализации более компактных и многофункциональных устройств.

Рассмотрим основные принципы создания ЦПС с точки зрения усовершенствования функци-

ональной архитектуры и возможность их применения для оптимизации состава и стоимости систем.

2. Варианты оптимизации ЦПС с точки зрения функциональной архитектуры:

2.1. Укрупнение и централизация IED (реализация в одном устройстве определённого набора функций применительно к нескольким присоединениям или РУ одного класса напряжения) становится возможным в очень широких пределах, в первую очередь, для функций измерений и управления.

2.2. Функциональная интеграция IED (сочетание в одном устройстве множества функций применительно к одному присоединению) становится возможной в более широких пределах, чем это принято для классических ПС. При этом требуется пересмотр действующих НТД, в первую очередь, в области систем РЗА и учёта электроэнергии.

2.3. Функциональная интеграция между IED и полевыми устройствами (реализация в полевом устройстве части функций измерения, управления или даже защит, стандартно реализуемых в IED) – также может представлять интерес при использовании достаточно производительных, интеллектуальных и гибко конфигурируемых устройств на полевом уровне. Возможные варианты такой интеграции требуют дополнительной проработки, согласования и корректировки действующих НТД.



рис. 2

«Каноническая» архитектура ЦПС

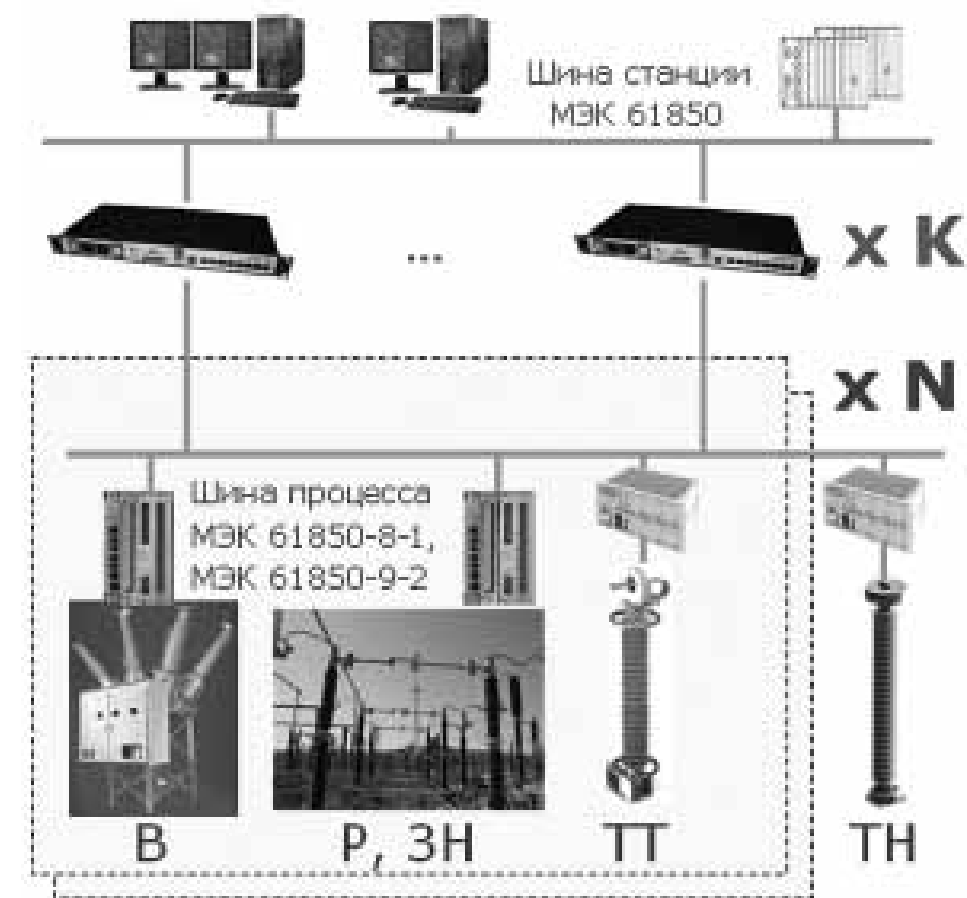


рис. 3

Гипотетическая архитектура «будущей» ЦПС

2.4. В перспективе возможна полная виртуализация IED с реализацией большинства или всех функций измерения, регистрации, управления, защиты на кластере высокопроизводительных серверов (Рис. 3).

