



RZA-FORUM.RU

555
ЧЕБОКСАРЫ

2024

23-25 АПРЕЛЯ

📍 ЧЕБОКСАРЫ - АРЕНА, ул. Чапаева, 19

ВСЕРОССИЙСКАЯ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

ПО РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЕ И АВТОМАТИЗАЦИИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ
СИСТЕМ «ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ СУВЕРЕНИТЕТ РОССИИ
В ОБЛАСТИ РЗА И АСУ ТП И УСТОЙЧИВОСТЬ В УСЛОВИЯХ
САНКЦИОННЫХ ОГРАНИЧЕНИЙ»

Организаторы



При поддержке

Генеральные партнеры



Партнеры



Партнер регистрации

Банк партнер

Официальные медиа-партнеры



+7 (8352) 224-560

rci21@mail.ru

ivanov_s@mb21.ru



**ВСЕРОССИЙСКАЯ
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ
КОНФЕРЕНЦИЯ
ПО РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЕ
И АВТОМАТИЗАЦИИ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ**

**ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ СУВЕРЕНИТЕТ
РОССИИ В ОБЛАСТИ РЗА И АСУ ТП
И УСТОЙЧИВОСТЬ В УСЛОВИЯХ
САНКЦИОННЫХ ОГРАНИЧЕНИЙ**

Сборник докладов

г. Чебоксары,
23-25 апреля 2024

Чебоксары
2024

УДК [321.316.925+621.3-52-027.22](470)(063)

ББК 327-051(2Рос)я431

Т384

Редакционная коллегия:

Б.С. Зайцев, главный редактор;

В.А. Ефремов, кандидат технических наук;

А.В. Булычев, доктор технических наук;

А.М. Наумов, кандидат технических наук;

П.Г. Варганов, директор ИПК «МПрЗА» (АО «ЧЭАЗ»)

Технологический суверенитет России в области РЗА и АСУ
Т384 ТП и устойчивость в условиях санкционных ограничений: Всероссийская научно-техническая конференция по релейной защите и автоматизации энергетических систем: сб. докл. / Чебоксары, 2024. – 363 с.

ISBN 978-5-7677-3760-4

Представлены статьи и доклады специалистов в области энергетики и электротехники, преподавателей.

Для широкого круга работников энергетики.

УДК [321.316.925+621.3-52-027.22](470)(063)

ББК 327-051(2Рос)я431

© Чувашский госуниверситет

им. И.Н. Ульянова, 2024

ISBN 978-5-7677-3760-4

**КРУГЛЫЙ СТОЛ
ВОПРОСЫ ПОДГОТОВКИ
ВЫСОКОКВАЛИФИЦИРОВАННЫХ
КАДРОВ ДЛЯ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОЙ
ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ЭНЕРГЕТИКИ,
ПОВЫШЕНИЕ КВАЛИФИКАЦИИ
ПЕРСОНАЛА**

10 ЛЕТ ЧОУ ДПО «ИПК РЗА»

И.Б. Булычева, Россия, г. Чебоксары, ЧОУ ДПО «ИПК РЗА»

***Ключевые слова:** релейная защита, Чебоксары, формы обучения, образовательное пространство, удостоверение установленного образца, цифровая релейная защита, методические указания по релейной защите.*

Введение

Релейная защита сегодня представляет собой огромную систему взаимосвязанных и слаженно действующих аппаратных и программных средств. Техническое совершенство и надежность этой уникальной по структуре и надежности системы, во многом, зависит от всех специалистов, причастных к разработке, изготовлению, проектированию, монтажу, наладке и эксплуатации, как отдельных элементов, так и всей системы релейной защиты в целом.

Подготовка и повышение квалификации специалистов релейной защиты электроэнергетических систем (ЭЭС) всегда были «высшим пилотажем» в сфере образовательной деятельности.

Полноценного инженера для релейной защиты можно подготовить только на базе хороших знаний электроэнергетических систем (электрическая часть электростанций и подстанций, электрические сети, электрические машины, электромагнитные и электромеханические переходные процессы в ЭЭС, электри-

ческие аппараты, техника высоких напряжений и другие базовые для электроэнергетики дисциплины).

Сегодня, в период перевода релейной защиты ЭЭС на цифровую элементную базу, возникает необходимость осваивать новые смежные знания из области цифровой техники и программирования. В этой обстановке трансформации и созидания электроэнергетики и возник 10 лет назад специализированный институт повышения квалификации специалистов релейной защиты и автоматики (ЧОУ ДПО «ИПК РЗА»). Учредителем нового образовательного учреждения является известное предприятие ООО «НПП Бреслер». В 2014 году получена первая лицензия на право ведения образовательной деятельности. Это единственный в России институт, который работает по конкретному направлению релейной защиты и автоматики ЭЭС.

Оригинальный специализированный институт

Главным стержнем образовательной деятельности ЧОУ ДПО «ИПК РЗА» стало гармоничное соединение теории построения релейной защиты с возможностями новой цифровой техники для релейной защиты.

Ведущим основателем и бессменным руководителем института является доктор технических наук, профессор Бульчев Александр Витальевич, директор по науке ООО «НПП Бреслер», известный специалист в области релейной защиты и автоматики ЭЭС.

По замыслу учредителей и основателей вновь созданный институт должен восполнить пробелы и разрывы в образовании специалистов между устоявшимися принципами построения релейной защиты и новой цифровой техникой для реализации релейной защиты.

За 10 лет в институте создано уникальное многомерное образовательное пространство, которое содержит солидную методическую базу, лабораторное и кадровое обеспечение. Реализуются сбалансированные учебные программы, построенные на «университетских» (институтских) и «техникумовских» (реализуемых в колледжах) принципах обучения. Слушатели получают теоретические знания, и вместе с ними, путем самостоятель-

ного выполнения лабораторных и практических работ, приобретают так необходимые навыки и умения.

При формировании концепции образовательной деятельности исходили из нестандартных представлений: нет инженеров широкой и узкой специализации, а есть инженеры для тех или иных потребностей промышленности и электроэнергетики. В реальной жизни необходимы специалисты (инженеры) двух направлений: производственники, создающие оборудование для релейной защиты и автоматики, и специалисты (инженеры), их эксплуатирующие. Подготовку специалистов первого типа преимущественно ведут государственные образовательные учреждения высшего и среднего профессионального образования. Выпускники этих учебных заведений, как правило, оказываются слабо подготовленными для сферы эксплуатации релейной защиты и автоматики. Учитывая это наш институт ориентирован на переподготовку и повышение квалификации специалистов второго эксплуатационного направления в соответствии с потребностями времени. По сути, учебный процесс нацелен на то, чтобы дополнить знания, умения и навыки слушателей до достойного уровня, необходимого для качественного выполнения работ, связанных с эксплуатацией релейной защиты: проектирование, расчеты параметров срабатывания, монтаж, наладка, проверка и испытания.

По данным экспертов, в середине прошлого века знания удваивались каждые 50 лет. Сегодня же объем знаний удваивается каждые три года, а в ближайшие годы они будут удваиваться каждые 11 дней. Это свидетельствует о том, что даже студенты, окончившие высшие учебные заведения, выходят из стен вузов, практически, с устаревшими знаниями, не говоря о специалистах с солидным стажем работы. И эти показатели ставят перед системой образования, в первую очередь перед системой дополнительного профессионального образования, принципиально новую стратегическую задачу: обеспечить непрерывное образование специалистов релейной защиты и автоматики в течение всей профессиональной деятельности.

С учетом этого, важной задачей ЧОУ ДПО «ИПК РЗА» на ближайшую перспективу является активизация процесса повы-

шения квалификации руководителей и специалистов в области релейной защиты и автоматики.

Обучение слушателей в институте осуществляется коллективом преподавателей, ведущих специалистов «НПП Бреслер», на основе учебных программ, разработанных в соответствии с требованиями Министерства образования.

За 10 лет обучение в «ИПК РЗА» прошли более 2000 слушателей из разных регионов нашей страны и ближнего зарубежья.

Образовательный процесс

Повышение квалификации осуществляется на основе утвержденных программ. Наиболее популярные из них: «Оборудование, выпускаемое «НПП Бреслер». Применение в проектах и эксплуатация»; «Релейная защита в распределительных электрических сетях. Новые технологии»; «Определение места повреждения на линиях электропередачи. Аппаратные и программные методы»; «Особенности проверки сложных устройств РЗ и А при помощи оборудования серии «РЕТОМ» и других.

Например, в рамках этих программ слушатели курсов в процессе обучения осваивают актуальнейшие сегодня темы:

- назначение, технические характеристики терминалов релейной защиты серии «Бреслер-0107»;
- основы теории и расчета токовых защит от междуфазных коротких замыканий применительно к сетям класса 6-35 кВ;
- основы теории и расчета определения места повреждения линий электропередачи 6-750 кВ на базе терминалов «Бреслер-0107.090», программные средства ОМП;
- основы выбора параметров срабатывания основных защит линий 110-220 кВ;
- основы выбора параметров срабатывания дифференциальной защиты ошинок 110-220 кВ, реализованной на базе терминалов «Бреслер – 0107.800», «Бреслер -0107.801»;
- основы выбора параметров срабатывания адаптивной защиты дальнего резервирования ответственных трансформаторов линий электропередачи, реализованной на базе терминалов производства ООО «НПП Бреслер».

Сведения о повышении квалификации заносятся в Федеральный Реестр документов об образовании наравне с дипломами о базовом образовании.

Обучение проводится в соответствии с планом обучения по мере формирования групп, который представлен на сайте института <https://ipk-rza.ru/>.

В книжном издательстве ИПК РЗА выпущено более десяти учебных пособий, где рассмотрены методы построения релейной защиты, наглядные примеры расчетов параметров срабатывания устройств релейной защиты, что позволяет слушателям более полно сформировать ясное и целостное представление об изучаемой теме в релейной защите.

Заключение

За 10 лет работы ЧОУ ДПО «ИПК РЗА» выпущено более 2000 высококвалифицированных специалистов, нацеленных на плодотворную работу в проектных, монтажных, наладочных и эксплуатирующих организациях. В числе выпускников института ведущие специалисты ПАО «Россети», практически, всех регионов, ПАО «РусГидро», ГК «Росатом», ПАО «Газпром», ПАО «Транснефть», ПАО «Сибур Холдинг» и других известных организаций.

Представляется, что короткая, но яркая и своеобразная история ЧОУ ДПО «ИПК РЗА» его поиски и опыт могут оказаться полезными при выборе путей совершенствования системы дополнительного профессионального образования и обеспечении суверенитета нашей страны.

ПОВЫШЕНИЕ КВАЛИФИКАЦИИ ПЕРСОНАЛА В УЧЕБНОМ ЦЕНТРЕ «РЕЛЕМАТИКА»

Е.А. Васильева, В.А. Ефремов, Россия, г. Чебоксары, НО-
ЧУ ДПО «УЦ «Релематика», ООО «Релематика», ЧувГУ им.
И.Н. Ульянова, e-mail: vasileva_ea@relematika.ru

***Ключевые слова:** повышение квалификации, модульная програм-
ма, индивидуализация.*

Введение

В последние годы российская энергетика стремительно модернизируется. Вводятся новые объекты, глобальными темпами идет импортозамещение продукции зарубежных фирм, выполняется ретрофит устаревшего оборудования и устройств, которые остались без сопровождения производителей. Например, за прошлый год ООО «Релематика» успешно реализовало порядка 400 проектов поставки оборудования и систем.

Быстрое развитие энергетики требует постоянный приток высококвалифицированных кадров. В релейной защите и автоматике (РЗА) сегодня уже ощущается проблема недостаточного уровня квалификации эксплуатационного персонала и работников, занимающихся пуско-наладочными работами. Причём недостаток квалификации касается не только выпускников высшего и среднего образования, только приходящих в отрасль и не обладающих достаточным опытом практической работы, но и существующий персонал энергопредприятий, столкнувшийся с необходимостью проверки, наладки и обслуживания постоянно усовершенствующихся цифровых устройств РЗА. Поэтому значимость повышения квалификации становится все более очевидной, а все формы обучения по повышению квалификации оказываются актуальными.

Особенности применяемых методик обучения по повышению в Учебном центре «Релематика» (УЦ «Релематика») рассмотрены в представленном материале.

Индивидуализация и дифференциация процесса обучения

УЦ «Релематика» имеет лицензию на право оказания образовательных услуг по более чем 15 типовым дополнительным профессиональным программам обучения длительностью от



Лекция в Учебном Центре «Релематика»

16 часов. Научно-технический и педагогический потенциал обеспечивается преподавателями Учебного центра, в т. ч. и педагогами с ученой степенью и званием доцента. Кроме того, при необходимости привлекаются высококвалифицированные сотрудники предприятия: доктор и кандидаты технических

наук, ведущие инженеры – специалисты с опытом разработок и внедрения микропроцессорных устройств РЗА и АСУ. В учебном процессе применяются все классические формы обучения: лекционная теоретическая подготовка, практические групповые и индивидуальные занятия и самостоятельная работа под постоянным наблюдением преподавателя. Для достижения максимального образовательного эффекта каждый обучающийся непосредственно задействован в процесс обучения, а преподавание ведется в персональном порядке в небольших группах до пяти-шести человек.

Опыт Учебного Центра в деле повышении квалификации релейщиков показывает, что на обучение даже с одного предприятия приезжают специалисты самой разной квалификации. Поэтому перед началом обучения проводится входной контроль, целью которого является выявление степени владения базовыми теоретическими знаниями, умениями и практическими навыками. На основе данных входного контроля формируются группы обучающихся примерно с одинаковыми знаниями. Для сформированных групп корректируется первоначальная программа обучения, например, для менее подготовленных больше читаются разделы по курсу «Теоретические основы релейной защиты», а для специалистов высокой квалификации даются навыки по конфигурированию терминала с применением элементов программируемой логики или подготавливаются к опровержению

пуско-наладочных работ. Кроме того, входной контроль позволяет разделить обучающихся в зависимости от профессиональной деятельности слушателей: начальствующий персонал, эксплуатационный персонал, специалисты наладочных организаций, специалисты по проектированию, специалисты по расчету параметров настроек устройств РЗА, специалисты АСУ ТП, и для каждого из этих категорий слушателей формируется своя программа обучения. Все это позволяет процесс обучения организовывать на основе принципов индивидуализации, когда учитываются особенности каждого обучающегося и дифференциации, когда производится выделение в группы обучающихся с одинаковыми знаниями.

В Учебном Центре «Релематика» доступны 4 формы обучения: очная, заочная, очно-заочная и дистанционная. Обучающиеся в зависимости от подготовки, целей обучения и своих возможностей по желанию могут выбрать одну из форм.

Очная форма курсов реализуется либо на территории Учебного центра в г. Чебоксары, либо на территории Заказчика, чьи сотрудники осваивают программу дополнительного профессионального обучения (при наличии условий для проведения занятий).

Заочная форма курсов предусматривает самообучение слушателей с использованием предоставленных материалов и контрольные очные занятия.

При очно – заочной форме обучения часы, предусмотренные учебным планом, реализуются в соотношении не менее 50% учебной нагрузки - очные занятия, не более 50% - самостоятельная подготовка.



Дистанционное обучение

Дистанционная форма обучения осуществляется посредством сети Интернет. Слушатели онлайн смотрят лекции, участвуют в практических занятиях, получают задания и учебные материалы. Дистанционная форма обучения позволяет повышать ква-

лификацию без отрыва от выполнения рабочих обязанностей и в удобное для слушателей время.

В УЦ «Релематика» разработана персонифицированная программа повышения квалификации, в которой слушателям предлагается самостоятельно выбрать модули для освоения курса с учетом потребностей и запросов эксплуатационной организации – модульная технология обучения.

Применение модульной технологии обучения позволяет реализовать индивидуальный подход к форме обучения и дает возможность обучающимся самостоятельно проектировать образовательный процесс, целенаправленно выбирая те или иные учебные модули и регламентировать сроки и скорость их прохождения.

Преподавателями Учебного Центра по всем курсам обучения разработаны методические материалы. В практических курсах, которые постоянно актуализируются по мере обновления ПО и микропроцессорных устройств, особо отмечен раздел по настройке терминалов и изучению ПО, применяемого в наладке и диагностике устройств РЗА и высокоавтоматизированных подстанций (ВАПС). По окончании обучения и успешной аттестации слушатели получают все методические материалы как в бумажном, так и в электронном варианте.

В процессе обучения применяется промежуточная аттестация обучающихся для оценки качества освоения разделов учебной программы. Итоговая аттестация позволяет определить уровень теоретических знаний и практических навыков, которого достигли слушатели за время обучения.

После получения лицензии в 2013г. УЦ выдал более чем 1300 удостоверений специалистов об успешной повышении квалификации.

Статистика за 2023г. показывает, что почти 50% запросов пришлось на курс «Устройства РЗА подстанционного оборудования 110-750 кВ». Также большой популярностью пользуются курсы «Стандарт МЭК 61850», «ВАПС»

Кроме перечисленного проводятся курсы повышения квалификации по общеобразовательным техническим дисциплинам: теоретические основы электротехники, теоретические основы релейной защиты.

УЦ «Релематика» тесно сотрудничает с ФГБОУ ВО «ЧувГУ им.И.Н.Ульянова» и является базовой лабораторией вуза. Здесь совместно с кафедрой «Теоретических основ электротехники и релейной защиты и автоматики» проводится обучение студентов старших курсов по дисциплинам «Теоретические основы релейной защиты», «Элементы автоматических устройств», «Серийные устройства РЗА», а также обучение молодых специалистов ООО «Релематика».

Заключение

Процесс обучения в УЦ «Релематика» носит индивидуальный характер с дифференциацией форм обучения.

Модульная технология обучения позволяет обучающимся выбрать из всей программы оптимальные разделы с удобным временем для их освоения.

ЦИФРОВАЯ ОБРАЗОВАТЕЛЬНАЯ ПЛАТФОРМА ДЛЯ ОБУЧЕНИЯ ПЕРСОНАЛА, ОБСЛУЖИВАЮЩЕГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ОБЪЕКТЫ

В.В. Шинкин, Россия, г. Самара, ООО «Радиус IT»

Ключевые слова: цифровая образовательная платформа, цифровые двойники, кадровый потенциал.

Введение

Сегодня в РФ остро стоит проблема кадрового потенциала во всех отраслях [3,4]. Связанно это с процессами цифровизации страны. Сегодня есть множество направлений цифровизации [5], вот несколько из них:

1. Цифровая трансформация 2030;
2. Цифровая экономика;
3. Импортозамещение;
4. Развитие интернет вещей;
5. Цифровая автоматизация производств.

Все эти направления требуют высококвалифицированных сотрудников на местах. Есть два основных способа повышения квалификации сотрудников с отрывом от производства и без

отрыва от производства. Первый способ требует больших финансовых затрат и вырывает сотрудника из рабочего процесса. Второй способ также требует больших финансовых затрат на создание тренажеров на предприятиях, но при оставляют сотрудника в рамках рабочего процесса. Наша компания, изучив предметную область предлагает применять третий метод повышения квалификации сотрудников без отрыва от производства, применяя концепцию цифровых двойников в разработанной нами цифровой образовательной платформе.

Применение цифровой образовательной платформы на предприятиях и вузах

Прежде всего хотелось бы отметить алгоритм работы цифровой образовательной платформы далее ЦОП, алгоритм [6] работы состоит из 3 блок схем 1 работы администратора системы, администратор системы подготавливает ЦОП к работе, заводит пользователей назначит роли, далее блок схема преподавателя показывает как преподаватель работает с системой, подготавливает сценарии программы обучения, назначит группы добавляет обучаемых, 3-я блок схема показывает нам алгоритм работы студента, он может запустить подготовленную преподавателем программу обучения и пройти тестирование.

Сама система состоит из 4 модулей [7], обращаю внимание на модуль scada, этот модуль позволяет создавать цифровой двойник подстанции, выполнять переключения различного уровня.

Теперь поговорим непосредственно о самой образовательной платформе [8-11]. В ЦОП реализованный цифровые двойники терминалов РЗА Сириус, контролеров присоединения, коммутационного оборудования, есть возможность работать с анализаторами трафика, познакомится с работой учета электроэнергии. При этом состав цифровых двойников и программы обучения можно закладывать любой, но так как наша компания специализируется в области энергетики, то мы заложили такой состав образовательных кейсов. Каждый кейс позволяет поработать с интерфейсом устройства как с реальным, также заложены элементы перезагрузки виртуального устройства, работа с синхронизацией времени используя PTP.

Самой интересное это архитектура ЦОП, так как она клиент-серверная и не требует больших мощностей, ее можно успешно настроить на какой-нибудь виртуальной машине, расположенной не сервере и открыть доступ необходимым сотрудникам непосредственно на их рабочем месте. Таким образом сотрудник может на рабочем месте проходить как обучение, так и экзамены.

Сейчас мы работаем над расширением платформы в части модуля экзаменатора. Таким образом платформу можно будет использовать и для прохождения экзаменации по технике безопасности и другим предметным областям.

Заключение

Мы рассмотрели созданную нами цифровую образовательную платформу, состав ее кейсов, возможности расширения. Если говорить сегодня о повышении кадрового потенциала, то третий путь будет оптимальным как с точки зрения бюджета, так и с точки зрения КПД обучаемого.

Для сравнения стоимость одного тренажера цифровой подстанции достаточно высока и может достигать отметок 100 000 000 и более рублей, а если говорить об отправке сотрудников на обучение конечно менее затратно, но тем не менее сотрудник выпадает из рабочего процесса и ввести его туда обратно это тоже время.

Все выше сказанное позволяет с твердостью заявить, что наше предложение сочетает в себе как снижение затрат так и повышение КПД обучения профильных специалистов, при этом нет необходимости строить дорогостоящие тренажеры, нет необходимости отправлять на обучения сотрудника с отрывом от производства, а качество обучения не страдает.

ЛИТЕРАТУРА

<http://government.ru/docs/all/137931/> - портал правительства РФ

Автор

Шинкин Вячеслав Владимирович, бакалавр, руководитель департамента информационных технологий, ООО Радиус ИТ. E-mail: Vyacheslav.shinkin@radius-it.ru, vsh@radius-it.ru.

ПРОВЕДЕНИЕ ОБУЧЕНИЯ В УСЛОВИЯХ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОГРАММЫ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ

Д.П. Никоноров, Россия, г. Чебоксары, начальник учебного отдела ООО «ИНБРЭС», e-mail: info@inbres.ru

Ключевые слова: повышение квалификации, Linux, МЭК 61850, высокоавтоматизированные подстанции, импортозамещение.

Введение

Программа импортозамещения реализуется на объектах энергетики и включает в себя обязательную замену компонентов программно-технического комплекса на отечественные разработки. Помимо этого под *директиву правительства России от 14.04.2021 № 3438п-П13 «Об обеспечении разработки стратегии цифровой трансформации Общества на период не менее чем до 2024 года включительно»* попадают и аппаратно-технические средства, используемые в наладке и диагностике объектов. Если по первой части производители дают альтернативу в виде технико-аппаратных устройств и программного обеспечения к ним, то по направлению инструментов наладки ВАПС также должны появляться инструменты отечественного производства.

Формирование новых условий для обучения персонала при реализации программы импортозамещения

На сегодняшний день уже сформировалась некоторая устойчивая культура в учебных центрах, готовящих специалистов РЗА и АСУТП к наладке, эксплуатации и техническому обслуживанию ВАПС. Разрабатываемые методики в подготовке кадров учитывают современные тенденции как в обновлении ПТК, так и программных средств по их наладке. По опыту работы Учебного центра ООО «ИНБРЭС» в рамках реализации программ подготовки персонала эксплуатации и наладки выделяем несколько факторов, корректирующих методики проведения обучения в условиях реализации программы импортозамещения:

1. реализация программ замены верхнего уровня – зарубежные ПТК на отечественные – может не затрагивать замену устройств подстанционного уровня. Так, например, на ПС 220 кВ «Широкая» (филиал ПАО «Россети» – МЭС Востока) при

модернизации SCADA контроллеры присоединения Sprecop остались без замены, но они требовали частичного переконфигурирования под SCADA «ИНБРЭС». Соответственно персонал эксплуатации необходимо информировать о производимых изменениях и проводить обучение персонала по конфигурированию устройств зарубежного производителя. Аналогичная ситуация была и с оборудованием Siemens, ABB, GE, a-eberle;

2. установка на новое серверное оборудование российской операционной системы семейства Astra Linux или ALT Linux (одобрены в ФСТЭК). В большинстве случаев она производится силами компаний-производителей ПТК. Однако имеет место спрос со стороны Заказчика в лице персонала наладки и эксплуатации на добавление в учебные программы разделов по развертыванию вышеперечисленных ОС и настройке оборудования в их среде. Настройка Linux обладает вендорной спецификой и соответствующие инструкции по установке SCADA готовят производители ПТК индивидуально под свои продукты;

3. использование диагностического программного обеспечения, среди которых отсутствуют отечественные аналоги. В рамках исполнения *Директивы № 3438п-П/13* в ряде служб эксплуатации объектов Россетей появляются локальные акты, запрещающие устанавливать и использовать ПО Wireshark. Среди функционала данного ПО есть уникальные: расшифровка кадров протоколов MMS/GOOSE/SV, анализ временных интервалов кадров. Получение данной информации помогает вести диагностику состояния оборудования во время эксплуатации и активно используется на этапе наладки. В учебном процессе данное ПО также активно используется производителями. Помимо Wireshark под запрет могут попасть(или уже в списке) такие программы как: IEDScout, IECTest, Vinci и пр. Часть из ПО имеет рекомендованные к использованию отечественные аналоги, но тогда появляется вопрос будем ли мы – учебные центры подготовки персонала – ориентироваться на определенный одобренный продукт?

Как мы видим происходящие изменения в условиях продолжающегося курса импортозамещения требуют корректировки учебных программ подготовки персонала. Добавляя дополнительные разделы в учебный план, мы должны сокращать суще-

ствующие разделы по нормочасам, и встает задача такого действия без снижения качества получаемых обучающимися знаний.

Методические и практические курсы собственной разработки позволили эффективно сократить выполнение полной программы освоения работ по конфигурированию ИЭУ по стандарту МЭК 61850 с 40ч до 24ч без снижения качества. В УЦ ИНБРЭС по этому поводу ведется входной/выходной тестовый контроль знаний Слушателей, а также анкетирование Учащихся их удовлетворенностью качеством курсов. Освободившееся время на сегодняшний день используем под дополнительные разделы обучения. В частности для специалистов служб РЗА читаются разделы по локальным вычислительным сетям (ЛВС), а для АСУТП – установка ОС Linux. По согласованию с Заказчиком мы добавляем в наши программы разделы по конфигурированию устройств зарубежных производителей, интегрированных в ПТК «ИНБРЭС».

Заключение

На сегодняшний день основная востребованность среди персонала служб РЗиА – программы РЗА с поддержкой МЭК 61850, а по АСУТП – ПТК «ИНБРЭС». То есть активно продолжается процесс повышения квалификации специалистов в сторону технологий, используемых на ВАПС. Программы повышения квалификации динамично корректируются, ориентируясь на динамику использования компонентов отечественного производства, и добавляются по мере необходимости в виде дополнительных разделов.

Увеличивая количество разделов обучения, мы находим на сегодняшний день эффективными по образовательной нагрузке курсы продолжительностью 80 часов, включающих в себя все вышеперечисленные аспекты, связанные с политикой импортозамещения. Также есть варианты от 40 до 120ч отличающиеся от базового курса количеством часов практических занятий.

ЛИТЕРАТУРА

1. Директива правительства России от 14.04.2021 № 3438п-П13 «Об обеспечении разработки стратегии цифровой трансформации Общества на период не менее чем до 2024 года включительно»

2. Могилко Р.Н., Сергеев К.А., Варфоломеев А.Н. Опыт практического импортозамещения программных и аппаратных компонентов верхнего уровня ПТК АСУ ТП на действующих энергообъектах. Релейная защита и автоматика № 3 (78) 2023. С. – 116-119.

3. Указ Президента Российской Федерации № 166 от 30 марта 2022 года «О мерах по обеспечению технологической независимости и безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации».

Авторы:

Никоноров Денис Петрович, начальник учебного отдела ООО «ИНБРЭС». E-mail: nikonorov.dp@inbres.ru.

О ПРИМЕНЕНИИ ПРОГРАММНО-АППАРАТНОГО КОМПЛЕКСА ЦДЭС ПРИ ПОДГОТОВКЕ КАДРОВ ДЛЯ СОВРЕМЕННОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

к.т.н. А.А. Волошин, к.т.н. А.А. Лебедев, Е.А. Волошин, А.К. Рыжков, М.С. Малютин, Россия, г. Москва, ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ», e-mail: voloshin.aa@yandex.ru

к.т.н. М.А. Шамис, Россия, г. Чебоксары, ЗАО «ЭнЛАБ», e-mail: mail@ennlab.ru

Ключевые слова: цифровой двойник, искусственный интеллект, релейная защита и автоматика, моделирование переходных процессов, реальное время.

Введение

Современные программно-аппаратные комплексы (ПАК) для моделирования и выполнения расчетов в последние годы находят все больше сфер применения в электроэнергетике, в том числе и для задач подготовки и переподготовки кадров. В данный момент происходит процесс замены зарубежных ПАК на отечественные со схожими функциональными возможностями. Для выполнения задач импортозамещения в 2023 г. в Центре НТИ МЭИ был разработан ПАК ЦДЭС [1, 2]. Этот комплекс повторяет основной функционал известных зарубежных ПАК,

используемых в электроэнергетике, а также обладает уникальными программными инструментами.

Роль ПАК ЦДЭС в образовательном процессе в вузах

В образовательном процессе в вузе ПАК ЦДЭС может использоваться для проведения лабораторных работ, в которых требуется моделирование работы первичного оборудования и его систем управления, а также алгоритмов устройств релейной защиты и автоматики (РЗА). В ЦДЭС для этого есть библиотека элементов, которая содержит элементы силового оборудования и полупроводниковой техники, а также математические и логические функции, логические блоки, выполненные по стандартам МЭК 61850 и МЭК 61131. Присутствует возможность создать свой уникальный функциональный блок, логика которого описывается на языке программирования С.

Отличительная особенность ПАК ЦДЭС от подобных отечественных и зарубежных ПАК — возможность автоматической проверки результатов работы моделей студентов. Для проверок работ используются методы искусственного интеллекта, такие как базы знаний, онтологии и методы логического вывода. В процессе проверки сигналы из проверяемой модели сравниваются с сигналами из эталонной модели, и выдается отчет с результатами сравнения. Подобный подход применяется и при проверке файлов электронной документации в форматах SCL и CIM, которые студенты делают в рамках курсовых проектов. В ЦДЭС есть инструменты для формирования многовариантных заданий на лабораторные работы и курсовые проекты. За счет этого значительно снижается нагрузка на преподавателя, у него появляется больше времени на непосредственную работу со студентами.

При проведении лабораторных работ, в которых требуется работа обучающихся с реальным первичным или вторичным оборудованием, ПАК ЦДЭС используется для моделирования и дополнения необходимой энергетической инфраструктуры. Взаимодействие между реальным и виртуальным оборудованием может быть осуществлено как по контрольным кабелям с помощью усилителей сигналов, так и по стандартным цифровым каналам связи. Проверка налаженного в ходе лабораторной рабо-

ты терминала РЗА с помощью ЦДЭС производится в автоматическом режиме. При несоответствии поведения реального устройства и его эталонной модели в отчет заносятся ошибки и рекомендации по их корректировке.

Для автоматизации тестирования разработанных студентом новых алгоритмов устройств РЗА или алгоритмов цифровой обработки сигналов в рамках научно-исследовательской работы в ЦДЭС есть возможность написания скриптов на языке программирования Python.

В НИУ «МЭИ» на кафедре РЗиАЭ уже начался процесс внедрения ПАК ЦДЭС в образовательный процесс, в частности для проведения лабораторных работ по дисциплинам, связанным с моделированием логики устройств РЗА, для подготовки студентов к олимпиадам по электроэнергетике, а также для выполнения расчетов и моделирования в рамках выпускных квалификационных работ.

Заключение

Применение ПАК ЦДЭС в образовательном процессе в вузе позволяет повысить качество подготовки кадров для электроэнергетики вследствие широкого набора программных приложений и технических возможностей комплекса. Работая с ЦДЭС, студенты получают востребованные на практике знания, а у преподавателя появляется больше времени на проверку знаний студентов и передачу им своего опыта.

Ведется работа по адаптации функционала ЦДЭС для решения задач проверки знаний и повышения квалификации специалистов энергокомпаний.

ЛИТЕРАТУРА

1. Волошин А.А., Волошин Е.А., Лебедев А.А. Результаты разработки российского программно-аппаратного комплекса реального времени «Цифровой двойник энергосистемы» // Энергоэксперт. – 2023. – № 2(86). – С. 48-52.
2. Волошин А.А., Волошин Е.А., Лебедев А.А., Лебедева Н.С. Архитектура программно-аппаратного комплекса «Цифровой двойник энергосистемы» // Электрические станции. – 2023. – № 10(1107). – С. 37-41.

ОСОБЕННОСТИ ПОДГОТОВКИ СПЕЦИАЛИСТОВ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОМУ ОБСЛУЖИВАНИЮ ЦИФРОВЫХ (ВЫСОКОАВТОМАТИЗИРОВАННЫХ) ПОДСТАНЦИЙ

В.В. Никитин, К.В. Бабырь, Россия, г. Санкт-Петербург,
ООО «Академия КЭТ»

Ключевые слова: подготовка кадров, высокоавтоматизированная подстанция, цифровая трансформация, релейная защита и автоматика.

Введение

На сегодняшний день обслуживание высокоавтоматизированных подстанций (ВАПС) выполняется сложными программно-техническими комплексами, т.к. причинами неселективной работы функций релейной защиты и автоматики (РЗА) могут быть как «классические» ошибки связанные с некорректным параметрированием интеллектуального электронного устройства (ИЭУ), расчетом уставок и т.д., так и «новые» аспекты настройки цифровых ИЭУ: фильтрация уникальных физических адресов устройства (mac-адресов); настройка виртуальной локальной сети (VLAN); создание подписок на Generic Object-oriented Substation Events (GOOSE) сообщений; настройка синхронизации времени и др. Таким образом корректная работа одной функции РЗА зависит от десятка разных параметров, а для проверки её работоспособности необходимо использовать одновременно несколько программных и аппаратных решений.

Специалист обслуживающий ВАПС в XXI веке для решения вышеперечисленных вопросов должен не только выполнять свои прежние должностные обязанности, но и освоить новые компетенции, которыми ранее обладали специалисты из других служб. Современный «цифровой релейщик» – это симбиоз из специалистов РЗА, автоматизированных систем управления (АСУ), системного администратора и инженера по кибербезопасности.

Подготовка специалистов по обслуживанию высокоавтоматизированных подстанций

Задача образовательной организации рассказать просто о сложном. За короткий срок уместить объем знаний начиная от

основ стандарта, главных терминов и аббревиатур до особенностей наладки конкретных устройств различных вендоров.

Подготовка по компетенциям высокоавтоматизированной подстанции должна вестись на всех уровнях: от специалиста, составляющего техническое задание (ТЗ) на будущий цифровой объект, до эксплуатирующих этот объект инженеров. Кроме этого, необходимо создать четкое выстраивание вертикали взаимодействия [1]: профильное высшее учебное заведение (ВУЗ) – эксплуатирующая компания – аттестованные центры повышения квалификации. При этом специализированные учебные центры должны быть оснащены стендами, в состав которых входит оборудование различных производителей, т.к. одной из самых сложных задач, при работе с высокоавтоматизированной подстанцией, является настройка информационного взаимодействия между устройствами различных вендоров. А для более эффективной подготовки специалистов необходимо ежегодное обязательное повышение квалификации с практической отработкой полученных знаний на оборудовании, эксплуатирующемся в конкретном структурном подразделении, потому что несмотря на идеологию МЭК 61850, как объединяющего стандарта для всех производителей, по факту мы видим существенные отличия в его реализации, что приводит к необходимости изучения программных и аппаратных нюансов у каждого оборудования отдельно.

При подготовке кадров обслуживающих ВАПС можно выделить следующие сложности:

- специалистам РЗА необходимо освоить термины и понятия, применяющиеся в повседневной работе специалистов АСУ, а специалистам АСУ нужно узнать принципы построения релейной защиты, методики расчета уставок и др., т.е. необходимо погружаться в ранее не затрагиваемые области знаний;

- практически у всех слушателей наблюдаются проблемы с усвоением англоязычных терминов и определений;

- необходимо знать функции и параметры настройки коммутатора, большинство из которых так или иначе способны повлиять на функционирование устройств РЗА;

- недостаточное количество методических материалов.

ГОСТ Р 61850 с не самым качественным переводом на русский первой редакции стандарта с большим количеством ошибок и неточностей, как лингвистических, так и смысловых;

– отсутствие методик комплексной проверки подстанций различных архитектур, каким образом проверять файлы проекта, достаточное количество проверок для анализа правильности взаимодействия устройств по цифровым каналам связи.

Кроме этого, одной из трудноосваиваемой частью обучения по технологиям ВАПС является освоение принципов сегментирования сетей, понимание информационных уровней, технологий маршрутизации. Дополнительным осложняющим фактором в изучении вопросов, связанных с локальными вычислительными сетями (ЛВС), является огромное количество проприетарных технологий и протоколов у каждого производителя. Несмотря на схожесть принципов работы, различные производители сетевого оборудования используют свои термины, настройки.

Также необходимо учитывать социальные и психологические факторы подготовки персонала к цифровой трансформации. Средний возраст специалистов электросетевого комплекса составляет 42 года [2], и как показывает практика многим не легко осваивать новые области знаний и компетенций. Наряду с цифровой трансформацией в оборудовании должна также пройти психологическая трансформация в сознании специалистов. От решительного отрицания и негатива к новым технологиям через обучение и понимание принципов взаимодействия устройств на цифровой подстанции постепенно должно прийти и принятие этих технологий. Во многом это будет зависеть от подачи, наглядности и доступности изложения материалов учебными центрами.

Заключение

С целью повышения надежности функционирования электросетевого комплекса, в рамках неизбежных и необходимых процессов по его цифровой трансформации, особое внимание необходимо уделить подготовке кадров. Вкладывая денежные средства в модернизацию оборудования, не стоит забывать о квалификации и навыках обслуживающего персонала, от их компетенций и профессионализма зависит стабильность энерго-

снабжения. В вопросах подготовки специалистов необходимо использовать комплексный подход и должны взаимодействовать все уровни: ВУЗы, производители, интеграторы, эксплуатирующие организации. Комплексный подход должен включать в себя разработку соответствующей нормативной документации, методик и программ подготовки, систем оценки знаний, обустройство соответствующих учебных аудиторий и полигонов при ВУЗах и центрах подготовки персонала по всей стране.

ЛИТЕРАТУРА

1. Щедрин В.В. Актуальные проблемы кадрового обеспечения электроэнергетики в современных условиях // Вестник Чувашиского университета, 2004. №2. С. 179-187.

2. Газета "Энергетика и промышленность России". № 05-06 (481-482) март 2024 года. Образование, кадры
<https://www.eprussia.ru/epr/481-482/167334.htm>

Авторы:

Никитин Вадим Валерьевич, генеральный директор ООО «Академия КЭТ». E-mail: info@qetacademy.ru.

Бабурь Кирилл Валерьевич, технический директор ООО «Академия КЭТ». E-mail: babyr.kirill@qetacademy.ru.

ФОРМИРОВАНИЕ ЦИФРОВЫХ КОМПЕТЕНЦИЙ СПЕЦИАЛИСТОВ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ КОМПАНИЙ НА БАЗЕ УЧЕБНО-ТРЕНИРОВОЧНОГО ПОЛИГОНА ЧОУ ДПО «ЦЕНТР РАБОТ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ»

Р.Р. Давлетшин, Россия, г. Заинск, ЧОУ ДПО «Центр работ под напряжением»

Э.Ф. Хакимзянов, М.Н. Симонова, Россия, г. Казань, ООО ИЦ «ЭнергоРазвитие»

Ключевые слова: повышение квалификации, учебно-тренировочный комплекс, цифровые технологии, цифровые распределительные сети, высокоавтоматизированная подстанция, цифровая подстанция.

Введение

Вопрос подготовки кадров в области цифровой энергетики является крайне актуальной задачей для динамично развивающихся электросетевых компаний, в деятельность которых активно внедряются современные инновационные решения по диспетчеризации и автоматизации энергообъектов. Современному специалисту электроэнергетической отрасли важно ориентироваться в стремительно эволюционируемом технологическом пространстве. Естественно, что современные центры повышения квалификации должны идти в ногу с развитием технологий, а возможно даже с опережением времени и обеспечивать качественное обучение персонала. С этой целью в рамках организации курсов повышения квалификации по направлению «Цифровые технологии в электроэнергетике» в ЧОУ ДПО «Центр работ под напряжением», г. Заинск (далее – Центр) совместно со специалистами АО «Сетевая компания» и ООО ИЦ «ЭнергоРазвитие» создан учебно-тренировочный полигон (далее – полигон), оснащенный современным оборудованием ведущих российских производителей.

Функциональные площадки учебно-тренировочного полигона для развития цифровых компетенций

Полигон представляет собой программно-технический комплекс, состоящий из трех функциональных площадок, и включает в себя оборудование ведущих российских компаний-производителей, применяемое при построении высокоавтоматизированных (цифровых) подстанций и цифровых районов распределительной сети.

Первая площадка – это открытая часть полигона, которая представляет собой участок кольцевой воздушной распределительной сети 10 кВ с необходимым первичным коммутационным оборудованием. На данной площадке реализован функционал системной автоматики: местная настройка шкафов управления и дистанционное управление коммутационным оборудованием.

Вторая площадка – это закрытая часть полигона, на которой размещена модель кабельной линии электропередачи 10 кВ, включает в себя модели наблюдаемой трансформаторной под-

станции (ТП) 10/0,4 кВ, управляемой ТП 10/0,4 кВ и автоматизированного распределительного пункта (РП) 10 кВ. На площадке реализован функционал системы сбора и передачи информации от подстанций в диспетчерский центр, автоматической системы коммерческого учета, а также удаленное управление выключателями управляемой ТП и автоматизированного РП.

Третья площадка – диспетчерский центр, оборудованный видеостеной и рабочими местами для слушателей. Для изучения функций наблюдения и управления за распределительной сетью на сервере развернуты несколько SCADA-систем на выбор. На этой же площадке размещен учебный стенд высокоавтоматизированной подстанции 110/10 кВ.

Модель подстанции построена по III архитектуре и имеет модульную структуру, с помощью которой возможно по необходимости масштабировать, менять и/или интегрировать новые или отличные от принятых технические решения. Информация с контролируемых объектов поступает на сервер и отображается на видеостене. Возможности современных SCADA-систем позволяют дорабатывать виртуальные схемы и моделировать необходимые функции для полноценной работы учебной цифровой подстанции, в ближайшем будущем, например, планируется создать виртуальную модель системы автоматического восстановления сети (САВС) для приобретения слушателями необходимых компетенций по выявлению некорректной работы системы, исправления и корректировки работы устройств управления переключениями.

На сегодняшний день в Центре реализуются две программы повышения квалификации: «Цифровая подстанция» и «Цифровой район электрической сети». Практические занятия в большей степени проводятся специалистами компаний, оборудование которых было использовано при строительстве полигона.

Заключение

Обучение на базе полигона позволяет наращивать необходимые дополнительные компетенции специалистам, участвующих в строительстве, модернизации, эксплуатации и наладке объектов цифровых распределительных сетей, а также гибко ориентироваться на уровень подготовки и их профессиональную

направленность. Возможности полигона позволяют осуществлять не только профессиональную подготовку, но и проводить узконаправленные соревнования специалистов, вносить в классические методы преподавания элементы современных интерактивных приемов обучения.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гусейнова Т.Н. Формирование цифровых компетенций в обучении будущих специалистов области энергетики / Т.Н. Гусейнова, С. А. Шамсутдинова // Научный форум: педагогика и психология: Сборник статей по материалам XLIV международной научно-практической конференции, Москва, 05 ноября 2020 года. Том 10 (44). – Москва: Общество с ограниченной ответственностью «Международный центр науки и образования», 2020. – С. 32-37.

2. Икрина О.А. Практико-ориентированное обучение как средство повышения профессиональной подготовки специалистов среднего звена - энергетиков / О.А. Икрина // Современное педагогическое образование. – 2018. – № 3. – С. 122-125.

3. Орлов А. Последипломное обучение в энергетике - проблемы и перспективы / А. Орлов // Энергия: экономика, техника, экология. – 2019. – № 9. – С. 66-71.

4. Ковешникова Е. Н. Экранная педагогика в современных социокультурных реалиях: интеграция традиционных и инновационных форм обучения / Е. Н. Ковешникова // Образование и культурное пространство. – 2020. – № 1. – С. 15-24.

Авторы:

Давлетшин Рушан Радикович, директор ЧОУ ДПО «Центр работ под напряжением». E-mail: davletshinrr@lineworker.ru.

Хакимзянов Эльмир Фердинатович, кандидат технических наук, начальник службы инновационных технологий, ООО «Энерго-Развитие». E-mail: hakimzyanovef@energo-razvitie.ru.

Симонова Марина Николаевна, руководитель группы службы инновационных технологий, ООО «ЭнергоРазвитие». E-mail: simonovam@energo-razvitie.ru.

БЕСКОНТАКТНАЯ ЗАРЯДКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВ

П.В. Капитанова, Г.Д. Баранов, А.В. Золотарев, П.В. Терентьева, Россия, г. Санкт-Петербург, Университет ИТМО, Физический факультет

Бесконтактная зарядка электрических транспортных средств – это инновационная технология, позволяющая безопасно и эффективно подзаряжать аккумуляторы различных видов электрических транспортных средств. В последние годы эта технология стала все более популярной и востребованной, особенно в контексте развития электромобилей, электробусов, складских электрических погрузчиков и беспилотных летательных аппаратов. Электромобили, как одна из основных категорий электрических транспортных средств, получают значительные преимущества от бесконтактной зарядки. Возможность заряжаться без физического подключения к источнику питания делает процесс зарядки удобным и эффективным для владельцев электромобилей. Электробусы также могут воспользоваться преимуществами бесконтактной зарядки, особенно в городских условиях, где оперативная зарядка электробусов на остановках общественного транспорта может повысить их эффективность и длительность следования по маршруту. Складские погрузчики, работающие на электрической энергии, могут быть заряжены автоматически во время перерывов в своей работе, что повышает продуктивность складских операций. Особенно стоит выделить автономные беспилотные летательные аппараты, в которых также может быть использован бесконтактный метод подзаряда аккумуляторных батарей, что позволит обеспечить непрерывную работу без участия оператора увеличив их автономность и эффективность. В настоящем докладе будет подробно рассмотрен принцип работы системы бесконтактной зарядки аккумуляторных батарей, обсуждены преимущества и ограничения технологии, а также приведены примеры реализации систем бесконтактного заряда для электротранспорта, электрической складской техники, беспилотных летательных аппаратов.

РЗА И АСУ ТП В УСЛОВИЯХ САНКЦИОННЫХ ОГРАНИЧЕНИЙ

ПРЕИМУЩЕСТВА И ОСОБЕННОСТИ РЕАЛИЗАЦИИ ЗАЩИТЫ С БЛОКИРУЮЩЕЙ ЛОГИКОЙ ПО ВОЛС ДЛЯ МНОГОКОНЦЕВЫХ ЛИНИЙ

М.В. Михайлов, Е.Ю. Добронравов, Э.А. Кушников,
Россия, г. Чебоксары, ООО «Релематика», e-mail:
mikhaylov_mv@relematika.ru

Ключевые слова: релейная защита, многоконцевая линия, блокирующая логика связи, оптический канал связи

Введение

Волоконно-оптические линии связи (ВОЛС) активно применяются на проектируемых и модернизируемых объектах электроэнергетики. В связи с этим на линиях электропередачи (ЛЭП) с ВОЛС в качестве быстродействующей релейной защиты (РЗ) с абсолютной селективностью наиболее целесообразным становится применение продольной дифференциальной защиты (ДЗЛ). На рынке устройств РЗ представлено множество производителей, предлагающих комплекты ДЗЛ для двух- и трехконцевых ЛЭП. Внедрение малой генерации в виде солнечных и ветряных электростанций приводит к увеличению узлов генерации и распространению так называемых многоконцевых ЛЭП с количеством питающих концов три, четыре и более. В этом случае применение ДЗЛ становится затруднительным из-за ограниченного предложения на рынке решений для многоконцевых линий. В докладе рассматривается применение в качестве основной РЗ четырехконцевой ЛЭП с ВОЛС защиты на принципе высокочастотной блокировки (ВЧБ) с передачей блокирующих сигналов (БС) по оптическому каналу, реализованной в терминалах серии TOP 300 производства ООО «Релематика».

Преимущества принципа ВЧБ ПО ВОЛС

Помимо ДЗЛ на многоконцевых линиях в качестве основной РЗ могут использоваться классические высокочастотные

(ВЧ) защиты [0], которые в свою очередь имеют недостатки, связанные со сложностью настройки и эксплуатации ВЧ оборудования. На многоконцевых линиях с уже проложенной ВОЛС хорошей альтернативой как ДЗЛ, так и классическим ВЧ защитами, может стать РЗ на принципе ВЧБ с передачей блокирующих сигналов по ВОЛС (далее – ВЧБ по ВОЛС). Отдельно стоит отметить, на ЛЭП с уже установленной ДЗЛ комплект защиты с ВЧБ по ВОЛС может служить в качестве дублирующего основного комплекта РЗ на альтернативном принципе действия.

Для работы ВЧБ по ВОЛС требуется канал с минимальной скоростью передачи данных 64 кбит/с, так как по принципу действия между полуккомплектами передаются только логические сигналы. Тогда как в ДЗЛ требования к скорости передачи данных выше и могут достигать 500-600 кбит/с, в зависимости от конфигурации сети и количества передаваемых комплектов токов. Цифровая среда передачи информации (ЦСПИ) может быть представлена, как выделенным, так и мультиплексированным каналом связи. Также к преимуществам ВЧБ по ВОЛС можно отнести возможность работы в локальных вычислительных сетях с пакетной передачей данных, поскольку задержка передачи блокирующего сигнала в 5-10 мс для ВЧБ по ВОЛС может быть не критичной. Это делает привлекательным применение ВЧБ по ВОЛС в перспективных сетях MPLS [0].

Поднимая вопрос об ограниченном предложении на рынке, необходимо отметить, что среди устройств ДЗЛ для защиты многоконцевых линий с числом ответвлений четыре и более типовое решение представлено только фирмой АВВ в устройствах серии RED670. В текущей мировой обстановке данное предложение для российских заказчиков недоступно, поэтому защита ВЧБ по ВОЛС является перспективным решением.

Реализация принципа ВЧБ ПО ВОЛС

Реализация защиты на принципе ВЧБ по цифровому каналу связи требует проработки следующих вопросов:

- отключение с минимальным временем с учетом задержки передачи БС;
- блокирование отключения при неисправности канала связи.

На базе терминала TOP 300 КСЗ 563 с функцией ВЧБ по ВОЛС выполнена защита четырехконцевой линии с кольцевой схемой организации связи, показанной на рис. 1. Полукомплекты ВЧБ, установленные по концам ЛЭП, обмениваются между собой цифровыми БС по ВОЛС. Для этого в терминале предусматриваются порты ВОЛС с оптическим интерфейсом с дальностью связи до 200 км, работающие по стандартному протоколу С37.94.

Передача БС осуществляется по принципу, при котором каждый полукомплект принимает блокирующий сигнал напрямую или транзитом через смежные полукомплекты. Так полукомплект 3 имеет прямую связь со смежными полукомплектами 2 и 4 и транзитную связь с полукомплексом 1 через полукомплекты 2 или 4. Блокирующий сигнал передается в смежные полукомплекты по ВОЛС в прямом и обратном направлении. Это обеспечивает работоспособность ВЧБ при повреждении канала связи в одной точке.

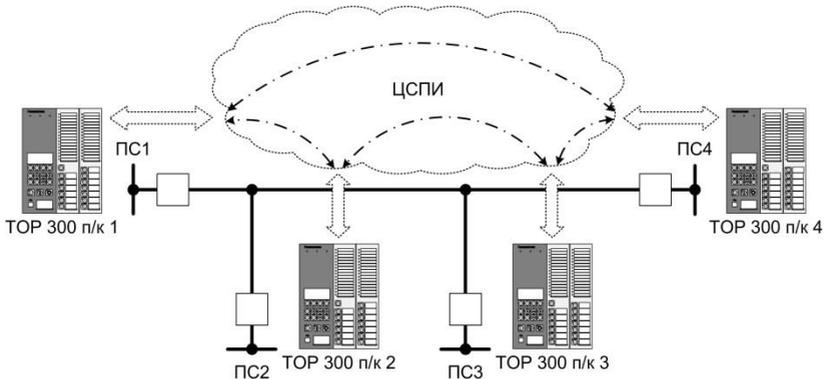


Рис. 1. Схема связи на четырехконцевой линии

Для обеспечения минимального времени отключения повреждения в устройстве предусмотрен алгоритм, позволяющий выявлять наиболее «короткий путь» доставки сообщения между полукомплектами для своевременного формирования входящего блокирующего сигнала, основанный на обработке БС прямого и обратного направлений.

Также в устройстве предусмотрена возможность приема/передачи команд РЗ по используемым каналам связи.

Очевидно, что представленное решение может применяться и на двухконцевых линиях с ВОЛС. Существующие проектные решения по применению классической ВЧБ с УПАСК по ВОЛС [0] могут быть пересмотрены с точки зрения экономии на оборудовании УПАСК в пользу предлагаемого решения.

Диагностика связи

В нетиповом терминале TOP 300 КСЗ 563 с ВЧБ по ВОЛС реализована диагностика связи, удовлетворяющая требованиям к каналу связи ДЗЛ. Автоматический непрерывный контроль каналов связи обеспечивает своевременное выявление неисправности. Неисправность обоих каналов связи одного полуккомплекта или обрыв кольцевой схемы связи в двух точках блокируют отключение от ВЧБ по ВОЛС.

Примененная кольцевая схема связи обеспечивает работу алгоритма при неисправности одного из каналов связи или при обрыве канала в одной точке, обмен может осуществляться в обратном направлении по оставшимся в работе каналам связи.

Результаты испытаний

Имитировались различные аварийные и ненормальные режимы:

- простые и сложные короткие замыкания (КЗ) в различных точках сети;
- синхронные качания (СК) и асинхронные режимы (АР) системы и отдельных генераторов;
- реверс мощности;
- КЗ с обрывом связи между полуккомплектами защиты в одной и двух точках.

В результате испытаний подтверждена корректная работа алгоритма ВЧБ по ВОЛС во всех исследуемых режимах. Время отключения внутренних КЗ даже при обрыве связи в одной точке удовлетворяет условиям сохранения динамической устойчивости энергосистемы. Обрыв связи в двух точках (полная потеря связи с одним и более полуккомплектами) не приводит к ложному срабатыванию защиты.

Заключение

Внедрение ВОЛС позволяет по-новому взглянуть на возможности реализации классических ВЧ защит. Сочетание защиты на принципе ВЧБ с организацией связи по оптоволокну позволяет получить новые решения РЗ для многоконцевых линий, в том числе в условиях санкционных ограничений. Разработанная на базе терминалов TOP 300 КСЗ 563 защита с блокирующим принципом по ВОЛС является перспективным развитием классических ВЧ защит и надежной заменой устройств ДЗЛ многоконцевых линий в условиях санкционных ограничений.

ЛИТЕРАТУРА

1. Федосеев А.М. Релейная защита электрических систем. – М.: Энергия, 1976. – 560с.
2. СТО 34.01-9.2-004-2019 Каналы связи для РЗА. Технические решения для сетей 35 - 220 кВ.
3. Харламов В.А., Хасанов А.Х. Высоконадежные каналы по цифровым сетям связи для существующих и перспективных систем РЗА. // Релейщик. 2015. №2. С. 37-41.

УСОВЕРШЕНСТВОВАННАЯ ЧУВСТВИТЕЛЬНАЯ ЗАЩИТА РОТОРА ОТ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ НА ОСНОВЕ НАЛОЖЕНИЯ ПРЯМОУГОЛЬНЫХ ИМПУЛЬСОВ НИЗКОЙ ЧАСТОТЫ

К.С. Алёшин, А.А. Сёмушкин, Россия, г. Иваново, АО «РАДИУС-Автоматика», e-mail: radius@rza.ru

***Ключевые слова:** синхронные генераторы, контроль изоляции цепей возбуждения, защита ротора от замыканий на землю в одной точке.*

Введение

Среди существующих типов защит ротора от замыканий на землю в одной точке, наиболее перспективной в настоящий момент является чувствительная защита на основе наложения прямоугольных импульсов низкой частоты. Данная защита обладает такими преимуществами как хорошая устойчивость к пере-

ходным процессам в цепях возбуждения, широкий диапазон и высокая точность измерения сопротивления изоляции. Несмотря на высокое техническое совершенство защит данного типа актуальным является вопрос их улучшения, как в ключе повышения стабильности и точности измерения сопротивления изоляции, так и расширения ряда дополнительных функциональных возможностей защиты. Также остается крайне важным вопрос импортозамещения защит подобного типа.

Усовершенствованная чувствительная защита

Принцип действия традиционной чувствительной защиты ротора от замыканий на землю в одной точке состоит в наложении низкочастотных прямоугольных импульсов на цепи возбуждения синхронного генератора и последующем измерении разности установившихся значений тока утечки при различной полярности импульсов. Полученная разность пропорциональна активному сопротивлению изоляции. Частота импульсов подбирается таким образом, чтобы переходный процесс, обусловленный наличием емкости цепей возбуждения на землю и возникающий при изменении полярности импульса, успел завершиться, позволяя защите измерить установившееся значение тока утечки изоляции.

Наложение низкочастотных импульсов имеет значительные преимущества по сравнению с наложением субгармонического или постоянного напряжения, в том числе обеспечивает высокую точность измерения (до 5%) и высокую устойчивость к возмущениям в цепях возбуждения, тем самым значительно снижая риск ложной работы защиты, а широкий диапазон (до 10 МОм) измерения сопротивления изоляции позволяет на ранней стадии зафиксировать ухудшение её состояния.

Также весомым преимуществом защиты с наложением низкочастотных импульсов является возможность использования устройства заземления вала турбоагрегата, что обеспечивает значительно более надежное заземление через релейную щетку, по сравнению с заземляющей щеткой, что позволяет сохранить работоспособность защиты при отскоке заземляющей щетки ротора.

Чувствительная защита ротора от замыканий на землю в одной точке, содержит источник низкочастотных прямоуголь-

ных импульсов, которые накладываются на цепи возбуждения генератора через специализированную схему инжекции, последняя позволяет контролировать параметры импульсов и защищает источник и цепи измерения МПУ РЗА от воздействия высокого напряжения возбуждения. Именно конфигурация и параметры схемы инжекции во многом определяют основные свойства защиты, такие как контролируемый диапазон, точность и скорость измерения сопротивления изоляции, а также возможность реализации дополнительных функций, например, определение места замыкания, сигнализация отрыва заземляющей щетки ротора и др.

Таким образом, правильный выбор конфигурации и параметров схемы инжекции является ключевым при реализации данной защиты. Основными критериями, имеющими наибольший вес при выборе схемы инжекции, являются:

- контролируемый диапазон и точность измерения сопротивления изоляции;
- возможность контроля отрыва заземляющей щетки;
- возможность измерения напряжения возбуждения;
- возможность определения места замыкания;
- возможность работы защиты при неисправном источнике импульсов (перевод в режим контроля изоляции методом двух вольтметров);
- топология схемы (простая / сложная);
- количество задействованных измерительных каналов МП УРЗА;
- скорость измерения сопротивления изоляции.

Специалистами АО «РАДИУС Автоматика» были рассмотрены четыре варианта конфигурации схемы инжекции, а именно:

- традиционная симметричная схема с одним шунтом (рис. 1, а);
- симметричная схема с двумя шунтами (рис. 1, б);
- несимметричная схема с двумя делителями (рис. 1, в);
- симметричная схема с двумя делителями (комбинация вариантов рис. 1, б и рис. 1, в).

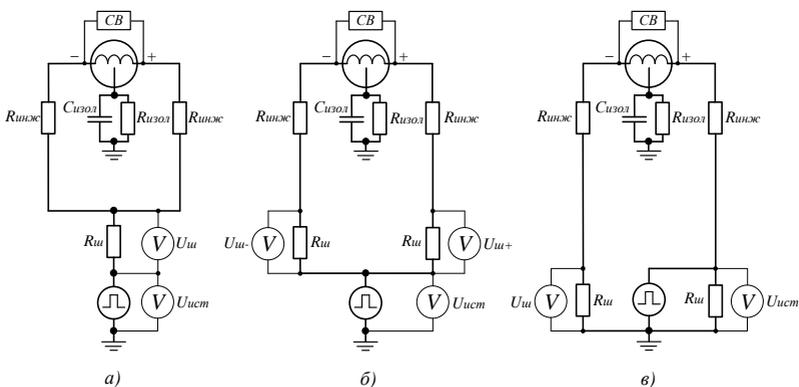


Рис. 1. Варианты конфигураций схемы инжекции:

а – симметричная схема с одним шунтом; *б* – симметричная схема с двумя шунтами; *в* – несимметричная схема с двумя делителями

По результатам имитационного моделирования и физического макетирования, основываясь на приведенных выше критериях, была выбрана симметричная схема с двумя шунтами. Данная схема обеспечивает наилучший диапазон и точность измерения сопротивления изоляции, а также позволяет реализовать максимум дополнительных функциональных возможностей, таких как определение места замыкания и др.

К недостаткам данной схемы можно отнести необходимость использования трех аналоговых каналов измерения напряжения. Однако, при реализации защиты ротора от замыканий на землю в multifunctional устройстве РЗА генератора или системы возбуждения, данный недостаток компенсируется возможностью измерения напряжения возбуждения, что позволяет отказаться от необходимости измерения тока или напряжения возбуждения по каналам 4-20 мА для реализации защит ротора от перегрузки, неограниченной форсировки и др.

Последующее макетирование защиты и всех дополнительных функций, перечисленных выше, на базе МПУ РЗА «Сириус» и физические испытания на макете цепей возбуждения синхронного генератора подтвердили работоспособность и высокие технические характеристики защиты. Ниже приведены некоторые из них.

Погрешности измерения сопротивления изоляции при значениях эквивалентной емкости цепей возбуждения на землю от 0 до 6,6 мкФ составили:

- в диапазоне сопротивлений от 0 до 1 кОм не более 200 Ом;
- в диапазоне сопротивлений от 1 до 750 кОм не более 5%;
- в диапазоне сопротивлений от 750 до 1500 кОм не более 10%;
- в диапазоне сопротивлений от 1500 до 5000 кОм не более 20%.

Нужно отметить, что диапазон уставок по сопротивлению изоляции для действия защиты на сигнал или отключение ограничен диапазоном от 0,5 до 50 кОм, т.е. погрешность при срабатывании защиты составит не более 5% или 200 Ом.

Функция измерения напряжения возбуждения работает непрерывно в независимости от наличия переходного процесса или исправности источника импульсов, при этом погрешность измерения составляет не более 1% или 1 В.

Определение расстояния до места замыкания производится в относительных единицах от положительного полюса системы возбуждения при снижении сопротивления изоляции ниже уставки сигнальной ступени, которая ограничена значением 50 кОм. По результатам испытаний погрешность данной функции составила не более 2%.

Заключение

Специалистами АО «РАДИУС Автоматика» проведен анализ различных конфигураций схем инжекции путем как математического, так физического моделирования в целях определения оптимального варианта, обеспечивающего наилучшие рабочие показатели, а также возможность максимального расширения ряда дополнительных функций защиты. В результате данного анализа выбрана схема инжекции, отличающаяся от классической наличием двух шунтов, измеряющих отдельно токи утечки для каждого из полюсов цепей возбуждения. Произведено полноценное макетирование защиты на основе МПУ РЗА «Сириус» производства АО «РАДИУС Автоматика» с реализацией ряда дополнительных функций, а именно определение места замыкания, измерение напряжения возбуждения, сигнализация отрыва

заземляющей щетки, контроль исправности источника импульсов с переводом защиты в режим контроля изоляции методом двух вольтметров при его неисправности.

ЛИТЕРАТУРА

1. Воробьев И.А., Доронин А.В., Лебедев А.В. Реализация защиты ротора от замыкания на землю при работе генератора с несколькими системами возбуждения. Цифровая электротехника: проблемы и достижения: Сборник научных трудов НПП «ЭКРА». Выпуск I. – Чебоксары: РИЦ «СРЗАУ», 2012.
2. Соловьев И.И. Автоматические регуляторы синхронных генераторов/ Под ред. Н.И. Овчаренко. М.: Энергоиздат, 1981.
3. Шнейерсон Э.М. Цифровая релейная защита. М.: Энергоатомиздат, 2007.
4. Hartmann W. Advanced Generator Ground Fault Protections in Pulp and Paper Mill Applications, Beckwith Electric Company / Florida, USA, 2016.

Авторы:

Алёшин Константин Сергеевич, инженер АО «РАДИУС Автоматика», аспирант ФГБОУВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина». E-mail: alyoshin@rza.ru.

Сёмушкин Алексей Александрович, ведущий инженер АО «РАДИУС Автоматика», аспирант ФГБОУВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина». E-mail: siomushkin@rza.ru.

ОПЫТ СЕРИЙНОГО ПРИМЕНЕНИЯ САНКЦИОННО-УСТОЙЧИВЫХ КОМПЛЕКТУЮЩИХ

Е.А. Николаев, Россия, г. Чебоксары, ООО «НПП Бреслер», e-mail: nikolaev_ea@bresler.ru

***Ключевые слова:** Комплектующие, санкционная устойчивость, технические характеристики.*

Введение

В условиях санкционных ограничений, введенных недружественными странами на поставки комплектующих для электротехнической и радиоэлектронной промышленности, российские производители устройств МП РЗА столкнулись с необходимостью выбора стратегии производства. Опции включали продолжение приобретения прежних комплектующих через параллельный импорт без гарантий стабильности поставок и подлинности компонентов или переход на использование доступных аналогов от отечественных производителей и из дружественных стран, что требовало проведения повторных испытаний продукции для подтверждения соответствия ее характеристик установленным стандартам.

Предпосылки для замены линии поставок комплектующих

В 2022 году в результате прекращения поставок западными производителями комплектующих для промышленного оборудования, российские компании, производящие электротехническую и радиоэлектронную продукцию испытали на себе последствия санкций. Отсутствие новых договоров и остановка поставок по уже заключенным соглашениям привели к поиску альтернативных источников через параллельный импорт. Эти альтернативные каналы снабжения столкнулись с рядом проблем: значительным удлинением сроков поставки, увеличением цен (до 10-20 раз), а также риском приобретения контрафактной продукции низкого качества, выдаваемой за оригинальную.

Продолжать производство устройств МП РЗА в таких условиях, игнорируя возможности перевода электронно-компонентной базы (ЭКБ) на доступные санкционно-устойчивые аналоги означало бы допустить существенный и

необоснованный рост стоимости продукции для потребителя, отсутствие долгосрочных планов дальнейшего развития и непредсказуемое снижение качества выпускаемой продукции.

Портфолио серийно производимых электронных компонентов отечественного производства и стран-партнеров к началу 2022 года значительно зависело от свойств рынка сбыта и области применения в России и в странах Юго-Восточной Азии (ЮВА). Для российского рынка преимущественно была характерна ориентация на оборонно-космическую отрасль, в то время как для азиатского рынка преобладали бытовые и коммерческие направления. В своих же собственных промышленных изделиях крупные компании стран ЮВА широко использовали компоненты западных производителей. Это касалось как полупроводниковых микросхем высокой степени интеграции, так и электромеханических компонентов.

Мировые экономические и политические изменения стали значительным стимулом для развития производства электронных компонентов, предназначенных для промышленного сектора, в России и странах ЮВА. К началу 2023 года отечественные производители МП РЗА получили доступ не только к пробным образцам предлагаемых компонентов, но и возможность совершать серийные заказы.

Особенности применения компонентов из ЮВА

В настоящее время большая часть замещающих комплектующих производится в Китае, и наследуемые особенности специализации рынка продолжают влиять на технические характеристики отдельных образцов ЭКБ. Также наблюдаются особенности в специализации маркетинга, неполнота документации и недостаточная техническая поддержка со стороны производителей. Рассмотрим основные особенности, на которые необходимо обращать внимание.

Одной из особенностей организации бизнеса по производству электронных и электротехнических комплектующих в странах ЮВА является большое количество «fabless» компаний, то есть не имеющих своих собственных производственных мощностей и выпускающих продукцию за счет контрактных производителей. У таких поставщиков при переходе на другие

производственные площадки может наблюдаться изменение некоторых технических параметров из-за вариации технологий производства.

Значительное количество контрактных производств позволяет им выпускать собственную продукцию без бренда («no name»), или под малоизвестной локальной маркой, которая может поставляться на глобальный рынок под известным брендом по официальному соглашению между производителями. Этот метод не является контрафактным и широко применяется крупными компаниями. Однако такой подход может создать иллюзию разнообразия комплектующих по значительно отличающимся ценам, что может привести к выбору между технически одинаковыми продуктами основываясь исключительно на доверии к определенному бренду.

В некоторых случаях производители не документируют полностью технические характеристики своей продукции, а предоставляют информацию, интересующую лишь определенный круг потребителей. Это связано с маркетинговыми стратегиями, стремлением избежать конкуренции и особенностями процессов тестирования продукции. Например, как указывалось выше, идентичные комплектующие, фактически произведенные на одном производстве, могут иметь незначительные различия в регламентируемых документацией параметрах при изменении бренда компании-поставщика. При существенном отличии в стоимости таких комплектующих имеет смысл производить дополнительное тестирование для получения подтверждения применимости в соответствии с требуемыми стандартами.

Помимо идентичных продуктов, промаркированных под разными брендами, многие производители из стран Юго-Восточной Азии выпускают товары, которые имеют значительные различия в важных характеристиках, но при этом представляемые как аналоги. Неконтролируемые закупки таких комплектующих, позиционируемых как взаимозаменяемые, могут привести к ухудшению качества конечной продукции и появлению недокументированных особенностей функционирования.

Отдельные производители цифровых полупроводниковых компонентов ориентированы на поставки крупным компаниям, имеющим внутренние подразделения по разработке собствен-

ных средств автоматизированного проектирования (САПР) и не использующим сторонние программные инструменты. Такие производители не предоставляют достаточного объема технической поддержки или вообще ее не оказывают, а их продукция поставляется на условиях «as is», то есть – как есть, требуя самостоятельного изучения, адаптации к конкретному способу применения и использования полученного функционала под личную ответственность.

Значительная часть комплектующих и готовых встраиваемых устройств, предназначенных для использования в промышленных целях, согласно своему техническому описанию не соответствуют стандартным параметрам (на территории РФ), таким как, например, диапазон рабочих температур и напряжений. Однако практические испытания, как правило, показывают, что изделия фактически удовлетворяют требованиям. Такое явление часто объясняется тем, что заявленные характеристики достаточны для использования на традиционном азиатском рынке. При этом расширение параметров эксплуатации вполне допустимо в пределах заложенного запаса, но приводит к некоторому отклонению прочих регламентируемых параметров на которых сфокусировано маркетинговое позиционирование в определенном классе продукции. По отдельному запросу некоторые производители предоставляют протоколы испытаний, подтверждающие работоспособность в расширенных диапазонах условий эксплуатации.

Одним из ключевых критериев в выборе электронных комплектующих является возможность применения продукции в соответствии с требованиями по электромагнитной совместимости. Поставщики, сталкиваясь с неполнотой технической документации и смешиванием различных стандартов, могут указывать критерий качества функционирования «В» (кратковременные нарушения с последующим восстановлением функций без вмешательства оператора), как принадлежность к классу эксплуатации «В» (для применения в жилых помещениях), подразумевая тем самым, что по таким параметрам как, например, эмиссия помех, эти изделия даже превосходят класс «А» (для промышленных условий эксплуатации). К сведению, для устройств МП РЗА критерий качества функционирования «В»

не допускается. Следовательно, разработчики могут быть введены в заблуждение относительно параметров изделия.

Особенности применения компонентов отечественного производства

Сотрудничество с российскими производителями комплектующих отличается высокой стоимостью отладочных наборов для предприятий-разработчиков, недостаточной технической поддержкой и низким приоритетом поставок электронных компонентов для коммерческого и промышленного использования. В то же время, по состоянию на 2024 год многие образцы полупроводниковых устройств можно считать доступными для проведения полноценных работ на основе отечественных комплектующих и дальнейшего серийного производства.

Выводы

Комплектующие из недружественных стран все еще присутствуют в списке используемых компонентов, но их доля к 2024 году стала невелика и продолжает снижаться.

Выбор производителя и поставщика комплектующих из Юго-Восточной Азии требует особого внимания от служб закупок, разработки и технологического обеспечения.

Независимо от информации, представленной в технических описаниях, необходимо проводить входной контроль комплектующих по партиям и квалификационные испытания на образцах конечной продукции.

Дальнейшее сотрудничество между отечественными производителями электротехнического и радиоэлектронного оборудования и производителями отечественных комплектующих необходимо для актуализации потребностей российского рынка.

При достаточно глубоком анализе технических характеристик, изучении системы поставок и производственных технологий, комплектующие из Юго-Восточной Азии и отечественного производства на 2024 год могут быть использованы для разработки высокотехнологичной, качественной и конкурентоспособной электротехнической продукции, соответствующей современным техническим требованиям, действующим на территории Российской Федерации.

КОМПЛЕКС АПК-2024 АО «ЧЭАЗ» – УНИВЕРСАЛЬНЫЙ ИНСТРУМЕНТ ПОСТРОЕНИЯ РАСПРЕДЕЛЕННЫХ И ЦЕНТРАЛИЗОВАННЫХ СИСТЕМ АСУ ТП И РЗА ЭЛЕКТРОПОДСТАНЦИЙ

Р.В. Коллэ, Россия, г. Чебоксары, АО «ЧЭАЗ», e-mail:
r.kolle@cheaz.rumailto:s.trofimova@cheaz.ru

***Ключевые слова:** контроллер, релейная защита, ЦПС, импорто-замещение, АСУ ТП.*

Введение

20-е годы третьего тысячелетия характеризуются массовым внедрением цифровых технологий. Бытовую сферу занимают «облачные» технологии, промышленность внедряет новые цифровые стандарты (МЭК 61850), сельское хозяйство осваивает системы производства на основе искусственного интеллекта (комбайны, трактора, квадрокоптеры). Движущей силой по развитию и внедрению цифровых технологий стала доступность современных цифровых решений. В поддержку нового курса издаются указ Президента Российской Федерации Путина В.В. от 09.05.2017 № 203 «О Стратегии развития информационного общества в Российской Федерации на 2017 - 2030 годы», а также распоряжения Правительства Российской Федерации от 28.07.2017 № 1632р, утверждающего программу «Цифровая экономика Российской Федерации».

ПАО «Россети» - крупнейшая российская электросетевая компания в мире, подхватила инициативу правительства Российской Федерации и начала активное внедрение цифровых технологий. В 2018 году компания сформулировала и опубликовала концепции «Цифровая трансформация 2030», где были отражены цели, задачи и методы повышения эффективности и качества оказываемых услуг. Проектирование и строительство цифровых электрических подстанций 110кВ и выше подтолкнуло производителей электротехнического кластера разрабатывать новые устройства в соответствии с набором стандартов МЭК 61850 «Сети и системы связи на подстанциях». На электротехническом рынке появились новые устройства с приставкой «цифровые...»: трансформаторы тока и напряжения, терми-

налы релейной защиты, централизованные терминалы защиты, оптические коммутаторы и сплиттеры, регистраторы и анализаторы *цифрового* потока данных, системы оперативного тока и накопления электроэнергии.

Требования к современным цифровым подстанциям выделяют ряд принципов построения энергообъектов:

- обеспечение наблюдаемости объектов;
- автоматизация управления процессами;
- обеспечение снижения потерь электроэнергии;
- повышение надежности электроснабжения.

АО «ЧЭАЗ» идет в ногу со временем и предлагает потребителю новое цифровое решение: АПК-2024 – универсальный инструмент построения распределенных и централизованных систем АСУ ТП И РЗА ПС (рис. 1).



Рис. 1. Внешний вид АПК-2024 АО «ЧЭАЗ»

АПК-2024 – аналог контроллеров SIEMENS, ABB, SCHNEIDER ELECTRIC.

Возможности применения:

1. АСУ ТП;
2. РЗА (распределенное и централизованное);
3. Контроллер присоединения;
4. МФИ и контроль качества электроэнергии;
5. РАС;
6. БАПР;
7. СКАДА-системы.



Рис. 2. Внешний вид АПК-2024 АО «ЧЭАЗ» с установленными модулями СЭМ-ХХ

СЭМ-ХХ специальный электронный модуль в составе:

1. СЭМ-АХ – модуль
аналогового ввода и связи

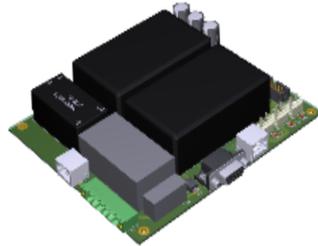
2. СЭМ-ДХ – модуль
дискретных выходов



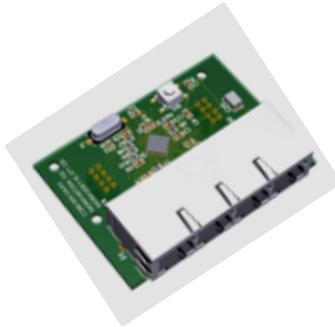
3. СЭМ-ВХ – модуль дискретных входов



4. СЭМ-ПХ – модуль резервируемого питания



5. СЭМ-КХ – модуль коммутатора



Характеристики СЭМ-АХ:

- Каналов аналоговых входов $8 = 8ТТ/ 4ТТ+4ТН/ 8ТН$;
- Класс точности – (0-5А - 0.2S), (5-100А – 0,5), (100-200А – 10Р);
- Количество выборок на канал – 32-256 (250KSPS);
- Питание 24В DC <5 Вт;
- Канал связи: TTL SPI, Ethernet UDP, ВОЛС Manchester-II;
- Встроенный блок коммутатора Ethernet на 4 внешних порта до 1000KBPS;
- СЭМ-АМ – с дополнительным процессором преобразования, анализа и дискретным выходом на выключатель (ТО, МТЗ, САОМ и т.д.);
- Применяется в выносных блоках ПАС или собирается в единый централизованный комплекс.

Характеристики СЭМ-ДХ:

- Каналов дискретных выходов до 16 (в зависимости от схемы подключения: с общей точкой, переключающиеся, полупроводниковые);
- Коммутационные характеристики: 220В DC – 0,3А;
- Время задания выхода – 0,5 мс + время реле;
- Питание 24В DC <5 Вт;
- Канал связи: TTL SPI, Ethernet UDP, ВОЛС Manchester-II;
- Применяется в выносных блоках ПДС или собирается в единый централизованный комплекс.

Характеристики СЭМ-ВХ:

- Каналов дискретных входов 16 (220В AC/DC/24В DC);
- Коммутационные характеристики: 220В DC – 0,3А;
- Гальваническая изоляция;
- Порог срабатывания 160-170В;
- Частота опроса дискретных сигналов – 0,5мс;
- Антидребезг – 0-20мс;
- Отстройка от помех – 5-7мс;
- Питание 24В DC <5 Вт;
- Канал связи: TTL SPI, Ethernet UDP, ВОЛС Manchester-II;
- Применяется в выносных блоках ПДС или собирается в единый централизованный комплекс.

Характеристики СЭМ-ПХ:

- Два резервируемых канала питания (220В DC);
- Защита от переплюсовки;
- Провалы питания: 1,5с – 45%; 0,1с – 60%;
- Длительность перерыва: 0,5с;
- Уровень пульсаций $\pm 12\%$;
- Отклонения напряжения: -20...+10%;
- Сопротивление цепи питания – «земля» – 1МОм.

Характеристики СЭМ-КХ:

- Количество портов: 4 внешних (RJ45), 1 внутренний;
- Уровень коммутатора L2;
- Стандарты: IEEE 802.3 for 10BaseT, IEEE 802.3u for 100BaseT(X) and 100BaseFX, IEEE 802.3x for Flow Control;

- Таблица MAC-адресов - 1000;
- Размер буфера пакетов – 512 кбит;
- Рабочая температура – минус 10 – плюс 60°C;
- Питание 24В DC <5 Вт;
- Монтаж в металлическом корпусе на дин-рейку или без корпуса на плату СЭМ-АХ;
- Применяется в выносных блоках ПАС/ПДС.

Опыт применения

Специалисты АО «ЧЭАЗ» в ноябре 2020 года ввели в опытно-промышленную эксплуатацию контур цифровых резервных защит на ПС 110кВ Радищево.

Состав контура цифровых защит:

- шкафы преобразователей ПАС и ПДС установлены на 7 отходящих линий;
- специализированные опτικο-волоконные шины процесса и станции;
- шкафы цифровой защиты распределенные и централизованные;
- источники гарантированного питания.

Прародителем АПК-2024 стала поставка оборудования в 2019 году на ПС Радищево.



Рис. 13. Блок выносной БВ.УС-01

На базе АПК-2024 реализуется: Система автоматического управления дизель-генераторной установкой (САУ ДГУ)



Рис. 14. ПС 110кВ Радищево



Рис. 15. Система автоматического управления дизель-генераторной установкой (САУ ДГУ)

САУ ДГУ предназначена для автоматизации жизненного цикла дизель-генераторных установок.

Состав САУ ДГУ:

- шкафы управления дизелем (дублированный для 2 группы безопасности),

- шкаф управления генератором,
- шкафы управления собственных нужд: вода, масло, топливо, воздух.

Выносные блоки АПК-2024 применяются в щитах собственных нужд (ЩСН) и шкафах оперативного тока (ШОТВ).

Функциональные возможности:

МФИ на базе АПК-2024;

Контроль состояния коммутационной аппаратуры и наработки;

Мониторинг АБ и ЗВУ;

Контроль изоляции цепей постоянного напряжения;

Контроллер АВР и БАВР.

ЩСН и ШОТ производства АО «ЧЭАЗ» соответствуют требованиям РМРС.



Рис. 16. Шкаф оперативного тока (ШОТВ)



Рис. 17. Шкаф БАВР

НА БАЗЕ АПК-2024 РЕАЛИЗУЮТСЯ ШКАФЫ РАС и БАВР-10кВ

Назначение:

Шкаф РАС – регистрация аварийных процессов как электромагнитных сигналов так и цифровых потоков данных.

БАВР-В предназначен для сверхбыстрого переключения АВР с сохранением бесперебойного питания ответственных потребителей: магистральных насосов, оборудования сложного технологического процесса. Время срабатывания – 7 мс. Объем поставок БАВР.

РАЗРАБОТКА И ПРОИЗВОДСТВО УСТРОЙСТВ РЗА НА ДОСТУПНОЙ КОМПОНЕНТНОЙ БАЗЕ

В.С. Смирнов, Россия, г. Санкт-Петербург, ООО «НТЦ «Механотроника», e-mail:info.mt@systeme.ru

Ключевые слова: микроконтроллеры, санкции, импортозамещение.

Введение

Санкционные ограничения и усложнения в международной логистике оказали определенное влияние на многих производителей оборудования в России. На примере ООО «НТЦ «Механотроника», российского производителя систем микропроцессорной защиты, в докладе освещены следующие вопросы:

1. С какими сложностями пришлось столкнуться при переводе серийных устройств БМРЗ на доступную компонентную базу?

2. Какие новые продукты были разработаны и разрабатываются на доступной компонентной базе?

3. Какие действия предпринимаются для адаптации и изменения программного обеспечения и обеспечения кибербезопасности?

Разработка и производство устройств рза

В новых условиях, которые характеризуются сложностью и изменчивостью, компания проделала огромную работу, направленную на сохранение и укрепление конкурентоспособности своего продуктового предложения. Два года назад команде разработки была поставлена цель по переводу серийных устройств, в первую очередь это касалось линейки самых массовых устройств РЗА на рынке 6-35 кВ (БМРЗ-100, БМРЗ-120 и БМРЗ-150), на доступную компонентную базу. При этом требовалось сохранить все характеристики устройств, а в некоторых случаях даже их улучшить.

Несмотря на то, что большие ресурсы были выделены для работ по сохранению текущего продуктового предложения, ООО «НТЦ Механотроника» за последние два года успешно инициировало разработку новых продуктов на доступной компонентной базе, таких как: микропроцессорный блок релейной

защиты БМРЗ-60-VIP и индикатор наличия напряжения Systeme VPIS для КРУЭ среднего напряжения, а также электронные расцепители для выключателей низкого напряжения SystemeLogic.

Помимо разработки «железа» ООО "НТЦ Механотроника" продолжает активно развивать и совершенствовать свои программные продукты, включая Конфигуратор-МТ, FastView и SCADA-систему WebScada-МТ, с приоритетом на обеспечение кибербезопасности.

Заключение

ООО «НТЦ Механотроника» удалось адаптироваться к новым условиям и поддерживать бесперебойные поставки продукции. Доля компонентов из недружественных стран в продукции ООО «НТЦ Механотроника» сведена к нулю. Следует отметить, что даже в условиях санкционных ограничений компания продолжает успешно разрабатывать новые продукты на доступной компонентной базе.

ЛИТЕРАТУРА

Каталог оборудования Systeme Electric. URL: <https://systeme.ru/product-catalog> (дата обращения 12.02.2024).

УЧЕТ РЕЖИМОВ ВЭС И СЭС ПРИ ПОСТРОЕНИИ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ 110-220 кВ

В.И. Нагай, А.В. Украинцев, С.В. Сарры, Россия, г. Новочеркасск, ЮРГПУ(НПИ) имени М.И. Платова, e-mail: nvi53@mail.ru

И.В. Нагай, Россия, г. Новочеркасск, ЮРГПУ(НПИ) имени М.И. Платова, НПП «РЕЛДОН»

В.В. Нагай, Россия, г. Новочеркасск, НПП «РЕЛДОН»

Н.А. Дони, А.А. Шурупов, Россия, г. Чебоксары, НПП «ЭКРА»

Ключевые слова: релейная защита, ветроэлектростанции, воздушные линии, коллекторные линии, нормальные и аварийные режимы в электрических сетях.

Введение

В России активно продолжается строительство и ввод в работу «зеленых» электростанций – возобновляемых источников электроэнергии (ВИЭ), в т.ч. ветровых (ВЭС) и солнечных (СЭС) электростанций. Так как генерирующие мощности СЭС, использующих ФЭМ, и ВЭС носят распределенный по площади характер, то для выдачи электроэнергии в прилегающую электросеть соединяют энергоустановки линиями электропередач – коллекторными (т.е. собирающими) линиями. Коллекторная сеть – совокупность элементов электрической сети, включающая в себя ЛЭП и электросетевое оборудование, расположенное между выводными клеммами ветроэлектрической установки и распределительным устройством высшего напряжения, через которое осуществляется выдача мощности электростанции в сеть. ВЭУ поставляются комплектно с генераторами (синхронными или асинхронными), преобразователями частоты (связка конвертор-инвертор), силовыми повышающими трансформаторами, оборудованием собственных нужд и (часто) комплектным распределительным устройством. На стороне высшего напряжения силовой трансформатор присоединяется к шинам через силовую выключатель (элегазовый или вакуумный).

Инверторное оборудование работает с отслеживанием уровня напряжения, частоты и фазы (аргумента) внешней сети. При отсутствии напряжения на входе инвертора генерация электроэнергии прекращается автоматически (запираются силовые тиристоры или транзисторы). Выработка генерации возобновляется после подачи на вход инвертора переменного напряжения внешней сети.

Выбор напряжения внешней сети, к которой подключается ВЭС или СЭС, определяет и способ подключения к сети, см. ГОСТ Р 58491-2019. Так, для подключения к сети 110 кВ и 220 кВ возможны следующие варианты: подключение ВЭС/СЭС отпайкой к ЛЭП с уже существующими отпайками (рис. 1, *а*), подключение ВЭС/СЭС отпайкой к ЛЭП с односторонним питанием (рис. 1, *б*), подключение ВЭС/СЭС по одной ЛЭП (рис. 1, *в*) или двум ЛЭП заходами. Подключение ВЭС/СЭС к электрической сети отпайкой (рис. 1, *г*) при отсутствии до этого других отпайек допустимо для сети напряжением 110 кВ, но для

220 кВ допускается при наличии специального обоснования технической невозможности других вариантов подключения (при отсутствии на ЛЭП 220 кВ других ответвлений). Для сети 330 кВ необходимо подключение ВЭС/СЭС к транзитной линии по схеме «заход-выход», рис. 1, д. Возможно подключение двумя линиями к электросети и на напряжении 110-220 кВ.

ВЭС и СЭС, построенные на фотоэлектрических модулях (ФЭМ), не предназначены для работы в «островных» режимах и не могут выделяться на сбалансированную нагрузку. При потере электрической связи с энергосистемой САУ генерирующего оборудования должно запираеть тиристоры/транзисторы в составе инверторов и выдачу электроэнергии в сеть прекращать. Работа инверторов определяется контролем напряжения смежной электросети (его величины, аргумента, частоты). Сама выдача электроэнергии «зелеными» электростанциями не стабильна, зависит от текущих условий окружающей среды.

Для моделирования большинства элементов электросети и станции для расчетов токов КЗ и параметров срабатывания РЗА допустимо и возможно использовать хорошо известные и в целом оправдавшие себя расчетные подходы/методы. Сложности имеются с моделированием в переходных режимах ВЭУ на ВЭС и инверторных станций (ИС) СЭС.

Для ВЭУ 3-го и 4-го типов, а также ИС, ФЭМ на СЭС попытки учета их при расчетах уставок и токов КЗ по аналогии с традиционными гидрогенераторами и турбогенераторами приводят к недопустимо крупным даже не погрешностям, а ошибкам. Говорить об ошибочности методик возможно, так численные значения расхождений между реальными токами КЗ и результатами упрощений могут значительно превышать те пределы, что задаются нормативными требованиями к коэффициентам чувствительности защит, особенно для целей дальнего резервирования. Также про расчетные ошибки можно говорить, учитывая то, что имеются способы и возможности определенно-го уточнения расчетных токов КЗ и уставок РЗА.

В настоящее время в эксплуатационной практике ряда филиалов АО «СО ЕЭС» используется внутренняя инженерная методика, предлагающая свои способы учета генерирующего обо-

рудования СЭС и ВЭС. Также проблемам расчета токов КЗ для ВЭУ разного типа посвящена статья [1].

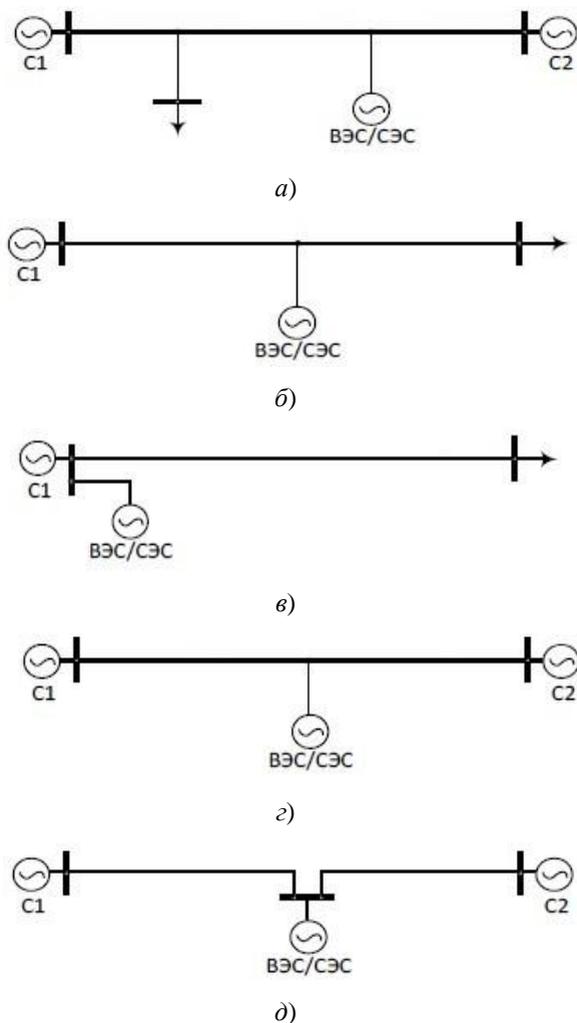


Рис. 1. Схема подключения к сети 110-330 кВ

По «зеленым» станциям и их основным элементам издан ряд ГОСТ, из которых отдельно стоит отметить ГОСТ Р 58491-2019 «Электроэнергетика. Распределенная генерация. Техниче-

ские требования к объектам генерации на базе ветроэнергетических установок».

Нетрадиционные источники электрической энергии со стабилизацией по току оказывают влияние на протекание аварийных процессов. Чувствительность традиционных защит может оказываться недостаточной.

Рассмотрим пример КЗ в реальной электросети, прилегающей к ВЭС (подключена к ВЛ 110 кВ ответвлением). На рис. 2 приведена осциллограмма однофазного КЗ на линии 110 кВ со стороны ВЭС. При возникновении однофазного КЗ в смежной электросети 110 кВ через заземленные трансформаторы начинают протекать токи $3I_0$ от места КЗ, ток $3I_0$ выше, чем ток подпитки точки КЗ от собственно генерирующих установок ВЭС.

Заключение

Широкомасштабное строительство электростанций, использующих ВИЭ, делает вопросы реализации комплексов РЗА на них с требуемыми чувствительностью, надежностью, быстродействием и селективностью крайне актуальными.

На ВЭС и СЭС с ФЭМ в силу конструктивных особенностей имеются проблемы в части резервирования отключения КЗ за трансформаторами энергоустановок, с чувствительностью и селективностью защит (в т.ч. защит линий 110-220 кВ, включая полуккомплекты основных защит) при КЗ во внешней сети, особенно при присоединении «зеленых электростанций» к электросетям ответвлениями.

Сложность резервирования защит элементов СЭС и ВЭС также связана с неприменимостью традиционных подходов к расчётам аварийных режимов в распределительных электрических сетях в силу представленности множества источников, подпитывающих точку КЗ, с различным поведением при снижении напряжения, появлении составляющих несимметрии, что требуется учитывать.

Были исследованы различные виды повреждений в коллекторной сети (на КЛ 35 кВ и за трансформаторами ответвлений к ВЭУ), а также при КЗ в смежной электросети, в т.ч., получен массив данных по основным измеряемым и вычисляемым входным и рабочим сигналам измерительных органов РЗА на ВЭС и

СЭС. Математическое моделирование, как и реальные осциллограммы повреждений в сети показывают сложность выполнения релейной защиты на ВЭС с требуемыми чувствительностью, селективностью, надежностью и быстродействием.

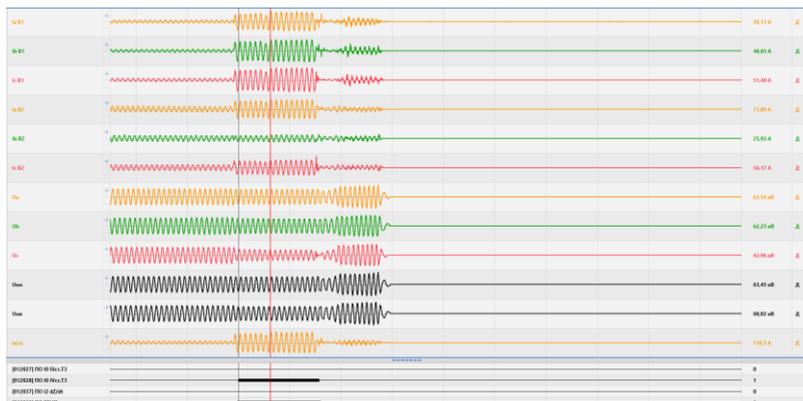


Рис. 2. Осциллограмма при однофазном КЗ на ВЛ 110 кВ

Выполняемое моделирование дает основания и предпосылки синтезирования более эффективных и надежных алгоритмов функционирования и принципов действия РЗА для коллекторной сети ВЭС и СЭС.

ЛИТЕРАТУРА

1. Касьянов С. Е., Москаленко В.В., Рывлин И.А., Суворов Е.С., Шескин Е.Б. Принципы моделирования ветроэнергетических установок для расчета токов короткого замыкания//Известия НТЦ Единой энергетической системы. – СПб., №(1)76, 2017. – 21-27 с.
2. ГОСТ Р 58491-2019 Электроэнергетика. Распределенная генерация. Технические требования к объектам генерации на базе ветроэнергетических установок.
3. ГОСТ Р 54418.27.1-2019 Установки ветроэнергетические. Часть 27-1. Общие имитационные модели ветроэнергетических установок, присоединенных к энергосистеме.

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА НА ОБЪЕКТАХ С ВОЗОБНОВЛЯЕМЫМИ ИСТОЧНИКАМИ ЭНЕРГИИ. ТЕКУЩЕЕ СОСТОЯНИЕ

В.А. Ефремов, А.В. Ефремов, М.Ю. Петрушков, С.Ю. Смирнов, Россия, г. Чебоксары, ООО «Релематика», ЧувГУ им.Ульянова, e-mail: efremov_va@relematika.ru

Ключевые слова: релейная защита, возобновляемые источники электроэнергии, защиты с абсолютной и относительной селективностью, информационные параметры для релейной защиты, симметричные и аварийные составляющие, расчёт параметров срабатывания защит.

Введение

В настоящее время мощность объектов генерации на основе возобновляемых источников электроэнергии (ВИЭ), внедряемых в энергосистему России, продолжает увеличиваться. Согласно информационному обзору рынка ВИЭ по итогам 4-го квартала 2023 года, выполненному ассоциацией развития возобновляемой энергетики России [1], объём мощностей ВИЭ, введённых в эксплуатацию в ЕЭС, составил 340,3 МВт, а суммарный объём достиг 6,12 ГВт. К 2030 году запланировано удвоить объём ВИЭ-генерации. При этом необходимо отметить, что основной прирост мощностей ВИЭ приходится на ветровые (ВЭС) и солнечные (СЭС) электростанции. На текущем этапе в работу вводятся ВЭС IV типа и СЭС, которые подключаются к электрической сети переменного тока напрямую через полупроводниковый инверторный преобразователь. Для инверторных преобразователей характерным свойством является неизменность величины тока на выходе при изменении величины внешнего сопротивления в широком диапазоне. Внутреннее сопротивление инверторного преобразователя значительно превосходит сопротивление внешней сети, то есть для внешней сети инверторные преобразователи являются источниками тока. Согласно [2], величина тока подпитки от ВЭС и СЭС, подключённых к сети через инверторный преобразователь, в установившемся режиме короткого замыкания (КЗ) может находиться в диапазоне от номинального тока $I_{\text{НОМ}}$ до $1,5I_{\text{НОМ}}$. Очевидно, что такие величины тока существенно меньше тока подпитки КЗ от при-

вычных источников энергии в виде синхронных машин. Значения токов подпитки КЗ от инверторного преобразователя зависят от многих параметров, в частности, от особенностей его конструкции, алгоритмов работы функций автоматического управления и технологических защит, а также от способа подключения инверторного преобразователя к сети.

Как известно, основные принципы работы существующего комплекса релейных защит и автоматики (РЗА) линий построены на использовании в качестве источника электроэнергии источник электродвижущей силы, внутреннее сопротивление которого имеет близкое к нулю значение. Использование инверторных преобразователей для подключения ВЭС и СЭС в распределительные сети требует замены/доработки принципов функционирования существующих алгоритмов РЗА линий, так как значения тока подпитки КЗ на выходе инверторного преобразователя близки к рабочему току и практически не изменяются на протяжении всего переходного процесса [3]. Данное явление может привести к снижению чувствительности или полному отказу в срабатывании классических алгоритмов РЗА, использующих в качестве основного или одного из основных информационных параметров ток повреждения в защищаемой зоне.

Селективное действие защит, установленных со стороны ВЭС и СЭС с инверторными преобразователями, может быть осуществлено при использовании в качестве информационных параметров фазных напряжений, их симметричных и аварийных составляющих.

В статье приведён анализ поведения РЗА линий, соединяющих традиционные подстанции и подстанции ВИЭ, а также проектные решения для линий с ВЭС и СЭС, подключённых к электрической сети напрямую через инверторный преобразователь.

Анализ поведения защит линий отходящих от подстанций с возобновляемыми источниками

Защиты с абсолютной селективностью ЛЭП, отходящих от подстанций с ВИЭ, в зависимости от конфигурации защищаемой линии состоят из двух и более полуккомплектов, устанавливаемых по концам ЛЭП или на ответвительных подстанциях. Полуккомплекты могут связаны между собой высокочастотной

(ВЧ) или по волоконно-оптической линией связи (ВОЛС). Анализ показывает о возможности применения только некоторых видов таких защит на ЛЭП, примыкающие к подстанциям с ВИЭ.

Дифференциально-фазная защита линии (ДФЗ)

Принцип действия защиты основан на сравнении фазовых углов сигналов, получаемых с выхода комбинированного фильтра токов каждого полукомплекта. Полукомплекты сравнивают фазы комбинации токов прямой и обратной последовательностей.

Подавление инвертором тока обратной последовательности, приводит к потере одного из основных слагаемых тока манипуляции – $k_2 I_2$, что негативно влияет на формирование разности фаз аварийных токов с выходов комбинированных фильтров обоих полукомплектов при внутреннем КЗ и может приводить к неселективной работе ДФЗ. Поэтому в классическом исполнении функция ДФЗ не может быть рекомендована на линиях, отходящих от ВЭС/СЭС, использующих инверторные преобразователи, так как в случае подавления токов обратной последовательности инвертором пропадает возможность правильного манипулирования высокочастотным приемопередатчиком.

Направленная высокочастотная защита (НВЧЗ)

В качестве основных пусковых измерительных органов (ИО) НВЧЗ при несимметричных КЗ используются напряжение и ток обратной последовательности. Из приведённого ранее анализа функционирования ДФЗ линий с ВЭС/СЭС следует, что в случае подавления токов обратной последовательности инвертором возможность корректного формирования пусковых сигналов НВЧЗ также пропадает. Применение реле сопротивления (РС) в качестве одного из пусковых органов не даёт гарантии корректного срабатывания защиты, поскольку работа РС в значительной степени зависит от тока в месте установки защиты, характер изменения которого, с учётом наличия управляемых источников, непредсказуем. Однако, как показано в [4] и реализовано в [5], использование НВЧЗ на таких объектах возможно в том случае, если в качестве основной защиты применить гибрид, предполагающий для выполнения принципа абсолютной селективности на линии использование одновременно блокиру-

ющих и разрешающих логических сигналов от полукомплектов НВЧЗ, установленных соответственно на подстанции с ВИЭ и на питающем конце линии. Особенностью такой защиты [4] является использование ИО напряжения для пуска защиты, а также изменённая логика работы ВЧ-связи, которая со стороны питающего конца посылает разрешающий сигнал, а со стороны подстанции с ВИЭ выдаёт блокирующий.

Защита с высокочастотной блокировкой

По принципу действия эта защита схожа с НВЧЗ. Ее информационная база также соответствует НВЧЗ, что предполагает аналогичные решения при защите линий с ВЭС.

Дифференциальная защита линии (ДЗЛ)

При наличии ВОЛС на ЛЭП, подключённых к ВИЭ, существует возможность применения дифференциальной защиты линии. ДЗЛ, принцип действия которой основан на постоянном сравнении векторной суммы комплексных токов, измеряемых на разных концах линии, на таких объектах практически работает как максимальная токовая защита (МТЗ), ограниченная посредством ВОЛС зоной действия.

В режиме внутреннего КЗ значение тока подпитки места замыкания со стороны энергосистемы будет существенно больше значения рабочего тока, а ток подпитки со стороны подстанции с ВЭС/СЭС будет ограничен значением не более 1–1,5 максимального рабочего тока. При этом на обоих полукомплектах будет получен результат «высокое значение тока» вне зависимости от сценария управления характеристиками тока и напряжения со стороны инвертора. В результате устройство ДЗЛ выдаст команду на отключение линии.

Таким образом, малая величина тока от ВИЭ не оказывает влияния на работу ДЗЛ до тех пор, пока сумма токов превышает величину порога срабатывания. Соответственно ДЗЛ превращается в МТЗ с контролем направления тока на другом конце линии.

Максимальная токовая защита (МТЗ) и токовая защита нулевой последовательности (ТЗНП)

Применяя защиты, использующие в качестве основного информационного параметра ток, протекающий в месте уста-

новки защиты (МТЗ, ТЗНП), необходимо учесть, что их стандартная реализация с реле максимального действия оказывается нереализуемой на линиях, отходящих от ВЭС и СЭС, поскольку ток подпитки КЗ от ВИЭ в значительной степени зависит от стратегии управления инверторным преобразователем. Это означает, что предсказать характер изменения токов в повреждённых и неповреждённых фазах при КЗ в зоне действия ступени защиты невозможно. Возможности применения адаптивных защит линий [6] также ограничены из-за соизмеримых величин аварийных составляющих в повреждённых и неповреждённых фазах при КЗ в зоне действия ступени защиты. Использование аварийных симметричных составляющих не может быть рекомендовано из-за того, что в случае возникновения КЗ «за спиной» защиты ток, протекающий через защиту, может на порядок превышать ток при КЗ в зоне действия защиты. Возникающие при этом небалансы будут значительно превышать формационные аварийные токи при КЗ в зоне действия защиты.

На подстанциях С ВИЭ с эффективно заземлённым нейтральным выводом силового трансформатора токовые защиты нулевой последовательности применяются для защиты ЛЭП от КЗ на землю и включаются на токи и напряжения нулевой последовательности. Однако ТЗНП, согласно [7], должна иметь орган направления мощности нулевой и (или) обратной последовательности, реагирующий на токи обратной последовательности, которые могут оказаться некорректными ввиду их подавления инвертором.

Дистанционная защита (ДЗ)

В ДЗ вычисление сопротивления до места КЗ выполняется в зависимости от определения вида повреждения и повреждённых фаз. Поскольку в алгоритмах решения этих задач могут использоваться симметричные составляющие, то, с учётом рассмотренного выше влияния инверторов на токи и напряжения в переходном процессе, результат решения может оказаться некорректным.

Таким образом, говоря о защитах с относительной селективностью для линий 110 кВ и выше с ВИЭ на базе инверторных преобразователей, следует отметить, что в классическом

исполнении все они основываются на токовых информационных параметрах, которые в аварийных режимах не несут достаточной информации для принятия конкретного решения алгоритмом РЗА. Поэтому следует искать иные решения, основывающиеся в первую очередь на использовании в качестве основного информационного параметра напряжения сети.

Технические решения для объектов с ВИЭ

Вышеприведенный анализ высвечивает проблемы применения РЗА на ЛЭП с ВИЭ. Технические решения по применению РЗА на объектах с ВИЭ в значительной мере зависят от конфигурации сети, типа самой линии, а также от состояния нейтральных выводов силовых трансформаторов на подстанциях с ВИЭ. В качестве информационных параметров на таких объектах в первую очередь должны быть использованы фазные напряжения, их симметричные и аварийные составляющие.