В результате выполненного анализа и оценки стоимости реализации различных вариантов ЦПС становится очевидно, что оптимизация функциональной архитектуры – основной путь к достижению оптимальных технико-экономических характеристик построения цифровых подстанций, сопоставимых с традиционными решениями и даже превосходящих их. Столь же очевидно, что мы не можем сегодня же перейти к архитектуре будущего, показанной на Рис. 3. Остаётся ответить на вопросы:

1. Можно ли оптимизировать архитектуру цифровой подстанции уже сегодня, без коренного пересмотра принципов организации систем РЗА и учёта?
2. Каков будет экономический эффект от этой оптимизации?
3. Какие варианты дальнейшей оптимизации архитектуры могут быть целесообразны в ближайшей перспективе?
4. Какой экономический эффект могут принести эти дальнейшие шаги?

Рассмотрим состав основных цифровых устройств (функциональных и полевых) в традиционной и цифровой подстанции.

Функциональные устройства (IED):

- 1) терминал основных защит
- 2) терминал резервных защит
- 3) терминал АУВ
- 4) контроллер присоединения
- 5) измерительный преобразователь
- 6) устройство контроля ПКЭ
- 7) устройство векторных измерений (PMU)
- 8) регистратор аварийных событий.
- 9) счётчик электроэнергии

В традиционной подстанции возможности оптимизации состава IED ограничены как физически (ввиду необходимости наличия цепей ввода-вывода в составе каждого устройства), так и формально (положениями действующих НТД).

Функциональные устройства в указанном составе применяются как на традиционных, так и (предположительно) на цифровых ПС. Кроме того, в составе ЦПС дополнительно появляются интеллектуальные полевые устройства:

- 1) МУ в составе ЦИТ
- 2) отдельные МУ (SAMU)
- 3) интеллектуальные полевые контроллеры или УСО для коммутационных аппаратов (IO).

Основной способ оптимизации стоимости ЦПС – сокращение количества цифровых устройств.

Предлагаются к рассмотрению следующие варианты оптимизации:

- 1) Укрупнение и централизация IED
- 2) Функциональная интеграция IED
- 3) Функциональная интеграция между IED и полевыми устройствами
- 4) Виртуализация IED.

В качестве первого шага оптимизации, который не противоречит действующим НТД в области РЗА и коммерческого учёта, предлагается оптимизация устройств АСУТП и измерений следующим образом:

- 1) Укрупнение контроллеров присоединений (переход от традиционной концепции «контроллера присоединения» к «контроллеру группы присоединений»)

- 2) Централизация и функциональная интеграция измерительных устройств, принимающих мгновенные значения из шины процесса по протоколу МЭК 61850-9-2 (использование специализированного высокопроизводительного многофункционального «сервера измерений» вместо отдельных измерительных устройств или модулей в составе контроллеров).

Предлагаемый вариант оптимизации архитектуры ЦПС показан на Рис.4.

Данное техническое решение реализуется компанией «РТСофт» и предлагается к применению в рамках пилотных проектов по созданию цифровых подстанций. Контроллер группы присоединений и полевое УСО реализованы на унифицированной платформе SMART-SPRECON с использованием оборудования серийно выпускаемого, сертифицированного и аттестованного в ОАО «ФСК ЕЭС» и уже внедрённого на более чем 100 объектах российской энергетики. Сервер измерений реализуется на базе аппаратного и программного обеспечения собственной разработки «РТСофт» с использованием опыта и наработок компании в области измерительных систем и систем сбора и передачи информации. На текущий момент реализован прототип сервера измерений с базовой функциональностью.

Данный вариант реализации уже обеспечит сокращение количества цифровых устройств в ЦПС на 15-20% и сокращение стоимости нижнего уровня АСУТП цифровой ПС на 20-30%.

Но не стоит останавливаться на достигнутом. В целях дальнейшей оптимизации архитектуры ЦПС и постепенного перехода к архитектуре «ЦПС будущего», предлагаем к рассмотрению и обсуждению экспертным сообществом несколько других, возможно более радикальных вариантов функцио-

КАЧЕСТВЕННАЯ ДИАГНОСТИКА – ЗАЛОГ ПРАВИЛЬНОЙ РАБОТЫ УСТРОЙСТВ РЗА

Н.М. Александров, В.В. Никитин

НПП «Динамика», г. Чебоксары, Россия

В настоящее время развитие устройств РЗА идёт быстрыми темпами: микропроцессорные терминалы приходят на смену электромеханическим панелям, строятся первые отечественные цифровые подстанции. Техническое обслуживание современных устройств РЗА с применением традиционных методов вызывает определённые сложности и требует больших затрат времени. Это ставит всё новые задачи перед проверочным оборудованием.

Для проверки современных МП устройств РЗА испытательное оборудование должно обладать определёнными требованиями. Рассмотрим некоторые из них.

Говоря о точности, необходимо отметить, что важно не то, насколько она высока, а важно соответствие параметров измерения проверяемого и проверочного оборудования. В аварийной ситуации происходит искажение токов и напряжений, они не имеют синусоидальной формы, поэтому точность измерения этих параметров находится на уровне 4–10%. Для тестирования современных устройств РЗА достаточно иметь погрешность измерения не более 0,5% во всём диапазоне, для получения достоверных сведений о работоспособности устройства. Более высокая точность необходима для проверки АСКУЭ и счётчиков, но повышение точности влечёт за собой увеличение стоимости проверочного оборудования.

Устройства становятся более быстродействующими, поэтому появилась потребность в проведении измерений сигналов, длительность которых составляет менее 20 мс.

Применение современных технологий в производстве проверочных устройств позволяет реализовать различные алгоритмы измерения сигнала. С использованием цифровой обработки сигнала стало возможным правильное измерение фазы по частоте основной гармоники сигнала, в котором присутствуют высшие гармоники. Высшие гармоники сильно влияют на значение фазы при измерении фазы с методом «перехода через ноль».

Применение современных цифровых алгоритмов измерения позволило реализовать всё, перечисленное выше, в приборах РЕТОМ-21 и РЕТОМЕТР-М2. Причём в приборе РЕТОМ-21 точность генератора частоты составляет 0,001 Гц в диапазоне от 45 до 55 Гц, что позволяет настраивать и проверять все современные реле частоты.

Современные руководящие документы вынуждают испытывать современные МП устройства аналогично электромеханическим изделиям. К примеру, при проверке токового органа, нам необходимо выдавать большой ток на терминал точно так же, как это делалось при испытаниях реле РТ-40. Сопротивление аналоговых цепей шкафа РЗА вместе с терминалом составляет 0,1 Ом, следовательно, для проверки уставки в 100 А, необходима мощность источника в районе 1000 Вт. Испытание этих устройств вынуждает увеличивать выходные токи и мощность испытательных установок. Из этих соображений в приборе РЕТОМ-51 были увеличены аналоговые выходы тока по мощности до 500 ВА с максимальным выходным током на канал 36 А.