Для идентификации внешних повреждений, когда в линии со стороны подстанции с ВИЭ наблюдается сквозной ток, можно применять и классические защиты, посредством которых определяется либо направление аварийной мощности при несимметричных КЗ, используя, например, реле направления мощности (РНМ) обратной последовательности, либо величина тока прямой последовательности при трехфазном замыкании. При внутренних повреждениях выявление КЗ можно выполнить только по величинам симметричных составляющих напряжения. Реле, использующие ток, равно как и РНМ, здесь неприменимы. Практически аналогичная ситуация наблюдается и при повреждениях «за спиной» у питающей подстанции. В таком режиме ток КЗ поступает только от подстанции ВИЭ, т. е. почти не несёт полезной информации.

При заземлённом нейтральном выводе силового трансформатора на подстанции с ВИЭ в случае КЗ на землю наиболее очевидным является применение ТЗНП, которая вместе с РНМ нулевой последовательности обеспечит селективную работу РЗА на подстанции. При этом из РНМ следует убрать токи и напряжения обратной последовательности, используемые для улучшения качества защиты.

Вторым фактором, облегчающим применение защит на объектах с ВИЭ, является транзитный режим работы линии с ВИЭ. В транзите выявление вида КЗ и зоны значительно упрощается, т. к. токи КЗ в этом случае будет определяться в основном от двух питающих подстанций, а незначительный вклад в ток КЗ от ВИЭ оказывается почти не ощутим. В такой конфигурации практически применимы все виды защит с абсолютной и относительной селективностью, кроме ДФЗ. ДФЗ может быть рассмотрена для ЛЭП с ВИЭ только в том случае, если величины токов от ВИЭ не будут искажать фазу аварийного тока, источником которого является место повреждения.

Иная ситуация возникает, когда ЛЭП с ВИЭ оказывается в режиме работы только с одной питающей подстанцией, т. е. в тупиковом режиме. В этом случае проведенный анализ отвергает применение всех токовых защит. Важным фактором является вид связи между подстанциями. При наличии ВОЛС однозначно применяется ДЗЛ, которая должна обеспечить селективность действия РЗА как при внутренних КЗ, так и при КЗ «за спиной» подстанции с ВИЭ. При использовании ВЧ-каналов в качестве связи в применяемой РЗА должны быть задействованы специально разработанные алгоритмы защиты. В [8] описан алгоритм, когда один и тот же ВЧ-канал применяется как для посылки блокирующих сигналов со стороны ВИЭ, так и для разрешающих (отключающих) сигналов со стороны питающей подстанции (рис. 1).



Рис. 1. Применение защиты с абсолютной селективностью с посылкой блокирующих и разрешающих сигналов на ЛЭП с ВИЭ

Задача может быть облегчена, если для передачи разрешающих сигналов будет предоставлен дополнительный канал высокочастотного телеотключения (ВЧТО). При этом принцип работы, описанный в источниках [4] практически не меняется.

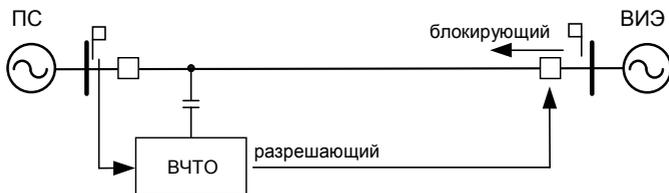


Рис. 2. Применение защиты с абсолютной селективностью с посылкой ВЧТО и разрешающих сигналов на ЛЭП с ВИЭ

Таким образом, для защиты ЛЭП с ВИЭ предпочтение следует отдавать каналам передачи информации между концами линии, выполненным на ВОЛС, а из защит применять ДЗЛ, описанный в [9]. В случае использования высокочастотного канала связи между концами ЛЭП для защит рекомендовано использовать гибридные схемы передачи информации. Из защит для таких ЛЭП следует рассматривать НВЧЗ или защиту с ВЧ-блокировкой с адаптацией алгоритмов для конца с ВИЭ. В качестве основных информационных параметров для защит со стороны ВИЭ должны предлагаться ИО на базе фазных величин, их симметричных и аварийных составляющих напряжения.

Анализ поведения защиты на линии с ВИЭ

В качестве примера будет рассмотрено поведение защит на подстанции с ВЭС мощностью 82 МВт. Согласно приведенной на рис. 3 осциллограмме токов и напряжений, происходит междуфазное КЗ фаз В и С (КЗ произошло на линии 110 кВ 09.01.24 в 21:08:16). В алгоритме защиты основным критерием для выявления КЗ в зоне является орган напряжения обратной последовательности (ИО « $U_{2откл}$ »), который сработал менее чем через 5 мс после начала несимметричного КЗ. Отсутствие при этом срабатывания блокирующих обратноподключенных реле направления мощности обратной последовательности (сигнал «РНМОП») и реле сопротивления (сигнал «РС»), а также одновременное появление разрешающего ВЧ-сигнала с противоположного конца (DI «ВЧ-приём») приводит к формированию команды отключения (сигналы «Откл. ЭМО1 ЭМО2»).

На рис. 4 приведена аналогичная осциллограмма КЗ в фазах В и С, которая была зафиксирована после автоматического повторного включения при отключённом выключателе со стороны

подстанции ВЭС (КЗ произошло на линии 110 кВ 09.01.24 в 21:08:19). На этой осциллограмме токи со стороны ВЭС отсутствуют. Однако защита линии со стороны ВЭС отработала селективно и отключила выключатель. Формирование сигнала отключения при этом происходит после срабатывания ИО напряжения обратной последовательности и при получении разрешающего ВЧ-приёма с противоположного питающего конца линии. Этот пример наглядно показывает независимость работы защиты от тока со стороны ВИЭ, когда в качестве основного информационного параметра используется только напряжение.

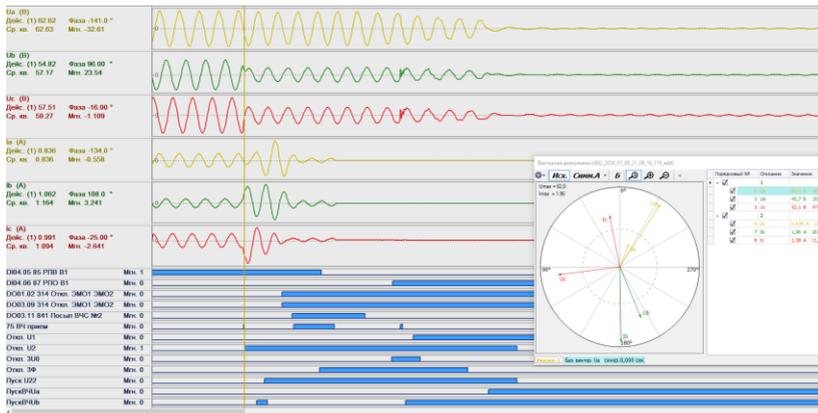


Рис. 3. Осциллограмма токов и напряжений при КЗ в фазах В и С, измеряемых на подстанции с подключенной ВЭС

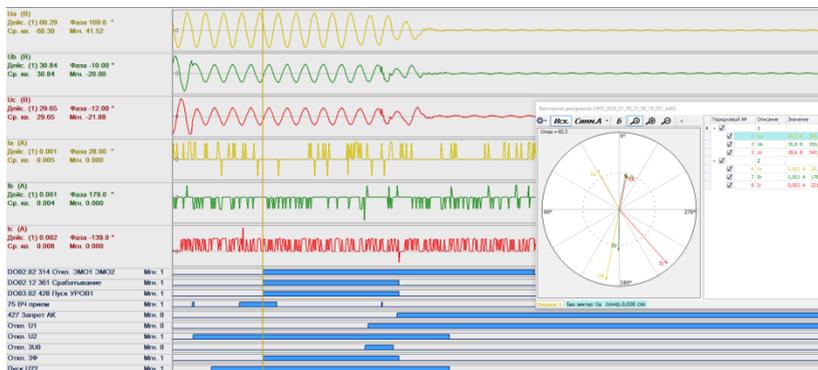


Рис. 4. Осциллограмма токов и напряжений при КЗ в фазах В и С с отключённой ВЭС

Заключение

1. Применение существующих комплексов РЗА, выполненных по стандартным классическим алгоритмам, за исключением дифференциальных защит линий, неприменимо на линиях, отходящих от подстанций с ВИЭ.

2. Для построения РЗА для подстанций с ВИЭ следует рассматривать гибридные варианты построения защит с фиксацией появления КЗ в системе по величинам напряжения фаз и их симметричных и аварийных составляющих, а также применять органы направления для выявления направления перетоков аварийной мощности в системе при повреждениях «за спиной» защит на подстанции с ВИЭ.

3. Для защит, установленных на шинах питающей подстанции могут быть рекомендованы различные варианты защит в классическом исполнении. При этом на выбор защит определяющую роль играет тип связи (ВЧ-канал или ВОЛС) между питающей подстанцией и подстанцией с ВИЭ.

4. Для обеспечения абсолютной селективности ВЧ защит на линиях, отходящих от подстанций с ВИЭ, может быть применена комбинация из разрешающих и блокирующих ВЧ-сигналов. Для идентификации повреждения в защищаемой зоне в качестве информационного параметра используется только напряжение линии и его составляющие, которые подготавливают цепи отключения выключателя.

ЛИТЕРАТУРА

1. АРВЭ. Ежеквартальный информационный обзор рынка ВИЭ в России IV квартал 2023. с. 3, https://reda.ru/upload/iblock/c15/n01k7mw5liiy4aqioy7z9kmbbb2wxn9/202401_RREDA_quarterly_report_q_4_2023.pdf.

2. IEC 60909-0:2016. Short-circuit currents in three-phase AC systems – Part 0: Calculation of currents, <https://webstore.iec.ch/publication/24100>.

3. Tsili M., Papathanassiou S. Review of grid code technical requirements for wind farms // IET Renewable Power Generation. 2009. Vol. 3. Is. 3. pp. 308-332. DOI: 10.1049/iet-rpg.2008.0070.

4. Ефремов В.А., Ефремов А.В., Петрушков М.Ю., Широкина Е.В. Особенности выполнения защит линии при наличии ветряных электростанций, Сборник докладов Международной конференции «Релейная защита и автоматика энергосистем – 2020».

5. Терминал направленной высокочастотной защиты с функцией КСЗ линий 110-220 кВ типа «ГОР 300 НВЧЗ 54Х». Руководство по эксплуатации. Описание устройства и работы терминала АИПБ.656122.011-044 РЭЗ ver.18.1.

6. Ефремов В.А., Ефремов А.В., Таныгин С.А. Адаптивные уставки для реле тока и напряжения. Релейная защита. №01, март 2023.

7. ГОСТ Р 58887–2020 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Дисансионная и токовые защиты линий электропередачи и оборудования классом напряжения 110-220 кВ. Функциональные требования.

8. Пат. №273594 Российская Федерация. МПК НО2Н 7/06, НО2Н 3/28. Ефремов В.А., Ефремов А.В., Петрушков М.Ю. Способ защиты линий электропередачи с возобновляемыми источниками электроэнергетики. Опубл. 11.11.2020, бюл.№32.

9. Ефремов В.А., Ефремов А.В., Смирнов С.Ю., Таныгин С.А. Применение устройств РЗА для линий электропередач с возобновляемыми источниками электроэнергии. Релейная защита и автоматика энергосистем – 2023. Сб. докладов междунар. научн.- технич. конф. - Сочи/2023.

Авторы:

Ефремов Валерий Александрович, кандидат технических наук, доцент кафедры ТОЭ и РЗА ФГБОУ «Чувацкий госуниверситет им. И.Н. Ульянова», заместитель исполнительного директора по техническим вопросам ООО «Релематика». E-mail: efremov_va@releematika.ru.

Ефремов Алексей Валерьевич, инженер департамента стратегического развития ООО «Релематика», аспирант ФГБОУ «Чувацкий госуниверситет им. И.Н. Ульянова» по профилю Электрические станции и электроэнергетические систем. E-mail: efremov_av@releematika.ru.

Петрушков Михаил Юрьевич, ведущий инженер отдела инжиниринга проектов ООО «Релематика», аспирант ФГБОУ «Чувацкий госуниверситет им. И.Н. Ульянова» по профилю Электрические станции и электроэнергетические системы. E-mail: petrushkov_mu@releematika.ru.

Смирнов Сергей Юрьевич, научный сотрудник Центра моделирования электроэнергетических систем ОАО «ВНИИР», аспирант ФГБОУ «Чувацкий госуниверситет им. И.Н. Ульянова» по профилю Электрические станции и электроэнергетические системы. E-mail: syusmirnov@vniir.ru.

ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ СИСТЕМЫ ВОЛНОВОГО ОМП НА ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ 220 кВ ТОММОТ-МАЙЯ

**В.Ф. Лачугин, А.Н. Подшивалин, Г.Н. Исмуков,
А.П. Львов, Россия, АО «НТЦ ФСК ЕЭС» (Москва),
ООО «Релематика» (Чебоксары), Филиал ПАО «Россети» –
МЭС Востока (Хабаровск), e-mail: ismukov_gn@relematika.ru**

Ключевые слова: волновое ОМП, грозовой разряд, грозовое отключение, обратное перекрытие изоляции, линия электропередачи

Введение

Волновой метод оценивается как перспективное средство определения места повреждения (ОМП) на линиях электропередачи (ЛЭП). Для его реализации производится регистрация высокочастотных процессов при коротких замыканиях (КЗ) при помощи специализированных устройств РЗА. Последующий анализ осциллограмм с выявлением точного времени фронта волны на каждом конце ЛЭП с привязкой к астрономическому времени позволяет выполнять ОМП с высокой точностью [0, 0].

В настоящей статье выполнен анализ функционирования устройств ТОР 300 ВОМП системы волнового определения места повреждения (ВОМП), установленных в эксплуатацию в сентябре 2021 г. на протяженной двухцепной кабельно-воздушной линии электропередачи (ЛЭП) 220 кВ Томмот-Майя. Настоящий доклад посвящен исследованию КЗ, возникших в период эксплуатации.

Анализ результатов эксплуатации

Все произошедшие в период наблюдения ЛЭП отключения были вызваны грозowymi разрядами, сопровождавшимися перекрытием подвесных изоляторов, что подтверждено при обходе ЛЭП. Высокая вероятность грозowych отключений согласуется с общей статистикой отключений в этом регионе [0]. Быстрое отключение КЗ происходило без значительных повреждений, следы перекрытий заметны лишь при ближайшем рассмотрении. Осмотр всех изоляторов на 1287 опорах ЛЭП 220 кВ Томмот-Майя длиной 434,7 км представляет большую сложность, по-

этому точное решение задачи ОМП имеет высокую актуальность [0].

В таблице 1 представлены результаты ОМП при КЗ на ЛЭП. Они свидетельствуют о повышенной точности системы ВОМП по сравнению с устройствами ОМП по параметрам аварийного режима (ПАР), установленными на этой же ЛЭП. При всех КЗ записаны осциллограммы с частотой дискретизации 1 МГц, длительность записи предаварийного режима составляет не менее 150 мс.

Характерной особенностью осциллограмм при грозовых отключениях является увеличение шумового фона непосредственно перед КЗ. Пример сигнала междуфазного напряжения u (случай №4) показан на рис. 1а, на рис. 1, б – тот же сигнал после удаления основной гармоники. Фронт волны КЗ соответствует моменту времени $t=0$ мс. Шум имеет амплитуду до 0,6 В и, согласно спектрограмме, показанной на рис. 1, в, занимает полосу частот до 50 кГц, приводя к возрастанию текущего значения эксцесса до 23,5 и снижая качество определения фронта волны. На основе анализа данных рис. 1 получено, что величина эксцесса в начале фронта волны КЗ составляет лишь 15,1, что много меньше возможных 471,0, а затем возрастает до 117,3 – этого вполне достаточно для обеспечения чувствительности к фронту и срабатывания устройств системы ВОМП.

Таблица 1
Срабатывание системы ВОМП при КЗ на ЛЭП

№	Дата, время	Фактическое место КЗ, км	ОМП по ПАР, км	ВОМП, км	Погрешность ВОМП, км	Наличие шума
1	22.05.2022 17:50:06	61,8	57,9	61,0	0,8	Нет
2	03.07.2022 18:41:44	314,4	335,9	314,1	0,3	Да
3	03.07.2022 21:41:35	210,9	212,1	208,2	2,7	Да
4	03.08.2022 12:36:34	181,5	182,4	181,3	0,2	Да

В случае №1 повышения шума не было, как и при проведении искусственных КЗ на этой линии при вводе системы ВОМП в эксплуатацию. Во всех этих КЗ пробой изоляции наблюдался на опорах со средним (до 20 Ом) и повышенным (до 30 Ом) сопротивлением заземления. Шум в случаях №№ 2-4 зафиксирован в сигнале напряжения, измеренном устройствами TOP 300 ВОМП с помощью электромагнитных трансформаторов напряжения, установленных на ПС 220 кВ Томмот и ПС 220 кВ Майя.

Только в случае №1 КЗ произошло мгновенно, а в остальных случаях продолжительность шума, предшествовавшего КЗ, составила от сотен микросекунд до единиц миллисекунд.

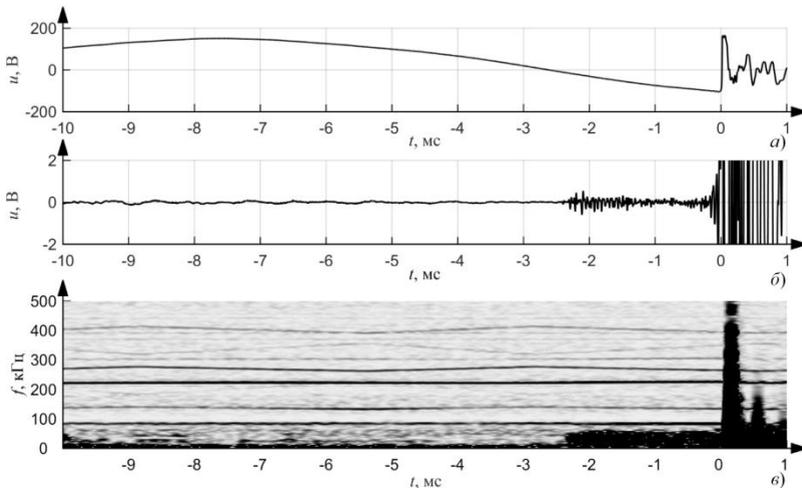


Рис 1. Шум перед КЗ (случай №4): *а* – измеренный сигнал; *б* – сигнал после удаления составляющей основной частоты; *в* – спектрограмма

Заключение

Шумы, вызванные грозовыми возмущениями, сопровождавшими КЗ на ЛЭП 220 кВ Томмот-Майя, носят нерегулярный характер и имеют различную длительность. Помехи в предшествующем короткому замыканию режиме искажают характеристики величин, поступающих на измерительные органы ВОМП, однако чувствительность выбранного критерия срабатывания сохраняется. Таким образом, система ВОМП демонстрирует повышенную по сравнению с ОМП по ПАР точность.

ЛИТЕРАТУРА

1. Подшивалин А.Н. Исследование свойств коэффициента эксцесса в задаче волнового определения места повреждения линий электропередачи // Релейная защита и автоматизация. – №1. – 2023. – С.50-57.
2. Лачугин В.Ф., Панфилов Д.И., Попов С.Г., Платонов П.С., Алексеев В.Г., Ключкин Н.Г., Подшивалин А.Н. Разработка и применение устройств определения места повреждения на линиях электропередачи с использованием волновых методов // Энергия единой сети. – № 5-6 (60-61). – 2021. – С.50-66.
3. Киселев А.Ю., Львов А.П., Васильев П.Ф., Пинчуков П.С. Исследование предпосылок возникновения обратных перекрытий гирлянд изоляторов магистральных ЛЭП и определение места их повреждения // Энергия единой сети, №3-4 (70). – 2023. – С.20-24.
4. Львов А.П., Лачугин В.Ф., Пинчуков П.С., Киселев А.Ю. Применение устройств определения места повреждения на воздушных линиях электропередачи 220 кВ западного и центрального районов республики Саха (Якутия) // Энергия единой сети, №5-6 (71). – 2023. – С.24-28.

ПРИНЦИПЫ ВЫПОЛНЕНИЯ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОЙ ЗАЩИТЫ ОТ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ В КАБЕЛЬНЫХ СЕТЯХ 6-10 КВ

К.С. Алёшин, А.А. Сёмушкин, Россия, г. Иваново, АО «РАДИУС-Автоматика»

Т.Ю. Шадрикова, В.А. Шунн, Россия, г. Иваново, ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»

***Ключевые слова:** кабельные сети 6–10 кВ, однофазные замыкания на землю, универсальная централизованная защита от замыканий на землю.*

Введение

Селективная защита от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) в электрических сетях среднего напряжения может выполняться как с применением индивидуальных (на одно присоединение), так и централизованных устройств, охватывающих

все присоединения, подключенные к шинам защищаемого объекта. Преимуществами централизованных исполнений устройств является уменьшение удельных (на одно присоединение) расходов на выполнение защиты сети от ОЗЗ, упрощение ее эксплуатации и проектирования. Централизованные устройства защиты от ОЗЗ (ЦУЗЗ) актуальны, прежде всего, в распределительных кабельных сетях 6–10 кВ систем промышленного и городского электроснабжения.

Требования к централизованным устройствам защиты

При разработке ЦУЗЗ, обладающих высокой селективностью и устойчивостью функционирования, необходимо учитывать особенности, обусловленные:

1) применением в кабельных сетях 6–10 кВ различных режимов заземления нейтрали (изолированная нейтраль, резистивное заземление нейтрали, резонансное заземление нейтрали через дугогасящий реактор (ДГР), комбинированное заземление нейтрали через ДГР и резистор, полная компенсация тока ОЗЗ);

2) многообразием видов замыканий, учитываемых при выполнении защиты от данного вида повреждений: устойчивые ОЗЗ (УОЗЗ) – металлические и через переходное сопротивление, дуговые перемежающиеся замыкания (ДПОЗЗ), сопровождающиеся при повторных зажиганиях заземляющей дуги эскалацией перенапряжений и бросков переходного тока, дуговые прерывистые замыкания (ДПрОЗЗ), не сопровождающиеся опасными для сети перенапряжениями, кратковременные самоустраивающиеся ОЗЗ (КрОЗЗ).

С учетом указанных особенностей условий функционирования ЦУЗЗ для кабельных сетей 6–10 кВ должны обеспечивать выполнение следующих основных требований:

– универсальность, т.е. возможность применения защиты как в некомпенсированных, так и в компенсированных сетях;

– селективное определение поврежденного присоединения при всех учитываемых разновидностях ОЗЗ, включая КрОЗЗ;

– селективное определение замыканий на шинах защищаемого объекта;

– непрерывность действия при УОЗЗ и наиболее опасных для сети ДПОЗЗ;

– распознавание разновидностей ОЗЗ в целях выбора наиболее эффективного способа действия защиты (сигнал или отключение).

Анализ изложенных выше требований позволяет сделать вывод, что эффективное универсальное техническое решение в части централизованной защиты от ОЗЗ как для компенсированных, так и для некомпенсированных кабельных сетей 6-10 кВ, обеспечивающее высокую селективность и устойчивость функционирования при всех учитываемых видах замыканий на землю, возможно только на основе многофункциональных устройств, реализующих несколько различных способов определения поврежденного присоединения с использованием электрических величин как установившегося режима, так и переходного процесса, возникающего при пробое изоляции фазы сети на землю.

Принципы выполнения централизованной защиты

Для выполнения сформулированных выше требований в ЦУЗЗ для кабельных сетей 6-10 кВ, на наш взгляд, должны быть реализованы следующие функции защиты от ОЗЗ:

1) централизованная токовая защита относительного замера, обеспечивающая селективное определение поврежденного присоединения и непрерывность действия при УОЗЗ и ДПОЗЗ, основанная на сравнении:

– среднеквадратичных значений полных токов $3i_0$ для сетей, работающих с изолированной нейтралью или с высокоомным резистивным заземлением нейтрали;

– высших гармонических составляющих токов $3i_0$ для компенсированных сетей;

2) централизованная импульсная направленная защита (ЦИНЗ) для компенсированных и некомпенсированных сетей, основанная на контроле начальных фазных соотношений электрических величин переходного процесса при ОЗЗ, обеспечивающая выполнение дополнительных функций, которые не могут быть реализованы на основе алгоритма относительного замера значений токов в присоединениях защищаемого объекта, а именно:

– распознавание замыканий на шинах при всех видах ОЗЗ;

– селективную фиксацию КрОЗЗ на присоединениях и на шинах;

– резервирование токовой защиты относительного замера за счет селективной фиксации первоначального пробоя изоляции, возникающего при всех видах ОЗЗ.

3) общая неселективная защита максимального напряжения нулевой последовательности (контроль изоляции сети).

Схема алгоритма централизованной токовой защиты относительного замера приведена на рис. 1.

Выбор необходимого режима заземления нейтрали сети осуществляется программными переключателями в цепях формирователей параметров входного тока (1 – изолированная, 2 – компенсированная, рис. 1).

Непрерывность действия защиты при ДПОЗЗ наиболее просто можно обеспечить соответствующим выбором времени усреднения $T_{\text{уср}}$ при вычислении среднеквадратичного значения входного тока $3i_0$ и времени срабатывания защиты $T_{\text{ср.мин}} > T_{\text{уср}}$

$$3I_0 = \sqrt{\frac{1}{T_{\text{уср}}} \int_{t_0}^{t_0+T_{\text{уср}}} (3i_0)^2 dt}, \quad (1)$$

где $T_{\text{уср}} \geq 3T_{50} = 60 \text{ мс}$ [1].

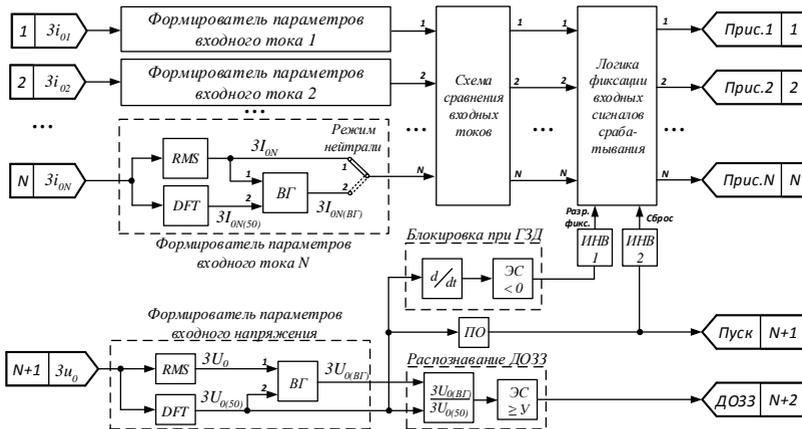


Рис. 1. Схема алгоритма централизованной токовой защиты относительного замера

В целях повышения чувствительности и упрощения алгоритма функционирования защиты среднееквадратичное значение суммы высших гармонических составляющих в диапазоне частот до 1,5-2 кГц в токах $3i_0$ присоединений защищаемого объекта как при УОЗЗ, так и при дуговых замыканиях вычисляется по выражению

$$3I_{0(\text{ВГ})} = \sqrt{(3I_0)^2 - (3I_{0(50)})^2}, \quad (2)$$

где $3I_0$, $3I_{0(50)}$, $3I_{0(\text{ВГ})}$ – соответственно среднееквадратичное значение полного тока $3I_0$, его составляющей основной частоты 50 Гц и суммы высших гармонических составляющих.

Пусковой орган максимального напряжения нулевой последовательности (ПО на рис. 1) обеспечивает отстройку токовой защиты от режимов без ОЗЗ (например, коммутационных переключений в сети, внешних КЗ за трансформаторами 6–10/0,4 кВ и др.).

Для исключения ложных срабатываний токовой защиты относительного замера от токов переходного процесса, возникающего в сети после гашения заземляющей дуги (ГЗД) или отключения ОЗЗ, предусмотрена ее блокировка (рис. 1). Принцип действия блокировки основан на контроле знака и величины производной текущего среднееквадратичного значения первой гармоники напряжения нулевой последовательности $3U_{0(50)}$ (в момент гашения дуги производная $3U'_{0(50)}(t_{\text{гаш}})$ становится отрицательной).

Распознавание дуговых замыканий (ДОЗЗ) осуществляется специальным блоком (рис. 1), принцип действия которого основан на контроле относительного уровня высших гармонических составляющих к составляющей первой гармоники 50 Гц в напряжении $3U_0$, т.е. отношения $3U_{0(\text{ВГ})}^* = 3U_{0(\text{ВГ})} / 3U_{0(50)}$. При устойчивых ОЗЗ относительный уровень высших гармонических составляющих в напряжении $3U_0$ не превышает 0,05–0,08, при дуговых ОЗЗ – значительно увеличивается [1].

ЦИНЗ (на рис. 1 не показана) выполнена на основе принципов, реализованных в устройстве защиты от ОЗЗ типа «Импульс» [2]. Однако в отличие от аналога [2] в целях повышения чувствительности ЦИНЗ фиксация соотношений знаков сравниваемых

величин (токов $3i_0$ и производной напряжения $3u'_0$), синхронизирована с моментом перехода через первый максимум производной $3u'_0(t)$, достаточно точно совпадающий с моментами перехода через максимум первых полувольт переходных токов $3i_{0\text{пов}}(t)$ и $3i_{0\text{непов}}(t)$. Фиксация результатов сравнения знаков первых полувольт поляризующей величины $3u'_0$ и токов $3i_0$ осуществляется только при срабатывании ПО по напряжению $3U_0$.

Заключение

На основе сформулированных требований разработано универсальное техническое решение в части централизованной защиты от ОЗЗ как для компенсированных, так и для некомпенсированных кабельных сетей 6-10 кВ, основанное на использовании относительного замера значений основной и высших гармонических составляющих токов нулевой последовательности присоединений при УОЗЗ и ДПОЗЗ и контроля направления мгновенной мощности нулевой последовательности в момент пробоя изоляции при всех видах ОЗЗ. Испытания на имитационной модели кабельной сети 6–10 кВ подтвердили высокую селективность и устойчивость функционирования принятой архитектуры устройства при всех учитываемых режимах заземления нейтрали и видах замыканий на землю.

ЛИТЕРАТУРА

1. Шадрикова Т.Ю. Разработка принципов выполнения комплексной многофункциональной защиты от однофазных замыканий на землю кабельных сетей 6-10 кВ. / Дис. ... канд. техн. наук 05.14.02. – Иваново, ИГЭУ, 2016.

2. Шуин В.А., Гусенков А.В. Защиты от замыканий на землю в электрических сетях 6-10 кВ. – М.: НТФ «Энергопрогресс», «Энергетик», 2001.

Авторы:

Алёшин Константин Сергеевич, инженер АО «РАДИУС-Автоматика», аспирант ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина». E-mail: alyoshin@rza.ru.

Сёмушкин Алексей Александрович, ведущий инженер АО «РАДИУС-Автоматика», аспирант ФГБОУ ВО «Ивановский государ-

ственный энергетический университет имени В.И. Ленина». E-mail: siomushkin@rza.ru.

Шадрикова Татьяна Юрьевна, кандидат технических наук, доцент кафедры автоматического управления электроэнергетическими системами ФГБОУВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина». E-mail: rza@rza.ispu.ru.

Шуин Владимир Александрович, доктор технических наук, профессор кафедры автоматического управления электроэнергетическими системами ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина». E-mail: rza@rza.ispu.ru.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ВЛ 110-220 кВ ОТ РЕЖИМОВ ПРОДОЛЬНО-ПОПЕРЕЧНОЙ НЕСИММЕТРИИ ПРИ НАЛИЧИИ НЕСИММЕТРИЧНОЙ НАГРУЗКИ

В.И. Нагай, А.В. Украинцев, Б.Е. Дынькин, П.С. Киреев, С.В. Сарры, И.В. Троценко, Россия, г. Новочеркасск, ЮРГ-ПУ(НПИ) имени М.И. Платова

В.В. Нагай, Россия, г. Новочеркасск, НПП «РЕЛДОН»

И.В. Нагай, Россия, г. Новочеркасск, ЮРГПУ(НПИ) имени М.И. Платова, НПП «РЕЛДОН»

Н.А. Дони, А.А. Шурупов, Россия, г. Чебоксары, НПП «ЭКРА»

***Ключевые слова:** релейная защита, режимы продольно-поперечной несимметрии, несимметричная тяговая нагрузка, ответительная подстанция.*

Введение

Основной целью данной работы является разработка вариантов повышения чувствительности и селективности релейных защит электрических сетей 110-220 кВ в режимах продольно-поперечной несимметрии и наличии влияния тяговой нагрузки [1,2]. Данную задачу предлагается решать на основе реализации принципа многопараметрических защит [3-5], использующих N измерительных органов, контролирующих параметры сигналов M сигналов, например, фазных токов и напряжений, их симметричных составляющих, ортогональных составляющих, сопро-

тивлений, а также их приращений (аварийных составляющих) и т.д. Об эффективности предлагаемых решений можно судить о возможности распознавания режимов аварийных режимов на фоне допустимых нагрузочных режимов.

Результаты исследования

Реализация многопараметрической защиты от продольно-поперечной несимметрии требует определения состава возможных измерительных органов, а также построения распознаваемых областей в двухмерном или трехмерном пространствах. К таким измерительным органам отнесены следующие: ИО тока прямой, обратной, нулевой последовательностей i_1, i_2, i_0 и их аварийных составляющих $\Delta i_1, \Delta i_2, \Delta i_0$, фазных токов и их разности, аварийных составляющих, относительного замера токов симметричных составляющих $\Delta i_{2*}, i_{01*}$, фазных токов $i_{A*}, \Delta i_{A*}$, приращения тока нулевой последовательности с торможением от приращения тока прямой последовательности Δi_{0IT} , фазного тока с торможением от тока прямой последовательности Δi_{AIT} , относительной разности фазных токов (максимального и минимального) к максимальному фазному току i_{AB*} , приращение сопротивления на входе дистанционных органов ΔZ_{IW1} , аварийные составляющие аргументов токов прямой и обратной последовательностей $\Delta \varphi I_{2W1}$, аргументы токов прямой и обратной последовательностей по сторонам ВЛ $\Delta \varphi I_{W1, W3k}$ и ряд других ИО.

Для моделирования аварийных режимов были выбраны наиболее вероятные и представляющие интерес в части распознавания режимы, а именно однофазные «чистые» (без замыкания на землю или другую фазу) обрывы, сетевые замыкания на ответвлении, однофазные обрывы с замыканием на землю оборванного провода с одной из сторон линии. Из обрывов наиболее интересны однофазные по следующим причинам:

– они значительно более вероятны (в случае обрыва фазных проводов, шин, ошинок и т.д.);

– при механическом повреждении воздушной линии даже, если происходит обрыв нескольких фаз, то маловероятно, что две разные фазы будут оборваны в один и тот же момент времени, скорее всего, между обрывом первой и последующей из фаз

пройдет какой-то промежуток времени (от нескольких периодов промышленной частоты и более, что существенно с точки зрения действия релейной защиты) и может использоваться при построении релейной защиты с контролем параметров информационных признаков во времени;

– отключение однофазных обрывов, сопровождающихся междофазными КЗ, не встречает значительных сложностей с точки зрения действия основных и резервных защит линий 110-220 кВ.

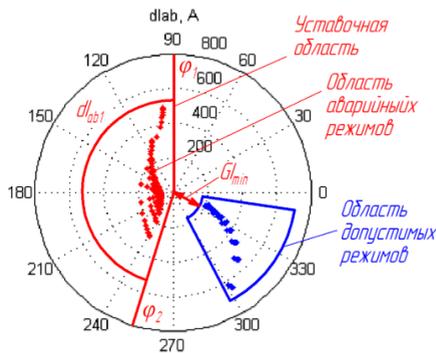
Так как тяговая нагрузка в доаварийном режиме уже носила несимметричный характер, то обрывы моделировались в разных фазах на одном и том же участке линии. Поочередное моделирование одних и тех же видов повреждений в разных фазах производилось, так как электросеть питает несимметричную тяговую нагрузку, влияние которой для одних поврежденных фаз значение контролируемых сигналов ослабляет, а для других усиливает.

Однофазные обрывы, не сопровождающиеся замыканиями на землю, сложны для распознавания устройствами релейной защиты из-за недостаточной ее чувствительности, так как не вызывают протекания сверхтоков по защищаемой линии. При этом данные режимы могут вызывать излишнее действие резервных защит смежных элементов электросети (ТНЗНП). Также распознавание аварийных режимов обрыва фазного провода целесообразно, т.к. они чреваты переходом в более опасные виды повреждений, включая короткие замыкания. Также интерес представляет распознавание аварийных режимов сетевых замыканий на ответвлениях, когда обрыв происходит со стороны питающих подстанций, а замыкание на землю со стороны высшего напряжения трансформатора ответвительной подстанции. Данные режимы могут приводить к повреждению трансформаторов на соответствующих ответвительных подстанциях из-за его существенного перегруза.

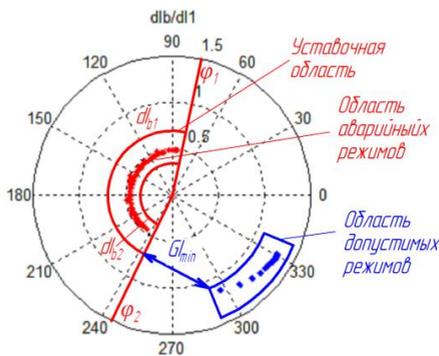
Используя подходы методики оценки распознавания аварийных режимов при использовании линейных решающих функций и полиномиальных решающих функций, рассмотрим варианты повышения чувствительности и селективности РЗ режимов продольно-поперечной несимметрии в электрических сетях с тяговой нагрузкой [6-8]. Это целесообразно выполнить

на основе результатов моделирования нормальных нагрузочных режимов и режимов продольно-поперечной несимметрии.

Области нормальных и аварийных режимов представлены в полярной системе координат, что позволяет реализовать резервную защиту на основе измерительных направленных органов тока (фазного, прямой, обратной и нулевой последовательностей), его приращений, сопротивления, его приращений, органов тока (приращений тока) с торможением, органов тока относительного замера, упомянутых выше.



а



б

Рис. 1. Пример формирования областей срабатывания и оценки распознаваемости режимов продольно-поперечной несимметрии при обрыве фазных проводов для органов тока: а – ИО разности фазных токов, б – ИО относительного замера фазного тока

На рис. 1 приведены примеры построения областей допустимых нормальных режимов и аварийных режимов продольно-поперечной несимметрии при обрыве фазных проводов и при обрыве с одновременным однофазным КЗ с одной из сторон для органов тока, включенного на разность фазных токов и ИО относительного замера тока фазы В (за базу принят ток прямой последовательности).

Данные примеры демонстрируют возможность разделения указанных режимов. При этом расстояние между рассматриваемыми режимами GI_{min} должно быть больше некоторой уставки, значение которой определяется методикой расчета параметров резервных защит от режимов продольно-поперечной несимметрии [3, 4, 8, 9].

Возможны также варианты наложения областей альтернативных режимов для соответствующего ИО, что на качественном уровне позволяет сделать вывод об эффективности его использования.

Заключение

Анализ результатов распознаваемости режима обрыва фазного провода со стороны одной из питающих подстанций (в данном случае подстанции А) показывает, что при обрыве любой из фаз положительный результат достигается при использовании ИО тока нулевой последовательности, его приращения (аварийной составляющей) и относительного замера (за базу принят ток прямой последовательности), ИО тока нулевой последовательности с торможением от тока прямой последовательности, ИО относительного замера приращений фазных токов (за базу принято приращение тока прямой последовательности). Затруднительно получение положительного эффекта от использования ИО фазных токов, в том числе с торможением от тока прямой последовательности и ИО сопротивлений (приращений), ИО разности фазных токов.

Аналогичный анализ результатов моделирования режимов обрывов на транзитной ВЛ, на линиях с ответвительными подстанциями, в том числе и с замыканием на землю с одной из сторон обрыва позволит определить минимальный состав измерительных органов, обеспечивающих селекцию режимов про-

дольно-поперечной несимметрии. Расширение состава ИО позволяет обеспечить не только селекцию вида повреждения, но и выбор поврежденной фазы.

ЛИТЕРАТУРА

1. Марквардт К.Г. Электроснабжение электрифицированных железных дорог. – М.: Транспорт, 1982. – 528 с.
2. Тамазов А.И. Несимметрия токов и напряжений, вызываемая однофазными тяговыми нагрузками – М.: Транспорт, 1965. - 235 с.
3. Нагай И.В. О совершенствовании защит от неполнофазных режимов электрических сетей // Изв. вузов. Электромеханика. – №1 2011. – С. 63-66.
4. Нагай И.В. Обеспечение функций дальнего резервирования релейной защиты трансформаторов в условиях продольно-поперечной несимметрии // Изв. вузов. Сев-Кав. регион. Техн. науки. – №5. – 2011. – С. 19-24.
5. Нагай В.И. Релейная защита ответственных подстанций электрических сетей. – Энергоатомиздат, 2002. – 312 с.
6. Горелик А.Л., Скрипкин В.А. Методы распознавания: Учеб. пособие. – М.: Высш. шк., 1984. – 208 с
7. Лепский А.Е., Броневиц А.Г. Математические методы распознавания образов: Курс лекций. – Таганрог: Изд-во ТТИ ЮФУ, 2009. – 155 с.
8. Нагай И.В. Формирование характеристик срабатывания резервных защит воздушных линий с ответвлениями // Изв. вузов. Электромеханика. – №2. – 2011. – С. 56-61.
9. Маруда И.Ф. Способ обеспечения селективности токовых защит нулевой последовательности // Электричество. – 2000. – № 9.

Авторы:

Нагай Владимир Иванович, доктор технических наук, профессор, Заведующий кафедрой «Электрические станции и электроэнергетические системы» (ЭСиЭЭС), Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова (ЮРГПУ(НПИ)). E-mail: nvi53@mail.ru.

Нагай Владимир Владимирович, кандидат технических наук, Ведущий научный сотрудник/ начальник отдела РЗ и ПА, ООО НПП «РЕЛДОН»/ филиал ООО «Энерго-Юг» «Южэнергосетьпроект». E-mail: wwn_1978@mail.ru.

Украинцев Александр Валерьевич, старший преподаватель кафедры «Электрические станции и электроэнергетические системы»,

Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова (ЮРГПУ(НПИ)). E-mail: xelandr@mail.ru.

Дынькин Борис Евгеньевич, доктор технических наук, профессор, Профессор кафедры «Электрические станции и электроэнергетические системы» (ЭСиЭЭС), Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова (ЮРГПУ(НПИ)). E-mail: dypkin1949@yandex.ru.

Нагай Иван Владимирович, кандидат технических наук, Доцент, директор, Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова (ЮРГПУ(НПИ)), ООО НПП «РЕЛДОН». E-mail: nagayiv@mail.ru.

Киреев Павел Сергеевич, кандидат технических наук, доцент кафедры «Электрические станции и электроэнергетические системы», Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова (ЮРГПУ(НПИ)), ООО НПП «РЕЛДОН». E-mail: kireevps@yandex.ru.

Сарры Сергей Владимирович, кандидат технических наук, доцент, доцент кафедры «Электрические станции и электроэнергетические системы», Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова (ЮРГПУ(НПИ)), ООО НПП «РЕЛДОН». E-mail: sv@sarry.ru.

Троценко Игорь Викторович, кандидат технических наук, доцент, Декан энергетического факультета, доцент кафедры «Электрические станции и электроэнергетические системы», Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова (ЮРГПУ(НПИ)). E-mail: tiv110865@yandex.ru.

Дони Николай Анатольевич, кандидат технических наук, старший научный сотрудник, Директор по науке - заведующий отделом РЗА, Общество с ограниченной ответственностью научно-производственное предприятие «ЭКРА». E-mail: doni_na@ekra.ru.

Шурупов Алексей Александрович, кандидат технических наук, старший научный сотрудник, Заведующий отделом разработки подстанционного оборудования, Общество с ограниченной ответственностью научно-производственное предприятие «ЭКРА». E-mail: ekra4@ekra.ru.

ПОВЫШЕНИЕ УСТОЙЧИВОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА В УСТРОЙСТВАХ СЕРИИ БЭМП РУ

А.Г. Салмин, В.А. Иванов, Россия, г. Чебоксары, АО
«ЧЭАЗ»

Ключевые слова: релейная защита, дифференциальная защита трансформатора, тормозная характеристика.

Введение

В современных устройствах дифференциальной защиты трансформатора для увеличения чувствительности и для обеспечения селективности применяются измерительные органы с тормозной характеристикой (ИО ДЗТХ). Принцип основан на том, что величина тока срабатывания измерительного органа изменяется пропорционально величине сквозного тока [1].

Основное содержание

Реализация принципа торможения включает в себя выбор входных сигналов, используемых для формирования тормозного тока I_T и задания тормозной характеристики, представляющую собой зависимость $I_T = f(I_D)$.

Вне зависимости от производителя ДЗТ, дифференциальный ток рассчитывается как векторная сумма первых гармоник токов плеч, получаемых от ТТ. При этом тормозной ток, являющийся функцией токов сторон, может вычисляться у каждого производителя по-разному [2, 3, 4]. В табл. 1 представлены наиболее распространенные способы формирования тормозного тока.

Таблица 1
Способы формирования тормозного тока

Способ №1	Способ №2	Способ №3
$I_T = \max(\dot{I}_1 , \dot{I}_2 , \dots, \dot{I}_n)$	$I_T = \frac{\sum \dot{I}_n }{2}$	$I_T = \begin{cases} \sqrt{ \dot{I}'_1 \dot{I}'_2 } \cos \alpha, & \cos \alpha > 0 \\ 0, & \cos \alpha \leq 0 \end{cases}$ $\alpha = \arg [\dot{I}'_1 \cdot (-\dot{I}'_2)]$

Было проанализировано поведение ДЗТ с торможением, при различных способах формирования тормозного тока, приведенные в табл. 1.

Множественные эксперименты внешнего КЗ с различными уровнями остаточной индукции ТТ показали, что насыщение ТТ может приводить к ложному срабатыванию защиты, независимо от способа формирования тормозного тока. На рис. 1 приведен годограф дифференциального тока в режиме внешнего трехфазного КЗ.

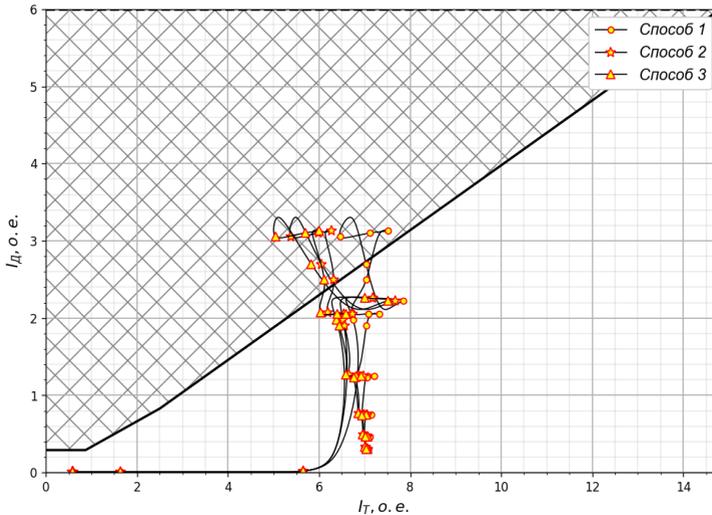


Рис. 1. Годограф дифференциального тока по фазе А при внешнем КЗ

Из осциллограмм видно, что во время КЗ происходит насыщение ТТ расположенных на стороне 1, что в свою очередь приводит к возрастанию дифференциального тока. При рассмотрении годографа дифференциального тока по фазе А, представленного на рис. 1, можно заметить, что в ходе насыщения замер дифференциального тока попадает в зону срабатывания, что приводит к ложному срабатыванию защиты.

Необходимы дополнительные меры для отстройки от неправильных действий дифференциальной защиты с торможением в переходных внешних КЗ, сопровождающимся насыщением ТТ.

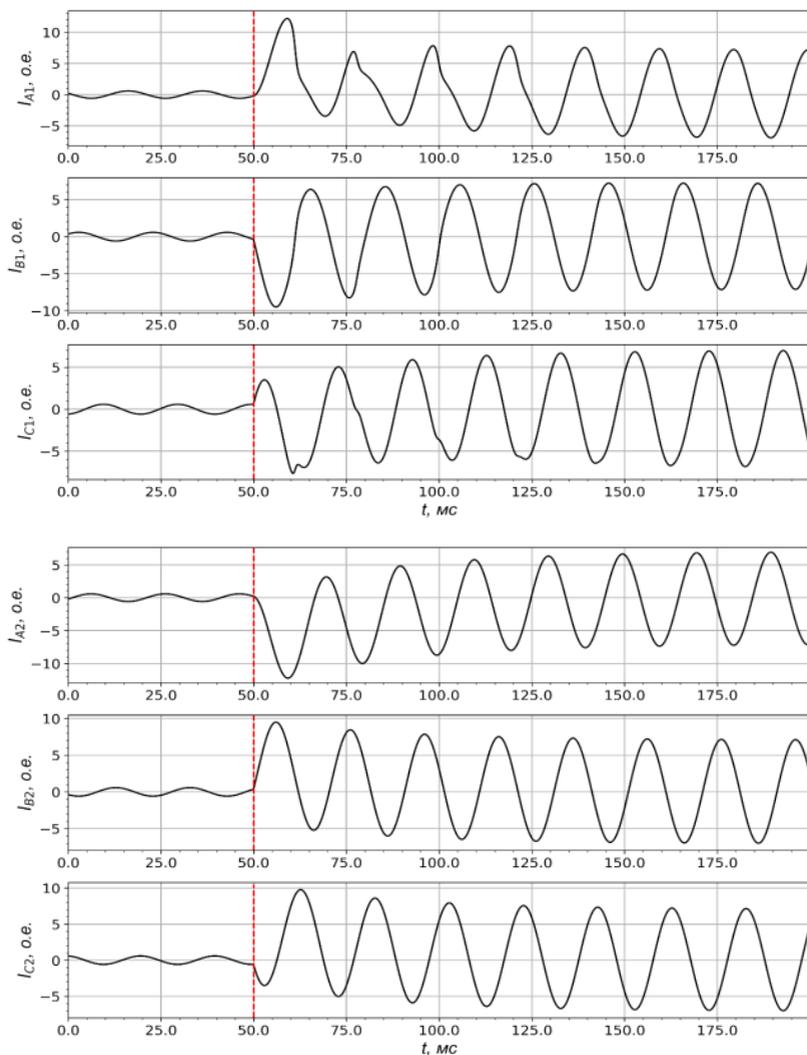


Рис. 2. Осциллограммы вторичных токов сторон

Для отстройки от внешнего КЗ, сопровождающегося насыщением ТТ предлагается использовать алгоритм блокировки работающий на дифференциально-фазном принципе с контролем значения уровня сквозного тока. В качестве входных пере-

менных данных алгоритм использует комплексные величины токов. При выявлении внешнего КЗ действие защиты блокируется.

Заключение

Вне зависимости от способа формирования тормозного тока в режимах внешнего КЗ сопровождающиеся насыщением ТТ выявлена возможность излишней работы ИО ДЗТХ. Для увеличения стабильности работы ИО ДЗТХ в данных режимах предлагается использовать алгоритм блокировки, работающий на дифференциально-фазном принципе с контролем значения уровня сквозного тока.

ЛИТЕРАТУРА

1. Федосеев А.М. Релейная защита электроэнергетических систем: Учеб. для вузов. – 2-е изд. / А.М. Федосеев, М.А. Федосеев. – М.: Энергоатомиздат, 1992. – 528 с.
2. Микропроцессорные блоки релейной защиты и автоматики серии БЭМП РУ-ДЗТ4. Руководство по эксплуатации. БКЖИ.656316.004-48.01.
3. Терминал основных и резервных защит двухобмоточного трансформатора БРЕСЛЕР-0107.700. Руководство по эксплуатации. БРСН.656122.700 РЭ. Чебоксары.
4. Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА подстанционного оборудования производства ООО НПП «ЭКРА».

Авторы:

Салмин Александр Геннадьевич, начальник бюро УТР РЗА, АО «ЧЭАЗ». E-mail: a.salmin@cheaz.ru.

Иванов Василий Александрович, инженер-исследователь УТР РЗА, АО «ЧЭАЗ». E-mail: ivanov.vasili.alek@gmail.com.

ПРОБЛЕМЫ РАСЧЁТА ПАРАМЕТРОВ НУЛЕВОЙ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТИ ДЛЯ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ И МЕТОДЫ ИХ РЕШЕНИЯ

В.А. Ефремов, А.В. Ефремов, Н.В. Подшивалин, Россия, г. Чебоксары, ООО «Релематика», ЧГУ им. И.Н. Ульянова

***Ключевые слова:** релейная защита, симметричные составляющие, нулевая последовательность, удельные параметры линии электропередачи, проводящие тросы, параллельные линии, определение места повреждения, расчёт параметров срабатывания защит.*

Введение

Одной из нерешенных задач в расчётах параметров срабатывания релейной защиты и автоматики (РЗА) и не менее важной для определения места повреждения (ОМП) является проблема правильного и полного учёта сопротивления нулевой последовательности линии электропередачи (ЛЭП) при наличии на ней проводящих тросов и/или параллельных линий, следующих на значительном расстоянии в одном коридоре с основной. Кроме того, на параметры нулевой последовательности влияет любой разнесённый по длине проводящий элемент, имеющий соединение с землёй, например, трубопроводы или железнодорожные рельсы. Особый интерес представляют многокилометровые относительно узкие коридоры совместного следования ЛЭП, отходящих от мощных питающих подстанций, когда в режимах коротких замыканий (КЗ) на землю на определённых участках резко начинают изменяться (уменьшаться) удельные (погонные) сопротивления нулевой последовательности. Такое же явление наблюдается и в линиях, расположенных на многоцепных опорах ЛЭП. Таким образом, учитывая, что ток протекает по любому заземлённому объекту, в расчёт должны приниматься все линии в коридоре, имеющие на прилегающих подстанциях автотрансформаторы или трансформаторы с эффективно-заземлённым нейтральным выводом, т. е. все объекты напряжением 110 кВ и выше. Как показано в [1], зависимость величин погонного сопротивления нулевой последовательности $Z_0^0 = f(x_f)|_{x_f=0-l}$ от места повреждения может оказаться значительной.