Современное устройство защиты представляет собой аналоговые входы, дискретные входы/выходы, АЦП, процессор. Аналоговые сигналы поступают на вход устройства, с помощью АЦП преобразуются в выборки и далее они обрабатываются в процессоре. После проверки работоспособности аналоговых входов и АЦП нами проверяется логика работы устройства защиты. Для этого нет необходимости каждый раз на терминал подавать большие токи. Поскольку МП система довольно гибкая по своему принципу, разработчикам можно ввести в режиме «Тест» терминала функцию пересчёта тока в соответствии с введённым коэффициентом. В данном случае, подавая малые значения тока, логика будет работать, будто протекает большой ток. Например, при реальном входном токе 10 А устройство будет работать, как будто протекает ток в 100 А, мы получим уменьшение необходимой выходной мощности до 10–50 Вт. Это бы обезопасило сам терминал от повреждений, вызванных протеканием большого тока, а также позволило бы существенно уменьшить весовые показатели испытательного оборудования.

Один из наиболее важных вопросов – время, необходимое для выполнения проверки. Объём и время проверки определяются количеством проверяемых функций. С развитием устройств защиты это количество постоянно увеличивается, а времени на проверку предоставляется меньше из-за сложившегося мнения, что современные системы РЗА проще в обслуживании. Для сокращения временных затрат необходима автоматизация всего процесса.

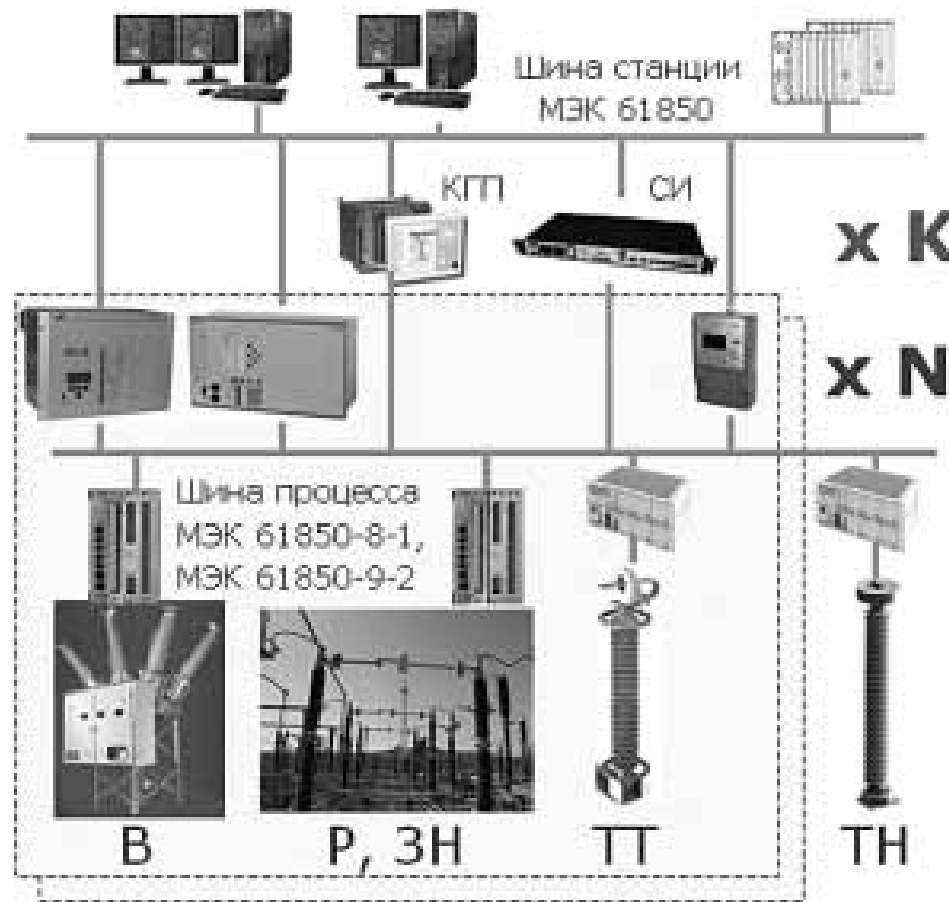


рис. 4

Вариант оптимизации архитектуры ЦПС

нальной интеграции IED и полевых устройств:

1. Совмещение функций резервных защит и АУВ
2. Централизация функций резервных защит и/или АУВ на несколько присоединений
3. Реализация функций контроля ПКЭ и/или векторных измерений (PMU) в составе SAMU
4. Совмещение функций полевого IO и SAMU
5. Реализация функций резервных защит и/или АУВ в полевом устройстве.

Данные предложения не вполне соответствуют «канону» ЦПС и действующим НТД в области систем РЗА, но, на наш взгляд, заслуживают внимания и обсуждения.

ВЫВОДЫ И ЗАКЛЮЧЕНИЯ:

- 1) Основной фактор, влияющий на стоимость реализации цифровой ПС – общее количество цифровых устройств в системе.
- 2) Цифровая подстанция «канонической» архитектуры отличается существенно большим количеством цифровых устройств по сравнению с традиционной технологией и, соответственно, более высокой стоимостью реализации и эксплуатации.
- 3) Для перехода к серийному внедрению цифровых ПС, необходима оптимизация их архитектуры и стоимости. Высокая производи-

тельность современных микропроцессорных устройств делает технически возможным сокращение их общего количества без потери функциональности.

- 4) Основные варианты оптимизации архитектуры ЦПС:
 - a. Укрупнение и централизация IED
 - b. Функциональная интеграция IED
 - c. Функциональная интеграция между IED и полевыми устройствами
 - d. Виртуализация IED.
- 5) Некоторые из указанных вариантов оптимизации реализованы в настоящее время и уже сегодня могут обеспечить существенный экономический эффект. Наиболее эффективны следующие мероприятия:
 - a. Переход от традиционной концепции «контроллера присоединения» к «контроллеру группы присоединений».
 - b. Использование специализированных «серверов измерений» для приёма и обработки потоков данных МЭК 61850-9-2.
- 6) Некоторые варианты оптимизации представляют большой интерес и в перспективе могут принести ещё больший экономический эффект, но требуют детальной проработки и согласования. ■

Сотрудники НПП «Динамика» занимаются разработкой методов и средств автоматизации проведения проверочных и диагностических работ, постоянно сталкиваются с различными проблемами и ограничениями. Есть два основных подхода к проверке терминала: как к единому устройству или как к набору различных реле (функции в терминале). От выбора подхода зависят методы автоматизации.

Поскольку устройства защиты представляют собой единый программно-аппаратный комплекс, который необходимо проверять как единое целое, более корректным является первый подход. Данный подход позволяет оценить не только работу отдельных органов и функций, но и их взаимодействие. Кроме того, нет необходимости восстанавливать конфигурацию после проверки. Однако данный метод требует полноценного подключения проверочного оборудования со множеством кабелей, а также настройки сложного алгоритма подачи тестовых аналоговых и дискретных сигналов, который должен перестраиваться в соответствии с проверяемой функцией. Для проведения такого тестирования в приборе РЕТОМ-61 имеются 6 аналоговых источников тока, 4 источника напряжения, 32 дискретных входа и 24 контактных выхода. При необходимости можно использовать блок РЕТ-64/32 увеличивающий количество дискретных входов и контактных выходов соответственно на 64 и 32 штуки. Данный комплекс позволяет обвязать весь шкаф защиты и провести комплексное тестирование не только одного устройства защиты, но также его взаимодействия с другими устройствами.