Определение параметров нулевой последовательности ЛЭП

В СТО 56947007-29.120.70.241-2017 [2] к современным микропроцессорным защитам есть ряд требований по учёту параллельных линий. Предполагается, что ток нулевой последовательности параллельной линии заведён в терминал защиты, и сопротивления нулевой последовательности линии корректируются алгоритмическим способом. Очевидно, что речь идёт об учёте только одной из параллельных линий. Нормативно-техническая документация не упоминает о наличии проводящих тросов, которые в силу близости к рассчитываемой линии оказывают более сильное влияние на составляющие нулевой последовательности, т. к. в них нет измерительных трансформаторов тока и их учёт практически невозможен.

В материалах статьи [1] дан общий подход для расчёта удельных параметров нулевой последовательности, который не только использует в расчётах основной линии все находящиеся в расчётном коридоре следования параллельные линии и проводящие тросы, но также их магнитное влияние, в т.ч. и друг на друга. Расчёт по методике [1] предполагает применение итерационного метода при определении места или зоны повреждения. Такой подход оказывается идеальным для ОМП, рассчитываемого в отложенном масштабе времени, но сложно применим при уточнении зоны повреждения в реальном времени для токовой защиты нулевой последовательности.

Предлагаемая упрощённая методика, как и в [1], позволяет охватить расчётом все линии в определённых коридорах следования, отходящие, например, от подстанции, а также в коридорах примыкания линий по всей длине следования и получить предварительно для расчётной линии зависимости реактивной $X_0^0 = f(x_f)|_{x_f=0 \rightarrow l}$ и активной $R_0^0 = f(x_f)|_{x_f=0 \rightarrow l}$ составляющих погонного сопротивления нулевой последовательности Z_0^0 . В отличие от полной версии расчёта удельных параметров нулевой последовательности [1], в этом подходе не принимаются в расчёт составляющие токов нулевой последовательности ненаблюдаемого (приёмного) конца из-за незначительной длины их протекания по линии при использовании данной методики для целей РЗА.

Модифицируя расчётные формулы из методики [1] для случая КЗ в конце зоны (линии), например, для расчёта коэффициента чувствительности токовой защиты нулевой последовательности в минимальном режиме, удельные параметры нулевой последовательности можно рассчитать по формуле:

$$Z_0^{0r} = Z_0^0 - \frac{\sum_{k=1}^m \sum_{i=1}^n \frac{\left(Z_{0i,k}^{(m)} \right)^2 \cdot l_{i,k}}{Z_{0k}^0 \cdot l_k + Z_{\text{сист}\Sigma k}}}{1} \quad (1)$$

где Z_0^{0r} – удельные параметры нулевой последовательности с учётом тросов и параллельных линий, Ом/км;

Z_0^0 – удельное сопротивление линии нулевой последовательности с внесёнными в него стальными тросами, Ом/км;

$Z_{0i,k}^{(m)}$ – удельное сопротивление взаимоиндукции между основной линией и i -м участком k -ой параллельной линии (троса), Ом/км;

Z_{0k}^0 – удельное сопротивление линии нулевой последовательности с внесёнными в него стальными тросами k -ой параллельной линии или проводящего троса, Ом/км;

$Z_{\text{сист}\Sigma k}$ – суммарное сопротивление нулевой последовательности прилегающих систем относительно k -ой параллельной линии, Ом;

$l_{i,k}$ – участок длины k -ой линии, на котором наблюдается магнитная связь между основной и k -ой линиями, км;

l_k – длина k -ой параллельной линии, км;

m – число учитываемых параллельных линий до места расчётного повреждения;

n – число участков магнитного взаимодействия между основной и k -ой линиями.

Далее на примере линии 500 кВ «Зейская ГЭС – Амурская» (рис. 1, а) будет сделан сравнительный анализ полученных параметров нулевой последовательности.

Структурная схема линии по рис.1 показывает, что линия имеет проводящие тросы со сталеалюминиевыми проводами марки АС-70/72, первый из которых («Трос 1») заземлён по

концам линии, а второй разрезан на 2 участка для передачи по нему высокочастотных сигналов. Эти два участка названы соответственно «Трос 2» и «Трос 3» т.к. они действуют независимо друг от друга.

Если трос рассматривать как параллельную линию, то необходимо его привести к системе «трёх фазных проводов». Для этого активное сопротивление провода троса должно быть утроено, а среднегеометрический радиус рассчитан по системе «трос – провода фаз»:

$$3R_{\text{пров}}^0 = 3 \cdot 0,4276 = 1,2828 \text{ (Ом/км)}; d_{\text{ср}} = 14867 \text{ мм.}$$

Влияние тросов может проявляться только в величинах нулевой последовательности, и для этой последовательности будут записаны расчётные удельные параметры нулевой последовательности $Z_{0\text{пр.тр}}^0$:

$$Z_{0\text{пр.тр}}^0 = 3R_{\text{пров}}^0 + 3R_3^0 + jX_{0\text{пр.тр}}^0 = 1,433 + j1,44 \text{ (Ом/км)}.$$

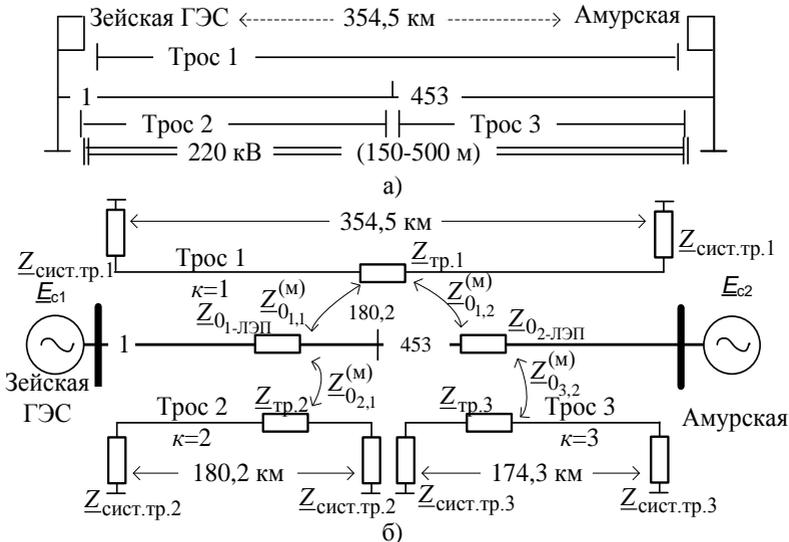


Рис. 1. Структурная схема линии 500 кВ «Зейская ГЭС- Амурская» (а) и ее модель для расчёта удельных параметров нулевой последовательности (б)

Суммарное сопротивление нулевой последовательности прилегающих систем $Z_{\text{сист}_{\Sigma k}}$ для всех тросов будет одинаковым и равным сопротивлению заземления по концам тросов:

$$Z_{\text{сист}_{\Sigma k}} = R_{3\Sigma} = 10,0 \text{ Ом.}$$

Для сравнительного анализа различных способов определения удельных параметров нулевой последовательности приведены результаты расчёта линии по рис. 1:

– Без учёта параллельных линий и проводящих тросов по методикам, приведённым в [3,4]. В таком расчёте удельное сопротивление нулевой последовательности Z_0^0 основной линии остаётся неизменным и равным:

$$Z_0^0 = R_{\text{пр}}^0 + 3R_3^0 + jX_0^0 = 0.1804 + j1.37 \text{ (Ом/км);}$$

– Расчёт с учётом всех параллельных линий и проводящих тросов по методике [1] $Z_0^{0''}$. Результаты приведены в табл. 1. Расчёт проведён в конце однородных участков x_f линии. В способе [1] учитываются токи ненаблюдаемого конца линии, а также влияние параллельных линий напряжением 220 кВ на величины параметров нулевой последовательности, находящихся в коридоре шириной до 200 метров. Непосредственно расчёт зоны или места повреждения по методике [1], как уже указывалось, ведётся итерационным способом с учётом подготовленных данных удельных параметров нулевой последовательности для предполагаемых мест повреждения x_f ;

– По упрощённой методике $Z_0^{0'}$. Места предполагаемых повреждений выбраны такими же, что и при точном методе определения удельных параметров по [1].

Таблица 1

Результаты расчёта удельных параметров нулевой последовательности для первого участка ЛЭП 500 кВ «Зейская ГЭС – Амурская» с учетом проводящих тросов

x_f , км	52,1	107,1	142,3	180,2	253,7	354
$Z_0^{0''}$	0,207+ *j1,20	0,211+ +j1,15	0,255+ +j1,1	0,25+ +j1,0	0,263+ +j0,97	0,265+ +j0,93

Ниже в качестве примера приведен расчёт значений удельных параметров нулевой последовательности по упрощённой методике, приведенной в формуле (1), для точек, указанных в табл. 1:

$$\begin{aligned} Z_{0 \text{ при } x_f=52}^0 &= Z_0^0 - \sum_{k=1}^m \sum_{i=1}^n \frac{\left(Z_{0i,k}^{(M)}\right)^2 \cdot l_{i,k}}{Z_{0k}^0 \cdot l_k + Z_{\text{сист}\Sigma k}} = \\ &= Z_0^0 - \sum_{k=1}^2 \sum_{i=1}^1 \frac{\left(Z_{0i,k}^{(M)}\right)^2 \cdot l_{i,k}}{Z_{0k}^0 \cdot l_k + Z_{\text{сист}\Sigma k}} = 0,1804 + j1,37 - \\ &- \left[\left(\frac{(015 + j0,82)^2 \cdot 52,1}{(1,43 + j1,44) \cdot 355 + 30} \right) + \left(\frac{(015 + j0,82)^2 \cdot 52,1}{(1,43 + j1,44) \cdot 355 + 30} \right) \right] = \\ &= 0,2366 + j1,2582 \end{aligned} \quad (2)$$

По аналогии с формулой (2) в табл. 2 приведены расчёты для других мест предполагаемого повреждения.

Таблица 2

Результаты упрощённого расчёта удельных параметров нулевой последовательности для первого участка ЛЭП 500 кВ «Зейская ГЭС – Амурская»

x_f , км	52,1	107,1	142,3	180,2	253,7	354
Z_0^0	0,237+ +j1,258	0,311+ +j1,109	0,355+ +j1,023	0,401+ +j0,931	0,493+ +j0,908	0,553+ +j0,848

Некоторые расхождения параметров в табл. 1 и 2 объясняются более точным учётом сопротивлений заземления тросов в формуле (2).

Заключение

1. Одним из факторов, влияющих на точность работы алгоритмов РЗА или ОМП, является зависимость погонных параметров нулевой последовательности линии электропередачи от места повреждения на линии.

2. Предлагается упрощённая методика расчёта модели линии электропередачи, которая учитывает изменение погонных

параметров нулевой последовательности в зависимости от места повреждения.

3. Параметры нулевой последовательности, зависящие от места повреждения, для целей РЗА могут быть подготовлены заранее на стадии подготовки проектного решения с учётом расчётных условий.

ЛИТЕРАТУРА

1. СТО 56947007-29.120.70.241-2017. Технические требования к микропроцессорным устройствам РЗА. Стандарт организации. Дата введения: 28.02.2017. Дата введения изменений: 11.12.2019

2. Ефремов В.А., Ефремов А.В., Подшивалин Н.В. Определение параметров нулевой последовательности линии электропередачи с параллельными линиями и проводящими тросами. Релейная защита и автоматика энергосистем – 2023. Сб. докладов междунар. научн.- технич. конф. - Сочи/2023

3. Ульянов С.А. Электромагнитные переходные процессы. Учебник для электротехнических и энергетических вузов и факультетов. М: Издательство «Энергия», 1970

4. Электротехнический справочник: В 3 т. Т. 3. В 2 кн. Кн. 1 Производство и распределение электрической энергии. М.: Энергоатомиздат, 1988. 880с.

Авторы:

Ефремов Валерий Александрович, кандидат технических наук, доцент кафедры ТОЭ и РЗА ФГБОУ «Чувацкий госуниверситет им. И.Н. Ульянова», заместитель исполнительного директора по техническим вопросам ООО «Релематика». E-mail: efremov_va@relematika.ru.

Ефремов Алексей Валерьевич, инженер департамента стратегического развития ООО «Релематика», аспирант ФГБОУ «Чувацкий госуниверситет им. И.Н. Ульянова» по профилю Электрические станции и электроэнергетические систем. E-mail: efremov_av@relematika.ru.

Подшивалин Николай Викторович, кандидат технических наук, советник по информационным технологиям ООО «Релематика».

ИССЛЕДОВАНИЕ РЕЖИМОВ САМОЗАПУСКА ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ НАГРУЗКИ ЛЭП 110-220 кВ С ОДНОСТОРОННИМ ПИТАНИЕМ

М.В. Двойненко, Россия, г. Иваново, АО «РАДИУС Автоматика», ФГБОУ ВО «ИГЭУ имени В.И. Ленина»

В.А. Шуин, А.С. Сиротина, Россия, г. Иваново, ФГБОУ ВО «ИГЭУ имени В.И. Ленина»

Ключевые слова: релейная защита, линии высокого напряжения, комплексная нагрузка, самозапуск.

Введение

При расчётах параметров срабатывания резервных ступеней дистанционных и токовых защит (ДЗ и ТЗ) линий электропередачи (ЛЭП) напряжением 110-220 кВ должны учитываться режимы самозапуска электродвигателей нагрузки (ЭД). В методических рекомендациях по выбору параметров срабатывания указанных защит, как правило, приводится только диапазон расчётных значений коэффициента самозапуска $K_{\text{зап}}$ (например, [1]), в то время, как на выбор уставок резервных ступеней ДЗ значительное влияние оказывает угол полного сопротивления $\varphi_{\text{зап}}$ на «зажимах» защиты в режиме самозапуска ЭД, отличающийся от угла нагрузочного режима $\varphi_{\text{нагр}}$. В применяемых методиках выбора уставок также не учитывается, что значения $K_{\text{зап}}$ и $\varphi_{\text{зап}}$ существенно зависят от доли и состава двигательной нагрузки в комплексной нагрузке ЛЭП. В реальном составе комплексной нагрузки большинства отраслей народного хозяйства значительную часть могут составлять не только асинхронные двигатели высокого напряжения (АДВ), но также и асинхронные двигатели низкого напряжения (АДН) [2], влияние которых на параметры режима самозапуска, как правило, не учитывается.

Целью работы является исследование зависимостей $K_{\text{зап}}$ и $\varphi_{\text{зап}}$ от доли двигательной нагрузки (АДВ и АДН) в составе комплексной нагрузки ЛЭП с односторонним питанием.

Исследование самозапуска электродвигателей нагрузки на ЛЭП с односторонним питанием

Для исследования влияния состава комплексной нагрузки ЛЭП высокого напряжения с односторонним питанием на пара-

метры режима самозапуска ЭД ($K_{\text{зап}}$ и $\varphi_{\text{зап}}$) с учётом сложности процессов целесообразно использовать средства имитационного моделирования.

С помощью программного комплекса «MATLAB» и входящей в него среды моделирования «Simulink» с её специализированными библиотеками блоков (например, «SimPowerSystems») разработана имитационная модель фрагмента распределительной сети, включающей источник 110 (220) кВ, ЛЭП с однофазным питанием, понижающий трансформатор с низким напряжением 6 (10) кВ, статическую нагрузку на напряжении 6 (10) кВ, участок сети 6 (10) кВ до группы АДВ, а также понижающий трансформатор с низким напряжением 0,4 кВ и группой АДН.

Параметрирование модели производилось с учетом реальных характеристик её элементов, приведенных в справочных данных, а также с учётом методик расчёта параметров схем замещения [2, 3]. Группа АДВ представлена в виде обобщённого асинхронного электродвигателя, параметры которого приведены в [4]. Группа АДН представлена обобщённым асинхронным двигателем с параметрами, полученными на основе выполненного обзора представленных типов низковольтных электродвигателей. При исследованиях рассматривались два варианта момента сопротивления АДВ и АДН: не зависящий от скорости вращения и изменяющийся пропорционально квадрату скорости вращения [5]. Также принято, что ЭД пускаются при неподвижном состоянии роторов из-за длительного отсутствия напряжения на питающей их секции, когда $K_{\text{зап}}$ и $\varphi_{\text{зап}}$ достигают максимальных значений. Отметим, что в модели также предусмотрена возможность для исследования влияния на $K_{\text{зап}}$ и $\varphi_{\text{зап}}$ длительности перерыва питания.

В процессе исследования состав комплексной нагрузки варьировался изменением долей статической нагрузки и двигательной нагрузки АДВ и АДН. Для учёта влияния только АДВ соответственно отключались АДН и наоборот.

Достоверность имитационной модели проверялась сравнением полученных на её основе результатов расчётов параметров режима самозапуска электродвигателей с результатами расчётов, выполненных другими методами.

Анализ влияния доли АДВ в комплексной нагрузке на $K_{\text{зап}}$ и $\varphi_{\text{зап}}$. Полученные зависимости параметров режима самозапуска электродвигателей $K_{\text{зап}} = f(K_{\text{адв}})$, $\varphi_{\text{зап}} = f(K_{\text{адв}})$ и $\varphi_{\text{зап}} = f(K_{\text{зап}})$ от доли АДВ с моментом сопротивления пропорциональным квадрату скорости вращения приведены на рис. 1.

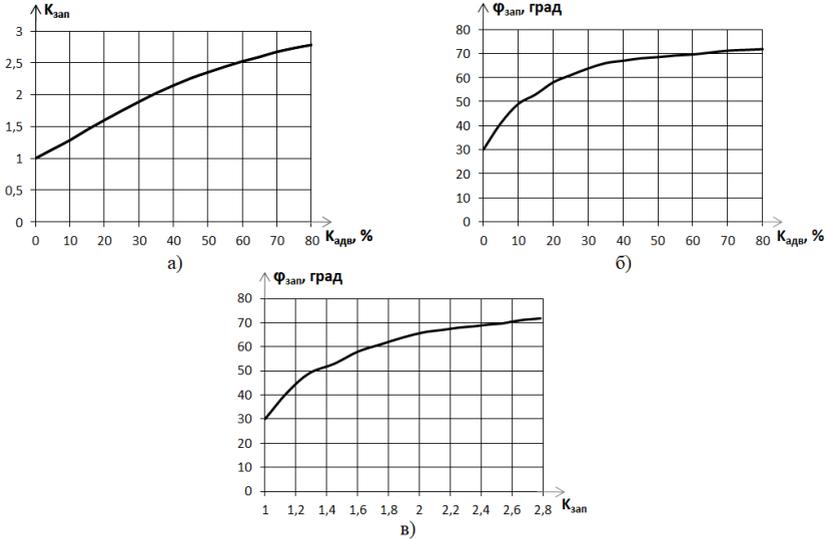


Рис. 1. Полученные зависимости при исследовании влияния АДВ с моментом сопротивления пропорциональным квадрату скорости вращения на $K_{\text{зап}}$ и $\varphi_{\text{зап}}$:

$$a) K_{\text{зап}} = f(K_{\text{адв}}); \quad б) \varphi_{\text{зап}} = f(K_{\text{адв}}); \quad в) \varphi_{\text{зап}} = f(K_{\text{зап}})$$

Согласно [2], доля АДВ в составе комплексной нагрузки потребителей различных отраслей народного хозяйства в большинстве случаев составляет от 5-8 % до 15-20 %. При указанной доле АДВ в составе комплексной нагрузки ЛЭП $K_{\text{зап}}$ достигает значений 1,3–1,7 (рис. 1, а), что примерно соответствует рекомендациям [1]. Отметим, что угол $\varphi_{\text{зап}}$ при указанной доле двигательной нагрузки высокого напряжения может достигать значений до 50° и более (рис. 1, б), что существенно больше значений $\varphi_{\text{нагр}}$ (при $\cos\varphi_{\text{нагр}} = 0,8-0,9$ $\varphi_{\text{нагр}} \approx 25-35^\circ$). Для отдельных отраслей промышленности доля АДВ может быть выше, что приводит к бóльшим значениям $K_{\text{зап}}$ и $\varphi_{\text{зап}}$, как показано на рис. 1.

На рис. 1, в приведена зависимость $\varphi_{\text{зап}} = f(K_{\text{зап}})$, построенная на основе кривых $K_{\text{зап}} = f(K_{\text{адв}})$, $\varphi_{\text{зап}} = f(K_{\text{адв}})$, позволяющая приближённо определить $\varphi_{\text{зап}}$ для принятых при расчётах уставок защит значений $K_{\text{зап}}$.

Исследование влияния доли АДН в комплексной нагрузке на $K_{\text{зап}}$ и $\varphi_{\text{зап}}$. Как отмечено в [6], в современных схемах электропитания АДН преимущественно подключаются к шинным сборкам 0,4 кВ через автоматические выключатели и остаются подключёнными к питающей сети при перерывах питания. Согласно [2], доля АДН в составе комплексной нагрузки для большинства отраслей народного хозяйства значительна и в среднем составляет более 45%. С учетом сказанного выше влияние низковольтных асинхронных двигателей на параметры режима самозапуска также необходимо учитывать. Предварительный анализ на имитационной модели показал, что при значительной доле АДН $K_{\text{зап}}$ может принимать большие значения, чем в рекомендациях по выбору уставок, а влияние АДН на $\varphi_{\text{зап}}$ аналогично влиянию АДВ.

Исследование совместного влияния долей АДВ и АДН в составе комплексной нагрузки на $K_{\text{зап}}$ и $\varphi_{\text{зап}}$. Согласно данным [2], в составе комплексной нагрузки большинства отраслей народного хозяйства имеются как АДВ, так и АДН.

В ходе данного исследования доля АДВ принималась равной от 5 до 50 %, фиксировалась, и с её учётом далее варьировалась доля АДН и соответственно оставшаяся доля статической нагрузки.

Результаты, полученные при совместном учёте влияния долей АДВ и АДН в составе комплексной нагрузки на значения $K_{\text{зап}}$ и $\varphi_{\text{зап}}$, согласуются с результатами исследований при отдельном учёте влияния АДВ и АДН.

Заключение

Проведённые исследования показывают, что значение коэффициента самозапуска существенно зависит от доли высоковольтных и низковольтных асинхронных электродвигателей в составе комплексной нагрузки, при этом $K_{\text{зап}}$ в некоторых случаях может принимать значения большие, чем рекомендуемые при выборе уставок ДЗ и ТЗ. Подтверждено, что влияние АДН

на параметры $K_{\text{зап}}$ и $\varphi_{\text{зап}}$ также необходимо учитывать, так как в комплексной нагрузке их доля может быть значительной. Полученные зависимости $\varphi_{\text{зап}} = f(K_{\text{зап}})$ позволяют при заданном $K_{\text{зап}}$ определить угол тока самозапуска, что важно при выборе параметров срабатывания дистанционной защиты линии.

ЛИТЕРАТУРА

1. Руководящие указания по релейной защите. Выпуск 7. Дистанционная защита линий 35-330 кВ. – М. – Л.: Энергия, 1966. – 172 с, с черт.
2. Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. РД 153-34.0-20.527-98. – М.: НЦ ЭНАС, 2002. – 149 с.
3. Герман-Галкин С.Г., Кардонов Г.А. Электрические машины: Лабораторные работы на ПК. – СПб: КОРОНА принт, 2003. – 256 с., ил.
4. Жуков В.В. Короткие замыкания в узлах комплексной нагрузки электрических систем/ Под ред. проф. А.Ф. Дьякова. - М.: Издательство МЭИ, 1994. – 224 с.
5. Сыромятников И.А. Режимы работы асинхронных и синхронных электродвигателей. – М. – Л.: Госэнергоиздат, 1963. – 528 с, с черт. и ил.
6. Булычев А.В., Грибков М.А. Анализ процессов самозапуска электродвигателей в современных электрических распределительных сетях с позиций релейной защиты // Релейная защита и автоматизация, 2023. – №1 (50). – С. 30-38.

Авторы:

Двойненко Михаил Валерьевич, инженер АО «РАДИУС Автоматика», аспирант кафедры автоматического управления электроэнергетическими системами ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина». E-mail: dmv@rza.ru.

Сиротина Анна Сергеевна, магистрант кафедры автоматического управления электроэнергетическими системами ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина». E-mail: rza@rza.ispu.ru.

Шуин Владимир Александрович, доктор технических наук, профессор кафедры автоматического управления электроэнергетическими системами ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина». E-mail: rza@rza.ispu.ru.

НОВЫЕ СХЕМЫ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ В СЕТЯХ 6-20 кВ НА ОСНОВЕ ЦИФРОВЫХ ДАТЧИКОВ ТОКА

А.В. Булычев, Е.А. Николаев, г. Чебоксары, ООО «НПП
Бреслер»

М.А. Грибков, Москва, ПАО «Россети Московский регион»

Введение

Архитектура вновь создаваемых систем управления подстанциями по технологии «Цифровые подстанции» позволяет получить существенное улучшение основных свойств релейной защиты, интегрированной в эти системы [1,2]. Наиболее значимый эффект улучшения свойств релейной защиты может быть получен в сетях класса 6-35 кВ.

Для получения наглядного представления о преимуществах защит, интегрированных в общую цифровую систему управления подстанции, можно рассмотреть пример выбора параметров срабатывания защит, применительно к присоединениям к силовому узлу двухтрансформаторной подстанции (секции шин 6 кВ). На рис.1 показана схема силового узла 6 кВ этой подстанции класса 110/6 кВ.

Основной текст

Пусть имеются основные исходные данные, необходимые для оценочного выбора параметров срабатывания защит, приведенные к ступени напряжения 6 кВ: внутреннее сопротивление питающей энергосистемы, которое для оценочных расчетов можно принять неизменным, $x_C = 0,12$ Ом; номинальный ток трансформатора на стороне 6 кВ $I_{\text{НОМ}} = 918$ А; сопротивление трансформатора при среднем положении РПН без учета регулирования $x_T = 0,69$ Ом; максимальные и минимальные токи короткого замыкания, при повреждениях в расчетных точках К1-К3, соответственно, $I_{\text{К-1МАКС}} = 4,5$ кА, $I_{\text{К-1МИН}} = 3,9$ кА, $I_{\text{К-2МАКС}} = 2,87$ кА, $I_{\text{К-2МИН}} = 2,5$ кА, $I_{\text{К-3МАКС}} = 1,07$ кА, $I_{\text{К-3МИН}} = 0,93$ кА; максимальный рабочий ток в линии W1 и W2, соответственно, $I_{\text{РАБМАКСW1}} = 300$ А и $I_{\text{РАБМАКСW2}} = 260$ А; номинальный ток трансформатора на стороне 6 кВ $I_{\text{НОМТ-1}} = 918$ А; максимальный коэффициент самозапуска для линии W1 и ввода 6 кВ трансформатора Т-1, соответственно, $k_{\text{СЗW1}} = k_{\text{СЗТ-1}} = k_{\text{СЗ}} = 1,1$.

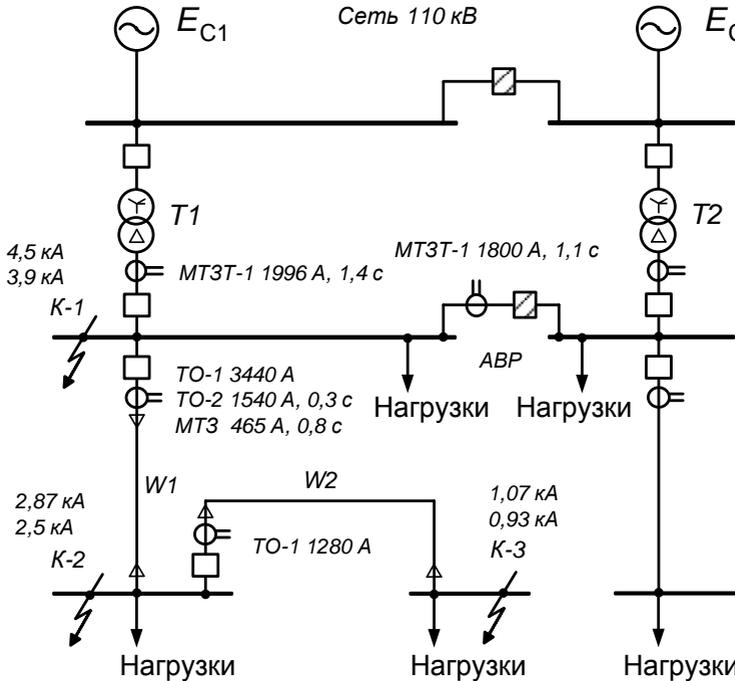


Рис. 1. Схема силового узла подстанции и карта параметров срабатывания

Параметры срабатывания защит первого (нижнего) уровня, с приемлемыми для сравнительного анализа допущениями и упрощениями, определяются так [3-5]. На линиях, отходящих от шин 6 кВ подстанции, в соответствии с требованиями п. 3.2 правил устройства электроустановок (ПУЭ) должны устанавливаться трехступенчатые токовые защиты.

В качестве первой ступени используют токовые отсечки мгновенного действия (селективные токовые отсечки). В качестве второй – токовые отсечки с выдержкой времени срабатывания (неселективные токовые отсечки). В качестве третьей ступени – максимальные токовые защиты (МТЗ).

Ток срабатывания первой ступени защиты, устанавливаемой на первой линии $W1$ (I_{TO1-1}), выбирается по условию отстройки от максимального тока КЗ при повреждении в точке $K2$:

$$I_{T01-1} > I_{K-2 \text{ МАКС}}; I_{T01-1} = k_3 \cdot I_{K-2 \text{ МАКС}}; I_{T01-1} = 1,2 \cdot 2870 = 3440 \text{ А.}$$

Здесь k_3 – коэффициент запаса (можно принять $k_3 = 1,2$).

Ток срабатывания второй ступени защиты, устанавливаемой на первой линии W1 (I_{T01-2}), выбирается по условию отстройки от тока срабатывания первой ступени защиты, устанавливаемой на второй линии W2:

$$I_{T01-2} > I_{T02-1}; I_{T01-2} = k_3^* \cdot I_{T02-1}; I_{T01-2} = k_3^* \cdot k_3^{**} \cdot I_{K-3 \text{ МАКС}};$$

$$I_{T01-2} = 1,2 \cdot 1,2 \cdot 1070 = 1540 \text{ А.}$$

Здесь k_3^* и k_3^{**} – коэффициент запаса второй ступени защиты линии W1 и коэффициент запаса первой ступени защиты линии W2 (их можно принять равными 1,2).

Ток срабатывания третьей ступени защиты (I_{MT31-3}), устанавливаемой на первой линии W1, выбирается по условию отстройки от максимального тока (тока самозапуска) в месте установки защиты (в линии W1) в послеаварийном режиме. Защита должна возвращаться в исходное состояние в послеаварийном режиме с наибольшим током самозапуска, который можно определить путем умножения коэффициента самозапуска на максимальный рабочий ток:

$$I_{B-MT31-3} > I_{CЗАП \text{ МАКС} W1}; I_{MT31-3} = \frac{k_3}{k_B} \cdot I_{CЗАП \text{ МАКС} W1};$$

$$I_{MT31-3} = \frac{k_3 \cdot k_{C3}}{k_B} \cdot I_{РАБ \text{ МАКС} W1}; I_{MT31-3} = ((1,2 \cdot 1,1)/0,85) \cdot 300 = 465 \text{ А.}$$

Здесь $I_{CЗАП \text{ МАКС}}$ – максимальный ток самозапуска в месте установки защиты; $I_{B-MT31-3}$ – ток возврата защиты (третьей ступени); k_B – коэффициент возврата защиты; k_{C3} – коэффициент самозапуска, характеризующий степень превышения тока самозапуска над максимальным рабочим током (можно принять равным 1,1).

Коэффициент чувствительности этой защиты (для основного действия) определяется отношением минимального тока КЗ, при повреждении в конце линии W1 ($I_{K-2 \text{ МИН}}$), и тока срабатывания третьей ступени защиты (I_{MT31-3}):

$$k_{\text{чМТЗ1-3}} = \frac{I_{\text{К-2МИН}}}{I_{\text{МТЗ1-3}}}; k_{\text{чМТЗ1-3}} = 2500/465 = 5,4.$$

Выдержка времени срабатывания ($t_{\text{МТЗ1-3}}$) определяется по условию отстройки от наибольшей из выдержек времени защит, установленных на следующих смежных линиях. Пусть МТЗ, установленная на линии W2 ($t_{\text{МТЗ2-3}}$), имеет наибольшую выдержку времени (например, 0,5 с). Тогда:

$$t_{\text{МТЗ1-3}} > t_{\text{МТЗ2-3}}; t_{\text{МТЗ1-3}} = \Delta t + t_{\text{МТЗ2-3}}; t_{\text{МТЗ1-3}} = 0,3 + 0,5 = 0,8 \text{ с};$$

где Δt – ступень селективности (можно принять $\Delta t = 0,3$ с).

В соответствии с требованиями ПУЭ [3] на вводе 6 кВ трансформатора должна устанавливаться МТЗ от внешних коротких замыканий, которая действует на вводной выключатель секции шин 6 кВ. По сути, она выполняет функции резервирования защит, устанавливаемых на линиях, отходящих от соответствующей секции шин.

Ток срабатывания этой МТЗ от внешних КЗ ($I_{\text{МТЗТ-1}}$) определяется по условию отстройки от максимального тока самозапуска, возникающего в месте установки защиты в послеаварийном режиме:

$$I_{\text{МТЗТ-1}} = \frac{k_3 \cdot k_{\text{СЗ}}}{k_B} \cdot I_{\text{РАБМАКСТ-1}};$$

$$I_{\text{МТЗТ-1}} = ((1,2 \cdot 1,1)/0,85) \cdot 1,4 \cdot 918 = 1996 \text{ А}.$$

Здесь $I_{\text{РАБМАКСТ-1}}$ – максимальный рабочий ток трансформатора Т-1. Этот ток, как правило, принимают равным току трансформатора при допустимой перегрузке 1,4 номинальной нагрузки.

Выдержка времени срабатывания МТЗ от внешних КЗ определяется по условию отстройки от наибольшей выдержки времени защит, установленных на других присоединениях секции шин, в том числе на междусекционном соединении. Допустив, что третья ступень защиты, установленной на линии W1, имеет наибольшую выдержку времени из защит линий, можно записать:

$$t_{\text{МТЗТ-1}} > t_{\text{МТЗ1-3}}; t_{\text{МТЗТ-1}} = 2 \cdot \Delta t + t_{\text{МТЗ1-3}}; t_{\text{МТЗТ-1}} = 2 \cdot 0,3 + 0,8 = 1,4 \text{ с}.$$

Удвоенная ступень селективности $2 \cdot \Delta t$ здесь нужна для того, чтобы согласовать МТЗ, устанавливаемую в цепи секционного выключателя, с МТЗ третьей ступени защиты линии W1 и МТЗ от внешних КЗ, устанавливаемой в выходной цепи трансформатора.

При традиционном резервировании защит отходящих линий коэффициент чувствительности этой МТЗ от внешних КЗ определяется отношением минимального тока КЗ в месте установки защиты ($I_{K-2\text{МИН}}$), при повреждении в точке К-2 в конце линии с резервируемой защитой, и тока срабатывания МТЗ от внешних КЗ:

$$k_{\text{ЧМТЗТ-1}} = \frac{I_{K-2\text{МИН}}}{I_{\text{МТЗТ-1}}}; k_{\text{ЧМТЗТ-1}} = 2500/1996 = 1,25.$$

Необходимо отметить, что коэффициент чувствительности МТЗ от внешних КЗ, как правило, невелик. В численном примере, как видно, он имеет предельно допустимое значение.

Параметры срабатывания защит второго уровня, реализованных в блоке цифровых централизованных защит (в обозначении они имеют дополнительный индекс «Ц»), выбираются по аналогии, и численно равны параметрам срабатывания соответствующих защит первого уровня.

Сравнительный анализ параметров срабатывания защит позволяет выявить следующие соотношения, характеризующие улучшение свойств защит.

Во-первых, в случае резервирования МТЗ, установленной на линии W1, ток срабатывания резервной защиты (МТЗ от внешних КЗ) больше тока срабатывания третьей ступени цифровой централизованной защиты линии W1 второго уровня. Учитывая реальные значения коэффициентов k_3 , k_{C3} , k_B , которые, как правило, выбираются, практически, равными для этих защит, можно записать:

$$I_{\text{МТЗТ-1}} = \frac{k_3 \cdot k_{C3}}{k_B} \cdot I_{\text{РАБМАКСТ-1}} > I_{\text{ЦМТЗ1-3}} = \frac{k_3 \cdot k_{C3}}{k_B} \cdot I_{\text{РАБМАКСW1}}$$

Следовательно, коэффициент чувствительности, резервной цифровой централизованной защиты линии W1 второго уровня

больше, чем соответствующий коэффициент традиционной резервной защиты МТЗ от внешних КЗ:

$$k_{\text{ццМТЗ1-3}} = \frac{I_{\text{К-2МИН}}}{I_{\text{МТЗ1-3}}} > k_{\text{цМТЗТ-1}} = \frac{I_{\text{К-2МИН}}}{I_{\text{МТЗТ-1}}}.$$

Это иллюстрируется численным примером:

$$\frac{k_{\text{ццМТЗ1-3}}}{k_{\text{цМТЗТ-1}}} = \frac{I_{\text{МТЗТ-1}}}{I_{\text{МТЗ1-3}}} = 1996/465 = 4,3 > 1.$$

Во-вторых, в случае резервирования МТЗ, установленной на линии W1, резервной защитой (МТЗ от внешних КЗ) при повреждении на линии W1 отключается вводным выключателем полностью секция шин вместе со всеми отходящими линиями. В отличие от этого в аналогичных условиях резервной цифровой централизованной защитой линии W1 второго уровня отключается только поврежденная линия. Следовательно, при резервировании степень селективности цифровой централизованной защиты линии W1 второго уровня выше, чем при традиционном резервировании.

В-третьих, время срабатывания резервного действия цифровой централизованной защиты линии W1 второго уровня меньше времени срабатывания традиционной резервной МТЗ от внешних КЗ:

$$\frac{t_{\text{МТЗ1-3}}}{t_{\text{МТЗТ-1}}} = \frac{\Delta t + t_{\text{МТЗ2-3}}}{3 \cdot \Delta t + t_{\text{МТЗ2-3}}} < 1.$$

Более высокое быстродействие резервного действия цифровой централизованной защиты иллюстрирует численный пример:

$$\frac{t_{\text{МТЗ1-3}}}{t_{\text{МТЗТ-1}}} = 0,8/1,4 = 0,57 < 1.$$

Дистанционное управление коммутационными аппаратами может быть реализовано, как через базовый терминал защиты и автоматики, так и через централизованный терминал. Централизованный терминал принимает команду управления от верхнего уровня, обрабатывает ее и отправляет в ПРЦ сигнал «замкнуть реле», в данном случае централизованная защита служит про-

межучетным аналитическим звеном между пунктом управления и непосредственным воздействием на привод выключателя. Если базовый терминал защиты не способен выполнить свои функции, то функция автоматики управления выключателем реализуется в ПРЦ, поскольку каждый преобразователь привязан к конкретному выключателю. В этом случае дистанционное управление реализуется через централизованный терминал воздействием ПРЦ непосредственно на привод выключателя.

Опытный образец построен в виде двухуровневой структуры. Первый уровень содержит локальные централизованные цифровые защиты силовых узлов (сегментов) подстанции и терминалы защиты присоединений (защиты для отходящих линий, вводов, междусекционных соединений, трансформаторов и питающих вводов), которые могут автономно выполнять все функции релейной защиты, предусмотренные нормативными документами. Этот первый уровень был реализован в первой очереди строительно-монтажных и пуско-наладочных работ на основе низкобюджетных терминалов серии Брслер-0107.2хх.

Централизованная цифровая защита выполнена на основе трех терминалов (платформа Брслер-0107.890), в которых предусмотрен взаимный обмен дискретными данными в локальной сети по протоколу МЭК 61850. Эти терминалы выполняют функции резервирования защиты и автоматики, как при нормальной работе базовых терминалов РЗА первого уровня, так и при сбое любого базового терминала РЗА.

Первый терминал централизованных цифровых защит выполняет централизованное резервирование защит трансформаторов, установленных на стороне высшего напряжения. Второй и третий терминал централизованных цифровых защит выполняют централизованное резервирование защит всех присоединений первой и второй секций шин подстанции. Управляющие воздействия выполняются через дополнительные модули ПРЦ, связь с которыми организована по протоколу МЭК 61850. На подстанции удалось достичь полного замещения функций; при этом выход из строя базового терминала не создает пробелов в функционировании и оперативном управлении.

Необходимо отметить, что разработанная структура цифровой системы защиты и предложенные организационные прин-

ципы реализации позволили в условиях интенсивной работы подстанции (без вывода из работы на длительный срок) выполнить все строительные-монтажные и пуско-наладочные работы по переводу ее в разряд «цифровых» подстанций за 6 месяцев.

Заключение

1. Создан проект, рабочая документация и опытный образец цифровой системы релейной защиты, интегрированной в единую систему управления подстанции по технологии «Цифровая подстанция».

2. Разработана методика выбора параметров срабатывания (согласования) защит, устанавливаемых на стороне низшего напряжения подстанции. Выполнены расчеты параметров срабатывания защит.

3. Проведен анализ чувствительности и селективности защит, результаты которого позволили сделать вывод о существенном улучшении основных свойств (селективности, быстродействия, чувствительности и надежности) защит.

ЛИТЕРАТУРА

1. Булычев А.В., Васильев Д.С., Козлов В.Н., Силанов Д.Н. Релейная защита в распределительных сетях 110/35/10 кВ в условиях цифровой трансформации электроэнергетических систем//Релейная защита и автоматизация. №1 (Март), 2019. С. 70-76.

2. Патент RU №194011 «Цифровое устройство защиты для электрической подстанции»/ Булычев А.В. и др. Бюл. №33 25.11.2019.

3. Правила устройства электроустановок / М-во энергетики РФ. – 7-е изд. – М.: Изд-во НИЦ ЭНАС, 2003. – 640 с.

4. Чернобровов Н.В. Релейная защита. – М.: Энергия, 1974. – 680 с.

5. Булычев А.В., Наволочный А.А. Релейная защита в распределительных электрических сетях. – М.: ЭНАС, 2011. – 208 с.

ВОПРОСЫ СООТВЕТСТВИЯ ОБОРУДОВАНИЯ РЗА ТРЕБОВАНИЯМ ГОСТ И СТО

Е.В. Архипов, С.А. Васильева, Россия, г. Чебоксары,
АО «ЧЭАЗ»

Ключевые слова: релейная защита, аттестация оборудования РЗА.

Введение

В 2021 году вступил в силу ГОСТ [1], выпущенный АО «СО ЕЭС», в котором освещены требования к устройствам РЗА. Производители устройств РЗА, проходящие аттестацию в 2024 году столкнулись с дополнительными требованиями, которые отличаются в изложении данного ГОСТ от ранее выпущенных СТО [2, 3].

Вопросы соответствия оборудования РЗА требованиям ГОСТ и СТО

За последние четыре года появились новые ГОСТ и СТО, направленные на регламентирование поведения РЗА и состава защит в устройствах.

Во многом это связано с ограничениями, с которыми столкнулась российская экономика в последние пять лет, определяющие трудности в закупке уже используемого иностранного оборудования на объектах АО «СО ЕЭС» и ПАО «Россети».

Трудности, с которыми сталкиваются российские производители, это трактовка требований стандартов, а также выбор пути реализации в алгоритмах оборудования. Алгоритмы у каждого производителя имеют свои нюансы реализации в оборудовании, и обычно различия не сказываются на работе оборудования защищаемого энергообъекта.

Раннее развитие алгоритмов функционирования микропроцессорной техники на предприятиях Чебоксар проходило на основе технических задатов, которые были положены ещё с алгоритмов, реализованных в электромеханических панелей, просуществовавших в энергетике более 50 лет. Дальнейшее развитие микропроцессорной техники и распространение высокоавтоматизированных подстанций и протоколов связи ставит разработчиков перед выбором продолжать постепенное усложнение ал-

горитмов, либо все более систематизировать и переходить на построение алгоритмов аналогичных алгоритмам зарубежных устройств. Полное копирование не отвечает особенностям нашей страны – большая протяженность и уникальные энергообъекты. Вызовы, которые стоят перед экономикой нашей страны, требуют взвешенного и быстрого ответа на вопросы дальнейшего развития.

ГОСТ, как документ, задающий требования к качеству, а значит безопасности энергообъекта, не дает описание реализации алгоритмов. СТО по своей структуре более подробный документ, с развернутым описанием требований.

В то же время требования о работоспособности в определенных режимах с описанием условий действия алгоритма, вполне оправданы, независимо из каких устройств взяты алгоритмы будь то зарубежные или отечественные устройства, работоспособность их подтверждена многолетней эксплуатацией на объектах, на которых АО «СО ЕЭС» осуществляет централизованное оперативно-диспетчерское управление.

На этапе принятия находится «Проект Изменения № 1 к национальному стандарту ГОСТ Р 58887-2020 конкретизирует область применения стандарта (исключено применение стандарта для тупиковых трансформаторов(автотрансформаторов) высшим классом напряжения 110-220 кВ, а также для трансформаторов(автотрансформаторов), предназначенных для электроснабжения тяговой сети)...» И данный факт дает надежду, что со временем появятся документы, поясняющие требования ГОСТ, и трактовки требований ГОСТ и СТО будут близки либо схожи в дальнейшем.

Заключение

Для более успешного прохождения аттестации производителями устройств РЗА необходимы пояснительные документы к ГОСТ и СТО, в которых освещались бы спорные моменты.

ЛИТЕРАТУРА

1. ГОСТ Р 58887-2020. Релейная защита и автоматика. Дистанционная и токовые защиты линий электропередачи и оборудования классом напряжения 110-220 кВ. Функциональные требования: националь-

ный стандарт Российской Федерации: издание официальное: утвержден и введен в действие Приказом Федерального агентства по технологическому регулированию и метрологии от 27 августа 2020 г. №569-ст: введен впервые: дата введения 2021-01-01/ разработан АО «СО ЕЭС». – Москва: Стандартинформ, 2020. (изменение №1 от 30.08.2023)

2. СТО 56947007-33.040.20.282-2019. Типовые шкафы ШЭТ РЗА ЛЭП 110-750 кВ. Архитектура I типа: стандарт организации: утвержден и введен в действие Приказом ПАО «ФСК ЕЭС» от 26.12.2019 №473: введен впервые: дата введения 26.12.2019/ разработан ООО «Юнител Инжиниринг», АО «НТЦ ФСК ЕЭС».- Москва: ПАО «ФСК ЕЭС», 2019.

3. СТО 56947007-29.120.70.241-2017. Технические требования к микропроцессорным устройствам РЗА: стандарт организации: утвержден и введен в действие Приказом ПАО «ФСК ЕЭС» от 28.02.2017 №82: введен впервые: дата введения 28.02.2017, дата введения изменений 11.12.2019/ разработан АО «НТЦ ФСК ЕЭС».- Москва: ПАО «ФСК ЕЭС», 2017.

Авторы:

Архипов Евгений Вячеславович, начальник отдела УТР РЗА ИПК МПРЗА АО «ЧЭАЗ»

Васильева Светлана Александровна, ведущий инженер-исследователь УТР РЗА ИПК МПРЗА АО «ЧЭАЗ». E-mail: s.trofimova@cheaz.ru.

ВОЛНОВОЕ ОМП В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

к.ф.-м.н. Р.Г. Хузяшев, Россия, г. Казань, ООО «Элнет-К» КГЭУ

С.М. Тукаев, Россия, г. Казань, ООО «ОЙЛ»

И.М. Тухфатуллин, Россия, г. Казань, КГЭУ

Ключевые слова: бегущие волны, начало сигнала, волновое определение места повреждения, комплекс ВОМП, опытно-промышленная эксплуатация.

Введение

Комплексы волнового определения места повреждения (ВОМП) успешно внедряются и эксплуатируются на маги-

стральных линиях электропередачи высокого класса напряжения [1]. Они являются эффективными конкурентами комплексов ОМП, функционирующих на основе измерения параметров аварийного режима. В распределительных сетях среднего класса напряжения ОМП в настоящее время ориентировано на использование топографических устройств, устанавливаемых на проводах линий электропередач и регистрирующих главным образом фазные сигналы тока. К достоинствам таких устройств относится возможность их использования для функционирования активно-адаптивных сетей [2]. К недостаткам топографических устройств необходимо отнести достаточно большие длины зон определения поврежденных участков, батарейное питание, чувствительность лишь к установившимся однофазным замыканиям на землю (ОЗЗ).

Перспективно использование комплексов ВОМП в распределительных сетях среднего класса напряжения. Их показания также могут быть использованы для функционирования активно-адаптивных сетей. Преимуществами комплексов ВОМП перед топографическими устройствами являются: возможность использования меньшего количества устройств ВОМП при их монтаже в концевых ТП 6-35/0,4 кВ древовидной распределительной сети; наличие постоянного гарантированного электропитания внутри ТП 6-35/0,4 кВ, что снимает ограничения по элементной базе и алгоритмам обработки информации; достаточный уровень GPRS-сигнала связи за счёт расположения ТП вблизи развитой инфраструктуры; вандалозащищённость. Развитие микроэлектроники и техники связи позволяет создавать достаточно бюджетные датчики комплексов ВОМП, что безусловно облегчает их внедрение и эксплуатацию.

Принципы реализация волнового ОМП

В разветвленных распределительных электрических сетях определение времени прихода бегущей волны в трансформаторную подстанцию (ТП) основано на измерении сигналов напряжения. Это определяется, во-первых, большей относительной амплитудой бегущей волны напряжения по сравнению с аналогичной амплитудой сигнала тока. Вторым аргументом в пользу выбора сигналов напряжения является большое значение сопро-

тивления ТП в конце ответвления относительно волнового сопротивления линии. Это обуславливает положительный коэффициент отражения бегущей волны напряжения и отрицательный коэффициент отражения бегущей волны тока. Соответственно, результирующая амплитуда переходного процесса напряжения на конце ответвления увеличивается, а аналогичная величина тока – уменьшается. Третьим аргументом в пользу выбора сигналов напряжения является возможность использования штатного трансформатора напряжения для измерения бегущей волны при повсеместном отсутствии в ТП трансформаторов тока. Приводимые в литературе [3] аргументы о большей широкополосности трансформаторов тока относительно трансформаторов напряжения не являются ограничением при малом уровне высокочастотных помех. В [4] приводится пример успешного функционирования комплекса ВОМП на основе измерения бегущей волны с помощью измерительных трансформаторов напряжения.

Алгоритмическое определение времени прихода бегущей волны в ступенчатой форме в ТП облегчается выделением ее высокочастотных компонент с помощью цифрового алгоритма вейвлет-обработки или с применением цифровых полосовых или высокочастотных фильтров. Наибольшая частота среза таких фильтров ограничена величиной интервала дискретизации входного сигнала. С целью уменьшения требований к аппаратной части комплекса ВОМП, и, соответственно, к ее бюджету, а также для уменьшения погрешности функционирования комплекса в измерительных цепях устройств используется аналоговая высокочастотная фильтрация сигналов напряжения.

Распределительные сети обладают большим количеством ответвлений, что существенно ослабляет амплитуду переднего фронта бегущей волны. Однако относительно малые длины распределительных сетей среднего класса напряжения, по сравнению с ЛЭП высокого класса напряжения, позволяют прогнозировать успешное функционирование в них комплексов ВОМП при условии реализации вышеприведенных положений.

На основе использования вышеприведенных положений группой компаний «Эскорт» (ООО «ОЙЛ») разработана система ВОМП «СКАТ» [5]. Рассмотрим результаты его функциониро-

вания. На Рис.1 приведена схема распределительной сети с установленными внутри ТП датчиками системы «СКАТ». Порядковые номера датчиков в сети располагаются в порядке нарастания от начала магистральной линии к ее концу. Рассмотрим параметры осциллограмм сигналов переходного процесса (СПП) события №87493, зарегистрированного всеми датчиками системы «СКАТ». В табл. 1 приведены времена начал СПП (НСПП) этого события и максимальные амплитуды СПП в разных точках сети для каждого канала датчика или фазы воздушной линии (ВЛ) в единой шкале времени.

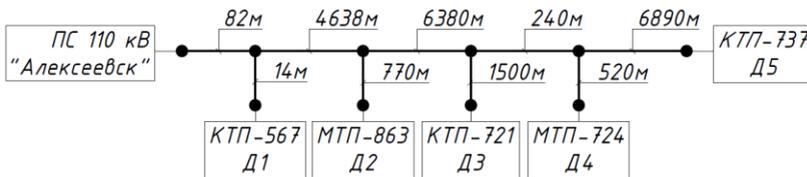


Рис. 1. Схема распределительной сети с датчиками системы «СКАТ»

Таблица 1

Параметры СПП события №87493

№ канала\ № датчика	<u>Д1</u>	<u>Д2</u>	<u>Д3</u>	<u>Д4</u>	<u>Д5</u>
	Времена НСПП, мкс				
0	1973,29	1991,71	2016,08	2012,83	2034,5
1	1972,75	1991,16	2015,54	2012,83	2035,58
2	1972,75	1991,16	2015,54	2012,83	2034,5
	Максимальные амплитуды СПП, о.е.				
0	129	129	6	65	27
1	129	129	47	67	4
2	124	104	54	14	35

Увеличение НСПП и уменьшение амплитуды СПП с удалением от начала сети указывает на шины ПС как место возникновения СПП. Каналы, выделенные жирным и курсивом, характеризуются одинаковыми противофазными колебаниями СПП с доминирующими амплитудами.