В рамках данного подхода для большей автоматизации процесса проверки предприятием создаются специализированные программы для проверки конкретных устройств. На данный момент список включает программы для 70 наиболее востребованных устройств. Физически невозможно охватить всю номенклатуру устройств РЗА, находящихся в эксплуатации, поэтому предприятием созданы средства для выхода из данной ситуации: программа «Генератор тестов», которая позволяет используя стандартные средства проверки составить план испытаний для конкретного устройства, а программа «РЕТОМ-МАСТЕР» дает возможность пользователям создавать свои специализированные программы. Последнее направление активно развивается. В настоящей реализации программа «РЕТОМ-МАСТЕР» даёт большие возможности для программистов по управлению приборами, в будущем эта возможность будет предоставлена и работникам релейных служб.

Традиционный подход подразумевает проверку каждого органа в терминале по отдельности. Данный подход значительно проще, но при изменении логики работы меняется программа, а следовательно, и само устройство работает в других условиях. Насколько корректна такая проверка, должны ответить разработчики устройств защиты.

Пользуясь данным подходом, в большинстве случаев нет необходимости использовать трёхфазные проверочные устройства, а можно проводить тестирование прибором РЕТОМ-21. Но следует иметь в виду, что затраты времени будут намного больше.

По мнению специалистов НПП «Динамика», первый подход необходимо использовать в пусконаладочных работах, а традиционный – при периодической проверке.

В современных устройствах РЗА за формирование характеристик срабатывания, так же как и за все остальные функции защиты, отвечает процессор. Следовательно, характеристика не должна меняться с течением времени в эксплуатации. Сняв единожды характеристику срабатывания (токового органа, дистанционной защиты и т.п.) при приёмосдаточных испытаниях нет необходимости снимать её полностью при последующих проверках. При периодической проверке можно ограничиться проверкой срабатывания в нескольких точках, для того чтобы убедиться, что устройство функционирует. Это бы позволило значительно сократить время проверки.

Внедрение стандарта МЭК-61850 значительно облегчит проведение комплексных испытаний. В традиционном исполнении комплексная проверка предполагала использование нескольких испытательных комплексов с большим количеством аналоговых выходов тока и напряжения, дискретных входов и контактных выходов. Следует сказать, что подключение всех проводов к проверяемому устройству занимало невероятно большое количество времени. При комплексной проверке системы РЗА, работающей по стандарту МЭК-61850, необходим лишь один кабель, который подключает проверочное оборудование в сеть системы. Токи и напряжения передаются в виде потоков выборочных значений (Sampled Values), а управляющие и контрольные дискретные сигналы в виде GOOSE-сообщений. При всем многообразии проверок по части РЗА по стандарту МЭК-61850, возникает необходимость проверки информационных каналов, первичных датчиков тока и напряжения, поскольку они стали частью системы РЗА.

Кроме традиционных проверок измерительного органа, требуются дополнительные испытания, например оценка пропускной способности канала передачи данных при срабатывании защиты, когда количество сообщений в сети увеличивается. На данный момент нет официальных документов, регламентирующих тестирование по этому стандарту, поэтому многие производители проверочного оборудования разрабатывают методики проверки устройств, поддерживающих стандарт МЭК-61850 [1].

Для тестирования устройств по стандарту МЭК-61850 необходимо соответствующее оборудование. Прибор РЕТОМ-61850 отвечает всем предъявляемым требованиям и позволяет проверять все виды оборудования с поддержкой GOOSE-сообщений и SV-потоков (80 и 256 выборок за период). При проверке оптических трансформаторов тока (ТТ) и традиционных ТТ с цифровым выходом возникает необходимость в большом токе чистой синусоидальной формы. Комплекс РЕТОМ-30КА может быть использован для выдачи тока (до 30 кА), а прибор РЕТОМ-61850 для измерения и регистрации потоков Sampled Values, т.е. для измерения вторичного тока.

Отдельно стоит вопрос об измерении больших токов. Для этих целей предприятием было разработано устройство РЕТ-ДТ, имеющее заявленную точность измерения 1% во всём диапазоне (от 3А до 30кА). Для проведения некоторых испытаний необходима более высокая точность (0,2%) хотя бы в узком диапазоне токов, но сертификация такого устройства осложнено отсутствием эталонного измерителя на такие величины токов.