Алгоритмы вычисления места возникновения сигнала бегущей волны

Распределенные по концам всех ответвлений сети датчики системы «СКАТ» позволяют реализовать как точное определение источника возникновения сигнала бегущей волны напряжения, так и вычислять ее скорость распространения на участках сети, в которых местом возникновения сигнала бегущей волны является узел сети, расположенный между смежными датчиками комплекса.

Место повреждения между смежными ТП вычисляется по известному выражению $X=L/2-V*dT/2$ (1), где L – расстояние между смежными ТП, V – скорость бегущей волны, dT – разница НСПП в смежных ТП. Известные расстояния между узлами разветвления схемы сети и ТП позволяют определять расчетную скорость V (РС), равную 0,293 км/мкс, по известному месту повреждения (МП), используя выражение (1). Отклонения РС от среднего значения указывают на погрешность задания длин сегментов сети на рис. 1. Абсолютные погрешности определения МП для события №87493 не превышают длины межопорного расстояния сети 10 кВ (30-50 м), что характеризует хорошие показатели разработанной системы ВОМП «СКАТ». Наибольшая погрешность ВОМП соответствует парам с участием ДЗ, что указывает на погрешность в задании длины ответвления.

Таблица 2

Расчетные параметры алгоритма ВОМП

Пары датчиков для ВОМП	1_2	1_3	1_4	1_5	2_3	2_4	2_5	3_4	3_5	4_5
Расчетное МП, м	14	-13	14	25	743	770	781	1527	1537	530
Погрешность ВОМП, м	0	-27	0	11	-27	0	11	27	37	10

Заключение

Разработанная система «СКАТ», обладающая вполне приемлемыми для поиска места повреждения точностными характеристиками, может внедряться в распределительных сетях среднего класса напряжений благодаря его бюджетности и легкости монтажа.

Разработка программного комплекса анализа базы данных регистрируемых осциллограмм СПП позволит решать не только задачи оперативного ОМП, но и задачи мониторинга состояния изоляции элементов сети.

ЛИТЕРАТУРА

1. Лачугин В.Ф. Волновые методы определения места повреждения на воздушных линиях электропередачи//Релейная защита и автоматизация. 2023. №1(Март). С.58-61.

2. ПАО «Россети». Основные положения концепции интеллектуальной энергосистемы с активно- адаптивной сетью. – URL: https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/ies_aas.pdf (дата обращения: 05.03.2024).

3. Elhaffar A.M. Power Transmission Line Fault Location Based on Current Travelling Waves: Doctoral Dissertation. Helsinki University of Technology, Helsinki, 2008

4. Лачугин В.Ф., Платонов П.С., Алексеев В.Г. и др., Система волнового определения места повреждения, подключенная к трансформаторам напряжения системы шин//Электрические станции. 2021. № 1. С. 21–30.

5. Система «СКАТ»: официальный сайт. – URL: <https://www.skatenenergy.ru> (дата обращения: 17.03.2024).

РАЗВИТИЕ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ С РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ

А.А. Осинцев, Россия, г. Новосибирск, ФГБОУ ВО «Новосибирский государственный технический университет»

Ключевые слова: Малая генерация, релейная защита, противоаварийное управление, восстановление нормального режима.

Введение

К числу основных трендов в развитии мировой энергетики относится децентрализация производства электроэнергии с выработкой её на электрических станциях малой мощности в составе промышленных кластеров. Основными причинами такой децентрализации, строительства промышленными потребителями собственных генерирующих мощностей в Российской Федерации являются постоянно увеличивающаяся стоимость электроэнергии, рост газификации и развитие современных технологий производства объектов малой генерации, которая обладает относительной доступностью для крупных потребителей, повышенной эффективностью и быстровозводимостью за счет модульных технологий.

В случае объединения генерирующих установок между собой в единую сеть возникает множество вопросов по организации релейной защиты (РЗ). В процессе выполнения расчетов параметров срабатывания защит элементов этой сети при «классическом» исполнении устройств РЗ [1], в котором времена срабатывания таких устройств увеличиваются по мере приближения к источникам питания, остро стоит вопрос быстродействия РЗ при повреждениях на сетевом оборудовании или у потребителя, так как необходимо учитывать высокую чувствительность и малые времена срабатывания защит генерирующих установок (ГУ). Быстродействия можно достичь за счет использования защит с абсолютной селективностью, например, дифференциальных защит, однако это потребует организации каналов связи между станциями/подстанциями.

Особенности предлагаемого способа релейной защиты

Одна из особенностей рассматриваемых сетей заключается в том, что из-за малой постоянной инерции вращающихся масс

ГУ малой генерации при коротком замыкании (КЗ) даже небольшой длительности угол между ЭДС ГУ, распределённых по сети, увеличивается до значений, при которых после отключения КЗ на валах этих ГУ возникает опасный ударный момент.

Всё это свидетельствует о необходимости развития совместно с технологиями производства электроэнергии в распределенных по сети объектах малой генерации и технологий противоаварийной автоматики и релейной защиты сетевых элементов, обеспечивающей не только чувствительность и селективность РЗ при КЗ в сетях с такими объектами, но и обладающей способностью противоаварийного разделения сети на сбалансированные энергорайоны с последующим восстановлением нормального режима.

Основные принципы предлагаемого направления развития устройств РЗ в электрических сетях с распределённой генерацией (по сути предлагается способ управления разделением на части и восстановлением целостности электрической сети [2]) заключаются в следующем: при возникновении КЗ на линии электропередачи в электрической сети образуется зона с аварийными отклонениями параметров, например, снижение напряжения прямой последовательности или повышение напряжения обратной последовательности. Для района электрической сети с генерацией, находящейся в зоне пониженного напряжения автоматика опережающего сбалансированного деления опережающим образом должна отключить этот район от сети. Далее все устройства РЗ, реагирующие на отклонение напряжений прямой и обратной последовательности, действуют без учета селективности на отключение соответствующих выключателей в зоне сети с КЗ. После этого можно говорить, что управляемое разделение сети осуществлено. Далее, по факту появления напряжения с одной из сторон на сетевых выключателях устройствам РЗ разрешается их включение с разделением по времени на едином интервале времени повторных включений. При повторном включении на неустранившееся КЗ выключатель ускоренно отключается. В результате происходит сборка сети уже с отключенной поврежденной линией электропередачи до выключателей, у которых напряжение по их концам обусловлено отдельными ГУ или их группами, распределенными по сети. Эти вы-

ключатели включаются лишь при возникновении условий синхронизации, которые выполняются в результате согласованного низкочастотного регулирования частоты и напряжения на генераторах. По окончании данного процесса автоматическое восстановление нормального режима работы сети выполнено.

Заключение

Для оценки работоспособности предлагаемого способа организации РЗ произведен расчет параметров срабатывания по снижению напряжения в программном комплексе АРМ СРЗА для тестовой схемы сети, а также реализованы алгоритмы РЗ и необходимой автоматики в микропроцессорном устройстве. Испытания на физической модели тестовой схемы электрической сети, выполненной на базе электродинамической модели энергосистем кафедры Автоматизированных электроэнергетических систем НГТУ, доказали работоспособность предлагаемого способа РЗ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Федосеев, А.М. Релейная защита электроэнергетических систем: учеб. для вузов / А.М. Федосеев, М.А. Федосеев. – 2-е изд., перераб. и доп. – Москва: Энергоатомиздат, 1992. – 528 с.
2. Патент № 2784610 РФ, МПК H02J 3/08, H02H 7/22. Способ децентрализованной синхронизации и восстановления нормального режима аварийно разделенной электрической сети с генераторами: № 2022116180: опубл. 28.11.2022 / А.Г. Фишов, А.А. Осинцев; заявитель НГТУ.

Автор

Осинцев Анатолий Анатольевич, кандидат технических наук, доцент, Новосибирский государственный технический университет, кафедра Электрических станций. E-mail: osincev@corp.nstu.ru.

КОМПЬЮТЕРНЫЕ МОДУЛИ ФОРМАТА SMARC НА БАЗЕ ПРОЦЕССОРОВ ROCKCHIP ДЛЯ ПОСТРОЕНИЯ ПЛК И ТЕРМИНАЛОВ РЗА

А.В. Медведев, Россия, г. Москва, АО «НПК «Атроник»

Ключевые слова: компьютерный модуль, *Computer-on-Module*, система на модуле, *System-on-Module*, встраиваемые системы, *SMARC*, *RockChip*.

Введение

Компьютерные модули, называемые также компьютерами на модуле (*Computer-on-Module*) или системами на модуле (*System-on-Module*), представляют собой компактный вычислитель, содержащий центральный процессор (ЦП), память, контроллеры периферии и вторичные источники питания. Все периферийные интерфейсы выведены на разъемы в соответствии с общепринятой спецификацией.

Компьютерные модули широко применяются как для решения тех задач, которые невозможно эффективно решить с помощью стандартных встраиваемых плат, так и для решения задач обновления технического решения наследственных или устаревших систем.

Описание преимуществ и наиболее популярных среди разработчиков и пользователей встраиваемых систем стандартов компьютерных модулей: ETX, QSeven, SMARC, COM Express и COM-IPC представлено в статье [1]. Далее рассмотрен один из самых компактных стандартов – SMARC.

Описание стандарта SMARC

Компьютерные модули (КМ) – хороший выбор для промышленных применений, особенно для решений, когда применение стандартных одноплатных встраиваемых компьютеров неэффективно. В КМ вычислительный узел размещается в малом форм-факторе, который может быть установлен на платах-носителях, содержащих специализированные схемы ввода/вывода и питания (рис. 1).

Все стандартные функции и возможности персонального компьютера, такие как графика, Ethernet, звук, оперативная и постоянная память или интерфейсы для ее подключения, параллельный и последовательный порты, порты USB и



Рис. 1. Компьютерный модуль SMARC с несущей платой производства НПК «АТРОНИК»

ствам, таким как жесткие диски, дисплеи и т. д. (рис. 1).

Стандарт SMARC («Smart Mobility ARChitecture») разработан консорциумом SGET в 2013 году. Модули стандарта быстро стали очень популярными масштабируемыми строительными блоками, позволяющими разработчикам создавать приложения нового поколения.

Модули SMARC предназначены для создания компактных вычислительных устройств с низким энергопотреблением. Область применения модулей SMARC постоянно расширяется по мере развития технологий Internet of things (IoT) и технологий искусственного интеллекта: от решений по автоматизации производства до обработки изображений, мультимедиа и т.п. Они также могут быть использованы в различных приложениях в области медицинского оборудования, в транспортных средствах и робототехнике [2].

SMARC-модули могут быть построены на базе центральных процессоров с архитектурами ARM, X86 или RISC и поддерживают различные операционные системы, такие как Linux, Windows Embedded и даже KasperskyOS и QNX (ЗОСРВ Нейтрино).

Модули SMARC имеют стандартизированный форм-фактор и интерфейсы (назначение контактов жестко прописано в спецификации), что позволяет легко заменять модули в системе без необходимости перепроектирования всей системы.

Компьютерные модули SMARC имеют несколько преимуществ по сравнению с другими компьютерными модулями:

системные шины (PCIe, PCI, ISA, I²C, SPI, LPC) реализуются в стандартном модуле. Пользователю нужно лишь добавить специально разработанную несущую плату (плату-носитель), содержащую интерфейсные разъемы для подключения системы к периферийным устрой-

1. **Компактный размер:** SMARC-модули имеют габариты с кредитную карту, что делает их идеальными для использования в ограниченном пространстве компактных вычислительных устройств в т.ч. безвентиляторных.

2. **Масштабируемость:** SMARC-модули предоставляют гибкую платформу для разработчиков, позволяя им выбирать модули от разных производителей с различными характеристиками и возможностями, такими как процессор, оперативная память, графика и т. д. Это обеспечивает масштабируемость в разработке продуктов и легкое обновление их при необходимости

3. **Низкое энергопотребление:** SMARC-модули обычно имеют низкое энергопотребление, что делает их эффективными для использования в портативных и мобильных устройствах. Они являются идеальным выбором для разработчиков, которые стремятся создать энергоэффективные продукты

4. **Стандартизация:** SMARC-модули разработаны на основе открытого стандарта, что обеспечивает совместимость и переносимость. Это позволяет разработчикам использовать SMARC-модули от разных производителей и без проблем комбинировать их с другими компонентами системы.

5. **Легкость разработки:** SMARC-модули предоставляют готовую платформу, которую разработчики могут использовать для ускорения процесса разработки. Они включают в себя основные компоненты и интерфейсы, такие как Ethernet, USB, HDMI, CAN, PCIe, UART и другие, чтобы обеспечить подключение к периферийным устройствам, что позволяет сосредоточиться на разработке приложения, не занимаясь проектированием базовой аппаратной платформы

6. **Надежность:** SMARC-модули обычно производятся производителями промышленных модулей в соответствии с высокими стандартами качества и имеют долгий срок службы. Это делает их надежным выбором для использования в критически важных приложениях, где требуется стабильная работа и минимальные сбои.

Спецификация определяет два размера модуля: 82 мм x 50 мм и 82 мм x 80 мм. Основное питание модулей – 5В.

Список обязательных и дополнительных интерфейсов модуля SMARC описан в спецификации, находящейся в открытом доступе на сайте <https://sget.org/>.

Печатные платы модуля имеют 314 контактный краевой разъем, который соединяются с низкопрофильным 314-контактным прямоугольным разъемом типа MXM3 на несущей плате (рис. 1).

Разъем MXM3 обычно используется для видеокарт или модулей в форм-факторе SODIMM. Но назначение контактов на Модулях SMARC и графических картах – различные. Контакты модуля SMARC намеренно пронумерованы как P1 – P156 и S1 – S158 с целью отличия модуля SMARC от графического модуля MXM3.

Отечественные модули SMARC

В настоящее время усилия многих разработчиков встраиваемых процессорных модулей сосредоточены на использовании компонентной базы производства КНР. НПК «АТРОНИК» не исключение, в настоящее время инженерные усилия компании сосредоточены на разработке встраиваемых компьютерных модулей на базе процессоров RK3568/3588 (рис. 2) производства КНР.

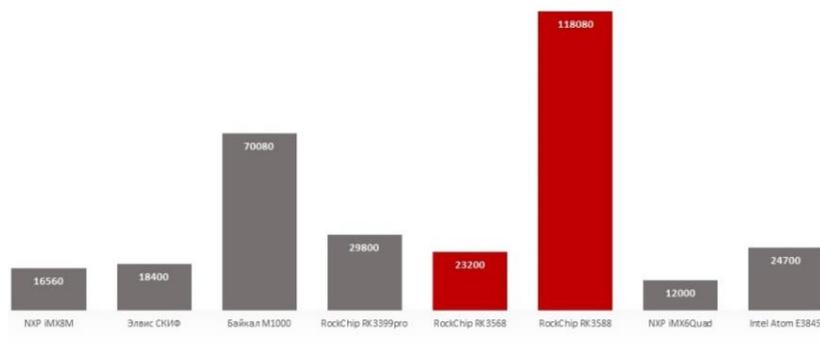


Рис. 2. Сравнение производительности процессоров, DMIPS

Модули АТРОНИК на ЦП RockChip полностью соответствуют спецификации SMARC 2.1.1 Дублированные коммуникационные интерфейсы (Ethernet, CAN, RS-232/422/485), система коррекции ошибок памяти (ECC), промышленный температурный диапазон эксплуатации обеспечивают эффективное использование модулей при создании надежных систем РЗА и АСУ ТП. В таблице приведен сравнительный анализ модулей SMARC производства НПК АТРОНИК.

Таблица

Сравнение модулей SMARC производства НПК «АТРОНИК»

	МЦП1502	МЦП1503
Центральный процессор	RK3568J	RK3588J
Объем ОЗУ	DDR4 4 Гб с ECC*	LPDDR4 8/16 Гб
Объем ПЗУ (eMMC)	32 Гб	64/128 Гб
NPU Tops (INT8)	0,8	6
HDMI	v.2.0	v.2.1
Потребляемая мощность, Вт	12	25
Рабочий температурный диапазон	-40...+85°C	-40...+85°C
Поддерживаемые операционные системы	KasperskyOS, Linux	Linux

Заключение

SMARC-модули представляют собой современное и гибкое решение для создания вычислительных систем и устройств, обладающее преимуществами компактности, масштабируемости, энергоэффективности, стандартизации, легкости разработки и надежности. Использование SMARC-модулей может быть полезно при разработке систем технического зрения, бортовых вычислителей, систем связи, навигации и наведения робототехнических комплексов других компьютерных систем, где требуется компактный масштабируемый встраиваемый вычислительный модуль.

ЛИТЕРАТУРА

1. Медведев А.В. Компьютерные модули: преимущества и популярные стандарты // CONTROL ENGINEERING Россия. – 2022. - №3. – С.14-20.
2. Дашевский В.П., Бизин М.М. Обзор возможностей бортовых вычислителей на основе SMARC-модулей для робототехнических комплексов // Доклады ТУСУРа. – 2015. – №3 (37). – С.91-95.

Автор

Медведев Алексей Владимирович, кандидат технических наук, заместитель технического директора, АО «НПК «АТРОНИК». E-mail: mav@atronik.ru.

ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ДЛЯ ОБОРУДОВАНИЯ РЗА И АСУ ТП

ПРОЕКТИРОВАНИЕ КОНФИГУРАЦИИ ЧМИ НА БАЗЕ КОНФИГУРАЦИОННЫХ ЯЗЫКОВ SCL, GCL И HCL

В.В. Прокопьев, Е.А. Мисина, НПП «ЭКРА», г. Чебоксары, Россия

Аннотация. В докладе рассматриваются принципы проектирования человеко-машинного интерфейса SCADA системы и освещаются проблемы, возникающие при подготовке проектной и рабочей документации энергетических объектов, а конкретно – невозможность использования графического описания подстанции на разных этапах проектирования из-за отсутствия привязки графических элементов к данным МЭК 61850. В качестве решения проблемы рассматривается предложение черновика главы стандарта МЭК 61850-6-2, заключающееся в использовании файла описания спецификации человеко-машинного интерфейса (ЧМИ) и файла описания конфигурации ЧМИ, которые позволят разработчику SCADA-системы загрузить файл спецификации или конфигурации ЧМИ для преобразования в визуальное отображение конкретной SCADA-системы.

С внедрением новых технологий модифицируются прежние технологические решения. Так, с появлением цифровых подстанций (ЦПС) изменяется подход к проектированию, в частности к оформлению документации. Ключевым аспектом новой концепции проектирования считается создание виртуальной информационной модели энергообъекта, которая является не только средством хранения информации, но и источником информации для дальнейшего использования на разных стадиях проработки проекта.

В соответствии с требованиями СТО “Нормы технологического проектирования ПС...” [1], проектная документация ЦПС разрабатывается согласно стандартам МЭК 61850-4 и МЭК 61850-6. Таким образом, на стадии разработки проекта заказчи-

ку должен передаваться файл описания спецификации подстанции (SSD) в формате языка описания системы (SCL) в соответствии со стандартом МЭК 61850-6. Далее на основании SSD на стадии подготовки рабочей документации должен быть создан и передан заказчику файл описания конфигурации подстанции (SCD) в формате языка SCL в соответствии со стандартом МЭК. Однако, вышеуказанная проектная документация затрагивает не все области текущего процесса проектирования. Так, например, не упомянут процесс разработки приложений человеко-машинного интерфейса (ЧМИ), который выступает в качестве инструмента обеспечения взаимодействия между оператором и оборудованием, дает возможность оператору управлять оборудованием, контролируя его функционирование.

В качестве ЧМИ на ПС выступает мнемосхема, которая представляет собой совокупность статических и динамически изменяющихся элементов, отображающих схему ПС. С помощью мнемосхемы реализуется взаимодействие между оператором и оборудованием, что позволяет оператору осуществлять управление и контроль за работой оборудования на ПС.

Подготовка проекта экранных форм осуществляется или на этапе формирования конфигурации системы, когда разработчик SCADA-системы вручную формирует требуемые мнемосхемы проекта в специализированном программном продукте и предоставляет разработанные экранные формы в виде экранных снимков проектировщику, или на этапе разработки документации, когда проектировщик включает в документацию мнемосхемы, представленные в виде рисунков экранных форм, созданных в графическом редакторе. Далее на основе рисунков экранных форм проектной документации разработчики системы SCADA прорисовывают или корректируют экранные формы. Разработка экранных форм является трудоемким процессом, что связано как с большим объемом ручной настройки для создания и отображения графических форм, так и с необходимостью привязки элементов мнемосхемы к соответствующим объектам и атрибутам данных.

В настоящий момент нет единого стандартизованного процесса проектирования ЧМИ. Этот пробел в проектировании предполагается закрыть с помощью положений, описанных в

разрабатываемой главе 6–2 стандарта МЭК 61850 [2]. Целью данного стандарта является унификация процесса проектирования приложений ЧМИ. Глава 6–2 определяет, как графические компоненты, представленные в ЧМИ, и их взаимодействие должны быть описаны с использованием языка графической конфигурации (GCL), языка конфигурации ЧМИ (HCL) и языка конфигурации системы (SCL).

– SCL описывает абстрактную модель данных и коммуникационные сервисы, необходимые для привязки в языке HCL. Файл SCD следует рассматривать как «исходник», импортируемый в инструмент конфигурирования ЧМИ.

– GCL предназначен для описания графической объектной модели. Он использует подмножество элементов масштабируемой векторной графики W3C SVG, которая представляет собой язык, позволяющий пользователям описывать графические элементы и их взаимодействие с помощью стандартизованного синтаксиса XML. SVG был выбран в качестве языка, на котором базируется GCL, благодаря большому спектру доступных графических элементов, масштабируемости без потери качества, относительно малого размера файлов и общедоступности.

– HCL определяет элементы, необходимые для привязки графических элементов из GCL, соответствующих объектам из SCL, таким образом, HCL является связующим звеном между языками GCL и SCL.

Совместное использование языков SCL, GCL и HCL в проектировании позволит создать стандартизованный файл конфигурации ПС, который будет служить универсальным средством передачи информации между этапами разработки проекта ПС.

ЛИТЕРАТУРА

1 СТО 56947007–29.240.10.248–2017 «Нормы технологического проектирования ПС переменного тока с высшим напряжением 35–750 кВ», ПАО «ФСК ЕЭС».

2 <https://www.iec.ch>.

Авторы:

Прокорьев В.В., заместитель руководителя ЦИАСУ, НПП «ЭКРА». E-mail: prokorjev_vv@ekra.ru.

Мисина Е.А., НПП «ЭКРА». E-mail: misins21rus@mail.ru.

УСТОЙЧИВОСТЬ К КИБЕРУГРОЗАМ АСУ ТП ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Д.С. Скворцов, Россия, г. Чебоксары, АО «ЧЭАЗ»

Ключевые слова: информационная безопасность, киберугрозы, АСУ ТП.

Введение

Уже неоднократно утверждалось, что одними из наиболее чувствительных для экономики страны объектов критической информационной инфраструктуры (КИИ) являются объекты электроэнергетики.

Одна из приоритетных задач цифровизации экономики – цифровизация электроэнергетической отрасли.

Энергетическая отрасль становится более динамичной, сложной и взаимозависимой отраслью.

Результатом возникновения инцидентов информационной безопасности на объектах электроэнергетики и их совокупность могут быть повреждения оборудования, массовые отключения потребителей, выбросы отравляющих и радиоактивных веществ, как следствие гибель людей, выход из строя инфраструктурных объектов здравоохранения, коммунального хозяйства, остановка промышленного производства и т.д.

В ближайшее время целями преступников, стоящих за кибератаками на промышленные предприятия, будет не финансовая выгода или получение крупных сумм выкупа, а остановка их важнейших технологических процессов и аварии на промышленных объектах.

Актуальные проблемы обеспечения кибербезопасности АСУ ТП объектов электроэнергетики

Задача обеспечения безопасности АСУ ТП – это прежде всего обеспечение безопасности технологических процессов. Обезопасить технологические процессы – это значит оградить их от любых несанкционированных воздействий информационного характера, которые создают возможность некорректного выполнения технологических процессов. Системы должны быть спроектированы таким образом, чтобы противостоять атакам, поскольку оборудование энергосистемы не может быть просто

отключено в случае атаки, а должно оставаться работоспособным настолько долго, насколько это возможно. Важными являются стратегии восстановления после атак, поскольку электропитание должно оставаться включенным настолько долго, насколько это возможно, даже если оборудование будет изъято для ремонта.

В АСУ ТП существуют следующие актуальные проблемы обеспечения кибербезопасности:

- необходимость постоянного обновления программного обеспечения и оборудования после надлежащего его тестирования или проверки;

- отсутствие регулярного контроля конфигураций. Верификация конфигураций, программного обеспечения и архитектуры устройств производится вручную и крайне редко. Сканирование систем может создавать риски для технологических процессов. Контроль информационной среды позволит выявить ситуации, когда возникло какое-либо отклонение от стандартной жизнедеятельности системы;

- некорректные или недостаточные настройки локальной вычислительной сети (ЛВС);

- открытые стандарты. Используемые протоколы передачи данных построены на базе открытых для изучения стандартов и подробно и качественно документированы, были разработаны для обеспечения функциональных технологических помещений и удобство эксплуатации;

- отсутствие разграничения прав доступа;

- отсутствие или недостаточность средств регистрации событий ИБ;

- производители, заказчики и подрядчики не обеспечивают должную безопасность и не выполняют требования по безопасности своих систем;

- недостаточная подготовка персонала навыками и компетенциями в области информационной безопасности, ограниченный персонал, выполняющих большое количество ручной работы на территориально удаленных друг от друга объектах с большим парком устройств.

Назревающие проблемы кибербезопасности в меняющейся энергетической отрасли:

- проблемы кибербезопасности при использовании интернета вещей, больших данных и облачных платформ;
- применение искусственного интеллекта для автоматизации кибератак, ориентированных на промышленные системы.

Проведение анализа уязвимостей асу тп объектов электроэнергетики

Для полноценного обеспечения информационной безопасности, повышения устойчивости к киберугрозам необходим анализ уязвимостей.

Эффективность анализа уязвимостей напрямую зависит от квалификации экспертов, выполняющих экспертизу. Не рекомендуем проводить анализ с помощью штатных сотрудников – лучше обратиться к сторонним организациям, специализирующимся на ИБ.

Как известно проведение анализа уязвимостей для третьих лиц это лицензируемый вид деятельности. АО «ЧЭАЗ» имеет соответствующие лицензии и компетенции.

Анализ уязвимостей АСУ ТП объектов электроэнергетики представляет собой комплексное, всестороннее исследование всех программных и программно-аппаратных средств, в том числе средств защиты информации.

При проведении анализа уязвимостей применяются следующие способы их выявления:

- а) анализ документации по безопасности;
- б) анализ настроек программ и оборудования;
- в) выявление известных уязвимостей;
- д) тестирование на проникновение.

Применение способов и средств выявления уязвимостей осуществляется субъектом критической информационной инфраструктуры с учетом особенностей функционирования значимого объекта.

Допускается проведение анализа уязвимостей на макете (в тестовой зоне) значимого объекта или макетах отдельных сегментов значимого объекта.

Анализ уязвимостей значимого объекта проводится также до ввода его в эксплуатацию на этапах, определяемых субъектом критической информационной инфраструктуры.

Ключевые вопросы, которые ставятся перед рабочей группой, приступающей к анализу киберугроз для энергообъектов, формулируются следующим образом:

– Возможно ли нанести ущерб энергообъекту в результате потенциальной кибератаки на АСУ ТП и если да, то какой?

– Какие меры необходимо предпринять для сокращения вероятности или уменьшения последствий возможной кибератаки?

В рамках экспериментов и исследовательских работ должны быть получены ответы на вопросы: что и как можно «слопать», и к чему это приведет.

Для энергообъектов применим следующий перечень этапов такой исследовательской работы:

1. Анализируется технологическое оборудование, его системы контроля и управления на наличие узлов, управляемых от автоматизированных систем.

2. Выявляются сценарии деструктивного воздействия на органы контроля и управления технологическим оборудованием, способные привести к существенным повреждениям технологического оборудования и большому ущербу.

3. Определяются технические условия, обеспечивающие возможность деструктивного воздействия на органы контроля и управления технологическим оборудованием.

4. Определяются контрольные точки, несанкционированный доступ к которым извне дает возможность реализации сценариев угроз.

5. Проводится тестирование на проникновение.

6. В случае реализации выявленных киберугроз определяется величина потенциального ущерба в натуральном и финансовом выражении.

7. Определяются меры, позволяющие исключить или нивелировать угрозы или последствия их реализации.

Заключение

В случае выявления уязвимостей значимого объекта, которые могут быть использованы для реализации (способствовать

возникновению) угроз безопасности информации, принимаются меры, направленные на их устранение или исключающие возможность использования (эксплуатации) нарушителем выявленных уязвимостей.

При определении мер защиты первоочередное внимание уделяется поиску способов исключения вероятности или последствий реализации угроз с наивысшим ущербом. Во вторую очередь анализируется применимость выбранных мер для исключения сценариев с меньшим ущербом. Третьим этапом прорабатываются мероприятия, исключающие возможность незаметного присутствия потенциального нарушителя внутри периметра ПТК АСУ ТП. Четвертым этапом прорабатываются меры обеспечения контроля за корректностью работы ограничительных мер и обеспечению режима ограничения доступа к информации об объекте.

Авторы:

Скворцов Дмитрий Семенович, специалист по защите информации БЗИ УРБПОиЗИ, АО «ЧЭАЗ». E-mail: d.skvortsov@cheaz.ru.

Филиппов Алексей Вячеславович, начальник БЗИ УРБПОиЗИ, АО «ЧЭАЗ». E-mail: a.filippov@cheaz.ru.

УНИФИКАЦИЯ СТРУКТУРЫ АЛГОРИТМОВ РЗА ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ ПРОЦЕССА РАЗРАБОТКИ ВСТРОЕННОГО ПО, СОЗДАНИЯ ДОКУМЕНТАЦИИ, РЕАЛИЗАЦИИ АВТОМАТИЧЕСКОГО ТЕСТИРОВАНИЯ И ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ДАННЫХ В СИМ МОДЕЛЯХ

Д.А. Пушкарь, А.С. Ильинский, Россия, г. Санкт-Петербург, ООО «НТЦ «Механотроника», e-mail: info.mt@systeme.ru

Ключевые слова: релейная защита, унификация алгоритмов, оптимизация, автотесты, СИМ.

Введение

В терминалах релейной защиты и автоматики отечественного и зарубежного производства одни и те же функции, реализованные в разных линейках терминалов и/или прошивках, могут иметь различное количество внутренних уставок, их наименование и комментарии, нюансы логической реализации, разное количество входов/выходов. Подходы и методы к реализации алгоритмов и параметров РЗА определяют производители устройств, что может приводить к нескольким версиям одного и того же алгоритма в однотипных терминалах.

Отсутствие унификации структуры алгоритмов, параметров, сигналов терминалов РЗА в следствии многообразия линеек и накопления большого количества версий за многолетний период эксплуатации приводит к:

- Усложнению разработки нового программного обеспечения терминала, так как разработчику приходится дорабатывать существующие решение, что увеличивает вероятность человеческой ошибки;
- Увеличению времени и усложнению проверки из-за индивидуального подхода;
- Различному описанию алгоритмов однотипных функций, что приводит к сложностям при эксплуатации и обслуживанию терминалов;
- Невозможности передачи информации на верхний уровень, используя СИМ модели по протоколу МЭК 61968, МЭК 61970.

Разработка и производство устройств РЗА в условиях санкционных ограничений

Условия санкционных ограничений подтолкнули ООО «НТЦ «Механотроника» к переходу на новую компонентную базу, используемую в устройствах РЗА серии БМРЗ-150. Одновременно с этим было принято решение о тщательном анализе и последующей реструктуризации программного обеспечения БФПО. Целью реструктуризации была унификация алгоритмов РЗА, их уставок, сигналов, описания.

Блок является программируемым устройством («гибкая логика») с двухуровневым программным обеспечением (Про). Двухуровневое Про блока состоит из БФПО и программного модуля конфигурации (ПМК). БФПО разрабатывается предприятием-изготовителем и содержит недоступные для изменения потребителем компоненты [1]. Таким образом, в силу различия и специфики области применения каждого терминала и следовательно различие в алгоритмах, было принято решение о переносе части алгоритмов в ПМК, обеспечивающий «гибкую логику» устройства.

Терминал РЗА может быть разработан под индивидуальное проектное решение, при этом блок должен содержать типизированные алгоритмы, разработанные ранее, отличие будет в добавочной пользовательской логике. Так, например, программное обеспечение БФПО-152-БСК-51 (рисунок) предназначено для выполнения функций релейной защиты, автоматике, управления и сигнализации присоединений напряжением 6 – 10 кВ (БСК – батарея статических конденсаторов) [2]. Алгоритм включения выключателя отличается от большинства блоков данной линейки тем, что имеет функциональный узел блокировки включения при заряженной батарее конденсаторов.

Было принято решение о переносе данного узла в пользовательскую логику, где в качестве отдельных элементов логики используются пусковые органы и уставки, сформированные для гибкой логики. Связующим звеном между унифицированным алгоритмом включения и добавочной логикой являются входные сигналы БФПО (SIU сигналы). Таким образом сам алгоритм включения представляется из себя функциональный блок, имеющий типизированные уставки, входные и выходные сигналы,

который будет одинаков во всей линейке блоков и пользовательскую логику, изменение которой не требует создания новой редакции терминала, а является сформированной под индивидуальный проект логикой, разрабатываемой в конфигураторе устройства.



Пример структуры типизированного алгоритма блока РЗА

По мимо этого, была произведена унификация параметров алгоритмов. Проведенный анализ позволил подробно описать методы наименования уставок, выходных/выходных сигналов защит и соответствующего описания (комментарии и разделы документации). Используемые параметры привязаны к функциональному узлу, ступени.

Возможности унифицированных алгоритмов РЗА

Унифицированные алгоритмы имеют широкий спектр применения. Одной из ключевых возможностей, которая открывается при типизации алгоритмов, является значительное уменьшение затрат на разработку, тестирование и создание документации нового блока. Так как блок состоит из уже сформированных функциональных блоков, нет необходимости повторных затрат на создание и проверку алгоритма. При этом появляется возможности автоматизации тестирования путём написания алгоритмов авто-тестов по уже сформированным методикам про-

верки и протоколам испытаний. Помимо этого, возможна реализация алгоритмов по автоматизации создания документации на отдельные устройства.

В настоящее время активно ведётся внедрение передачи данных на базе стандартизированной общей информационной модели CIM (Common information Model), которая представляет собой объектно-ориентированную модель данных, содержащую сведения о различных областях энергосистемы. Данные модели стандартизированы для обеспечения однозначной интерпретации всеми участниками информационного обмена. В связи с этим, так как область применения постепенно начинает затрагивать задачи релейной защиты и автоматики в России, унификация структуры алгоритмов, параметров, сигналов терминалов РЗА позволяет автоматизировать расчётно-аналитические задачи в области РЗА и смоделировать единую систему для различных устройств РЗА.

Заключение

Проделанная работа по реструктуризации программного обеспечения новой линейки устройств БМРЗ позволило обеспечить единую методику описания данных и автоматизировать процессы производства терминала РЗА. Основной концепцией разработки являлось перенос части функционала в часть гибкой логики, которая связывается с типизированными алгоритмами через входные SIU сигналы, и стандартизация наименования параметров алгоритмов путём привязки их к функциональным узлам и ступеням. Таким образом, концепция унификации позволяет уменьшить затраты на полный цикл разработки нового блока, облегчить эксплуатацию, а также создаёт возможности описания модели системы РЗА используя стандарты МЭК 61968, МЭК 61970.

ЛИТЕРАТУРА

1. БМРЗ (общее руководство по эксплуатации): <https://www.mtrele.ru/dokumentacziya/rukovodstva-po-ekspluataczii> (дата обращения 08.02.2024).
2. ДИВГ.70226-51 13 01. ОП БФПО-152-БСК-51– ООО «НТЦ «Механотроника», 2023. – 61 с.

КРОССПЛАТФОРМЕННОЕ ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ДЛЯ ПРОВЕРКИ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ

Э.П. Рыжов, Ю.Л. Смирнов, Россия, г. Чебоксары,
ООО «НПП «Динамика»

Ключевые слова: информационная безопасность, технологический суверенитет, кроссплатформенное программное обеспечение, тестирование, испытательная система.

Введение

Обеспечение информационной безопасности (ИБ) критической информационной инфраструктуры (КИИ) Российской Федерации – чрезвычайно важная задача для государства. В текущих реалиях появилась необходимость в достижении технологического суверенитета и независимости от внешних санкций и ограничений, применяемых в том числе, в электроэнергетической сфере [1,2]. Особо остро встал вопрос о переходе к использованию только отечественных программно-аппаратных комплексов и сертифицированных ФСТЭК операционных систем.

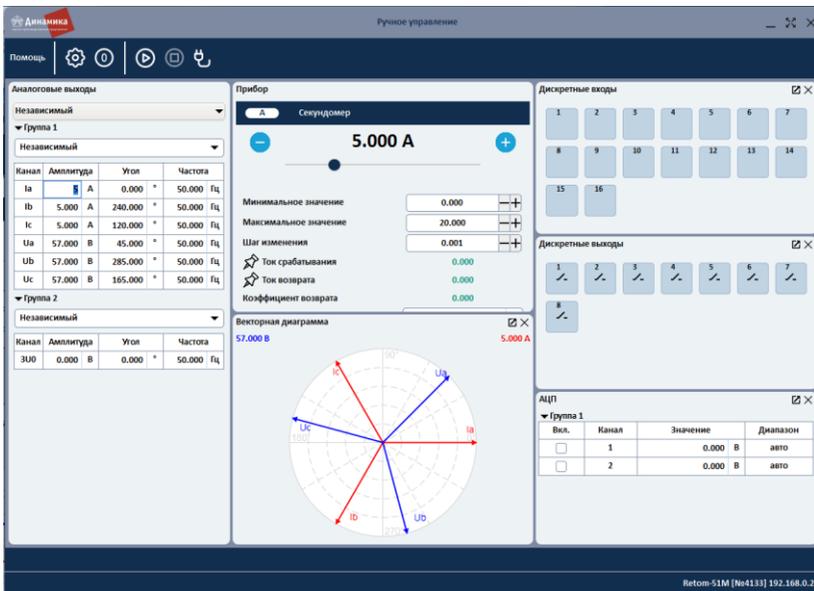
Рассмотрим кроссплатформенное программное обеспечение, предназначенное для управления программно-аппаратными комплексами при испытаниях устройств релейной защиты.

Кроссплатформенное программное обеспечение для проверки РЗА

Реализация кроссплатформенного решения должна строиться на базовых компонентах самой операционной системы. Нестандартные библиотеки и фреймворки, не имеющие свободной лицензии, повышают риски, связанные с возможными ограничениями в работе из-за дополнительных санкций.

Использование сторонних библиотек в сертифицированной операционной системе снижает безопасность всей системы в целом. Поэтому более безопасным и надежным является использование компонентов только самой операционной системы. Система контроля версий, редактирования, компиляции, отладки – все средства разработки должны быть с лицензией для свободного использования. Таким образом, достигается независимость от разного рода санкций.

Кроссплатформенное программное обеспечение для проверки устройств релейной защиты и автоматики «ПроВерь РЗА» разработано в соответствии с ГОСТ [3]. «ПроВерь РЗА» под Linux поддерживает преемственность и совместимость с предыдущими разработками НПП «Динамика» по внешнему виду, функциональности и архивам. Программа практически повторяет внешний вид и набор функций программы «Проверь РЗА», работающую на операционной системе Windows [4]. Разработанные ранее шаблоны и сценарии используются в кроссплатформенном ПО, что исключает все сложности в переходе на новую версию продукта. Внешний вид окна ручного управления представлен на рисунке ниже.



При разработке использовался предыдущий опыт разработки ручного, автоматического и специализированного ПО. Внедрены интеллектуальные конструкции, благодаря которым, созданный ранее инструментарий для визуальной разработки шаблонов и сценариев, получил мощное развитие. Повторное использование созданных ранее сценариев позволяет потребителю получать новый функционал за минимальное время. Обеспечи-

вается техническая поддержка предыдущих разработок и новых продуктов с учетом пожеланий пользователей по расширению функционала.

Проведена объемная работа по типизации алгоритмов и модулей проверок, что существенно ускоряет и упрощает создание пользователем сценариев проверок. В перспективе планируется создание полностью автоматически генерируемых сценариев. Расширение набора готовых шаблонов виртуальных клеммников, измерительных органов и логической части шкафов ускоряет процесс подстройки под проверку конкретного объекта.

В программном обеспечении используются инновационные способы проверки. Для более полной диагностики рабочей конфигурации оборудования используется сервис MMS для проверки функций релейной защиты и функций АСУТП. Проверка без перепрограммирования и минимальное количество переключений во время испытаний в значительной степени сокращает время испытаний и облегчает их проведение. При таком подходе уменьшается влияние человеческого фактора, повышается достоверность результатов, а значит, качество работы и надежность последующей эксплуатации оборудования.

Большое внимание уделено обеспечению защищенности протоколов испытаний. Цифровая подпись гарантирует достоверность испытаний в полном объеме и соответствие результатов требованиям технического обслуживания. Для обеспечения целостности данных используется режим автосохранения и создание резервной копии архива испытаний. Все операции и статус оборудования логируется в отдельном файле для дополнительного анализа. Для минимизации настроек и облегчения работ предоставлен выбор режима работы – простое реле или сложное интеллектуальное устройство с большим набором функций.

Заключение

При разработке кроссплатформенного решения ПО «ПроВерь РЗА» были учтены требования информационной безопасности и обеспечения независимости от санкционной политики. Внешний вид и функциональность обеспечивает преемственность с версией «ПроВерь РЗА» под Windows с учетом развития и рас-

ширения возможностей. Основные направления нового ПО – дальнейшее упрощение и ускорение создания пользовательских сценариев автоматических проверок в визуальном виде. Реализация этих требований обеспечивает безопасную работу, гарантированную сохранность результатов испытаний и надежность при эксплуатации.

ЛИТЕРАТУРА

1. Федеральный Закон от 26 Июля 2017 № 187 «О безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации».
2. Приказ ФСТЭК от 25 .12 .20172017 2017г.№ 239 «Об утверждении Требований по обеспечению безопасности значимых объектов критической информационной инфраструктуры Российской Федерации»;
3. ГОСТР 56939-2016 РАЗРАБОТКА БЕЗОПАСНОГО ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ.
4. РЕТОМ-61/51. Комплексы программно-технические измерительные. Руководство пользователя. RU.БРГА.61000-02 90. Редакция 200614.

Авторы:

Рыжов Эдуард Петрович, начальник отдела перспективных программных разработок, ООО «НПП «Динамика». E-mail: ryzhov-ep@retom.ru.

Смирнов Юрий Леонидович, начальник отдела программных средств, ООО «НПП «Динамика». E-mail: ryzhov-ep@retom.ru.

СЛОЖНОСТИ РАЗРАБОТКИ, ВНЕДРЕНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОТЕЧЕСТВЕННОГО ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

В.В. Шинкин, Россия, г. Самара, ООО «Радиус IT»

Ключевые слова: цифровая образовательная платформа, scada, операционные системы.

Введение

На Сегодняшний день во всех отраслях наблюдается проблематика с разработкой программного обеспечения, внедрения и последующей эксплуатации, это связано в первую очередь с тем, что ранее опирались на иностранные решения в особенности западные. Теперь же необходимо оперативно использовать отечественные инструменты, это все существенно усложняет разработку отечественных решений. Но хотелось бы отметить, что все же отечественные решения существовали и раньше пример таких решений операционные системы Astra Linux, RedOs и другие.

Подход к разработке отечественного программного обеспечения

Наша компания с 2018 года занимается разработками отечественных решений для энергетики, у нас существуют два программных продукта ПК Scada Eleum и Цифровая образовательная платформа. Оба продукта зарегистрированы в реестре отечественного ПО. Мы были в числе первых кто разрабатывал scada систему на платформе Linux. К сожалению мы не можем похвастаться тем что весь программный продукт состоит из отечественных компонентов, так как например нет еще полноценного и проверенного решения в части веб сервера, нет собственных брокеров сообщений, нет решений для среды разработки, есть конечно отечественные но сказать что они полностью нас удовлетворяют нельзя и тем более эти решения как правило платные и не просто платные а с годовой подпиской. У нас был опыт работы с такими решения на первых наших проектах. И в последствии это принесло массу проблем. Сейчас мы активно используем инструменты из открытых источников, библиотеки с открытым исходным кодом, отечественные базы

данных такие как postgresqlpro провели испытания наших продуктов на двух операционных системах Astra Linux SE1.7 и RedOS7. Сейчас у нас имеется ряд договоренностей о испытании наших программных продуктов на процессорах байкал. Что же касается внедрения, то хотелось бы отметить следующее, со стороны заказчика конечно есть сложности, так как отечественные решения, в том числе и наши продукты они требуют так называемой подгонки под заказчика. Все это выливается в дополнительные сложности в виде увеличения бюджета. У нас был опыт работы с разными поставщиками в том числе и склада систем, и хотелось бы отметить все они немного сыроваты и подгоняются уже непосредственно на объектах, но тем не менее отечественных решений становиться только больше. В эксплуатации в целом можно отметить применение отечественных решений как удовлетворительное, нельзя сказать, что программные продукты отечественного происхождения не работают, но и нельзя сказать что они могут быть полноценными аналогами западных решений. Дело в том, что западные решения отучивались годами или даже десятками лет, а отечественные на рынке всего несколько лет. Но также хотелось бы отметить что сейчас многие производители таких решений объединяются, чтобы сделать качественные замены западным программным продуктам и таких продуктов становиться только больше. Мы как компания Радиус IT так же не стоим на месте и разрабатываем отечественного программного обеспечения, сейчас есть кроме вышеперечисленных программных продуктов еще и межсетевой экран, в процессе разработки программного обеспечения для коммутаторов и маршрутизаторов, и мы будем стараться и дальше идти по пути замены западных решений на наши собственные.

Заключение

Хоть и на первый взгляд кажется, что не все так радужно и есть очень много проблем в сфере разработки программного обеспечения, но при этом на рынке все больше и больше становиться таких продуктов есть и операционные системы, есть офисные продукты, есть и программы для энергетиков.

Мы как компания Радиус IT так же не стоим на месте и разрабатываем отечественного программного обеспечения, сейчас есть кроме вышеперечисленных программных продуктов еще и межсетевой экран, в процессе разработки программного обеспечения для коммутаторов и маршрутизаторов, и мы будем стараться и дальше идти по пути замены западных решений на наши собственные.

Автор

Шинкин Вячеслав Владимирович, бакалавр, руководитель департамента информационных технологий, ООО Радиус IT. E-mail: Vyacheslav.shinkin@radius-it.ru, vsh@radius-it.ru.

ОПЫТ РАЗРАБОТКИ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ ВЭУ И ВЭС

А.А. Наумов, Россия, г. Санкт-Петербург, ГК «Энергопро-
Автоматизация»

Ключевые слова: автоматизированные системы управления технологическими процессами, АСУТП, системы автоматического управления, САУ, ветроэнергетическая установка, ВЭУ, ветряная электростанция, ВЭС, моделирование ВЭУ, алгоритмы системного регулирования, импортозамещение.

Введение

Сегодня все большее распространение получают альтернативные возобновляемые источники энергии (ВИЭ). Растет количество электростанций, преобразующих данные виды энергии: солнечные, ветряные, приливные, геотермальные и т.д. С развитием промышленности, мощные полупроводниковые преобразователи и композитные материалы стали доступнее, что в сочетании с современными энергоэффективными технологиями сделало срок окупаемости электростанций сопоставимым со средним сроком окупаемости наиболее распространенных тепловых электростанций. Однако принципы управления ВИЭ отличаются от традиционных электростанций и требуют разработки новых подходов к системам управления и автоматизации.

Доклад посвящен опыту ГК «ЭнергопромАвтоматизация» при разработке отечественных решений в области ВИЭ: систем автоматического управления ветроэнергетической установкой (САУ ВЭУ) и автоматизированных систем управления технологическим процессом ветроэлектростанции (АСУ ТП ВЭС).

Основное содержание

Разработка САУ ВЭУ – комплексная задача, включающая в себя различные области знаний, от механики, аэродинамики, электроники, электротехники до математического моделирования и программирования. При проектировании САУ ВЭУ необходимо учитывать особенности функционирования самих ВЭУ. Будучи нелинейным объектом управления со стохастически изменяющимися параметрами источника энергии, ветра, ветроэнергетическая установка налагает особые и специфические требования к системе управления. Помимо этого необходимо учитывать особенности функционирования аппаратов и механизмов, использующихся для обеспечения функционирования ВЭУ.

Для разработки САУ ВЭУ большое значение имеют исходные данные по объекту управления. От их полноценности зависит качество разрабатываемой математической модели, на которой будет впоследствии проводиться первичное тестирование разрабатываемой САУ. Исходные данные могут быть получены из документации и методом исследования существующего объекта. Сама же математическая модель может быть, как написана с нуля, например, на языках Python или Fortran, так и создана на базе готовых решений, в частности, сред моделирования.

В случае, если разработанная модель получена методом исследования существующего объекта, необходима ее верификация, для чего также может потребоваться система для записи параметров работы установки с последующим сопоставлением характеристик работы, полученных на модели и на реальной установке.

После проведения модельных испытаний, начинаются натурные испытания, при этом во время этих испытаний может производиться актуализация модели, в случае, если разрабатываемая САУ предназначалась для не существовавшего ранее объекта управления с последующей подстройкой САУ и исправлением

недочетов, не выявленных во время модельных испытаний. Если же САУ разрабатывалась под существующий объект, актуализация модели может быть выполнена на этапе верификации. По успешному завершению натурных испытаний, начинается этап опытной эксплуатации, во время которого производится длительное тестирование САУ и возможная оптимизация ее работы и исправление выявленных в процессе работы недочетов.

Ветровая электростанция, как и любой объект, поставляющий энергию в Единую Энергетическую Систему России, является объектом системного регулирования (по активной и реактивной мощности). В связи с этим, АСУ ТП ВЭС должны содержать алгоритмы, управляющие мощностью электростанции, состоящей из множества отдельных ВЭУ, как единым целым в соответствии с требованиями системного оператора. В том числе обеспечивать быструю разгрузку согласно требованиям к первичному регулированию частоты и активной мощности (ОПРЧ). Также немаловажное значение имеет стыковка АСУ ТП ВЭС и САУ ВЭУ. Наилучшей стыковки можно добиться, если взаимодействие АСУ ТП ВЭС и САУ ВЭУ осуществляется с использованием стандартных протоколов передачи данных МЭК. В противном случае, стыковка алгоритмов АСУ ТП и группового регулирования может приводить к неоптимальным решениям с применением промежуточных агентов, замедляющих работу системы в целом.

ЛИТЕРАТУРА

1. Информация о фактическом режиме работы объектов ДПМ ВИЭ в январе 2024 года. – Москва: ОА «СО ЕЭС», 2024 г.
2. Методика мониторинга и анализа участие генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты. – Москва: ОА «СО ЕЭС», 2021 г.
3. РАМАДАН А., ЕЛИСТРАТОВ В.В. Моделирование режимов работы сетевой ветроэнергетической установки с синхронным генератором на постоянных магнитах. – Санкт-Петербург: Электричество, 2019, № 7, с. 11–21.

Автор

Наумов Александр Андреевич, инженер Департамента Инновационных Разработок ООО «НТЦ «ЭПА», naumov@epsa-spb.ru.

ПРОГРАММНО-АППАРАТНЫЙ КОМПЛЕКС ДЛЯ СЕРТИФИКАЦИИ ПОДПИСЧИКОВ SV

Э.П. Рыжов, Ю.Л. Смирнов, В.Э. Степанов, Россия,
г. Чебоксары, ООО «НПП «Динамика»

***Ключевые слова:** МЭК 61850-9-2, сертификация интеллектуальных электронных устройств, статические и динамические испытания, резервирование информационных сетей.*

Введение

Ввод в эксплуатацию высокоавтоматизированных подстанций (ВАПС) с шиной процесса, посредством которой обеспечивается прием и передача выборочных значений аналоговых сигналов (МЭК 61850-9-2 SV) между интеллектуальными электронными устройствами (ИЭУ) сопровождается необходимостью проведения новых видов испытаний. Проверка отдельных устройств, комплексные проверки корректности совместной работы всего оборудования на подстанции требуют применения соответствующего испытательного оборудования и разработки необходимых методик. Дополнительной областью применения проверочного оборудования является проведение работ по сертификации SV-подписчиков, связанных с приемом и обработкой потоков выборочных значений.

В ИЭУ, в части стандарта 9-2, наибольшее распространение получили следующие профили и редакции:

- спецификация МЭК 61850-9-2LE «Implementation Guidelines for Digital Interface to Instrument Transformers using IEC 61850-9-2» (2004 г.) [1];

- стандарт МЭК 61869 «Трансформаторы измерительные. Часть 9. Цифровой интерфейс для измерительных трансформаторов» (2016 г.) [2];

- «Корпоративный профиль МЭК 61850 ПАО «Россети» [3];

- редакции 2.0 и 2.1 части МЭК 61850-9-2 (2020 г.) [4].

Большая часть испытаний связана с необходимостью формирования SV-потоков в нормальном режиме работы ВАПС, а также при возникновении различных искажений или пропадании пакетов в шине станции при передаче данных. Перечень

обязательных проверок на соответствие МЭК 61850-9-2 должен содержать тесты по формированию корректных и некорректных SV-потоков.

Для проведения сертификационных испытаний необходимо выполнить перечень позитивных и негативных тестов, описанных в МЭК 61850-10 [5].

Внедрение программы и методики испытаний на соответствие Корпоративному профилю ПАО «ФСК ЕЭС» для SV-подписчиков расширяет перечень необходимых проверок.

В связи с получившимися распространение различными вариантами реализации МЭК 61850-9-2 и широкого круга требований по проведению испытаний на соответствие стандарту и функций релейной защиты необходимо использование специализированного программно-аппаратного комплекса (ПАК), который должен содержать широкие возможности:

- генерация необходимого количества SV;
- задание различных частот дискретизации и количества выборок в формируемом Ethernet-кадре;
- конфигурирование набора данных (DataSet) для SV-потока (добавление/удаление полей мгновенных значений и качества);
- имитация потерь и дублирования SV-пакетов;
- выдача резервируемых PRP/HSR данных;
- генерация пакетов SV-потока с тегом Vlan и без него (IEEE 802.1Q);
- управление флагом «Simulation» и битами качества «Quality»;
- смещение номера счётчика выборки (smpCnt);
- перемешивание ASDU внутри одного Ethernet-пакета (при ASDU>1);
- задание значений для полей Reserved1, Reserved2, AppId, Security и т.д. в выдаваемых пакетах;
- задание значений, а также разрешение или запрет выдачи опциональных полей;
- смещение времен выдачи сетевых пакетов SV-потока относительно нормального времени их публикации.

ПАК для сертификации подписчиков SV

С учетом требований к необходимому перечню проверок разработан соответствующий испытательный ПАК на основе испытательного прибора РЕТОМ-61850.

Специальный программный модуль выполняет настройку алгоритмов испытаний (рис. 1). Задача аппаратной части заключается в воспроизведении заданного сценария испытаний.

Перед проведением испытаний создается необходимое количество SV-потоков.

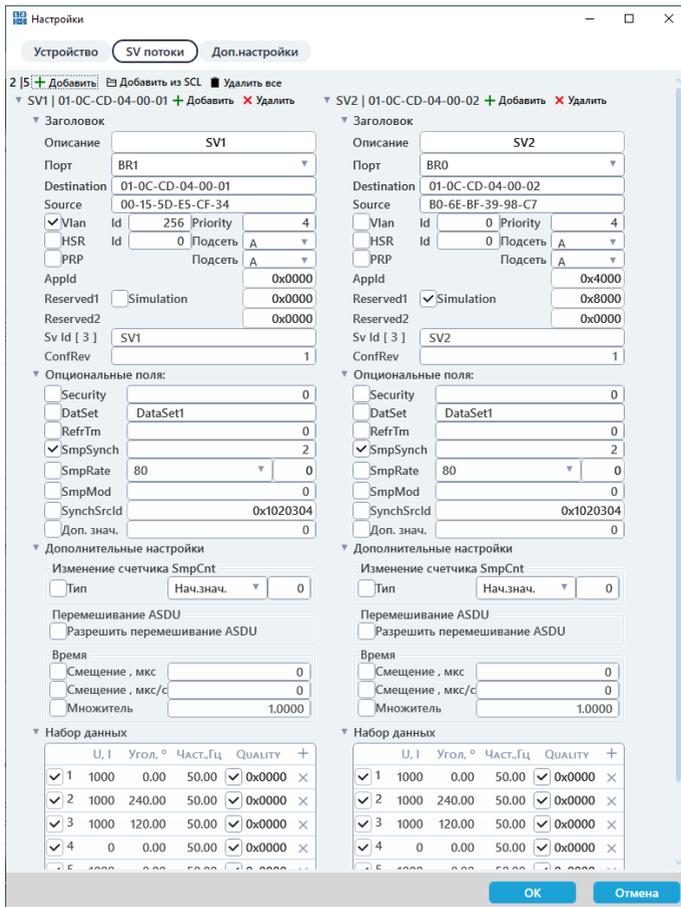


Рис. 1. Настройка параметров SV-потока

оценки правильности обработки данных в обязательных, опциональных полях, флагах качества и др. и устойчивости работы ИЭУ при некорректных данных. Проверочный комплекс может использоваться для ряда проверок при приёмке ИЭУ РЗА, а также при эксплуатационных и послеаварийных испытаниях.

Заложенные в комплекс возможности позволяют провести полноценный анализ испытуемого устройства в различных режимах подписки на SV-потоки, которые, в том числе, предусмотрены в методиках испытаний НТЦ ПАО «Россети» [6].

ЛИТЕРАТУРА

1. IEC 61850-9-2 LE (Lite Edition). Implementation Guideline for Digital Interface to Instrument Transformers using IEC 61850-9-2. UCA International Users Group. 2004.

2. IEC 61869-9 Instrument Transformers – Part 9: Digital Interface for Instrumental Transformers / International Electrotechnical Commission. – 2016.

3. СТО 56947007-25.040.30.309-2020 Корпоративный профиль МЭК 61850 ПАО «ФСК ЕЭС»; 2020-10.

4. IEC 61850-9-2. Communication networks and systems for power utility automation – Part 9-2: Specific communication service mapping (SCSM) – Sampled values over ISO/IEC 8802-3. Edition 2.1. / International Electrotechnical Commission. – 2020.

5. IEC 61850-10, Communication networks and systems for power utility automation- Part 10: Conformance testing. Edition 2.0. 2012-12.

6. Программа и методика испытаний на соответствие Корпоративному профилю МЭК 61850 ПАО «ФСК ЕЭС» (SV- подписка). Редакция № 1.9. 2022.

Авторы:

Рыжов Эдуард Петрович, начальник отдела перспективных программных разработок, ООО «НПП «Динамика». E-mail: ryzhov-ep@retom.ru.

Смирнов Юрий Леонидович, начальник отдела программных средств, ООО «НПП «Динамика». E-mail: ryzhov-ep@retom.ru.

ПОСТРОЕНИЕ ДОСТОВЕРНЫХ ИМИТАЦИОННЫХ МОДЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ АЛГОРИТМОВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

Д.Г. Еремеев, Россия, г. Москва, ООО ЦИТМ «Экспонента»

Ключевые слова: имитационная модель объекта, цифровой двойник, программно-аппаратный комплекс реального времени, релейная защита, моделирование.

Аннотация

Имитационные модели электроэнергетических объектов играют важную роль в повышении эффективности и надежности работы электроэнергетических систем. Они используются для различных целей. Например, это могут быть испытания, исследования и разработка алгоритмов релейной защиты. Моделирование позволяет проигрывать различные сценарии работы электроэнергетических объектов без необходимости использовать натурные испытания на реальных объектах, которые могут привести к выходу из строя дорогостоящего первичного оборудования.

Актуальность темы не вызывает сомнений, так как развитие технологии цифровых двойников не возможна без достоверных имитационных моделей.

Была поставлена задача добиться максимальной достоверности рассчитанных электрических величин, полученных из модели, с имеющимися реальными измерениями.

В качестве основного инструмента подбора параметров имитационной модели использовалась оптимизационная итерационная процедура математической среды моделирования. Это позволило автоматизировать процесс и сократить время нахождения оптимального значения для подбираемых параметров.

Процесс уточнения параметров рассматривается на примере имитационной модели реально-действующей воздушной линии электропередачи 220 кВ. Построенная имитационная модель использовалась для запуска на программно-аппаратном комплексе реального времени с целью испытания реальных микропроцессорных устройств релейной защиты.

Автор

Еремеев Дмитрий Григорьевич, кандидат технических наук, руководитель лаборатории цифрового моделирования в электроэнергетике, Технический департамент, ООО ЦИТМ «Экспонента». E-mail: Dmitriy.eremeev@exponenta.ru.

СОВРЕМЕННЫЙ ПРОГРАММНО-ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫЙ КОМПЛЕКС В ЧАСТИ АВТОМАТИЗАЦИИ ПРОЦЕССА ВЫБОРА И ПРОВЕРКИ УСТАВОК УСТРОЙСТВ РЗА: ТРЕБОВАНИЯ И ИНФОРМАЦИОННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

С.А. Абакумов, А.В. Виштибеев, Д.Н. Саввин, Е.А. Пономарев, Е.И. Эрекайкин, Россия, АО «НТЦ ЕЭС»

Ключевые слова: программно-вычислительный комплекс, токи короткого замыкания, автоматизация, расчет и выбор уставок, релейная защита, моделирование.

Введение

В настоящее время от инструментов и средств для выполнения расчётов токов КЗ и выбора уставок устройств релейной защиты требуется наличие широкого спектра функций и возможностей с целью повышения уровня автоматизации. На текущий момент для современного программно-вычислительного комплекса (ПВК) недостаточно одного моделирования несимметричного режима, преобразованием параметров которого для решения прикладных задач вынужден самостоятельно заниматься специалист по расчёту параметров РЗА. Это связано с возрастающим набором и объемом таких задач. Тенденции к реализации единой информационной модели, проведению расчётов в режиме реального времени, необходимости анализа большого количества схемно-режимных состояний сети определяют требования, которыми должен обладать современный ПВК по выбору и анализу уставок устройств РЗА.

В докладе представлены ключевые требования к современному программному средству, предназначенному для проведения расчётов несимметричных режимов, а также определению параметров настройки устройств РЗ.

Основная часть

Основными пользователями ПВК для расчета указанных режимов являются технические специалисты, занимающиеся выполнением проектных расчётов или их проверкой. Данный программный продукт – профессиональный инструмент, основным результатом работы которого выступают протоколы расчётов, достоверность которых весьма критична. Таким образом, важным источником требований являются ожидания пользователей от программного обеспечения (ПО).

Тенденция к импортозамещению иностранного ПО повышает приоритет отечественных производителей, требует независимости от сторонних решений и возможности работы на операционных системах (ОС) отечественного производства. Формируется потребность в обеспечении информационной безопасности.

Стоит учитывать также текущие тенденции к цифровизации и повышению уровня автоматизации. Так как данные процессы в сфере электроэнергетики далеки от завершения, то стоит учитывать и потенциальное изменение или дополнение требований к ПО.

АО «НТЦ ЕЭС» с 2015 года занимается разработкой собственного ПО для автоматизированного расчета уставок устройств РЗА (ПВК «АРУ РЗА» [1]). ПВК «АРУ РЗА» является основным средством для расчёта токов КЗ и параметров настройки устройств релейной защиты в АО «СО ЕЭС». Все основные компоненты комплекса являются собственной разработкой, независимой от третьих лиц. Немаловажной особенностью является кроссплатформенная реализация – ПВК может использоваться на рабочих местах с различными ОС, в том числе отечественного производства.

С помощью ПВК «АРУ РЗА» возможен учёт сложной несимметрии с любым коммутационным состоянием и произвольным количеством повреждений. Реальные модели энергосистем, как правило, имеют размерность в несколько тысяч узлов, в зависимости от степени детализации модели. В ПВК «АРУ РЗА» при проведении любого расчёта режимных параметров сети предварительно производится эквивалентирование, что позволяет соответствовать предъявляемым к комплексу требованиям по быстродействию и высокому уровню автоматизации расчётов.

Ключевые задачи специалиста РЗА – выбор и проверка уставок устройств РЗ. В настоящих условиях специалисту необходимо оперировать колоссальными объемами информации для корректного выбора уставок и анализа полученных данных, что в настоящее время не представляется возможным без использования современных ПВК. С целью повышения уровня автоматизации расчётов в ПВК «АРУ РЗА» реализованы дополнительные модули. Модуль МСГО предназначен для определения минимального количества генерирующего оборудования, находящегося в работе, по условиям функционирования РЗА.



Модуль АРУ применяется для автоматического расчёта уставок защит с относительной селективностью по условиям,

автоматически формируемым программой по результатам анализа топологии и состава сети. Модуль МАС позволяет производить анализ срабатывания ступенчатых защит при наличии повреждения на сети для проверки выставленных уставок по условиям чувствительности и селективности.

Для решения разного типа задач в АО «СО ЕЭС», сетевых и генерирующих компаниях разрабатывается единая информационная модель (ЕИМ), выступающая в качестве единого источника данных. В ПВК «АРУ РЗА» реализован модуль, предназначенный для импорта сети, обновления состояния элементов сети и устройств РЗА, импорта уставок РЗА из специализированных комплексов, а также для автоматизированного сравнения импортированных данных с информацией, содержащейся в модели сети программного комплекса, и дальнейшего использования полученных данных. Помимо загрузки данных активно разрабатываются механизмы обратной связи с ЕИМ, экспорта данных, полученных в результате взаимодействия с ПВК, в том числе посредством функций программного интерфейса приложения (API). В частности, реализована сетевая версия программы - функция многопользовательских расчётов эквивалентов, которая позволяет на основе данных ЕИМ получить необходимую эквивалентную модель выбранного участка сети. Использование таких технологий позволяет достичь высокого уровня автоматизации и исключить ручное приведение имеющихся сетей к актуальному состоянию [2].

Заключение

Специфика построения отечественных энергосистем и актуальный набор задач, ежедневно решаемый специалистами по расчёту и проверке параметров настройки устройств РЗ, определяют требования к ПВК, предназначенным для расчёта несимметричных режимов. Основными, помимо важных функциональных, являются требования к быстродействию ПВК, автоматизации и оптимизации расчетов, удобочитаемому интерфейсу программы, а также к безопасности и надежности работы ПО.

ПВК «АРУ РЗА» на сегодняшний день закрывает практически все потребности специалистов по расчёту токов КЗ и выбору параметров настройки устройств релейной защиты.

ПВК «АРУ РЗА» постоянно развивается и совершенствуется, активно добавляются новые функции и возможности для облегчения и упрощения автоматизации процесса расчета параметров устройств РЗА, что позволяет существенно уменьшить трудо- и времязатраты, а также свести к минимуму число ошибочных расчетов, связанных с человеческим фактором.

ЛИТЕРАТУРА

1. Абакумов С.А., Виштибеев А.В., Гаязов С.Е., Надобная Е.А., Саввин Д.Н., Эрекайкин Е.И. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ «Программно-вычислительный комплекс для автоматизированного расчета уставок релейной защиты и автоматики. Версия 9.0 (ПВК АРУ РЗА 9.0) № 2023681729 от 18 октября 2023 года»

2. Абакумов С.А., Виштибеев А.В., Гаязов С.Е., Надобная Е.А., Саввин Д.Н., Эрекайкин Е.И. Средства интеграции ПВК «АРУ РЗА» в сторонние информационные системы, в том числе с использованием СИМ. // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2023. - №2(89). – С.77-83.

Авторы:

Абакумов Сергей Александрович, главный инженер проектов отдела проектирования систем РЗА энергообъектов и энергосистем Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»). E-mail: abakimov-sa@ntcees.ru.

Виштибеев Алексей Владимирович, кандидат технических наук, доцент, начальник отдела проектирования систем РЗА энергообъектов и энергосистем Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»). E-mail: vishtibeev-av@ntcees.ru.

Пономарев Егор Александрович, инженер отдела проектирования систем РЗА энергообъектов и энергосистем Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»). E-mail: pomotarev-ea@ntcees.ru.

Саввин Дмитрий Николаевич, аспирант, ведущий инженер отдела проектирования систем РЗА энергообъектов и энергосистем Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»). E-mail: savvin-dn@ntcees.ru.

Эрекайкин Евгений Иванович, аспирант, программист отдела проектирования систем РЗА энергосистем и энергообъектов Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»). E-mail: Erekaikin-EI@ntcees.ru.

ИНФОРМАЦИОННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ ОБЪЕКТОВ КИИ: НАСУЩНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ

Т.Г. Егорова, Россия, г. Чебоксары, ООО «КСБ-СОФТ»

Ключевые слова: информационная безопасность, коммуникации, АСУ ТП.

Введение

Изначальная идея автоматизации на производстве – это удобство управления технологическими процессами и ускорение работ за счет исключения из них человека. А обеспечение информационной безопасности – дополнительная нагрузка на предприятие и проблема для эксплуатации систем автоматизации. Поэтому один из самых сложных моментов в сфере промышленной кибербезопасности – это соединение разных специалистов воедино.

Миссия ИБ-компаний при построении системы защиты АСУ ТП

Когда мы говорим о защите информации в АСУ ТП, кажется, что речь пойдет о некоей научно-проектной деятельности, но на самом деле главная миссия ИБ-компаний – комплексно понимать все стороны, выстраивать взаимодействие между специалистами и формировать команду. Выстраивание этих коммуникаций занимает огромную часть времени при выполнении каждого проекта по информационной безопасности.

Важно, чтобы команда инженеров со стороны ИБ-компания хорошо знала систему автоматизации, понимала технические особенности АСУ ТП, знала, чем занимаются инженеры АСУ ТП, и что для них важно. А с другой стороны, глубоко разбиралась в особенностях работы собственной системы защиты, обладала экспертизой.

«Когда наша компания начала развивать направление защиты АСУ ТП, мы осознанно дополняли команду специалистами с опытом работы с системами автоматизации. У нас получилась хорошая синергия от взаимодействия разноплановых специалистов. Сейчас в штате и классические ИБ-инженеры, и связисты, и инженеры АСУ ТП.

Когда «новые» ребята приходят в команду, мы прокачиваем их навыки, учим взаимодействовать и погружаться в смежные области. Первая командировка – боевое крещение. Всегда в сопровождении опытного напарника, чтобы было комплексное погружение», – Т.Г. Егорова, заместитель руководителя департамента интеграционных решений по промышленной безопасности КСБ-СОФТ.

Информационная безопасность в АСУ ТП – это комплекс

Главная задача при защите информации на промышленном объекте – внедрить подсистему защиты так, чтобы каждая система автоматизации продолжала работать бесперебойно, а технологический процесс оставался непрерывным.

Однако сегодня часто все смотрят на систему ИБ, словно она живет сама по себе, а системы автоматизации сами по себе.

Информационная безопасность сейчас пытается все технологические процессы соединить в единую систему защиты, потому что невозможно защитить только одну систему. Поэтому командам инженеров по защите АСУ ТП на каждом этапе проекта приходится много коммуницировать между специалистами, проектными институтами, генподрядчиками и т.д.

Для корпоративных систем средства защиты, как правило, поставляются прямыми поставками, то есть напрямую конечному Заказчику. В отношении промышленных объектов обычно работает иная схема. Здесь основной участник процесса – компания-строитель промышленного объекта, либо компания, которая реконструирует объект, – генподрядчик.

У генподрядчика будут субподрядчики – строители, поставщики первичного оборудования, вторичного оборудования (систем автоматизации). Теперь в эту цепочку начали встраиваться компании, занимающиеся проектированием и внедрением систем безопасности в АСУ ТП.

Основная сложность для ИБ-направления в том, что ИБ-специалистам приходится взаимодействовать со всеми участниками процесса, чтобы после сдачи объекта все АСУ ТП работали исправно. Поэтому первостепенная задача субподрядчика по информационной безопасности разобраться во всем процессе

комплексно. Необходимо разбираться не только в своей сфере, но и в строительстве, и в технологическом процессе, и в связи. Для этого нужна опытная команда с многогранным опытом работ.

Коммуникативная зрелость в АСУ ТП сегодня

Если за нулевую точку принять дату принятия ФЗ № 187, то на сегодня прогресс в развитии коммуникаций есть. После принятия закона какое-то время промышленность продолжала пребывать в инертном состоянии – специалисты предпочитали не думать об исполнении требований. Но лед тронулся, чему поспособствовало принятие законодательных и отраслевых требований, приказов, а также усиление регуляторного надзора.

Если рассматривать происходящие процессы шире, то можно заметить, что необходимость выстраивания коммуникаций между смежными отраслями или подразделениями внутри отдельно взятой компании, сегодня весьма актуальна, и не только в АСУ ТП. Это общая тенденция сегодняшнего рынка. Учиться понимать друг друга и начинать взаимодействовать – важнейшие из процессов, особенно если мы говорим об обеспечении информационной безопасности.

Заключение

Резюмируя все выше сказанное, отметим главный результат зрелых коммуникативных процессов в АСУ ТП, и не только, — это безусловное понимание всеми участниками процесса необходимого результата общего дела, учитывание особенностей работы смежных отраслей, каждого кубика общего процесса, а также поиск совместных решений общей командой.

ЛИТЕРАТУРА

1. Федеральный закон от 26 июля 2017 года № 187-ФЗ «О безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации».
2. Приказ ФСТЭК России от 25 декабря 2017 года № 239 «Об утверждении Требований по обеспечению безопасности значимых объектов критической информационной инфраструктуры Российской Федерации».

3. Приказ ФСТЭК России от 14 марта 2014 года № 31 «Об утверждении требований к обеспечению защиты информации в автоматизированных системах управления производственными и технологическими процессами на критически важных объектах, потенциально опасных объектах, а также объектах, представляющих повышенную опасность для жизни и здоровья людей и для окружающей природной среды».

Автор

Егорова Татьяна Геннадьевна, заместитель руководителя департамента интеграционных решений по вопросам промышленной кибербезопасности, ООО «КСБ-СОФТ». E-mail: egorova.tg@ksb-soft.ru.

**ОРГАНИЗАЦИЯ КИБЕРБЕЗОПАСНОСТИ
НА ЦИФРОВЫХ ПОДСТАНЦИЯХ
С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СИСТЕМ ВИДЕОНАБЛЮДЕНИЯ**

В.В. Шинкин, Россия, г. Самара, ООО «Радиус IT»

Ключевые слова: цифровые технологии, дистанционное управление, безопасность передаваемых данных.

Введение

С увеличением цифровых технологий и систем автоматизации на цифровых подстанциях, на первый план выходит такое понятие как «безопасность», а следовательно необходимость реализации технических решений для обеспечения безопасности.

Наша компания активно занимается разработкой и внедрением автоматизированных подстанций как на уровне подстанции, так и на уровне диспетчерских центров.

Примеры наших работ — это организация диспетчерского пункта городских сетей, а также цифровые подстанции производственных предприятий.

Мы часто сталкиваемся с такими проблемами как организация разделения полномочий на разных уровнях. В данном докладе рассмотрим, как можно технически разграничивать зоны

ответственности на уровне диспетчерского персонала и персонала подразделения информационных технологий.

Реализация технических решений по кибербезопасности на цифровых подстанциях

Прежде всего хотелось бы отметить, что входит в обязанности диспетчерского персонала и персонала информационных технологий.

Обязанности диспетчерского персонала – это дистанционное управления цифровыми подстанциями, в то время как задачи персонала информационных технологий – это обеспечение работоспособности всех узлов и программных сервисов для обеспечения возможности дистанционного управления цифровыми подстанциями.

Так как же можно разделить их на зоны ответственности используя технические решения.

Говоря про техническое разграничение, надо понимать, что это будет комплекс технических средств, сервисов и мер.

К таким комплексам относится межсетевое экранирование, использование систем видеонаблюдения, системы защиты доступа.

К программным средствам относятся механизмы авторизации и аутентификации пользователей. Использование технологических блокировок управления и т.д.

На сегодняшний день подстанция выглядит **смотреть слайд 3, 4** ниже. Цифровые подстанции как правило не обслуживаемые т.е. постоянного присутствия персонала не требует. Как следствие никто не отслеживает кто приезжает на цифровую подстанцию и какую работу выполняют. Есть конечно распоряжения, задания, которые регистрируются в журнале оперативного персонала, но этого недостаточно.

Исходя из этого можно предположит такую схему разграничения доступа:

Смотреть слайд 4

Когда специалист службы информационных технологий приходит на подстанцию для обслуживания оборудования или для устранения неполадки. То он проходит некоторые процеду-

ры с помощью, которых можно будет потом снять с себя ответственность.

Это используя систему ключевого доступа получить доступ на подстанцию, далее проходя в пункт обслуживания персонал попадает в зону видимости камер слежения, после чего его фотопортрет сохраняется с данными в хранилище, далее сотрудник должен выполнять ряд мер, например таких как оповестить диспетчера о проведении работ на объекте, получить разрешение на проведение таких работ и только после это выполнять такие работы. Если же человек не из числа сотрудников до диспетчер увидит тревогу у себя на мониторе или на видеостене установленной в диспетчерском пункте.

Говоря о программном оснащении. Я буду говорить о склада системе, неотъемлемой части в работе диспетчерского персонала.

Ну во-первых хотелось бы отметить, что расположение серверов со склада системой должно быть в специально оборудованном помещении и вход туда должен быть по ключевому доступу только разрешенным сотрудникам. И фиксироваться также камерой видеонаблюдения.

Касаемо же самой программы, то она должна иметь механизмы авторизации и аутентификации. Иметь резервирование. Иметь резервные копии.

А также иметь возможность выведения на экран диспетчеру информации и присутствии сотрудника в серверной комнате и провидении им работ.

Для возможности оперативного контроля со стороны диспетчеров, можно предложить склада систему ELEUM, будет в режиме реального время вести журналирование и хранение информации по доступам и проведение работ на объектах или узлах. А в случае не штатной ситуации выводит сообщение о тревоге. А также будет предоставлять возможность выведения на экран картинки с объекта. **Смотреть слайд 5**

Журналы событий и аварийные журналы

Таким образом мы можем разграничить зоны ответственности на цифровых подстанциях и диспетчерских пунктах.

Для обеспечения безопасности передаваемых данных, необходимо использовать межсетевые экраны с шифрованием трафика.



Для доступа к обслуживаемым объектам (сервера, контроллеры присоединения и прочее оборудование) возможно использовать rfid метки. Rfid метка может быть как в виде браслета, брелока так и на спец одежде.

Заключение

Частично такая технология у нас представлена на стенде.

Говоря про наш опыт, можно сослаться такие выполненные заказы как, организация диспетчерского пункта в г. Пенза, поставки и наладка оборудования видеонаблюдения на подстанцию 35 кВ г. Уфа, поставка scada Eleum на подстанцию город Киров.

Автор

Шинкин Вячеслав Владимирович, бакалавр, руководитель департамента информационных технологий, ООО Радиус ИТ. E-mail: Vyacheslav.shinkin@radius-it.ru, vsh@radius-it.ru.

КРОССПЛАТФОРМЕННЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ НАЛАДКИ И ПРОВЕРКИ РЗА, АСУ ТП

А.Н. Ямутин, Россия, г. Чебоксары, ООО «РЕЛГРИД»

***Аннотация.** Разработка графического кроссплатформенного приложения для наладки и мониторинга оборудования РЗА на объектах критической информационной инфраструктуры, поддерживающие протокол МЭК 61850.*

Новые вызовы и угрозы с начало СВО имеют долгосрочный и серьёзный характер. Киберугрозы, программные и аппаратные закладки являются одним из аспектов проблемы кибербезопасности. Уязвимости ОС компании Майкрософт в условиях ведения экзистенциальной войны – это огромная стратегическая проблема, приводящая к уязвимостям различных систем, в том числе и для объектов электроэнергетики. Переход на сертифицированные ОС Linux с открытым исходным кодом, разработанные отечественными компаниями, позволяют устранить уязвимости характерные для ОС Windows, и значительно снизить риски киберугроз для рабочих компьютеров и ноутбуков.

Для поддержания высокого уровня эксплуатационного состояния устройств релейной защиты обслуживающий персонал должен иметь в своем арсенале современные программно-технические комплексы проверки и мониторинга. С учетом высокого уровня информатизации и интеграции РЗА в систему обмена цифровыми данными для проведения эффективных проверок необходимы средства контроля сетевых интерфейсов реле. Широко известный анализатор сетевого трафика Wireshark создавался как кроссплатформенное приложение, которое может работать в различных ОС, таких как Linux, MacOS, Windows и в других системах. Данный анализатор используется для решения разных задач: диагностики сетевых проблем, отображение содержания анализируемого пакета, поиск пакетов, фильтрация пакетов. Возможности анализатора ограничены, программа предназначена только для просмотра данных в сети, не вмешивается в работу сети, и не взаимодействует с устройствами в сети. При проведении наладки устройств РЗА по протоколу МЭК 61850 необходима организация клиент-серверной модели обмена данными, для запроса данных у сервера и получения ответа. Приложения с функцией устанавливая клиент-

серверные соединения разрабатывались в основном под ОС Windows. В настоящий момент в отечественной практике получили распространение несколько программных инструментов для работы с протоколом МЭК 61850, среди которых IEDExplorer [с открытым исходным кодом], IECBrowser (компании Сименс), IEDScout (компании Омикрон). Однако, скорее всего, применение данных программ будет ограничено. В соответствии с указом президента РФ от 30.03.2022 №166 установлены сроки перехода для государственных корпораций, компаний с государственным участием, иных организаций на использование российского программного обеспечения к принадлежащим им значимых объектов критической информационной инфраструктуры.

При переходе на ОС Linux возможны затруднения с эксплуатацией устройств РЗА связанные с отсутствием специализированного ПО для работы с МП терминалами защит. Разработка кроссплатформенного графического приложения позволяет восполнить программы для работы в различных ОС Linux. Перед началом разработки приложения было собраны задачи, которые должно решать профильное ПО. На этапе проектирования были описаны следующие требования к ПО в качестве клиента MMS для работы с сервером МЭК 61850:

- одновременная работа с несколькими интеллектуальными электронными устройствами (ИЭУ);
- просмотр и анализ SCL-файлов;
- валидация SCL-файлов на соответствие стандарту МЭК 61850;
- вывод описания логических узлов (LN), объектов данных (DO), атрибутов данных (DA) из SCL-файла;
- подключение к ИЭУ через SCL-файл, считывание текущих значений и состояния данных;
- считывание информационной модели ИЭУ по IP-адресу;
- отслеживание данных;
- отправка команд управления;
- формирование наборов данных, динамических отчётов;
- получение отчётов;
- подписка на GOOSE-сообщений;
- скачивание и сохранение Comtrade-файлов;

- просмотр сетевого трафика по протоколу МЭК 61850 (отчёты, клиент-серверные сообщения, GOOSE-сообщения);
- подсветка изменяющихся данных;
- ведение журнала событий в табличном виде.

Требования к ПО для работы в режиме MMS сервера – инструмента для имитации устройств с применением SCL файлов:

- одновременное моделирование нескольких ИЭУ;
- ручное или циклическое изменение текущих значений и состояния данных ИЭУ;
- публикация GOOSE-сообщений;
- отправка отчётов клиентам МЭК 61850;
- наследование значений Mod/Beh между логическими узлами и логическими устройствами.

Требования к ПО для работы с SV потоками:

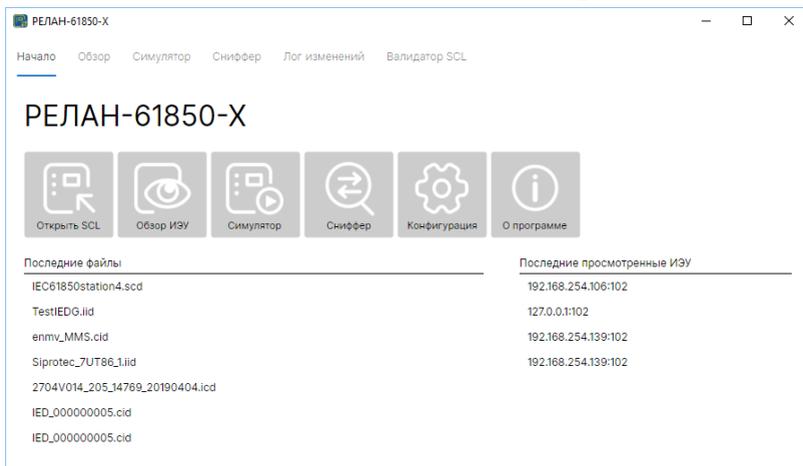
- мониторинг SV-потоков;
- отображение значений сигналов SV-потоков.

Существует широкий спектр вариантов при выборе языка программирования и средств разработки кроссплатформенных приложений. Были проанализированы доступные библиотеки и фреймворки [1,2] и, сопоставив их с уже имеющимися у нас наработками, было решено реализовывать приложение на языке C# в связке с кроссплатформенным фреймворком AvaloniaUI.

В результате разработано кроссплатформенное графическое приложение, представляющее собой многостраничную программу из вкладок. Функциональность каждой части приложения реализована в отдельной вкладке. При запуске приложения пользователь видит главную страницу со списком ранее открытых SCL файлов и список последних подключений к устройствам по IP адресу, кнопку открыть новый SCL файл, кнопку подключения по IP адресу, кнопки для перехода на вкладки симулятор, сниффер (просмотр трафика), конфигурация (выбор сетевой карты). Общий вид главной страницы приложения представлен на рисунке.

Вкладка «Обзор» содержит панель инструментов с кнопками, предназначенные для подключения и работы с ИЭУ. В этой вкладке выполнено навигация, показ структуры ИЭУ, детальное отображение всей информации для объектов данных и атрибутов

данных выбранного логического узла, свойства блоков управления отчетами, GOOSE-сообщений, состав наборов данных.



Главная страница приложения – вкладка «Начало»

Вкладка «Симулятор» содержит панель инструментов с кнопками предназначенные для режима симуляции ИЭУ.

Вкладка «Сниффер» содержит панель инструментов с кнопками предназначенные для улавливания сетевого трафика.

На вкладке «Лог событий» в табличном виде отображается информация об изменениях состояния за наблюдаемыми сигналами.

Вкладка «Валидатор SCL» отображает результат проверки SCL файла на синтаксис (МЭК 61850-6) для всех редакций стандарта и семантику (объектную модель) (МЭК 61850-7-3 и МЭК 61850-7-4) для второй редакции, а также можно выполнить контроль на соответствие корпоративному профилю ФСК ЕЭС согласно СТО 56947007-25.040.30.309-2020.

Заключение

Разработанное кроссплатформенное графическое приложение имеет схожий для всех операционных систем внешний вид, общую логику работы. Работоспособность профильного ПО протестирована на ОС Linux [ALT Linux, Astra Linux, Ubuntu], Windows, MacOS. Все сборки стабильно функционируют. Для функционирования приложения в режиме сервера MMS в ОС

Linux требуется выполнить запуск программы от имени супер-пользователя через команду `sudo`, после запуска сервер будет доступен для клиентов MMS.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бобров А.В. Исследование технологии кроссплатформенной разработки приложения с адаптивным пользовательским интерфейсом. «Молодой учёный». № 45 (440) С. 5-7.

2. Баланков Н.В., Букунов С.В. Разработка кроссплатформенного приложения с помощью библиотеки Qt на примере графического векторного редактора // <http://srcms.ru/jarits/22/text/14.pdf>.

Автор

Ямутин Александр Николаевич, ведущий инженер ООО «РЕЛ-ГРИД», в 2008 году окончил электротехнический факультет ЧГУ им. И.Н. Ульянова. E-mail: yamutin@relgrid.com.

СИНТЕЗ МНЕМОСХЕМ ДЛЯ ВЫСОКОАВТОМАТИЗИРОВАННЫХ ПОДСТАНЦИЙ В SCADA-СИСТЕМЕ SYTRACK

Д.С. Доброхотов, А.В. Трофимов, В.А. Трофимов, Россия, г. Москва, ООО «Компания ДЭП», НИУ МЭИ

Ключевые слова: *Высокоавтоматизированная подстанция, система автоматизации, SCADA, САПР.*

Введение

Развитие технологий ВАПС базирующихся на МЭК 61850 [1] открывает возможности автоматизации процесса разработки мнемосхем. На мнемосхеме отображается оборудование электроустановки, его состояние и процессы. Для ВАПС является обязательным разработка файла описания системы автоматизации подстанции SCD (Substation Configuration Description). Фактически он включает в себя основную информацию для разработки мнемосхем.

Файл SCD представляет собой текстовый файл на языке описания подстанций SCL (Substation Configuration Language) формата XML. Он содержит описание первичного оборудова-

ния, его расположение и соединения на главной электрической схеме, функции и сигналы управления и защит. Эта информация фактически является основой для построения мнемосхем. Соответственно для автоматизации процесса проектирования АРМ необходимо выбрать файлы описания открытого текстового формата. Современные разработки широко используют формат масштабируемой векторной графики SVG (Scalable Vector Graphics), также базирующийся на XML.

Этот формат используется для описания мнемосхем и динамизации их элементов на основе связи с сигналами в SCADA - системе «SyTrack», разработанной в «Компании ДЭП». В докладе рассматриваются подходы к автоматизации формирования мнемосхем в этой системе.

Постановка задачи

Процесс разработки мнемосхем можно условно разделить на два этапа: прорисовка статической части мнемосхемы и привязка её элементов к входным и выходным сигналам для динамизации. Мнемосхема формируется из условных графических обозначений (УГО) оборудования, соединённых в соответствии с принципиальной электрической схемой электроустановки; оборудование распределено (подключено) по разным распределительным устройствам (РУ) и ячейкам; для наглядности каждому уровню напряжения РУ соответствует свой цвет; для каждого присоединения выводятся текущие значения телеизмерений (токи, напряжения, мощности); внешний вид УГО зависит от текущего состояния связанного с ним оборудования и определяется входными сигналами от оборудования [2].

Фактически, вся информация по структуре мнемосхемы присутствует в SCD файле, в котором представлены:

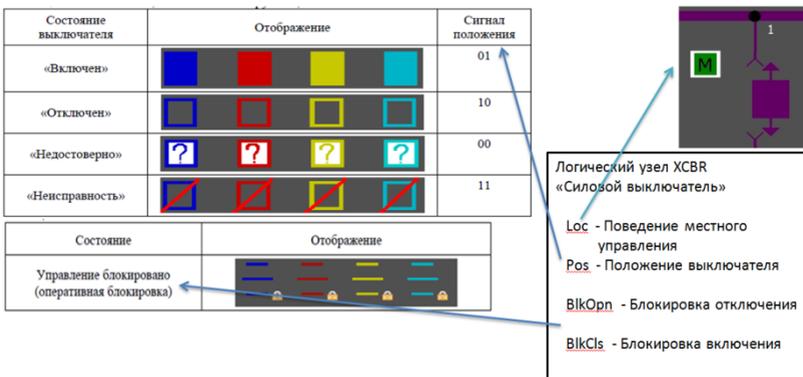
- первичное оборудование (силовые и измерительные трансформаторы, коммутационные аппараты, линии и пр.), с его принадлежностью к определённым уровням напряжения (распределительным устройствам (РУ)) и присоединениям (ячейкам);
- топология главной схемы (выводы оборудования и узлы связи, к которым они подключены);
- логические узлы, которые, с одной стороны, связаны с оборудованием главной схемы, с другой стороны, реализуются на ИЭУ;

- ИЭУ (IED – устройства);
- цифровая сеть.

Дополнительно для каждого оборудования в файле описания предусмотрены его координаты X и Y на схеме в относительных единицах и направление прорисовки.

Описание в SCD файле первичного оборудования, его расположения на схеме и соединения выводов могут быть основой для синтеза “картинки” мнемосхемы.

Вторая задача – её “оживление”. Динамизация элементов мнемосхемы осуществляется при изменении состояния сигналов технологического процесса, привязанных к свойствам графических элементов (цвет, видимость, значение ...). На рисунке слева приведёно регламентируемое стандартом отображение положения силовых выключателей и дополнительной информации о его состоянии (местное/дистанционное управление, оперативные блокировки). Справа показаны основные объекты данных логического узла выключателя XCVR по МЭК 61850. На основе этих данных формируются описания сигналов, участвующих в цифровом обмене. Стрелками на рисунке показана связь данных логических узлов и сигналов, отвечающих за динамизацию элементов мнемосхемы. Так как обозначения сигналов в SCD файле уникальны и связаны в рамках модели с первичным оборудованием, появляется возможность автоматической привязки сигналов к элементам мнемосхемы.



Динамизация отображения УГО

В системе SyTrack [3] описание каждой мнемосхемы хранится в двух файлах. Первый в формате SVG хранит графическое начертание мнемосхемы. Второй в формате XML содержит привязку свойств графических элементов к значениям сигналов, получаемых от сервера, обеспечивающего сбор сигналов от ИЭУ, связанных с оборудованием. Причём формирование мнемосхемы может производиться на основе типовых элементов, хранящихся в файле шаблонов, включающих как сами УГО, так и правила их динамизации.

Алгоритм проектирования

Входные данные. SCD-файл и файл шаблонов элементов (типовых блоков) электрооборудования. Шаблоны хранятся в SVG и XML формате, подготовлены в рамках SCADA SyTrack.

Алгоритм формирования. На первом этапе на основе данных о расположении оборудования типовые блоки можно расставить на чертеже мнемосхемы простейшим “квадратно гнездовым” методом, задавая каждому блоку его уникальное обозначение. Причём могут быть сформированы как обзорная мнемосхема всей электроустановки, так и мнемосхемы отдельных распределительных устройств.

На втором этапе производится соединение аппаратов. Для этого используется информация о подключениях выводов оборудования (Terminal) к узлам связи (connectivityNode). Все узлы связи имеют в SCD файле уникальные обозначения. Для организации подключения линий связи к УГО оборудования в типовые блоки должны быть включены специальные графические элементы, хранящие координаты места присоединения провода. Определение координат узла связи может быть выполнено на основе анализа топологического графа, вершинами которого являются координаты выводов подключенных УГО оборудования.

На третьем этапе осуществляется формирование уникальных имен атрибутов для динамизации элементов схемы. Для этого могут использоваться описания объектов данных логических узлов, которые затем должны быть связаны с сигналами объекта управления. Например, в логическом узле управления коммутационным аппаратом (CSWI) положение выключателя - AA1K1Q01A1\$LD0\$CB1CSWI1\$POS.

Управление проектом. Осуществляется на основе конфигуратора системы автоматизации САПР ЦВК [4]. Позволяет выбрать на дереве модели подстанции нужное распределительное устройство и ячейку, уточнить детали прорисовки.

Выходные данные. SVG файлы описания мнемосхем и XML файлы описания связей элементов мнемосхемы с сигналами сервера.

Заключение

Предложены алгоритмы, позволяющие автоматизировать разработку прикладного программного обеспечения для АРМ.

ЛИТЕРАТУРА

1. ГОСТ Р МЭК 61850-6-2009. Сети и системы связи на подстанциях. Часть 6. Язык описания конфигурации для связи между интеллектуальными электронными устройствами на электрических подстанциях. – М.: ФГУП Стандартифо, 2011, -147 с.

2. СТО 56947007–25.040.70.101-2011. Правила графического отображения информации посредством ПТК и АСУ ТП. - Стандарт организации ОАО ФСК ЕС.

3. SCADA-система “SyTrack”. Быстрый старт ПО «SyTrack» // <http://dep.ru/support/dokumentatsiya/scada-sytrack/>

4. Трофимов А.В., Трофимов В.А. Конфигуратор систем автоматизации цифровых подстанций. – Автоматизация и ИТ в энергетике, 2021, №6, с. 2-6.

Авторы:

Доброхотов Дмитрий Сергеевич, руководитель группы ОТuТП ООО «Компания ДЭП». E-mail: DobrokhotovDS@mpei.ru.

Трофимов Алексей Валентинович, кандидат технических наук, доцент, доцент кафедры «Электрические станции» НИУ «МЭИ». E-mail: trofi56@bk.ru.

Трофимов Владимир Алексеевич, кандидат технических наук, старший преподаватель кафедры «Электрические станции» НИУ «МЭИ». E-mail: trofimovva@mpei.ru.

ПРОГРАММНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС «TRANSVISION» (СБОР, ХРАНЕНИЕ, ПРОСМОТР И АНАЛИЗ НТИ АВТНОМНЫХ РАС, РЗА, ПА И ОМП)

А.В. Алексеев, Россия, г. Санкт-Петербург, ООО «ПАРМА»

***Ключевые слова:** неоперативная технологическая информация, аварийные события, релейная защита, регистраторы аварийных событий, противоаварийная автоматика, определение места повреждения, сбор данных, анализ данных, хранение данных, контроль работоспособности, осциллограммы, журнал событий, причина пуска.*

Введение

Разработанный АО «СО ЕЭС» стандарт ГОСТ Р 59550-2021 устанавливает требования к сбору, хранению и передаче в диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления (ОДУ) в электроэнергетике файлов с данными регистрации аварийных событий с подстанций и переключательных пунктов с классом напряжения 110 кВ и выше, электростанций с установленной мощностью 5 МВт и выше [1].

Существенным требованием стандарта является автоматический режим сбора и передачи аварийных данных, что, очевидно, требует внедрения соответствующих программных комплексов. Службы эксплуатации сетевых предприятий и объектов генерации ожидают предложения со стороны разработчиков подобных систем как для обеспечения требований ГОСТ, так и для получения сервиса, улучшающего эксплуатацию оборудования.

Современные условия требуют:

- перехода на отечественные операционные системы (на основе ОС Linux);
- создания изолированных технологических локальных сетей на уровне объекта;
- повышения информационной безопасности на всех уровнях обслуживания;
- ведения автоматизированного анализа режима работы и причин пуска устройств;
- сервиса автоматического сбора, классификации и поиска загруженных данных на сервере энергообъекта;
- сервиса анализа аварийных событий.

Реализация

Компания «ПАРМА ИТ» в тесном взаимодействии с эксплуатирующими организациями, в первую очередь со специалистами Калининской АЭС, разработала и начала опытную эксплуатацию специализированного кроссплатформенного программно-технического комплекса «TRANSVISION» (ПТК).

Кроссплатформенная система устанавливается на сервер/серверы энергообъекта.

Удаленный анализ информации от эксплуатируемых устройств (и передача в АО «СО ЕЭС») осуществляется без вмешательства в технологическую сеть.

Передача файлов осциллограмм осуществляется по протоколам MMS (МЭК 61850-8-1) с устройств РЗА, РАС, ПАА, ОМП, СВ и «*.DO» с устройств РАС серии «РП 4.06(08)» (предыдущего поколения РАС производства «ПАРМА»).

ПТК реализует следующие функции:

- сбор файлов с данными регистрации аварийных событий с устройств РЗА, ПА, СА, ОМП, СВ и автономных РАС по протоколу МЭК 61850;
- преобразование осциллограмм РАС серии «ПАРМА РП4.06(08)» в формат COMTRADE с соблюдением всех требований ГОСТ Р 58601-2019;
- размещение на файловом сервере данных устройств в отдельные папки с возможностью их скачивания (сбор и размещение файлов на сервере могут быть реализованы как с применением FTP-серверов, так и без них);
- авторизованный доступ неограниченному количеству пользователей;
- удобный и быстрый просмотр и анализ (осциллограммы, события) (рисунок);
- ведение журналов состояния РАС серии «ПАРМА РП4.ХХ» и действий пользователей ПТК.

Для эксплуатирующих РАС серии «ПАРМА РП4.ХХ» энергетических компаний реализован сервис контроля работоспособности устройств, включая контроль входящих в них блоков и модулей. Благодаря этой функции становится возможным свое-

временное обнаружение и предотвращение прерывания аварийной регистрации на объекте.

Дата	Объект	Регистратор	Присвоение	Уставка	Значение	Причина	Длительность	Инфо	Файл
2015-03-31 23:38:18	31.03.15 Л-160 КЗ1А	ПС21 ЦРАП ПС21	ТН-150-1-У	ОП	6	ОП ТН-150-1-У	00:00:10	шт	А\Н\КЗ1А\FU.DO
2014-12-18 10:26:38	18.12.14 Л-171	ПС200 РГ4 06-М_95	Л-171-30	ДЗ	0.292	значение выше нормы	00:00:24	шт	Л\Н\Р4\HE.DO
2014-12-18 10:24:07	18.12.14 Л-171	ПС6 ЦРАП ПС6	Л-171-30	ДЗ	0.54	ДЗ Л-171-30	00:00:14	шт	Л\Н\Р4\07.DO
2014-12-05 22:37:54	05.12.14 Л-171 КЗ2АС	ПС6 ЦРАП ПС6	ТН-150-2-У	ОП	6	ОП ТН-150-2-У	00:00:14	шт	Л\Н\КЗ2А\HE.DO
2014-12-01 15:05:18	01.12.14 Л-179 КЗ1УС	ПС200 РГ4 06-М_95	ПОВ 1/Д/1	ДП	0	Л-179 Вых реле Ф43.1	00:00:41	шт	Л\Н\КЗ1У\01.DO
2014-12-01 15:03:52	01.12.14 Л-179 КЗ1УС	ПС6 ЦРАП ПС6	ПОВ 1/Д/1	ДП	0	ДП ПОВ 1/Д/1	00:00:10	шт	Л\Н\КЗ1У\02.DO
2014-12-01 15:03:49	01.12.14 Л-179 КЗ1УС	ПС53 ЦРАП ПС53	ТН-6-1-У	ПП	40	ПП ТН-6-1-У	00:00:02	шт	Л\Н\КЗ1У\03.DO
2014-11-28 23:28:54	28.11.14 Л-171 КЗ2	ПС200 РГ4 06-М_95	Л-171-1	ОП	1.33	значение выше нормы	00:00:20	шт	Л\Н\КЗ2\01.DO
2014-11-28 23:27:38	28.11.14 Л-171 КЗ2	ПС6 ЦРАП ПС6	Л-172-1	ОП	0.7	ОП Л-172-1	00:00:16	шт	Л\Н\КЗ2\02.DO
2014-11-28 08:24:18	28.11.14 Л-171 КЗ2АС	ПС200 РГ4 06-М_95	ТН-150-1-У	ОП	6	значение выше нормы	00:00:21	шт	Л\Н\КЗ2А\01.DO
2014-11-28 08:08:55	28.11.14 Л-171 КЗ2АС	ПС200 РГ4 06-М_95	Л-171-30	ДЗ	0.292	значение выше нормы	00:00:21	шт	Л\Н\КЗ2А\02.DO
2014-11-28 07:49:34	28.11.14 Л-171 КЗ2	ПС200 РГ4 06-М_95	ТН-150-1-У	ОП	6	значение выше нормы	00:00:24	шт	Л\Н\КЗ2А\03.DO
2014-11-28 07:49:34	28.11.14 Л-171 КЗ2АС	ПС200 РГ4 06-М_95	ТН-150-1-У	ОП	6	значение выше нормы	00:00:24	шт	Л\Н\КЗ2А\04.DO
2014-11-28 07:48:21	28.11.14 Л-171 КЗ2	ПС6 ЦРАП ПС6	ТН-150-1-У	ОП	6	ОП ТН-150-1-У	00:00:14	шт	Л\Н\КЗ2А\05.DO
2014-11-28 07:48:21	28.11.14 Л-171 КЗ2АС	ПС6 ЦРАП ПС6	ТН-150-1-У	ОП	6	ОП ТН-150-1-У	00:00:14	шт	Л\Н\КЗ2А\06.DO
2014-11-23 15:50:57	23.11.14 Л-171 КЗ2АВ	ПС6 ЦРАП ПС6	ТН-150-1-У	ОП	6	ОП ТН-150-1-У	00:00:14	шт	Л\Н\КЗ2А\07.DO
2014-11-23 05:52:30	23.11.14 Л-171 КЗ2АВ	ПС200 РГ4 06-М_95	Л-171-1	ОП	1.33	значение выше нормы	00:00:20	шт	Л\Н\КЗ2А\08.DO
2014-11-13 22:30:05	13.11.14 Л-125 КЗ1А	ГЗС-13 Регистратор-1	Л-123-30	ДЗ	1	ДЗ Л-123-30	00:00:16	шт	А\Н\КЗ1А\05.DO
2014-11-13 22:30:05	13.11.14 Л-125 КЗ1А	ПС5 ЦРАП ПС5	ТН-110-2-У	ОП	6	ОП ТН-110-2-У	00:00:11	шт	Л\Н\КЗ1А\06.DO
2014-11-12 13:57:35	12.11.14 Л-123 КЗ1А	ГЗС-13 Регистратор-1	АТ-1-110-30	ДЗ	1	ДЗ АТ-1-110-30	00:00:25	шт	А\Н\КЗ1А\07.DO
2014-11-12 13:52:54	12.11.14 Л-123 КЗ1А	ГЗС-13 Регистратор-1	АТ-2-110-1	НП	0.25	НП АТ-2-110-1	00:00:51	шт	А\Н\КЗ1А\08.DO
2014-11-12 13:52:24	12.11.14 Л-123 КЗ1А	ГЗС-13 Регистратор-1	Л-123-1	НП	0.25	НП Л-123-1	00:00:26	шт	А\Н\КЗ1А\09.DO
2014-11-12 13:52:24	12.11.14 Л-123 КЗ1А	ПС5 ЦРАП ПС5	Л-123-30	ДЗ	0.9	ДЗ Л-123-30	00:00:15	шт	Л\Н\КЗ1А\10.DO
2014-08-14 22:36:19	14.08.14 Л-155 КЗ2ВРС	ПС87 Регистратор-1	ПОВ 1/Д/1	ДП	0	Л155 Пуся КР5 ДЗ.1	00:00:19	шт	С\Н\КЗ2В\01.DO
2014-08-14 21:36:52	14.08.14 Л-155 КЗ2ВРС	Анализатор ТЗД Регистратор 1	Л-155-30	ДЗ	0.5	значение выше нормы	00:00:15	шт	А\Н\КЗ2В\02.DO
2014-08-14 09:13:32	14.08.14 Л-216 КЗ1ВБ	ПС11А ЦРАП ПС11А	ПОВ 2/Д/1	ДП	0	ДП ПОВ 2/Д/1	00:00:30	шт	С\Н\КЗ1В\01.DO
2014-08-14 09:13:04	14.08.14 Л-216 КЗ1ВБ	ПС87 Регистратор-1	П205-30	ДЗ	0.45	значение выше нормы	00:00:19	шт	С\Н\КЗ1В\02.DO
2014-08-08 18:39:24	08.08.14 Л-152_189	ПС8А Регистратор-1	ТН-110-У	ПП	50	ПП ТН-110-У	00:00:16	шт	С\Н\КЗ1В\03.DO
2014-08-08 18:39:24	08.08.14 Л-152_189	ПС11А ЦРАП ПС11А	ПОВ 2/Д/1	ДП	0	ДП ПОВ 2/Д/1	00:00:26	шт	С\Н\КЗ1В\04.DO
2014-08-08 18:39:22	08.08.14 Л-152_189	ПС-11 Регистратор-1	П152-1	НП	0.125	значение выше нормы	00:00:06	шт	Л\Н\КЗ1В\05.DO
2014-08-08 18:34:01	08.08.14 Л-152_189	ПС11А ЦРАП ПС11А	Л-206-30	ДЗ	0.5	ДЗ Л-206-30	00:00:29	шт	С\Н\КЗ1В\06.DO

Просмотр и анализ осциллограмм, событий в ПТК «TRANSVISION»

Подключение к ПТК осуществляется с помощью любого современного веб-браузера по протоколам HTTP и HTTPS без установки на клиентские рабочие места каких-либо программ.