В случае аварии на защищаемом объекте токи и напряжения, поступающие на аналоговые входы терминала, сильно отличаются от идеальных синусоидальных сигналов, которыми проверяются устройства при пусконаладке и периодическом контроле. Поэтому для того, чтобы убедиться в работе устройства, необходимо проверить его работу именно в таких режимах. По этой причине испытательный комплекс должен обладать возможностью воспроизводить COMTRADE-файлы с регистраторов аварийных событий или моделировать различные аварийные и аномальные режимы работы сети. Данная возможность представлена во всех трёхфазных устройствах серии РЕТОМ.

С появлением новых цифровых высокочастотных устройств обновилась требования к проверочному оборудованию и методам автоматизации процесса тестирования и настройки. С этим связаны работы по разработке нового диагностического устройства для проверки высокочастотной аппаратуры и элементов ВЧ-тракта. Внедрение цифровой обработки ВЧ-сигнала позволит значительно улучшить выходные характеристики прибора, увеличить разрешающую способность по частоте и амплитуде, реализовать контроль выходного напряжения от нагрузки.

По всем направлениям на научно-производственном предприятии «Динамика» ведутся активные работы и исследования. Совершенствуется аппаратная часть, разрабатывается новое программное обеспечение и совершенствуется имеющееся.

В статье были подняты вопросы автоматизации тестирования современных устройств РЗА. Очевидно, что с развитием микропроцессорных систем, новых принципов работы защиты, появлением новых стандартов необходимо пересмотреть подходы к разработке документации, в частности, необходимо развитие базы руководящих документов, где были бы отражены условия проверки новых функций и возможностей, появляющихся в современных МП устройствах. ■

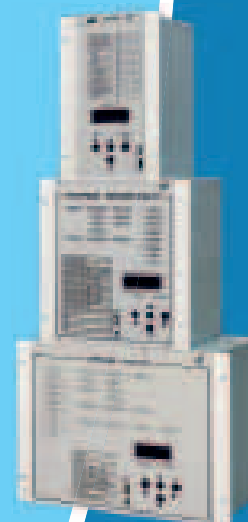
ЛИТЕРАТУРА

1. Смирнов Ю.Л., Александров Н.М. «Расширение возможностей тестирования устройств, поддерживающих стандарт МЭК-61850» // Релейная защита и автоматизация, 2011. – №04 с. 61–63

- ✓ Разработка и производство аппаратуры релейной защиты и автоматики энергосистем
- ✓ Монтаж, пуско-наладка и обучение
- ✓ Проектные работы

Производство и поставка микропроцессорных устройств РЗА с 1992 года:

- Микропроцессорные регистраторы аварийных событий
- Программный комплекс ОМП ЛЭП повышенной точности по цифровым осциллограммам
- Универсальные программы анализа цифровых осциллограмм с функцией одно- и двухстороннего ОМП
- Микропроцессорные устройства одно- и двухстороннего ОМП ЛЭП повышенной точности
- Защита дальнего резервирования ответственных подстанций
- Микропроцессорные терминалы частотной разгрузки
- Микропроцессорные устройства центральной сигнализации
- Микропроцессорные устройства ввода резерва - АВР и БАВР для сетей 0,4...35 кВ
- Микропроцессорная автоматика управления дугогасящими реакторами
- Централизованные и децентрализованные устройства определения (защиты) поврежденного фидера при 033 в сетях 6...35 кВ
- Микропроцессорные устройства контроля изоляции сетей 6...35 кВ
- Микропроцессорные устройства оперативных блокировок



428018, Россия, г. Чебоксары,
ул. Афанасьева, д.13
тел.: (8352) 45-91-91, 45-95-96,
факс: (8352) 45-94-88

info@bresler.ru bresler.ru