Заключение

Внедрение ПТК «TRANSVISION» на объектах генерации и электросетевых предприятиях позволит решить несколько важных задач:

1. Обеспечит реализацию требований ГОСТ Р 59550-2021.
2. Существенно облегчит работу персонала СРЗА, ЭТЛ по работе с большим количеством данных от множества эксплуатируемых устройств.
3. Повысит информационную безопасность работы, исключив возможность доступа к устройствам через технологическую сеть.

4. Предоставит дополнительный сервис по автоматизированному контролю работоспособности РАС производства «ПАРМА».

ЛИТЕРАТУРА

ГОСТР 59550 - 2021 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Сбор, хранение и передача в диспетчерские центры в автоматическом режиме файлов с данными регистрации аварийных событий. Нормы и требования : национальный стандарт Российской Федерации : дата введения 2021-07-01 / Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии. – Изд. официальное. – Москва: Стандартинформ, 2021. – 7 с.

Автор

Алексеев Александр Валерьевич, руководитель группы маркетинга и рекламы, ООО «ПАРМА». E-mail:alekseev@parma.spb.ru.

ПРИМЕНЕНИЕ ОНТОЛОГИЙ ДЛЯ АНАЛИЗА ФУНКЦИОНАЛЬНОГО ОПИСАНИЯ ТЕРМИНАЛА РЗА

С.В. Петров, Россия, г. Чебоксары, ЧГУ им. И.Н. Ульянова

Ключевые слова: релейная защита и автоматика, программное обеспечение, онтологии, объектно-ориентированное программирование, синтез программного обеспечения.

Введение

Процесс разработки программного обеспечения (ПО) современного устройства релейной защиты и автоматики (РЗА) является сложным, трудоёмким и дорогостоящим. Для сокращения времени разработки ПО устройств РЗА могут применяться методы автоматизированного синтеза ПО непосредственно из функционального описания устройства РЗА. Реализация алгоритмической части анализа функционального описания устройства РЗА может основываться на онтологиях.

Анализ функционального описания терминала РЗА

Входными данными методики автоматизированного синтеза объектно-ориентированного ПО [1] является описание пред-

метной области (ПрО). Описанием ПрО может являться любой технический документ, написанный экспертом ПрО. Это может быть функциональное описание устройства РЗА, технические требования, техническое задание. Входные данные анализируются на выявление отдельных сущностей, их состава, их функционала и самое главное связей.

Основной сложностью при машинном анализе ПрО является лексический анализ текста [2] для выявления сущностей, их состава и связей. Для решения проблемы лексического анализа ПрО компьютером онтологии являются очень удобным инструментом.

Онтология представляет собой декларативные описания знаний, сделанные на формальном языке и удобные для восприятия человеком и компьютером [3]. Описания знаний содержат понятия, атрибуты и отношения. Формализованные описания знаний позволяют анализировать их компьютером и формировать результаты согласно алгоритма.

В процессе разработки ПО как правило участвуют две группы специалистов: постановщик задачи (эксперт ПрО) и программист. Как правило, программист имеет отдалённое представление о ПрО. Эксперт ПрО занимается описанием ПрО в виде технических требований, технического задания и т. д. для программиста, т. е. описывает ПрО на естественном языке (ЕЯ). Эксперт ПрО может описать ПрО формализованным языком в виде специализированных онтологий [3], понятных человеку и компьютеру. Это, в дальнейшем, позволит применять описываемые ПрО для автоматизированного синтеза ПО.

Применение автоматизированного синтеза ПО на основе заранее описанных онтологий ПрО позволит сократить время разработки ПО. Сокращение происходит за счёт сокращения рабочего времени программистом и за счёт сокращения времени на взаимодействие разработчика ПО и эксперта ПрО. При этом считаем, что время, затрачиваемое экспертом ПрО на разработку технического задания (описание ПрО) остаётся прежним, эксперт всего лишь описывает ПрО формализованным языком. Программист в меньшей степени вникает в ПрО и затрачивает меньше времени на погружение в ПрО и больше времени занимается разработкой алгоритмической части ПО.

Непрерывная разработка наборов онтологий экспертами ПрО [4] позволит в дальнейшем сокращать трудозатраты разработчиков ПО не только доведение ПО до этапа внедрения в эксплуатацию, но и на поддержание ПО, уже находящегося в эксплуатации.

Заключение

Применение онтологий, описывающих ПрО, позволяет реализовать лексический анализ описания ПрО (функциональное описание устройства РЗА), написанного на естественном языке, для дальнейшего автоматизированного синтеза ПО [1]. Автоматизация синтеза ПО устройств РЗА позволит высвободить временной ресурс разработчиков ПО, минимизирует время взаимодействия разработчиков ПО и экспертов ПрО, уменьшает возможности недопонимания между этими двумя группами специалистов, а так же уменьшает вероятность неверного толкования разработчиком ПО функционального описания ПрО.

ЛИТЕРАТУРА

1. Петров С.В., Галанина Н.А. Этапы анализа предметной области в целях программного моделирования. — Тезисы докладов тридцатой международной научно-технической конференции студентов и аспирантов.: Москва.: 2024. — с. 241.
2. Чеусов А. В. Лексический анализ текста в промышленных системах его обработки [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <https://elib.bsu.by/bitstream/123456789/48994/1/cheusov.pdf>, свободный (дата обращения 10.04.2024).
3. Лапшин В.А. Онтологии в компьютерных системах [Электронный ресурс]. — Режим доступа: https://www.elibrary.ru/download/elibrary_13528285_92162301.pdf, свободный (дата обращения 08.04.2024);
4. Информационные технологии. Онтологии высшего уровня (TLO) ГОСТ Р ИСО/МЭК 21838—12021.

Автор

Петров Сергей Викторович, соискатель ученой степени, аспирант, ФГБОУ ВО ЧГУ им. И.Н. Ульянова, факультет ИВТ, кафедра МуАОИС. E-mail: eight@bk.ru.

ИССЛЕДОВАНИЕ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ РАЗЛИЧНЫХ МЕТОДОВ МОДЕЛИРОВАНИЯ НАСЫЩЕНИЯ ТТ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ НІЛ ТЕСТИРОВАНИЯ УСТРОЙСТВ РЗА

Д.М. Тимофеев, Россия, г. Москва, ООО ЦИТМ «Экспонента»

Ключевые слова: тестирование РЗА, испытания устройств, реальное время, моделирование энергосистем, насыщение, трансформатор тока.

Аннотация. Вопрос работы устройств РЗА в условиях насыщения трансформаторов тока не теряет актуальности в последние годы. Насыщение трансформаторов тока вызывает множество негативных эффектов снижая надежность работы энергосистемы, так как является причиной неправильной работы систем защиты. Данные эффекты необходимо исследовать с помощью технологии моделирования энергосистем, в том числе и в реальном времени.

Ввиду актуальности проблемы продолжают выпускаться стандарты и наращиваться нормативная база. Данные документы выдвигают требования к трансформаторам тока, устройствам защиты, методике расчета времени до насыщения трансформаторов, а также методах испытания устройств в данных условиях. С учетом всех требований для полноценного исследования и проверки вторичных устройств необходимы подходящие инструменты, такие как программно-аппаратные комплексы моделирования в реальном времени, например российский КПМ РИТМ.

Существуют различные подходы к моделированию эффектов насыщения трансформаторов тока, которые отличаются глубиной подхода к моделированию, количеством необходимых для учета параметров и трудозатратности. Инженерные задачи в области моделирования также заключаются в определении оптимального уровня детализации моделирования. Моделирование должно быть достаточно точным и достоверным, но при этом не вызывать излишних трудностей при проведении работ. Поэтому для оптимизации процесса моделирования и последу-

ющего тестирования вторичных устройств необходимо выработать методику по моделированию процесса насыщения трансформаторов тока.

В данной работе будут рассмотрены особенности испытания устройств РЗА в условиях насыщения трансформаторов тока, а также проведен сравнительный анализ подходов моделирования цепи намагничивания трансформаторов тока и как следствие явления насыщения магнитопровода

Автор

Тимофеев Даниил Михайлович, магистр, инженер лаборатории цифрового моделирования в электроэнергетике, технический департамент, ООО ЦИТМ «Экспонента». E-mail: daniil.timofeev@exponenta.ru.

ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ДИАГНОСТИКИ ГЕНЕРАТОРОВ НА БАЗЕ СИНХРОНИЗИРОВАННЫХ МГНОВЕННЫХ ИЗМЕРЕНИЙ В СИСТЕМЕ СМНР

Т.Г. Климова, П.Н. Казаков, А.С. Сизов, Россия,
г. Москва, НИУ «МЭИ», АО «Искра Технологии»

Ключевые слова: система СМНР, мгновенные измерения, диагностика оборудования.

Введение

В настоящее время контроль состояния генераторов проводится при помощи специализированных систем диагностики с использованием специальных датчиков (вибрации, электромагнитного излучения, измерения зазора, температуры и др.) и соответствующего программного обеспечения. Внедрение таких систем сопряжено со значительными затратами, что, в ряде случаев, может быть не оправдано. В то же время развитие электроники, в частности, технологии синхронизированных измерений и разнообразных методов анализа позволяет обнаруживать признаки развивающихся аварий без больших материальных затрат.

Большинство механических повреждений генераторов сопровождается появлением характерных гармоник в выходных напряжениях и токах. Анализ спектрального состава этих сигналов позволяет делать выводы о появлении и развитии тех или иных отклонений [1-5]. Наиболее удобным для анализа в данном случае могли бы быть мгновенные измерения, используемые в технологии цифровых подстанций, с передачей по протоколу МЭК 61850.9.2. Но применение данной технологии, во-первых, требует наличия соответствующей сетевой инфраструктуры, и, во-вторых, является избыточным для анализа механических повреждений, так как характерные гармоники лежат, как правило, в низкочастотной части спектра.

Расширение функций СМНР

Для первичной диагностики генераторов на станциях, где предполагается внедрение Системы Мониторинга Системных Регуляторов (СМНР), компания "Искра технологии" предлагает использовать устройства синхронизированных векторных изме-

рений (УСВИ) типа МИП-02А-40.01М и МИП-02А-40.05М. УСВИ МИП-02А-40.05М имеет полный набор функций для измерения параметров генератора в рамках системы СМСР - синхронизированные измерения параметров обмотки возбуждения и выходных трёхфазных напряжений и токов. УСВИ МИП-02А-40.01М предназначено для контроля отходящих линий и не имеет каналов измерения параметров обмотки возбуждения генератора. Оба устройства могут дополнительно передавать на верхний уровень мгновенные измерения напряжений и токов с частотой 200 Гц по отдельному каналу по протоколу С37.118.

Приём и обработка синхронизированных мгновенных измерений может проводиться на отдельном АРМ или сервере. Частота измерений позволяет анализировать спектр частот в выходном сигнале до 100 Гц, что достаточно для выявления большинства механических повреждений.

Возможные нарушения и их проявления в выходных сигналах генераторов

При анализе выходных сигналов генераторов следует учитывать, что источники низкочастотных колебаний могут быть внешние, что также можно определить по данным мгновенных измерений УСВИ. Для выделения внешних колебаний желательно на отходящих линиях станции установить УСВИ МИП-02А-40.01М.

Возможные нарушения генераторов, вызывающие появление дополнительных гармоник в выходных сигналах:

- обрыв стержней ротора;
- эксцентриситет воздушного зазора;
- нарушение изоляции обмотки ротора;
- крутильные колебания вала генератора.

Если в генераторе появляются какие-либо низкочастотные механические колебания с частотой f , то в выходных сигналах напряжения и тока появляются гармоники с частотами $F-f$ и $F+f$, где F – основная частота сети (рис. 1).

Многие дефекты генераторов могут развиваться годами. При этом, по мере развития дефекта изменяются мощность и расположение низкочастотных гармоник. Например, при повреждении вала турбины по мере развития аварии амплитуда кру-

тильных колебаний будет увеличиваться, а частота уменьшаться. На графике (рис. 1) пики соответствующих гармоник, по мере развития дефекта, будут «удаляться» от основной частоты.

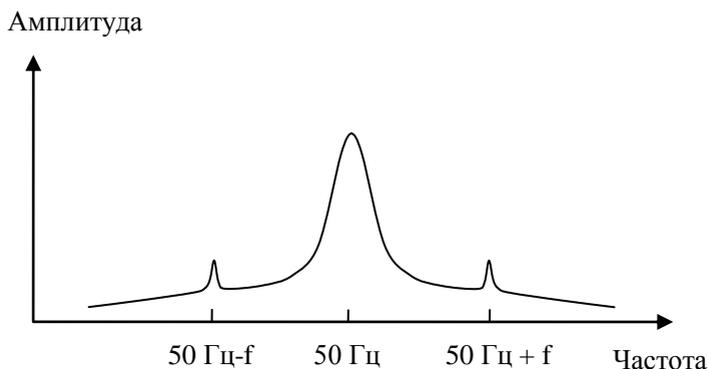


Рис. 1. Проявление низкочастотной составляющей в спектре выходного сигнала

Далее представлены экспериментальные данные, полученные на одной из станций, при наблюдении в течение трех лет. Для анализа использовались мгновенные значения напряжений и токов трех фаз трех генераторов, записанные на интервале несколько минут с частотой дискретизации 200 Гц. Оценка состояния производилась при анализе спектров всех данных.

Ниже приведены результаты анализа синхронизированных мгновенных измерений 2021 года.

Полученный спектр (рис. 2) показывает соотношения между промышленной частотой и возможными подсинхронными (интергармоническими, суб- и супергармоническими) колебаниями (ПСК), показывает несимметрию между характеристиками фаз генератора. Различный масштаб по вертикальной оси показывает соотношения между компонентами спектра.

В спектре напряжения (рис. 3), возможно, проявляются крутильные колебания, а в спектре тока статора – колебания, вызванные повреждениями ротора.

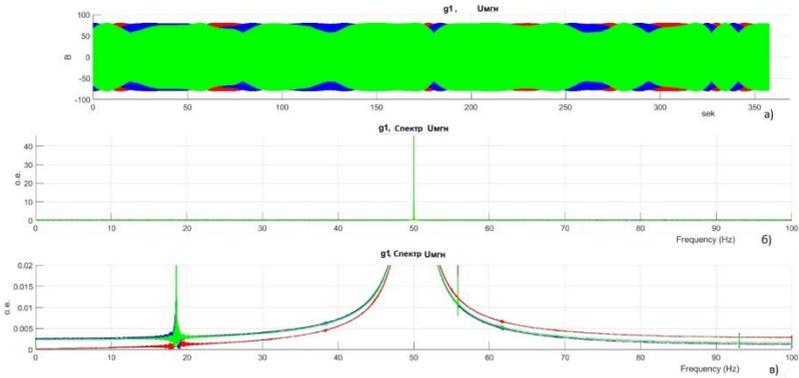


Рис. 2. Иллюстрация результатов обработки фазных напряжений генератора Г1

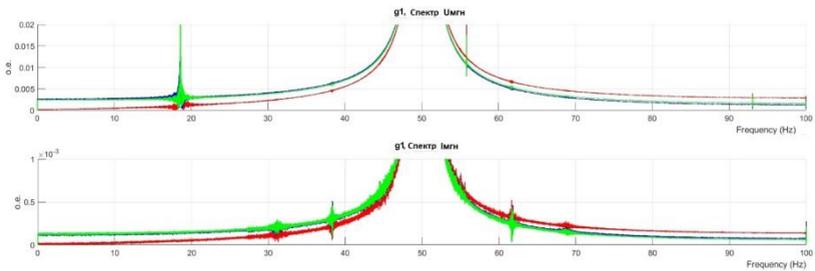


Рис. 3. Различные виды подсинхронных колебаний в фазных токах генератора Г1

В спектре напряжения (рис. 4) проявляются крутильные колебания, а в спектре тока статора – колебания, вызванные повреждениями ротора.

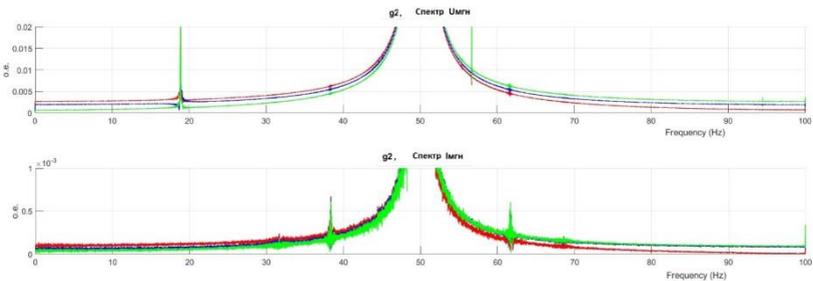


Рис. 4. Различные виды подсинхронных колебаний в фазных напряжениях генератора Г2

В спектре напряжения (рис. 5) нет подсинхронных колебаний, а в спектре тока статора незначительные составляющие – колебания, вызванные повреждениями ротора.

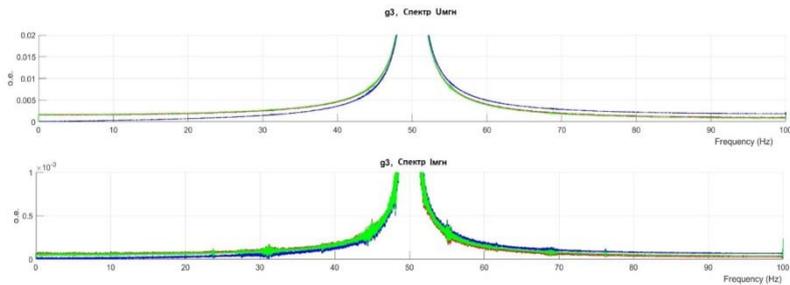


Рис. 5. Различные виды подсинхронных колебаний в фазных напряжениях генератора Г3

Далее приведены результаты анализа синхронизированных мгновенных измерений 2024 года, проведенных после ремонта генераторов.

В спектре напряжения (рис. 6) также проявляются подсинхронные колебания, а в спектре напряжения генератора Г3 (зеленая кривая) колебания на этих частотах отсутствуют.

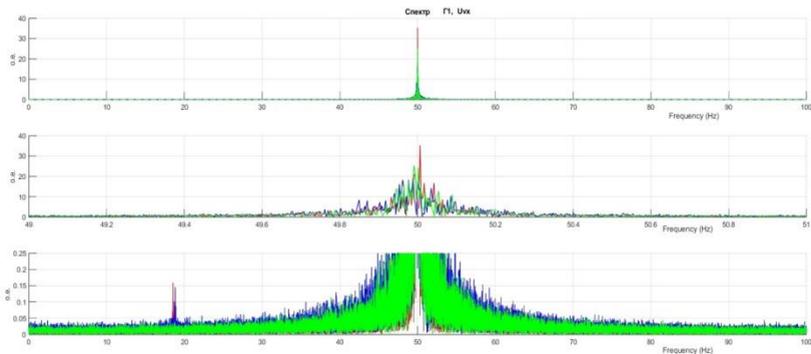


Рис. 6. Подсинхронные колебания в фазных напряжениях генераторов Г1, Г2

На рис. 7 зеленые кривые – фаза напряжения С 2024 года. После ремонта наблюдается уменьшение спектральной составляющей крутильных колебаний, но существенно увеличился

дрезбег спектра номинальной частоты (зеленые линии (2024), по сравнению с темными (2021)).

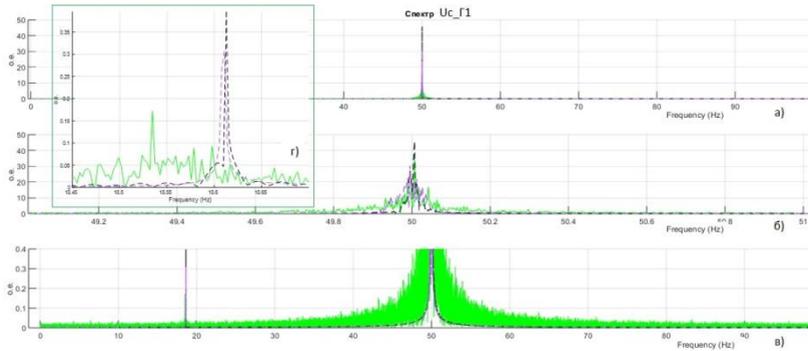


Рис. 7. Спектр напряжения фазы С генератора Г1 в различных ситуациях, изменение спектра во времени

На рис. 8 видно, что в спектре тока статора после ремонта практически нет составляющих колебаний, вызванных повреждениями ротора.

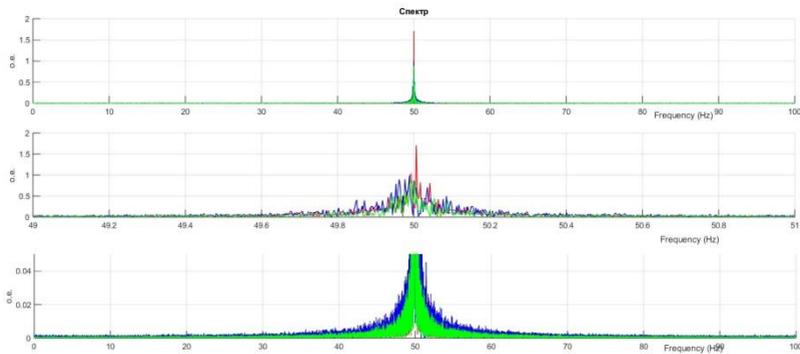


Рис. 8. Иллюстрация подсинхронных колебаний в фазных токах генераторов Г1-Г3

В спектре тока статора (рис. 9) после ремонта практически нет колебаний, вызванных повреждениями ротора, однако увеличился дребезг спектра номинальной частоты, что проявляется в любом масштабе (зеленые линии 2024 г. по сравнению с темными 2021 г.).

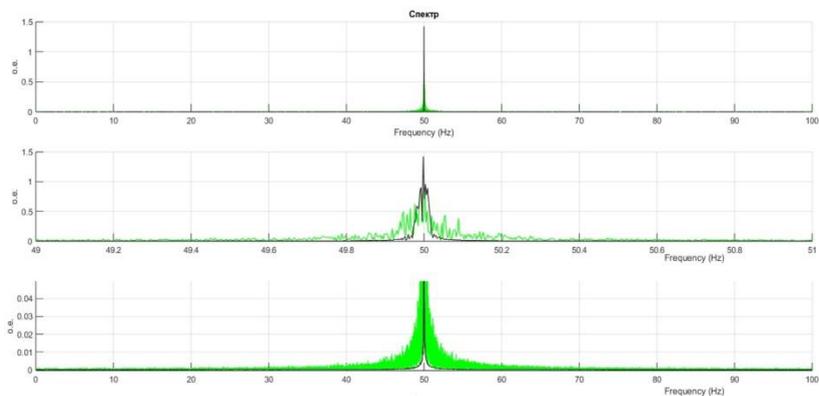


Рис. 9. Подсинхронные колебания тока фазы С генератора Г1

Ниже приводится оценка отдельных режимных параметров по измерениям УСВИ.

Анализ частот основной гармоники генераторов

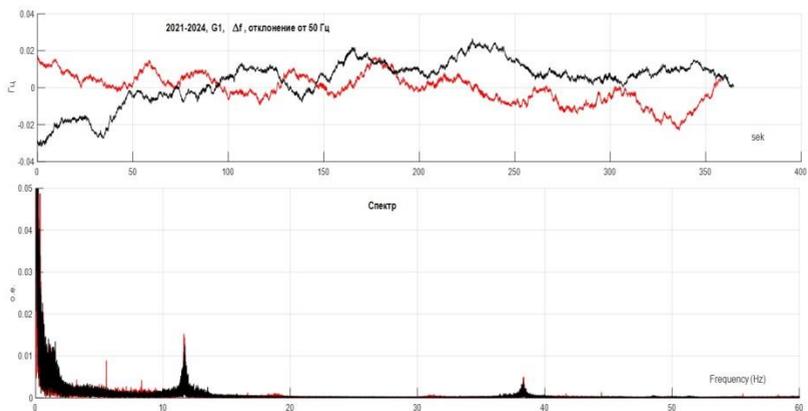


Рис. 10. Отклонение частоты Г1 от номинального значения, рассчитанное интегральным преобразованием Фурье. Спектры для двух лет наблюдения совмещены. Черный цвет – 2024 г., красный – 2021 г

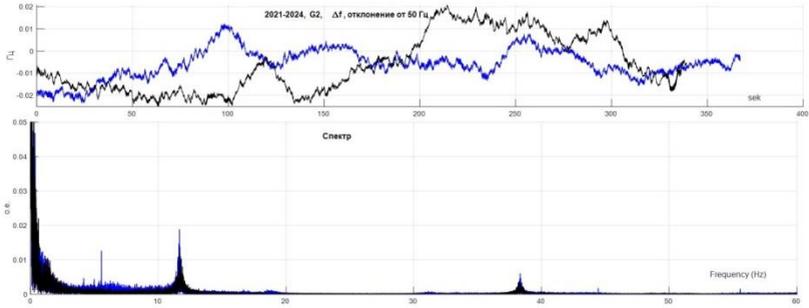


Рис. 11. Отклонение частоты генератора Г2 от номинального значения, рассчитанная интегральным преобразованием Фурье. Спектры для двух годов наблюдения совмещены. Черный – 2024 г., синий – 2021 г.

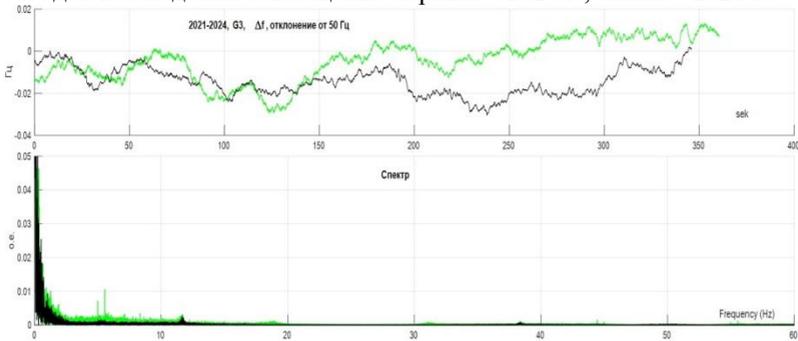


Рис. 12. Отклонение частоты Г3 от номинального значения, рассчитанная интегральным преобразованием Фурье. Спектры для двух годов наблюдения совмещены. Черный – 2024 г., зеленый – 2021 г.

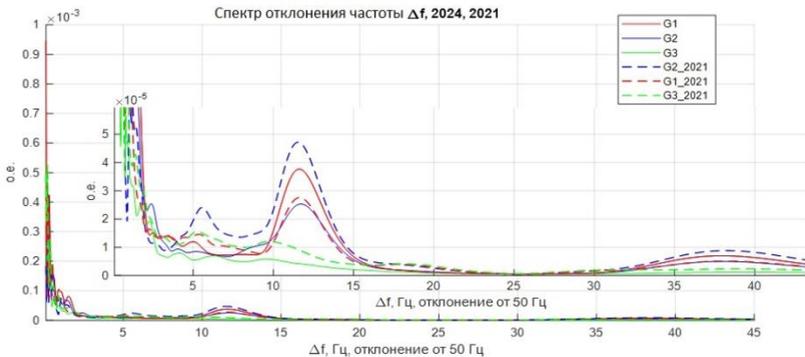


Рис. 13. Сопоставление спектров частот генераторов Г1-Г3. После ремонта уменьшилась мощность частот ПСК

На рис. 14 представлены оценки амплитуд (A_{nom} , A_{sub1}) и частот (f_{nom} , f_{sub1}) отдельных фаз напряжения промышленной частоты и подсинхронных колебаний генератора Г2 (2021г).

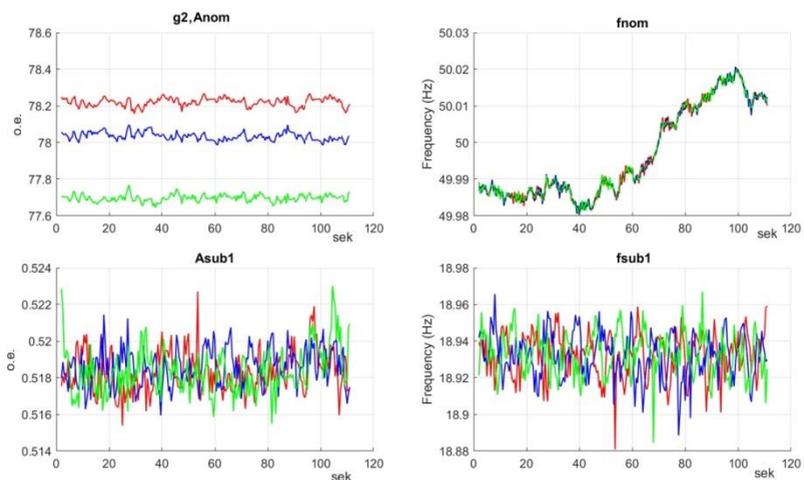


Рис. 14. Оценка параметров отдельных составляющих наблюдаемых процессов

Выводы

При использовании устройств синхронизированных векторных измерений (УСВИ) типа МИП-02А-40.01М и МИП-02А-40.05М. УСВИ МИП-02А-40.05М проведены:

1. Сравнение измерений, выполненных с большим интервалом времени, позволяет «увидеть» в различных сигналах происходящие изменения признаков аварии и прогнозировать их дальнейшее развитие.

2. На измерениях 2021 года выявлены признаки крутильных колебаний вала генераторов на частоте 11,4 Гц, что может представлять угрозу работе станции.

Плановый ремонт положительно сказался на характеристиках генераторов, о чем говорит уменьшение амплитуды выявленных ранее гармоник.

Заключение

Комбинированные измерения (синхронизированные векторные измерения и синхронизированные мгновенные измере-

ния), реализованные в УСВИ компанией "Искра технологии", предоставляют простой способ выявления возможных механических повреждений генераторов на ранней стадии без применения специальных систем диагностики. Дальнейшая разработка методов анализа мгновенных синхронизированных измерений позволит определять появление и проводить прогнозирование развития различных дефектов генераторов и других электроэнергетических объектов [4, 5].

ЛИТЕРАТУРА

1. Current Signature Analysis of Induction Motor Mechanical Faults by Wavelet Packet Decomposition, Zhongming Ye, Bin Wu, Alireza Sadeghian, EEE TRANSACTIONS ON INDUSTRIAL ELECTRONICS, VOL. 50, NO. 6, DECEMBER 2003.

2. Brief Review of Motor Current Signature Analysis, Dubravko Miljković, presented at HDKBR info, 15 (2015), Croatia, April 29, 2015.

3. Субсинхронные и суперсинхронные колебания в электроэнергетической системе: возникновение идентификация, обзор, Климова Т.Г., Ревякин В.А., Энергетик. 2022. № 5. С. 27-32.

4. Диагностика торсионных колебаний генераторов на базе синхронизированных измерений. П.Н. Казаков, О. Bagleybter, S. Cebotari, R. Barba (АО «РТСофт, GE Renewable Energy, Россия, Великобритания). Доклад С.4-4. Конференция РЗА-2021.

5. Broken Rotor Bar Fault Diagnosis Techniques Based on Motor Current Signature Analysis for Induction Motor - A Review, Sudip Halder 1, Sunil Bhat 1, Daria Zychma 2 and Pawel Sowa 2, Energies 2022, 15, 8569. <https://doi.org/10.3390/en15228569>.

Авторы:

Климова Татьяна Георгиевна, кандидат технических наук, доцент, Национальный исследовательский университет «МЭИ». E-mail: KlimovaTG@trpe1.ru.

Казаков Павел Николаевич, главный специалист, АО «Искра Технологии». E-mail kazakov@iskratechno.ru.

Сизов Александр Сергеевич, руководитель группы технического развития, АО «Искра Технологии». E-mail: sizov_as@iskratechno.ru.

КОНЦЕПЦИЯ МНОГОСТОРОННЕГО ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТА КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ НА ОСНОВЕ ИЗМЕРЕНИЙ СМНР

А.Р. Тычкин, А.А. Яблоков, И.Е. Иванов, Россия, г. Иваново, ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»

Ключевые слова: определение места короткого замыкания, система мониторинга переходных режимов, линия электропередачи, модель участка электроэнергетической системы.

Введение

Несмотря на совершенствование методов определения места повреждения (ОМП) линий электропередач (ЛЭП) в течение прошлых десятилетий, данные компании ПАО «Россети» демонстрируют, что в ряде случаев погрешность определения места короткого замыкания (КЗ) не соответствует требованиям отраслевого стандарта [1]. Перерывы в электроснабжении, вызываемые долгими поисками места повреждения на ЛЭП, приводят к экономическим издержкам, связанными с недоотпуском электроэнергии, и ограничениям, накладываемым на параметры электроэнергетического режима. Точность методов ОМП оказывает прямое влияние на время поиска повреждения на ЛЭП, а также на соответствующие трудозатраты и финансовые ресурсы.

Развитие микропроцессорной техники и средств связи позволяет дорабатывать существующие алгоритмы релейной защиты и автоматики или разрабатывать новые с учётом открывающихся перспектив внедрения разрабатываемых технологий. Внедрение системы мониторинга переходных режимов (СМНР), основой которой являются синхронизированные векторные измерения (СВИ), позволяет получать значения векторов тока и напряжения с «привязкой» к единой метке времени и месту замера. Указанные особенности системы позволяют получать данные о текущей схемно-режимной ситуации практически в режиме «on-line», что может быть использовано для ОМП [2]. Наличие соответствующих каналов связи позволяет воплотить принцип дублирования измерений, выражающийся в применении данных о КЗ со смежных элементов электроэнергетической

системы (ЭЭС), что позволяет реализовать концепцию распределенного, или многостороннего ОМП.

Многостороннее централизованное ОМП

Погрешность методов дистанционного ОМП (ДОМП) по параметрам аварийного режима (ПАР), к которым относятся методы ДОМП на базе (СВИ), зависит от различных искажающих замер факторов, среди которых можно выделить следующие:

- неточность параметров схемы замещения ЛЭП или параметров эквивалентированных систем, если эти значения требуются для метода ДОМП;
- искажение формы тока из-за насыщения электромагнитных трансформаторов тока (ТТ);
- рассинхронизация токов и напряжений (для двусторонних методов ДОМП).

Существующие методы восстановления искаженного сигнала имеют погрешность не менее 3-5 % и их применение наиболее логично в месте подключения к обмоткам ТТ. Использование ненасыщающихся датчиков тока ограничено развитием микропроцессорной техники из-за повышенных капитальных вложений во вторичное оборудование подстанций.

Погрешность, связанная с рассинхронизацией полукомплектов тока и напряжения по обоим концам линии, так же имеет определённый вес при ДОМП. Существует подход к автоматической ресинхронизации полукомплектов измерений, однако погрешность данных методов зависит от частоты дискретизации осциллограмм. Низкая частота дискретизации ухудшает качество ресинхронизации полукомплектов, что может негативно сказаться на двусторонних методах ДОМП при непродолжительных КЗ.

В случае использования СВИ, частота выдачи данных существенно ниже (25/50/100 кадров в секунду) в сравнении с частотой дискретизации осциллограммы, что усложняет процесс ресинхронизации СВИ токов и напряжений. При наличии синхронизированного замера со смежного элемента ЭЭС и возможности его использования в алгоритме ОМП вместо полукомплекта с плохой синхронизацией, итоговая погрешность расчетного расстояния до точки КЗ может быть существенно снижена.

Использование централизованного подхода при ДОМП открывает возможность снижения погрешности ДОМП при насыщении ТТ посредством пересчёта искаженного замера тока с использованием имитационной модели участка ЭЭС. Предложенный вариант является наиболее подходящим для централизованного ДОМП, если возможен доступ к СВИ токов и напряжений со смежных присоединений.

Принцип автоматизированного комплекса многостороннего ДОМП состоит в следующем:

- составляется имитационная модель участка ЭЭС, и фактические СВИ «привязываются» к месту измерения в модели, обеспечивая географическую фиксацию измерений;

- при возникновении КЗ автоматически определяется поврежденный объект; производится проверка наличия СВИ на данном объекте, при их наличии проверяется качество входных данных, и, если качество данных неподходящее (детектируется насыщение ТТ или рассинхронизация полукомплектов СВИ), применяется пересчёт СВИ токов и напряжений со смежных элементов ЭЭС, где качество измерений выше, если такая возможность доступна;

- автоматически производится выделение ПАР, и по данным параметрам производится определение вида КЗ [3], а также расчёт расстояния до места повреждения. Одной из составляющих реализуемой модели многостороннего ОМП является метод формирования итогового результата расчёта расстояния до места повреждения с использованием «оптимальных» кадров данных СВИ тока и напряжения при двустороннем и одностороннем ДОМП. Особенность данного метода заключается в применении ряда алгоритмов анализа входных данных (специализированных метрик), позволяющих сформировать обоснованный результат ОМП при рассмотрении всей совокупности кадров данных СВИ, описывающих аварийный режим, и оценок ОМП, полученных по отдельным односторонним и двусторонним алгоритмам.

Доклад содержит демонстрацию эффективности предложенного подхода к централизованному ОМП на основе известной тестовой схемы «*IEEE 9 Bus*» в программно-аппаратном комплексе моделирования в реальном времени «*Real-Time Digital Simulator*» («*RTDS*») [4].

Заключение

Разработка предложенной системы многостороннего ОМП в качестве дополнительного централизованного источника данных о месте повреждения в электрических сетях высокого и сверхвысокого напряжения позволит сократить число случаев некорректного расчёта расстояния до места КЗ за счёт более сложных алгоритмов, использующих возможности микропроцессорной техники и современных каналов связи.

Работа содержит описание концепции и исследование эффективности ряда автоматических алгоритмов, которые позволяют организовать ОМП на основе измерений от СМПР в режиме «*off-line*», что в будущем может стать одним из элементов автоматизации «интеллектуальных» электрических сетей.

ЛИТЕРАТУРА

1. СТО 56947007-29.120.70.241-2017. Технические требования к микропроцессорным устройствам РЗА // Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС». Дата изменения: 11.12.2019.
2. Yablokov A., Ivanov I., Kulikov F., Tychkin A., Zhukov A., Dubinin D., «Synchrophasor-based Fault Location with Class M Fault Capture and Built-in Line Parameter Estimation» 2022 International Conference on Smart Grid Synchronized Measurements and Analytics (SGSMA). – 2022. – р. 1-6. doi: 10.1109/SGSMA51733.2022.9805998
3. Любарский, Д.Р. Определение вида повреждения и поврежденных фаз / Д.Р. Любарский, М.Ш. Мисриханов, А.С. Саухатас // Вестник ИГЭУ. – 2006. – № 4. – С. 1-3.
4. «RTDS Hardware Manual» in, Winnipeg, Canada: RTDS Technologies Inc, 2020.

Авторы:

Иванов Игорь Евгеньевич, кандидат технических наук, доцент кафедры электрических систем, ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина». E-mail: Igor.e.ivanov.777@gmail.com.

Тычкин Андрей Романович, магистрант, ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина». E-mail: tychkin.a@bk.ru.

Яблоков Андрей Анатольевич, кандидат технических наук, доцент кафедры автоматического управления электроэнергетическими системами, ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина». E-mail: andrewyablokov@yandex.ru.

ПРИМЕНЕНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ РЗА И АСУ ТП В ТЕКУЩИХ УСЛОВИЯХ

АКТУАЛЬНОСТЬ И ЭФФЕКТИВНОСТЬ ЦЕНТРАЛИЗОВАННЫХ РЕШЕНИЙ РЗА ВАПС

А.Б. Атнишкин, Россия, г. Чебоксары, ООО «Релематика»,
e-mail: atnishkin_ab@relematika.ru

И.И. Лештаев, Россия, г. Тобольск, ООО «ЗапСибНефтехим», e-mail: leshtaevii@tobolsk.sibur.ru

Ключевые слова: релейная защита и автоматика, МЭК 61850, централизация функций РЗА.

Введение

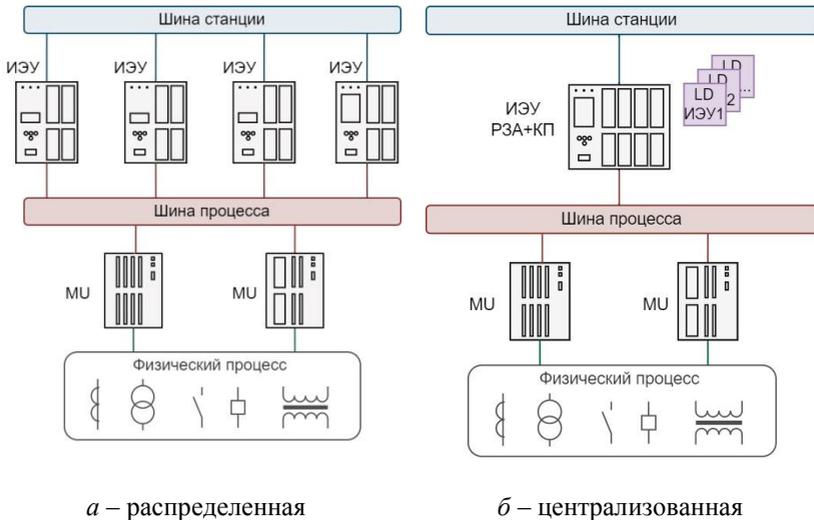
Технология «цифровая подстанция» на основе МЭК 61850 все более активно внедряется на объектах сетевых и генерирующих компаний, а также промышленных предприятий РФ. При этом растет уровень квалификации электротехнического персонала, вовлеченного в проектирование, наладку и эксплуатацию таких объектов.

Высокоавтоматизированные подстанции (ВАПС) 1, 2, 3 архитектуры строятся преимущественно в том же архитектурном коде, что и традиционные ПС, т.е. с распределенной по интеллектуальным электронным устройствам (ИЭУ) системой РЗА. Централизация функций в одном устройстве – это естественный процесс эволюции РЗА энергообъектов, которому способствуют возможности МЭК 61850, и следующий шаг повышения эффективности предприятий энергетики. Развитие в этом направлении, с одной стороны, удовлетворяет основным задачам: снижение стоимости строительства ВАПС, уменьшение количества обслуживаемого оборудования. С другой стороны, вопросы надежности функционирования, а также обслуживания таких систем справедливо заслуживают пристального внимания и должны тщательно прорабатываться. В работе рассматриваются особенности цифровых централизованных решений РЗА, их эф-

фektivность и надежность, а также опыт их применения и эксплуатации.

Особенности централизованных решений РЗА

Централизованные устройства РЗА, совмещающие функции защит и автоматики нескольких присоединений, строятся на основе стандарта МЭК 61850. Это наиболее подходящая основа, т.к. стандарт обеспечивает совместимость ИЭУ разных производителей, стандартные подходы к инжинирингу и обслуживанию, унифицированный информационный обмен, тем самым обеспечены условия для качественного перехода в развитии централизованных решений РЗА. Немаловажно, что технология утвердилась как стандарт отрасли для технологического уровня энергообъектов, что позволяет рассчитывать на длительную поддержку устройств совместимых с МЭК 61850 в условиях быстрой смены технологий и сокращения жизненных циклов устройств.



Архитектуры цифровых систем РЗА

Централизованные устройства РЗА различных производителей введены в опытно-промышленную эксплуатацию на энер-

гообъектах ПАО «Транснефть», ПАО «Газпромнефть», ООО «Сибур».

Цифровое централизованное устройство РЗА «ТОР 300 ДЗТ 733» проходит опытно-промышленную эксплуатацию на ПС 110 кВ ЗапСиб-2 (Сибур) со схемой РУ ВН типа «мостик». В нем выполняются основные и резервные защиты двух трансформаторов 110/10 кВ, автоматика управления, оперативная блокировка разъединителей, а также телеизмерения стороны ВН трансформатора. На примере проекта рассмотрены основные особенности решения.

Эффективность

Во-первых, применение централизованного устройства заменяет несколько отдельных устройств РЗА, во-вторых, приводит к уменьшению портов на коммутаторах ЛВС. Далее, полноценная поддержка стандартного top-down инжиниринга с импортом SCD в конфигуратор устройства, а также подробный SCD с настроенными сигналами для приема входящих GOOSE, SV (секция Inputs с сигналами intAddr) позволили радикально сократить время на конфигурирование устройства на этапе наладки, что приводит к сокращению времени ПНР.

Также применение централизованных устройств РЗА позволяет снизить затраты на проектирование.

В итоге стоимость строительства энергообъекта с централизованными устройствами РЗА снижается по сравнению со второй и третьей архитектурой.

Обслуживание и эксплуатация

Информационные модели централизованных устройств РЗА обширны ввиду функциональной насыщенности. Прозрачный и эффективный механизм управления режимами работы функций устройства (будь то ступень функции РЗА, функция целиком, все функции одного присоединения или устройства целиком) реализуется с помощью вложенных логических устройств (LD), наследия режимов работы (Mode/Behavior), а также определения LD под каждое присоединение. Вывод из работы или перевод в режим тестирования может выполняться избирательно, в соответствии со структурой информационной модели МЭК 61850.

Оперативное обслуживание централизованного устройства РЗА качественных изменений не претерпело. По умолчанию

устройство имеет физический ИЧМ с графическим экраном и увеличенным количеством кнопок и светодиодов. Альтернативно может выполняться виртуальный ИЧМ на выносной сенсорной панели.

Устойчивость функционирования

Устойчивость функционирования как комплексная характеристика, включающая надёжность и безопасность – это важнейшее требование к сложной цифровой системе, которой является централизованная система РЗА.

Надёжность обеспечивается сокращением общего числа устройств в централизованной системе (уменьшение потока отказов устройств), резервированием устройств в системе (снижение вероятности отказа системы). Следует также упомянуть такое свойство системы как живучесть. Оно позволяет исключить отказ системы при отказе отдельных ее устройств. Интеллектуальное резервирование потоков GOOSE и SV, обработка несинхронизированных SV-потоков в ИЭУ как раз позволяют исключить отказ системы РЗА при отказе устройств сопряжения, серверов времени, тем самым надёжность системы РЗА повышается.

Безопасность применительно к цифровым системам РЗА рассматривается прежде всего с точки зрения информационных угроз. Неотъемлемое преимущество централизованной РЗА перед распределенной состоит в упрощении структуры ЛВС, что уменьшает поверхность атаки на систему.

Проведенные Центром НТИ МЭИ расчеты показателей надежности различных архитектур ВАПС показали, что переход к централизованным РЗА не приводит к снижению показателей надежности комплексов РЗА ниже требуемого уровня (ГОСТ 25804.2).

Готовность к повышению интеллекта и технического совершенства РЗА

Распределенная генерация, в том числе ВИЭ, собственная генерация предприятий, системы накопления электроэнергии качественно меняют режимы работы электрических сетей и выдвигают новые требования к РЗА: защита при малых токах КЗ, обеспечение нулевого экспорта электроэнергии в общую сеть, противоаварийное управление малой генерацией. Зачастую ре-

шение подобных задач сопряжено с расширением информационной базы, т.е. входной информации. Централизованный подход и поддержка стандартных протоколов связи позволяют строить алгоритмы для интеллектуальных электрических сетей и повышать техническое совершенство РЗА.

Риски применения централизованных решений РЗА

В тоже время имеются риски реализации и эксплуатации решений с централизованными системами РЗА: комплексная сложность централизованного устройства (много функций и уставок, обширная информационная модель), небольшой накопленный опыт эксплуатации, неполнота нормативных требований, требования к компетенциям по МЭК 61850 у обслуживающего персонала.

Заключение

На очередном этапе развития технологий для решения актуальных задач снижения стоимости жизненного цикла РЗА, обеспечения надежности электроснабжения и повышения интеллектуальности электрических сетей формируются новые критерии выбора системы РЗА. Централизованные решения РЗА на основе МЭК 61850, отвечая новым запросам в большей степени, становятся следующим шагом в эволюции РЗА энергообъектов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Иванов С.В., Буров А.В. Централизованная релейная защита подстанции 110/35/6 кВ на принципах системной интеграции алгоритмов защит в едином устройстве. Опыт применения в АО «Тюмень-энерго». Электроэнергия. Передача и распределение, № 5, 2017.

2. ГОСТ 25804.2-83 Аппаратура, приборы, устройства и оборудование систем управления технологическими процессами атомных электростанций. Требования по надежности.

3. СТО 34.01-4.1-008-2018 Микропроцессорные устройства релейной защиты и автоматики. Методические указания по расчёту надёжности.

4. Макашева С.И., Пинчуков П.С. Расчет показателей надежности цифровой подстанции // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». 2019, №4. С. 41-51.

5. Справочник «Надежность ЭРИ» // Министерство обороны и отраслей разработчиков и изготовителей электроизделий (ЭРИ).

6. Шубин Р.А. Надежность технических систем и техногенный риск: учеб. пособие. Т.: ФГБОУ ВПО «ТГТУ», 2012.

7. CIGRE B5.60 WG; Protection, Automation and Control Architectures with Functionality Independent of Hardware; CIGRE: Paris, France, 2023.

8. Chen, X.; Jin, L. Study on Reliability of PACSs with Integrated Consideration of Both Basic and Mission Reliability. *Energies* 2024, 17, 365.

ВОПРОСЫ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ КАНАЛОВ СВЯЗИ РЗА

А.Г.Чирков, Ю.Г. Чирков, к.т.н., Россия, г. Екатеринбург, ООО «Прософт-Системы», e-mail: agc@prosoftsystems.ru

Ключевые слова: РЗА, ВЧ канал связи, УПАСК, ПА, Пор, УВ, GOOSE.

Задача по обеспечению технологического суверенитета в электроэнергетике РФ в полной мере затрагивает также средства связи для РЗА.

В первой части доклада рассматривается концептуальное предложение по осуществлению маршрутизированной передачи команд ПА по ВЧ каналам. В 2023 году построена математическая модель УПАСК-М ВЧ, обеспечивающего передачу 256 и более команд с номинальным временем передачи до 20..23 мс, при этом обеспечиваются параметры надежности и безопасности в соответствии с СТО 6947007-33.040.20.316-2021. Благодаря большому количеству команд становится возможным присвоить собственный номер каждой команде ПА (Пор или УВ), действующей в региональной энергосистеме, и обеспечить ее сквозную передачу от места формирования до места реализации. При этом транзит на промежуточном пункте (маршрутизация между приемником и передатчиком УПАСК-М ВЧ различных направлений) может быть осуществлен автоматически путем подписки на соответствующие GOOSE-сообщения.

Основанное полностью на российском оборудовании, с применением российских разработок, ПО и технологий, данное решение предлагается рассматривать как альтернативное цифровым пакетным сетям для передачи команд РЗ и ПА, массовая реализация которых в настоящее время затруднена, в том числе и по причинам, связанным с технологическим суверенитетом.

Во второй части доклада описывается реализованное в УПАСК ВЧ АВАНТ К400 техническое решение, представляющее собой модернизированные алгоритмы работы каналов связи для РЗА – так называемая групповая (одновременная) передача команд, позволяющая повысить быстродействие высокочастотных защит. Подобные алгоритмы применяются в некоторых образцах аналогичного западного оборудования, до сих пор эксплуатируемого в РФ и некоторых странах бывшего СССР, но в РФ не применяются и не регламентированы существующими стандартами.

Особенностями решения, реализованного в аппаратуре АВАНТ К400 по сравнению с зарубежными прототипами, является увеличенное количество одновременно передаваемых команд, что позволяет дополнительно оптимизировать использование канала связи. Количество групповых команд увеличено до 5, команды могут быть заданы как следящие или с фиксированным временем передачи, присоединение команды к группе может быть заблокировано, например, в случае, если групповая команда передается уже длительное время, а обновление группы приведет к дополнительной задержке.

Это решение в настоящее время массово внедряется в электроэнергетике республики Беларусь, где практически все каналы связи РЗА были организованы на аппаратуре европейского производства, но также вполне может найти применение и в РФ, где все еще используется немало западного оборудования, а также в целом для оптимизации работы устройств РЗА.

АВТОМАТИЧЕСКОЕ ДВУСТОРОННЕЕ ТЕСТИРОВАНИЕ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫХ ЗАЩИТ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ В НЕСТАЦИОНАРНЫХ РЕЖИМАХ

А.С. Шалимов, Россия, г. Чебоксары, ООО «НПП «Динамика»

Ключевые слова: Дифференциальная защита линии, комплексное тестирование, испытательная система, динамический режим испытаний.

Введение

Тестирование дифференциальной защиты линий электропередачи (ДЗЛ) при пусконаладке, приёмке и периодическом контроле имеет определённые особенности, связанные с необходимостью использования удалённо расположенных испытательных устройств. Поскольку, за редким исключением, односторонняя проверка микропроцессорных ДЗЛ невозможна либо затруднительна и, в любом случае, необъективна, требуется выполнять двустороннее тестирование с применением двух синхронизированных между собой и расположенных на разных подстанциях (ПС) испытательных комплексов. Для комплексных испытаний, приближенных к реальным аварийным процессам, представляет интерес двустороннее тестирование ДЗЛ в автоматическом режиме с возможностью генерации испытательным устройством кроме синусоидальных сигналов также и нестационарных высокодинамичных переходных процессов.

Тестирование дифференциальных защит линий электропередачи в нестационарных режимах

По сложившимся традициям, выбор параметров срабатывания устройств релейной защиты и автоматики (РЗА), как правило, выполняется на основе расчётов установившихся аварийных режимов. При этом, измерительные органы быстродействующих функций микропроцессорных устройств релейной защиты проектируются и проходят аттестационные испытания с использованием динамических моделей энергосистем с учётом поведения первичных измерительных преобразователей [1].

Комплексные испытания РЗА, в том числе при приёмке из наладки, также следует выполнять с учётом переходных процессов в энергосистеме и искажениях сигналов в измерительных трансформаторах. Автоматический режим проверки ДЗЛ, включающий определение коэффициентов торможения, снятие характеристики срабатывания (тормозной), фазной характеристики и временные параметры, позволяет сформировать защищённый протокол проведённых испытаний.

Одним из условий обеспечения информационной безопасности при проведении двусторонних испытаний является отказ от использования общего канала связи (интернета) между управляющими компьютерами испытательных комплексов. Синхронизация проверочных устройств и одновременный запуск сценариев испытаний с имитацией коротких замыканий (КЗ) осуществляется при помощи глобальной временной синхронизации по спутниковым сигналам ГЛОНАСС или от подстанционного сервера точного времени (для ПС с шиной процесса МЭК 61850-9-2) [2].

Отдельный интерес представляет автоматическое снятие таких параметров ДЗЛ как фазная характеристика и характеристика срабатывания (тормозная). Алгоритмы проверки этих характеристик ДЗЛ формируются на основе генерации последовательных режимов (нагрузка – КЗ – пауза и т.д.). Режим КЗ может быть, как синусоидальным, так и содержать аперiodическую составляющую, в зависимости от известных параметров энергосистемы, и высшие гармоники (субгармоники). Кроме того, возможно наложение на процесс КЗ модели электромагнитного измерительного трансформатора тока (ТТ) для проверки функции детектора насыщения и соответствия времени алгоритма ДЗЛ работе ТТ до насыщения.

Для проведения рассмотренных проверок, операторам испытательных комплексов достаточно однократно договориться о времени старта испытаний и выполнить пуск тестов, после чего, синхронизированные комплексы, по заданным алгоритмам будут выдавать на полукомплекты ДЗЛ соответствующие сигналы и фиксировать срабатывания по выходным реле или GOOSE-сообщениям, формируя протокол испытаний. Время

проведения рассмотренных проверок ДЗЛ, в автоматическом режиме занимает не более 30 мин.

Заключение

Рассмотренные способы проведения автоматических испытаний ДЗЛ были опробованы в лабораториях и на ряде ПС при наладке и профконтроле шкафов ДЗЛ с аналоговыми цепями и цифровыми входами МЭК 61850-9-2.

ЛИТЕРАТУРА

1. ГОСТ Р 70358-2022 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Требования к работе устройств релейной защиты ЛЭП 110 кВ и выше в переходных режимах, сопровождающихся насыщением трансформаторов тока. – М.: Российский институт стандартизации, 2023.

2. Шалимов А.С. Особенности испытаний полукомплектов основных защит линий с поддержкой IEC 61850-9-2 и аналоговыми цепями // В сборнике: Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем России. Чувашский государственный университет имени И.Н. Ульянова. Сборник докладов VII международной научно-практической конференции. Чебоксары, 2023. С. 28-30.

Авторы:

Шалимов Александр Станиславович, кандидат технических наук, начальник отдела релейной защиты и автоматизации, ООО «НПП «Динамика». E-mail: shalimov-as@retom.ru.

РАЗВИТИЕ СИСТЕМЫ КОМПЕНСАЦИИ ТОКОВ ОДНОФАЗНОГО ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ 6-10-35 кВ

А.С. Александров, Д.В. Багаев, Россия, г. Саратов, ПАО «Россети Волга», e-mail: innovation@mrsk-volgi.ru

А.В. Булычев, И.В. Соловьёв, Россия, г. Чебоксары, ООО «НПП Bresler», e-mail: info@bresler.ru

Ключевые слова: Дугогасящие реакторы, компенсация емкостных токов, однофазные замыкания на «землю», система компенсации полного тока ОЗЗ

Введение

Классическим методом, применяемым электросетевыми компаниями для снижения влияния емкостных токов, возникающих в распределительной сети 6-35 кВ в результате однофазных замыканий на «землю» (ОЗЗ), является использование специальной регулируемой индуктивности (дугогасящие реакторы), которые применяются в электроэнергетики более 100 лет. Однако современные электрические сети характеризуются более сложной и протяженной структурой, соответственно большими токами ОЗЗ, и традиционные решения компенсации токов ОЗЗ в таких сетях часто не справляются с поставленными задачами обеспечения надежности и безопасности. Развитие современной микропроцессорной техники и автоматики позволяет создавать более совершенные средства компенсации токов ОЗЗ.

Этапы развития систем компенсации токов ОЗЗ

В рамках проведенного анализа работы оборудования распределительной сети, был выявлен ряд закономерностей, связанных с ненормальным функционированием систем компенсации токов ОЗЗ в условиях их работы в развивающихся электрических сетях. Для современных распределительных сетей характерны следующие особенности:

- Наблюдается во времени значительный рост значений токов ОЗЗ, обусловленный постоянным развитием и расширением структуры и протяженности распределительных сетей.
- Наблюдается рандомное изменение параметров элект-

трической сети в течение ограниченного промежутка времени (к примеру, в течение суток), за счет постоянных коммутаций в сетях.

– В эксплуатации находиться значительное количество ступенчатых ДГР, настройка которых в соответствии с требованиями нормативных документов (в «резонанс») [1] затруднена постоянно меняющимися параметрами электрической сети.

– В сетях с напряжением естественной несимметрии превышающих установленные нормами значений часто возникают напряжения смещения нейтрали, превышающее предельно-допустимое значение [1] при резонансной или близкой к ней настройке дугогасящих реакторов (ДГР).

– Автоматика настройки ДГР, основанная на амплитудно-фазовом принципе, мало эффективна в сетях с низкой добротностью контура нулевой последовательности.

На основании проведенного анализа и выявленных основных проблем эксплуатации систем компенсации токов ОЗЗ постепенно сформировался перечень задач, направленный на повышение эффективности работы устройств компенсации, решение которых в рамках НИОКР позволило создать ряд нового оборудования и технологий, в том числе:

1. Разработан метод автоматического регулирования тока компенсации в сетях, основанный на определении частоты свободных колебаний контура нулевой последовательности сети, и создан программно-аппаратный комплекс для автоматического регулирования тока компенсации на данном методе.

2. Разработан комплекс современного оборудования (дугогасящий реактор и нейтралеобразующий трансформатор) для компенсации емкостных токов ОЗЗ с конденсаторным регулированием (блок регулируемых конденсаторов).

3. Разработан силовой дугогасящий агрегат, выполненный на едином магнитопроводе и в едином корпусе, который совмещает в себе все необходимые функции для компенсации емкостных токов замыкания на «землю».

4. Разработана быстродействующая система заземления нейтрали для электрических сетей, обеспечивающая компенса-

цию полного тока в месте ОЗЗ с принудительным гашением дуги в месте повреждения.

Система компенсации полного тока в месте ОЗЗ

Основной целью применения систем компенсации токов ОЗЗ является снижение вероятности развития дугового замыкания и перенапряжений в электрической сети, независимо от параметров самой сети (несимметрии и добротности). С этой целью успешно справляются современные компенсирующие устройства, позволяющие автоматически и с достаточной точностью регулировать индуктивность. Однако в месте однофазного тока замыкания на «землю», кроме емкостной составляющей основной частоты, присутствуют активная составляющая и токи высших гармоник. В сети с изолированной и компенсированной нейтралью величина активной и гармонической составляющей тока ОЗЗ обычно не превышает 5-10% от полного тока замыкания. При больших токах ОЗЗ, поскольку компенсируется только емкостная составляющая тока ОЗЗ, электрическая дуга может гореть также за счет не скомпенсированной активной и гармонических составляющих тока ОЗЗ. Соответственно ключевой задачей развития систем компенсации в сетях с большими токами ОЗЗ является необходимость компенсации полного тока ОЗЗ, т.е. всех составляющих.

В рамках реализации проекта НИОКР разработано и изготовлено управляемое устройство заземления нейтрали, с функцией компенсации полного тока ОЗЗ (емкостной, активной и гармонической составляющих). Основной целью данной работ являлось разработка системы управления нейтралью с блоком дополнительного источника тока (инвертора), способного генерировать управляемый сигнал подавления активной составляющей ОЗЗ и функцией определения наличия в сети ОЗЗ. Разработанное устройство компенсации тока ОЗЗ обеспечивает с заданной дискретностью анализ параметров сети.

Для компенсации емкостной составляющей используется дугогасящий реактор, для компенсации активной составляющей тока замыкания ОЗЗ используется дополнительный источник тока (инвертор) генерирующий управляемый сигнал в контур нулевой последовательности. При возникновении замыкания в

сети начинает работать ДГР и управляемый источник (инвертор) в целях компенсации остаточного тока в месте повреждения. Для предотвращения повторных электрических пробоев места повреждения система управления компенсацией поддерживает близкое к нулю напряжение повреждённой фазы.

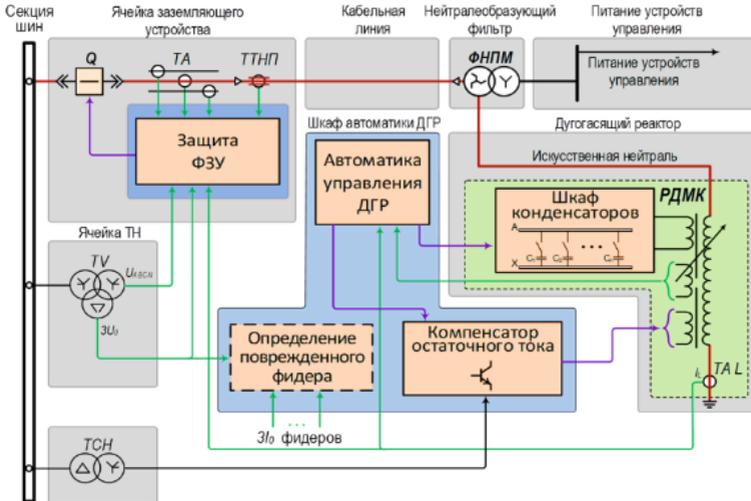


Схема системы компенсации полного тока замыкания на «землю»

Кроме того, в нормальном режиме работы сети разработанная система управления нейтралью может выполнять функцию симметрирования фазных напряжений сети и, соответственно, уменьшения напряжения нейтрали и напряжения смещения нейтрали. Симметрирование фазных напряжений с помощью данной системы в нормальном режиме работы сети заключается в том, что компенсируется несимметрия проводимостей фазных проводников. Компенсация несимметрии проводимостей фаз осуществляется путем подпитки контура нулевой последовательности от дополнительного источника тока (инвертора).

Заключение

Основным условием обеспечения безопасности в распределительных сетях при возникновении ОЗЗ является снижение вероятности развития дуговых замыканий. Для гарантированно-

го гашения дуги необходима компенсация всех составляющих тока ОЗЗ, даже гармоник отличных от частоты сети. Кроме того, при симметрировании фазных напряжений сети с помощью дополнительного источника тока (инвертора) отсутствует необходимость в затратной транспозиции фазных проводников и необходимость в установке дополнительных элементов сети в виде высоковольтного резистора, уменьшающего добротность контура нулевой последовательности и увеличивающего активную составляющую тока однофазного замыкания на землю.

ЛИТЕРАТУРА

1. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации : дата введения 06.03.2023 [Утверждены приказом Минэнерго Российской Федерации от 4 октября 2022 г. № 1070] / Министерство энергетики Российской Федерации. – Текст : электронный // ООО «НПП «ГАРАНТ-СЕРВИС» – Москва [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/405785259/>.

2. Патент на полезную модель № 183180 U1 Российская Федерация, МПК H01F 3/10. устройство для автоматической компенсации тока однофазного замыкания на землю в электрических сетях с изолированной нейтралью: № 2018103798: заявл. 31.01.2018 : опубл. 13.09.2018 / А. В. Булычев, Ю. А. Дементий, Н. С. Ефимов [и др.]; заявитель Публичное акционерное общество «Межрегиональная распределительная сетевая компания Волги». – Текст: непосредственный.

ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЦИФРОВЫХ (ВЫСОКОАВТОМАТИЗИРОВАННЫХ) ПОДСТАНЦИЙ НА ОБЪЕКТАХ ПАО «ТРАНСНЕФТЬ»

к.т.н. И.Л. Симонов, к.т.н. А.И. Ненахов, Россия,
г. Москва, ООО «НИИ Транснефть», e-mail:
niitnn@niitnn.transneft.ru

Ключевые слова: цифровая подстанция, высокоавтоматизированная подстанция, цифровизация систем электроснабжения, релейная защита, самодиагностика, интеллектуальное электронное устройство.

Введение

Применение цифровых (высокоавтоматизированных) подстанций (ЦПС) в перспективе расширяет возможности предприятий в части мониторинга, анализа, диагностики и оптимизации работы оборудования систем электроснабжения во взаимосвязи с основным технологическим процессом. В то же время, в связи с новизной применяемого оборудования, существенными отличиями проектирования, наладки и эксплуатации ЦПС актуальной проблемой является накопление опыта эксплуатации ЦПС различных архитектур.

Опыт эксплуатации ЦПС на объектах ПАО «Транснефть»

В рамках реализации национального проекта «Развитие и внедрение системы автоматизированной защиты и управления электрической подстанцией нового поколения (АСЗУ iSAS)» на объектах ПАО «Транснефть», находящихся в регионах с различными климатическими условиями, были введены в опытную (в 2018 году), а затем в промышленную (в 2021 году) эксплуатацию две цифровые (высокоавтоматизированные) подстанции, различающиеся архитектурой вторичных систем [1, 2]:

- ЦПС 110/6 кВ «Уват» АО «Транснефть – Сибирь» с централизованной архитектурой вторичных систем (архитектура IV по классификации [3]) и первичной схемой – 110-4Н;
- ЦПС 110/6/6 кВ «Десна» АО «Транснефть – Дружба» с децентрализованной архитектурой вторичных систем (архитектура III по классификации [3]) имеет нетиповую первичную

схему, выполненную на базе схемы 110-5Н с учётом расширения с применением системы сборных шин.



Основное и резервное ЦИЭУ

В ЦПС с централизованной архитектурой функции релейной защиты и автоматики (РЗА), регистрации аварийных событий (РАС), автоматизированной системы управления (АСУ), учета электрической энергии реализованы в одном централизованном интеллектуальном электронном устройстве (ЦИЭУ), второе ЦИЭУ устанавливается для резервирования первого (рисунок).

В период опытной и промышленной эксплуатации указанных ЦПС выявлены следующие особенности:

- за период опытной эксплуатации ЦПС с централизованной и децентрализованной архитектурами показали сравнимые параметры надежности работы оборудования вторичных систем;
- в связи с резервированием и самодиагностикой имеется возможность выполнения модульной замены неисправного оборудования и ремонта каналов связи вторичных систем, без вывода в ремонт первичного оборудования подстанции;
- в ЦПС с централизованной архитектурой возможно выполнение модульной замены неисправного ЦИЭУ.

В связи с эксплуатационными отличиями централизованной архитектуры ЦПС относительно децентрализованной и классической подстанций для централизованной ЦПС был разработан алгоритм действий оперативного и ремонтного персонала при выходе из строя одного ЦИЭУ.

При выходе из строя одного ЦИЭУ (основного или резервного) подстанция работает в штатном режиме (т.к. в каждом ЦИЭУ реализованы основной и резервный комплекты защит).

1. Персонал РЗА заменяет неисправное ЦИЭУ на устройство из ЗИП.

2. Персонал РЗА выполняет проверку защит с поочередным выводом силовых трансформаторов.

3. Неисправное ЦИЭУ направляется на завод-изготовитель для выполнения ремонта.

Расчетное время замены ЦИЭУ и проверки устройств РЗА не более 6 часов без перерыва электроснабжения потребителей электрической энергии.

При выполненной предварительной проверке ЦИЭУ из ЗИП возможна «горячая» замена неисправного ЦИЭУ¹ (при соответствии версий прикладного программного обеспечения, файлов конфигурации и выполненной проверке работы функций РЗА, РАС, АСУ ТП в рамках выполнения технического обслуживания). Расчетное время «горячей» замены ЦИЭУ – не более 4 часов (без вывода в ремонт первичного оборудования подстанции).

Опыт эксплуатации централизованной и децентрализованной архитектур ЦПС, в настоящее время, показывает возможность применения и преимущества централизованных архитектур для подстанций с небольшим количеством присоединений (например, тупиковых подстанций со схемами 4Н, 5Н) по следующим причинам:

- вычислительная мощность ЦИЭУ ограничена реализацией функций РЗА, РАС, АСУ ТП для подстанций с не более 7 присоединениями;
- увеличение вычислительной мощности ЦИЭУ при реа-

¹ «Горячая» замена ЦИЭУ – замена неисправного ЦИЭУ на ЦИЭУ из ЗИП и его включение в работу без проверки работы функций РЗА, РАС, АСУ ТП.

лизации указанных функций для большего количества присоединений приведет к непропорциональному увеличению стоимости и снижению надежности.

Также стоит отметить, что применение централизованных архитектур ЦПС ограничено отсутствием нормативной документации, определяющей требования к ЦИЭУ и ограниченным количеством производителей выпускающих опытные версии таких устройств.

Заключение

Для тупиковых подстанций систем электроснабжения предприятий со схемой 4Н, 5Н применение ЦПС с централизованной архитектурой имеет следующие преимущества перед децентрализованной архитектурой:

- меньшее количество шкафов и кабельной продукции;
- при наличии ЗИП и обученного персонала высокая аварийная готовность и ремонтпригодность.

Применение централизованных архитектур ЦПС на объектах различных организаций в настоящее время осуществляется в рамках научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Цифровые подстанции: официальный сайт ООО «НИИ Транснефть». <https://niitn.transneft.ru/press/video/?id=18381> (дата обращения: 03.03.2023).

2. Симонов И. Л., Зайцев А. С., Ненахов А. И., Сергеенкова Е. В., Немцев А. А. Цифровизация систем электроснабжения объектов трубопроводного транспорта. – Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2023 13(5):447–455.

3. Концепция развития релейной защиты, автоматики и автоматизированных систем управления технологическими процессами электросетевого комплекса группы компаний «Россети». Moscow; 2022; [accessed 2023 March 03]. <https://www.rosseti.ru/upload/iblock/1da/2igrtje3suvjhgtjr8ubv5v7jauqxqnl.pdf?ysclid=lmnk85cdxe692745206>. (In Russ.).

АВТОМАТИЗАЦИЯ АЛГОРИТМОВ ЗАЩИТ В БМРЗ-150

И.Р. Панченко, Россия, г. Санкт-Петербург, ООО «НТЦ «Механотроника», e-mail: info.mt@systeme.ru

***Ключевые слова:** автоматизация, тестирование, РЕТОМ-51, алгоритмы релейной защиты, python.*

Введение

Тестирование широкой линейки устройств РЗА производства НТЦ «Механотроника» является достаточно трудоемким процессом. Это связано с разнообразием функционального программного обеспечения с одной стороны и рутинными проверками с другой.

Как унифицировать изделие, чтобы упростить работу для ручных тестировщиков и сделать возможным автоматизировать проверки? В докладе будет показан наш опыт автоматизации тестирования устройств РЗА на базе линейки БМРЗ-150 на новой компонентной базе.

Реализация автоматизации проверок алгоритмов РЗА

Первые попытки автоматизировать проверки алгоритмов релейной защиты были сделаны в далеком 2014 году. В те времена НТЦ «Механотроника» выпускала новую линейку БМРЗ-150, которая имела множество проектов функционального ПО (на сегодняшний день более 50).

Первой сложностью, с которой столкнулись специалисты – автоматическое управление входными воздействиями на устройство РЗА. Выбор прибора был очевиден – Ретом-51, но API, работающее посредством языка программирования Visual Basic for applications пакета MS Office, предложенное производителем, оказалось не очень удачным решением. Это был не очень гибкий инструмент, работал медленно и не стабильно.

Вторая трудность была в разнообразии наименований уставок от программного обеспечения и схем подключений. На подключение, настройку конфигурации терминала приходилась «львиная» доля ручной работы, что делало автоматизацию проверок не эффективной.

К 2023 году развились и были популяризованы «интерпретируемые» языки программирования, которые стали легки в освоении и имели интуитивно понятные структуры кода, что

повышало скорость разработки. Так же значимым плюсом перехода на такие языки было наличие большого сообщества профессиональных программистов и энтузиастов, разрабатывающих всевозможные дополнительные модули под самые различные задачи. В качестве основы и был выбран один из таких языков программирования – python.

В дополнение, в результате большой работы по реструктуризации функционального ПО БМРЗ-150 перспективы автоматизации проверок алгоритмов РЗА стали реальными. Разработчиками НТЦ «Механотроника» был подготовлен API программного комплекса Конфигуратор-МТ, позволяющий использовать практически любые программные инструменты для взаимодействия с тестируемым устройством РЗА. Это дало возможность сценарию теста гибко менять уставки защит и автоматики, назначать входные и выходные сигналы, вводить/выводить функции и тд.

Предложенный НПП Динамика API для управления Ретом-51 был модифицирован. Функции управления программно-аппаратным комплексом «Ретом» были перенесены с устаревшего, на наш взгляд, и неудобного языка VBA на python посредством импорта библиотек .NET в него. Для этого была использована специализированная библиотека импорта python с открытым исходным кодом.

Еще один важный аспект – выбор инструмента для написания тестовых сценариев проверок. В связи с тем, что команда тестировщиков состоит в основном из специалистов ручного тестирования и одного тестировщика-автоматизатора было принято решение выбрать фреймворк для разработки тестов на основе поведения (BDD). Для нашего технологического стека разработки автотестов Python был выбран один из самых популярных фреймворков типа BDD – Behave.

Его преимущества – написание сценариев без навыков программирования, гибкая платформа, модульная среда тестирования. С помощью такого инструмента есть возможность тестировать ПО в любом наборе тестов, с возможностью изменить сценарий, адаптировать его к другому типу устройств, получить отчет о проверках, создать дополнительные проверки условий.

Заключение. Внедрение автоматических проверок типовых защит и автоматики позволит повысить качество продукта,

ускорить разработку новых исполнений, упростить работу тестировщиков при типовых и периодических испытаниях, облегчить работу специалистов ПНР. Благодаря своей гибкости автоматизированные проверки можно адаптировать к производству устройств и использовать часть проверок в ПСИ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Руководство оператора программного комплекса «Конфигуратор-МТ». URL: <https://www.mtrele.ru/fileprog/konfiguratorMT/konfigurator-mt.pdf> (дата обращения 25.01.2024);
2. Описание функций разработки проверочных программ «Ретом-мастер». URL: <https://dynamics.com.ru/support/retom-51/unisoft516171/specialnyj-yazyk-razrabotki-proverochnyh-programm-retom-master> (дата обращения 25.01.2024);
3. Описание функций BDD фреймворка behave для python (англ.) URL: <https://behave.readthedocs.io/en/stable/api.html> (дата обращения 25.01.2024).

РЕАЛИИ ПРИМЕНЕНИЯ ТИПОВЫХ РЕШЕНИЙ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТОВ

Н.В. Уляхина, А.В. Уткина, Е.В. Щербакова, Россия, г. Чебоксары, ООО «Релематика»

***Ключевые слова:** типизация, проектирование, реализация проектов, эксплуатация.*

Введение

Существовавшая в Советском Союзе практика разработки типовых проектов институтом «Энергосетьпроект» и применение типовых панелей, производства ЧЭАЗ, постепенно сошла на нет после распада СССР, актуализация типовых проектов также не проводилась в течении длительного времени.

Конец 90-х – начало 00-х годов ознаменовался приходом на российский рынок зарубежных производителей микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики (РЗА). Вместе с микропроцессорными устройствами производители принесли свои алгоритмы, свое видение реализации защиты, которые отличались в зависимости от бренда.

Постепенно в России стали появляться и развиваться собственные разработки микропроцессорных устройств РЗА. Появились фирмы-производители, начался процесс поставки отечественных устройств на объекты Единой энергетической системы (ЕЭС) РФ. При этом практически каждый производитель выпускал оборудование, в которое вносил что-то новое, отличное от принятой ранее практики или конкурентов.

Какое-то время зарубежные и отечественные производители параллельно занимались поставками оборудования. Постепенно доля российского оборудования становилась всё выше. Менялись аппаратные и функциональные возможности микропроцессорных устройств РЗА, они стали более гибкими, адаптивными, имели возможность дополнительной конфигурации в зависимости от требований проекта.

Кардинальные изменения произошли в 10-х годах XXI века, переломным моментом стало введение санкционных ограничений рядом недружественных стран.

Реалии применения типовых решений при реализации проектов

На сегодня укрупнённо можно выделить организации, занимающиеся генерацией электрической энергии (ЭЭ), организации, занимающиеся передачей ЭЭ, а также потребителей ЭЭ. Все они подчиняются Минэнерго РФ, должны выполнять требования выпускаемых им нормативно-правовых актов, например, [1]. Они обязаны подчиняться командам и распоряжениям, выдаваемым Системным оператором ЕЭС, если их объект влияет на работу энергетической системы. Они обязаны соблюдать требования ГОСТ.

Аналогичные обязательства имеются и у производителей оборудования РЗА. Для производимого оборудования изготовитель разрабатываются типовые решения. Это типовая конфигурация самого микропроцессорного устройства, типовые схемы шкафов, типовые схемы подключения терминалов (если терминал отгружается отдельно) и т.п.

Многие из собственников объектов электроэнергетики, потребителей ЭЭ сформировали и внедрили собственные нормативно-технические документы, стандарты организаций. Наличие

таких для производителя подразумевает прохождение процедуры проверки на соответствие изготавливаемого им оборудования требованиям. Это может быть в виде сертификации, аттестации, получения разрешительного письма и т.п.

Уже на начальном этапе своей производственной деятельности ООО «Релематика» сталкивалось с необходимостью прохождения аттестации своего оборудования. На тот момент аттестация проводилась в виде прохождения Межведомственной комиссии (МВК) на соответствие нормативно-техническим документам РАО «ЕЭС России». Заключение МВК являлось допуском нашего оборудования для поставки на объект, относящийся к РАО «ЕЭС России». После ликвидации РАО «ЕЭС России», аттестация оборудования выполнялась по СТО ПАО «ФСК ЕЭС», ПАО «Россети» принимало аттестацию ФСК.

Именно ПАО «ФСК ЕЭС» (сейчас ПАО «ФСК – Россети») первым пошло по пути создания серии СТО на типовые шкафы РЗиА, ПА, АСУ ТП, исходя из схемы объекта и защищаемых элементов сети. При этом, СТО отражает не принципы построения РЗА, АСУ ТП, УПАСК конкретного производителя, а единые и общие принципы для всех производителей.

Серия СТО ШЭТ:

– определяет несколько архитектур построения подстанций, что открывает возможность гибкого применения типовых решений не только при новом строительстве, но и при реконструкции действующих объектов;

– позволяет отечественным производителям разрабатывать технические средства для ВАПС, соответствующие требованиям будущих проектов, снижая риск «неготовности» к новым требованиям.

На сегодня, это самая полная и подробная серия СТО. Что же у других:

1. ПАО «РусГидро». Типовые проектные решения (ТПР), не требуется аттестация, но при поставке требуется полное соответствие ТПР, требования местами специфические.

2. ПАО «Транснефть». Есть СТО [2], требуется периодическая сертификация. Особенности в основном касаются конструкции шкафа.

3. ПАО «Газпром». Есть СТО [3], требуется периодическая сертификация. Особенности в основном касаются конструкции шкафа, цвета, есть уникальные прошивки.

4. Трансэнерго. Предоставляет письма, разрешающие применение оборудования на объектах соответственно. В письмах оговорен срок разрешения. Обычно определяется сроком действия сертификата соответствия.

Отдельно необходимо выделить реализацию проектов, связанных с поставкой оборудования на объекты Госкорпорации «Росатом». Корпорация «Росатом» имеет отдельную линейку ГОСТов, РД, определенную процедуру разработки, согласования и приемки оборудования. Поэтому реализация данных проектов всегда более длительная и трудозатратная.

Учитывая все вышесказанное, можно резюмировать, что объем работ по проведению сертификации и аттестации увеличился буквально в разы. Производители оборудования предлагают рассмотреть одну централизованную аттестацию [4]. Считаем, что аттестация должна быть разделена на несколько блоков (аттестация функций, ЭМС, климатические и механические испытания и т.п.), выполняемых по разным степеням жесткости, в зависимости от объектов установки. Или рассматривать вариант прохождения испытаний по наиболее жестким требованиям.

После введения санкционных ограничений со стороны недружественных зарубежных стран ряд производителей микропроцессорных устройств РЗиА ушёл с рынка. Для нас, как изготовителя оборудования, это безусловно открыло новые ниши, ранее занятые иностранными производителями. Особенно это заметно по потребителям ЭЭ - крупным промышленным холдингам, вновь сооружаемым промышленным предприятиям, таким как, например, ПАО «Газпром», ПАО «Лукойл». Перед ними стоят вопросы как ретрофита и ремонта уже установленного оборудования, так и оснащения проектов реконструкции или нового строительства (стоит отметить, что аналогичные задачи стоят и перед другими собственниками объектов электроэнергетики). При этом многие потребители активно применяли иностранное оборудование и теперь при поиске замены выставляют определенные требования. При ретрофите самые распространенные – это замена с минимальным переоборудованием, соответ-

ствие логики, уставок, интеграция в существующую систему АСУ ТП и т.п. Всё это требует определенных доработок аппарата, ПО, логики и вынуждает производителя увеличивать количество своих технических решений, для которых нужно обеспечить полный производственный цикл и последующее сопровождение. При установке нового оборудования для реконструкции или новом строительстве чаще всего просят повторить функционал, конфигурацию и информацию, передаваемую в АСУ ТП и т.п.

Есть еще одна внешняя причина, мешающая производителям оборудования, применять типовые технические решения с минимальными доработками – это проекты, где предоставление документов связано с выгрузкой их в определенные системы инженерно-технического документооборота (Capital Projects, ASSAI т.п.). При этом здесь в первую очередь речь идет о необходимости ознакомления с большими объемами требований по оформлению и процедуре документооборота, доработке схем в виде РКД до требуемого вида. Чаще всего функционал терминала, шкафа не меняется, больше требований предъявляется к конечному виду изделия и оформлению документации, её объемам.

Вернемся к серии стандартов СТО ШЭТ [5]. Год назад Релематика уже показывала анализ изменений, проводимых в отгруженных проектах. К конференции был подготовлен анализ проектов, отгруженных в 2023-начале 2024 года. Собранные статистика показала, что суть изменений и их причины остаются прежними, что подтверждает необходимость внесения ранее озвученных предложений. ООО «Релематика» считает необходимым продолжить работу по совершенствованию серии СТО на ШЭТ не только для 2, 3 и 4 архитектур, но и не забывать про 1 архитектуру, т.к. именно она используется при реконструкции действующих подстанций в настоящее время, да и, скорее всего, в ближайшем будущем. Данные анализа были переданы в ПАО «ФСК-Россети».

В настоящее время ООО «Релематика» продолжает процесс аттестации оборудования на соответствие требованиям СТО ШЭТ. Согласно распоряжению №137р от 19.06.2020 изготовителям оборудования разрешалось проходить аттестацию по упрощенной процедуре, при наличии действующей аттестации на нетиповые шкафы или отдельно на ИЭУ. Но после выхода

серии ГОСТ, разработанных Системным Оператором ЕЭС, при прохождении аттестации стали требовать наличие протоколов функциональных испытаний в соответствии с требованиями ГОСТ. Это требование усложняет и затягивает процедуру прохождения аттестации.

Заключение

Опыт разработки, сертификации и аттестации оборудования, опыт реализации проектов в ООО «Релематика» показывает, что в существующих условиях необходимо стремиться к появлению единых требований к оборудованию, поставляемому на объекты электроэнергетики. В том числе стремиться к внедрению единой, централизованной аттестации.

В этом ключе курс, выбранный ПАО «ФСК – Россети», по типизации технических решений является верным, однако разработчикам стандартов необходимо прислушиваться к предложениям заводов-изготовителей, формулирующих свои пожелания по опыту практической реализации проектов. Это должно положительно сказаться на внедрении данной концепции и обеспечить тенденцию по сокращению отклонений от типовых решений по мере внедрения оборудования.

ЛИТЕРАТУРА

1. Приказ Минэнерго России от 13.02.2019 N 101. «Об утверждении требований к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики (с изменениями на 1 декабря 2023 года)».

2. ОТТ-29.020.00- КТН-009 «Микропроцессорные устройства релейной защиты и автоматики подстанций 35–220 кВ и распределительных устройств 6 (10) кВ».

3. СТО Газпром 2-1.11-661-2012 Цифровые устройства релейной защиты и автоматики для систем электроснабжения. Технические требования.

4. Ефремов В. А., Егорова Е. М., Аттестация устройств РЗА: проблемы и решения. Электрооборудование: эксплуатация и ремонт. 2020;1.

5. Серия СТО «Типовые шкафы РЗА», ПАО «ФСК– Россети». [Электронный ресурс] <https://www.rosseti.ru/suppliers/technical-policy/organization-standards>.

ПРИМЕНЕНИЕ ПАК «ЦДЭС» ДЛЯ РАСЧЕТА ПАРАМЕТРОВ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ С УЧЕТОМ НАДЕЖНОСТИ АРХИТЕКТУР

**к.т.н. А.А. Волошин, Е.А. Волошин, А.А. Иванов,
Я.А. Маринов**, Россия, г. Москва, ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ»,
e-mail: ivanovantalex@ya.ru

к.т.н. М.А. Шамис, Россия, г. Чебоксары, ЗАО «ЭнЛАБ»,
e-mail: mail@ennlab.ru

Ключевые слова: цифровой двойник, SAIDI, SAIFI, надежность электрической сети, моделирование переходных процессов, реальное время.

Введение

При выборе технических решений при капитальном строительстве или реконструкции электрических сетей имеется необходимость сравнения технических решений на основании расчета интегральных показателей надежности.

В настоящий момент не существует отечественных ПАК, выполняющих комплексный расчет интегральных параметров надежности участка сети с учетом надежности функций и устройств РЗА, топологии и вторичного оборудования высокоавтоматизированных подстанций (далее – ВАПС), а также первичного силового оборудования. В связи с этим в 2023 г. в Центре НТИ МЭИ был разработан ПАК ЦДЭС [1, 2], позволяющий производить расчет интегральных показателей надежности, а также выполнять синтез решений для повышения показателей надежности в автоматизированном режиме.

Расчет параметров надежности ВАПС

В настоящей работе представлены методы расчета показателей надежности архитектур ВАПС, реализованные в ПАК «ЦДЭС». Используемые методы расчета учитывают топологию, состав оборудования и другие параметры локальной вычислительной сети (далее – ЛВС). Пользователю необходимо собрать схему ЛВС в графическом редакторе ПАК «ЦДЭС» и внести паспортные показатели надежности оборудования. Разработанные алгоритмы протестированы на реальных данных для реконструируемой подстанции (далее – ПС).

В качестве результатов исследования выполнен сравнительный анализ архитектур ВАПС (I, II, III, IV и архитектуры с гибкой функциональной структурой) РЗА ВАПС. Например, на рис. 1 *a, b, c* приведены результаты расчета вероятности работоспособного состояния различных функции для сравниваемых архитектур.

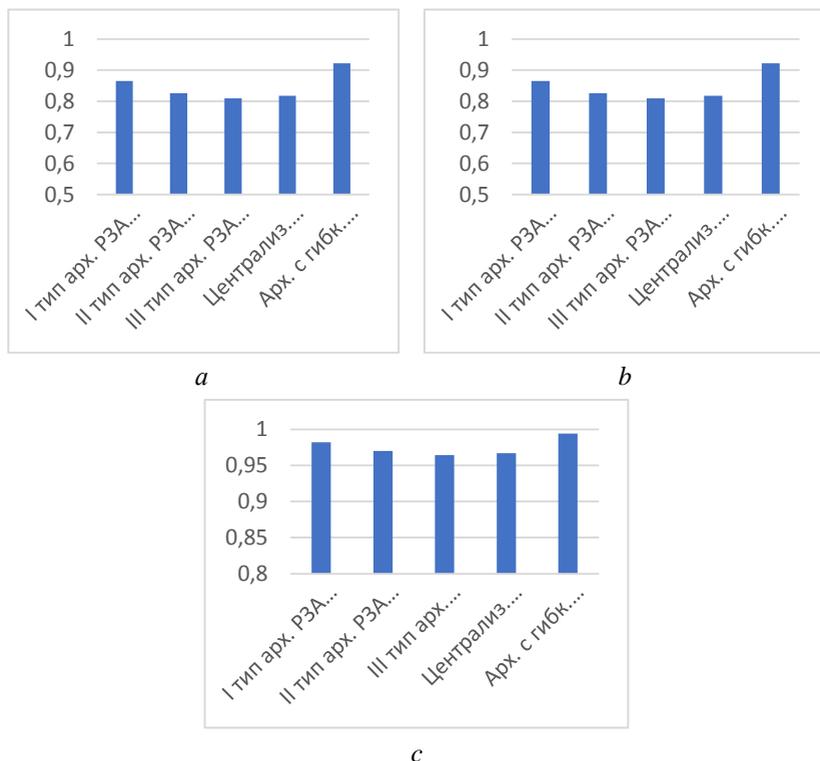


Рис. 1. Вероятность работоспособного состояния:
 а) функции ДЗТ для различных архитектур;
 б) одного комплекта защит трансформатора;
 с) двух комплектов защит трансформатора

Расчет интегральных показателей надежности схемы электроснабжения

Во втором этапе настоящей работы были рассчитаны интегральные показатели надежности схемы электроснабжения в

приложении «Анализ схем и режимов» ПАК «ЦДЭС». Расчет показателей надежности в ПАК «ЦДЭС» производится в несколько этапов:

1. Генерация расчетных сценариев

Под сценарием подразумевается совокупность элементов системы, которые одновременно перешли в неработоспособное состояние. Каждый сценарий характеризуется вероятностью его возникновения и конкретным набором вышедшего из строя оборудования. Сценарии создаются генератором сочетаний неисправных элементов. Генерируются все возможные уникальные наборы (сочетания) длиной от 1 до k , где k заданное максимальное число одновременно перешедших в неисправное состояние элементов для рассматриваемой структурной схемы.

2. Расчёт сценариев

Для каждого расчётного сценария формируется граф соединений элементов. Согласно набору вышедших из строя элементов рассчитываемого сценария осуществляется исключение из графа соответствующих элементов. На данном этапе для каждого сценария рассчитывается:

- вероятность реализации сценария;
- параметр потока отказов эквивалентный;
- время восстановления эквивалентное;
- количество и перечень нагрузок, потерявших электропитание, а также их суммарная мощность.

3. Расчет интегральных показателей

Заключительным этапом расчета схемы является – расчет интегральных показателей. Интегральные показатели должны в обобщённом виде характеризовать уровни снабжения электрической энергией нагрузок схемы. Для каждого контролируемого узла нагрузок определены критерии по уровню и времени нарушения электроснабжения, по которым выделяются случаи отказа в электроснабжении узла.

Помимо интегральных показателей, рассчитанных для потребителей электроэнергии, так же рассчитаны системные показатели и отображены на рис. 2:

- средняя длительность ограничения потребителей на один узел за год;

- средний индекс частоты прерываний в работе системы на один узел;
- сетевой показатель недоотпуска ЭЭ.

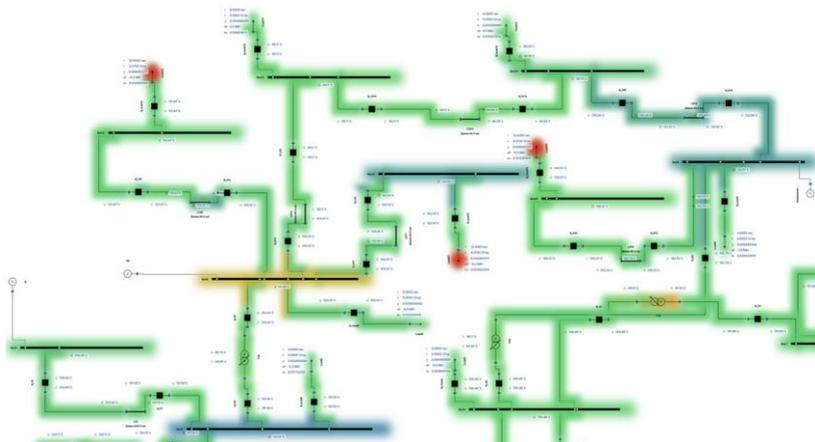


Рис. 2. Фрагмент тепловой карты интегральных показателей надежности

Заключение

Результаты расчета с использованием «ЦДЭС» позволяют проводить расчет параметров надежности для сравнительной оценки различных решений и топологий электроэнергетических схем, что необходимо для принятия обоснованных решений по модернизации и оптимизации системы электроснабжения, а также обеспечения безопасности и надежности работы электроустановок.

ЛИТЕРАТУРА

1. Волошин А.А., Волошин Е.А., Лебедев А.А. Результаты разработки российского программно-аппаратного комплекса реального времени «Цифровой двойник энергосистемы» // Энергоэксперт. – 2023. – № 2(86). – С. 48-52.
2. Волошин А.А., Волошин Е.А., Лебедев А.А., Лебедева Н.С. Архитектура программно-аппаратного комплекса «Цифровой двойник энергосистемы» // Электрические станции. – 2023. – № 10(1107). – С. 37-41.

ОСОБЕННОСТИ МОНИТОРИНГА СОСТОЯНИЯ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ РАСПРЕДЕЛЕННОГО ВОЛОКОННО-АКУСТИЧЕСКОГО ДАТЧИКА

А.В. Григорьев, А.Л. Михайлов, Г.П. Охоткин, Россия,
г. Чебоксары, ЧГУ им. И.Н. Ульянова

***Ключевые слова:** мониторинг состояния высоковольтных кабельных линий, распределенные волоконно-акустические датчики.*

Введение

Определение эксплуатационных параметров высоковольтных кабельных линий, выявление точек чрезмерного нагрева или повреждения, а также прогнозирование процессов и явлений, связанных с эксплуатацией, являются важными и сложными задачами при разработке комплексов диагностики высоковольтных кабельных линий.

В настоящее время одним из наиболее перспективным методом оценки состояния высоковольтных кабельных линий является – оптоволоконная система контроля активности и технологического мониторинга, основанная на использовании когерентного импульсного оптического рефлектометра ФОТДР основанного на эффекте рэлеевского рассеяния света в оптическом волокне [1].

Экспериментальная установка моделирования механических воздействий различной природы (акустических, газодинамических, тепловых) и откликов системы оптоволоконных датчиков

Метод заключается в использовании в качестве чувствительного элемента одномодового телекоммуникационного оптического волокна расположенного в грозотросе высоковольтных линий электропередач, в которое вводятся оптические импульсы высококогерентного лазерного излучения наносекундной длительности. При распространении вдоль волокна оптический импульс рассеивается на неоднородностях волокна, при которой часть рассеянного излучения распространяется в обратном направлении и достигает начала волокна, где регистрируется с помощью оптического приемника для последующего анали-

за. Механические или акустические воздействия (ударов молний, коронных разрядов, нагрева линий электропередач, подвижек грунта и т.д.) возникающие в высоковольтных линиях электропередач локально деформируют оптическое волокно, изменяя во времени положение отражающих центров, модулируя амплитуду и фазу оптического сигнала.

Когерентный оптический рефлектометр ФОРДР может работать в двух режимах: амплитудном (одноимпульсном) и фазовом (двухимпульсном) [2]. В амплитудном режиме работы рефлектометра оптическое волокно зондируется одиночными оптическими импульсами [1] и при этом рассматриваются только амплитудные рефлектограммы – зависимости от времени тока фотодетектора рефлектометра, пропорционального интенсивности излучения $P(t) \sim |E(t)|^2$. По амплитудным рефлектограммам можно определять место внешнего воздействия, однако нелинейность отклика не позволяет корректно оценить растяжение волокна. В фазовом режиме работы рефлектометра оптическое волокно зондируется двумя и более оптическими импульсами, манипулированными по фазе, что позволяет вычислить разность фаз между сигналами, формируемыми в результате обратного рассеяния первого и второго импульсов [1, 2]. По измеренному значению относительной фазы оценивают величину растяжения оптического волокна.

Целью настоящей работы является экспериментальная проверка возможности использования системы оптоволоконных датчиков для мониторинга высоковольтных кабельных линий с построением математических моделей объектов анализа на основе распределенного акустического сенсора.

Для реализации поставленной задачи была собрана экспериментальная установка, представленная на рисунке.

Программное обеспечение «Дунай-Рубеж» из состава программно-аппаратного комплекса оптоволоконных распределенных сенсоров «Дунай» записывает данные в файлы формата HDF5, содержащие отсчёты обратного рассеянного сигнала интенсивности, фазы, температуры и сигналы после фильтрации [2].



Экспериментальная установка

для исследования системы оптоволоконных датчиков:

- 1 – телекоммуникационный шкаф, 2 – монитор,
- 3 – нормализующая катушка, с подключением одномодового оптического кабеля, 4 – ПАК «Дунай» компании «Т8»

Программное обеспечение «Дунай-Рубеж» из состава программно-аппаратного комплекса оптоволоконных распределенных сенсоров «Дунай» записывает данные в файлы формата HDF5, содержащие отчёты обратного рассеянного сигнала интенсивности, фазы, температуры и сигналы после фильтрации [2].

Заключение

Концепция создания комплексных систем мониторинга высоковольтных кабельных линий, обладающих упреждающими функциями, уже в настоящее время может быть реализована на базе современных высокоэффективных распределенных волоконно-акустических датчиков.

Расширение функционального состава существующих средств мониторинга высоковольтных линий электропередач путём включения в их состав распределённых волоконно-оптических датчиков повышает точность прогноза аварийных ситуаций, обеспечивая возможность штатной локализации веро-

ятных неисправностей и создание условий для беспрепятственного снабжения потребителей электроэнергией.

ЛИТЕРАТУРА

1. Comber M.G., Nigbor R.J., Zaffanella L.E. Audible Noise // Transmission Line Reference Book. 345 kV and Above. – 1982. – Chapter 6. Second Edition. – P. 267-317.

2. Hartog, A.H. An Introduction to Distributed Optical Fibre Sensors (1st ed.). CRC Press. – 2017. – 472 p.

3. Бенгальский, Д.М. Работа когерентного рефлектометра в условиях сильного локального воздействия на волокно / Д.М. Бенгальский, Д.Р. Харасов, Э.А. Фомиряков, С.П. Никитин, О.Е. Наний, В.Н. Трепщиков, // Квантовая электроника. – 2021. – т. 51, № 2. – С. 175–183.

Авторы:

Григорьев Анатолий Владимирович, старший преподаватель, Чувашский государственный университет имени И.Н. Ульянова. E-mail: grigoryev_anat@mail.ru.

Михайлов Анатолий Леонидович, кандидат физико-математических наук, доцент, доцент, Чувашский государственный университет имени И.Н. Ульянова. E-mail: mal@nextmail.ru.

Охоткин Григорий Петрович, доктор технических наук, доцент, декан, Чувашский государственный университет имени И.Н. Ульянова. E-mail: elius@list.ru.

АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОВЕРКИ ПАРАМЕТРОВ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА

Н.М. Александров, Д.В. Зарубин, Россия, г. Чебоксары, ООО «НПП «Динамика»

Ключевые слова: трансформатор тока, тестирование, остаточная намагниченность, коэффициент остаточной магнитной индукции.

Введение

В современных электроэнергетических системах трансформаторы тока играют ключевую роль в обеспечении точных и достоверных измерений. Они используются для преобразования

высоких токов в измеряемые значения, что необходимо для работы релейной защиты, систем мониторинга и управления электропотреблением. Однако с развитием электроэнергетических сетей, а также увеличением числа устройств, встает вопрос о надежности результатов и эффективности проверки параметров трансформаторов тока. В данной статье рассмотрены актуальные тенденции в области автоматизации проверки трансформаторов тока, с учетом преимуществ, технологических решений и перспектив внедрения современных методов для обеспечения высокой точности и оперативности при проведении периодических испытаний.

Измерение коэффициента трансформации

Коэффициент трансформации измерительных трансформаторов тока (ИТТ) является одним из основных параметров, который определяет, насколько сильно ток на вторичной обмотке (выходе) изменится по сравнению с током на первичной обмотке (входе). Измерение коэффициента трансформации ИТТ важно для обеспечения точности, надежности и безопасности работы электроэнергетических систем.

Традиционный подход к определению коэффициента трансформации подразумевает пропускание через трансформатор тока пропорционального номинальному и измерение вторичного тока. Для этих целей используют генераторы первичного тока, такие как, РЕТОМ-21, который позволяет выдавать переменный ток до 3500 А, и РЕТОМ-30кА (до 30 000 А). Применение подобного проверочного оборудования для проверки трансформаторов тока, смонтированных на месте эксплуатации, связано со сложностями подключения проводов большого сечения и длины (следовательно, и большой массы), а также размещения самих проверочных устройств.

Измерить коэффициент трансформации ТТ можно и по напряжению – это метод, при котором определяется соотношение между входным и выходным напряжением трансформатора. Этот подход имеет свои преимущества, первое из которых - это простота измерений. При данном подходе полностью отпадает необходимость измерения тока большой величины, что связано с использованием дополнительных трансформаторов тока, датчиков Роговского или других измерителей, удовлетворяющих

требуемой точности. Второе преимущество – возможность измерения коэффициента трансформации встроенных ТТ.

Измерение характеристики намагничивания

Намагничивание трансформатора тока отражает зависимость магнитного потока в сердечнике трансформатора от напряжения, поданного на его первичную обмотку при отсутствии нагрузки на вторичной стороне. Измерение характеристики намагничивания трансформатора тока является важным этапом в оценке его электромагнитных свойств.

Ниже приведены рекомендации по измерению вольт-амперной характеристики.

Применение источников синусоидального напряжения и достаточной выходной мощности.

Мощность источника напряжения также оказывает влияние на точность проведения испытания ТТ. На это сделан акцент в нормативном документе [1]: «При снятии ВАХ в области насыщения синусоида напряжения всегда искажается. При этом изменяется и форма кривой намагничивающего тока. Вольт-амперная характеристика оказывается завышенной. Чем мощнее источник напряжения при снятии характеристики, тем стабильнее синусоидальность напряжения и правильнее результаты». Особенно велико влияние мощности применяемых источников на результат измерения в области насыщения магнитопровода, т.е. выше точки перегиба.

Также инструкция [1] регламентирует форму выходного сигнала источников: «синусоидальность всех переменных величин при проверках ТТ здесь и далее достаточно контролировать визуально, а при использовании анализаторов гармонического состава следует считать допустимым коэффициент высших гармоник до 5 %». Следовательно, для проверки характеристики намагничивания и других магнитных параметров ТТ рекомендуется использовать источники переменного напряжения с синусоидальной формой выходного сигнала.

Правильный выбор типа измерения параметров тока и напряжения.

Снятие характеристики намагничивания описано во многих нормативных документах, среди которых ПУЭ-7 (п 1.8.17), СТО

34.01-23.1-001-2017, ГОСТ-7746-2001 (п.9.8), РД 153-34.0-35.301-2002 (п.3.7), МЭК 60044, МЭК 61869-2, IEEE C57/13. Изучив их, мы можем сделать вывод, что каждый отдельный стандарт регламентирует разные типы измерения для снятия ВАХ (табл. 1) и выходной результат: несколько точек ВАХ, график целиком или рассчитанная точка перегиба. Принятой нормой является отклонение результатов на величину не более 10%. Поэтому важным аспектом данного испытания является соответствие типов измерения вольтметров и амперметров, результаты измерения которых записаны в заводском протоколе, и при проведении испытаний на месте установки.

Таблица 1

Типы измерений для снятия вольт-амперной характеристики ТТ

Стандарт	Тип измерения напряжения/тока
ГОСТ 7746-2001	Среднее/RMS
РД 153-34.0-35.301-2002	Среднее/RMS
МЭК 60044-1	RMS/RMS
МЭК 60044-6	RMS (ЭДС)/Амплитудное
МЭК 61869-2	1,11*Средневыпрямленное/RMS
IEEE C57/13	RMS (ЭДС)/RMS

Необходимым условием успешных испытаний является возможность выбора в проверочном устройстве необходимых типов измерения, позволяющих проводить сравнение результатов измерения с предыдущими вне зависимости от типа оборудования, применяемого при проведении испытания при изготовлении ТТ или при периодических испытаниях.

Применение 4-х проводной схемы

Современный уровень развития измерительной техники позволяет измерять все необходимые во время испытания параметры на выходе проверочного устройства (ток, напряжение, частота, фаза). Тем самым велик соблазн использования 2-х проводной схемы измерения для проведения испытаний по снятию характеристик намагничивания. Однако в связи с большим многообразием применяемых в электроэнергетике трансформаторов тока, велика вероятность внесения дополнительной погрешности в измерения, в особенности в тех случаях, когда со-

противление вторичной обмотки ТТ постоянному току достаточно мало и соизмеримо с сопротивлением кабелей испытательной установки. Поэтому во избежание ошибок при снятии характеристики намагничивания рекомендуется применение 4-х проводной схемы измерения.

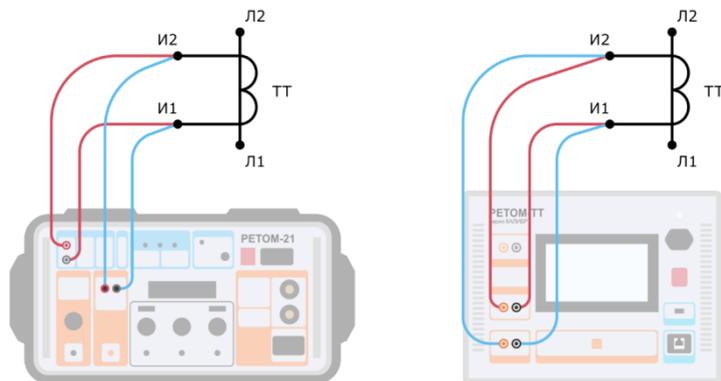


Рис. 1. Четырёхпроводная схема подключения ТТ к испытательному оборудованию РЕТОМ-21 (а) и РЕТОМ-ТТ (б)

Измерение кривой намагничивания на напряжении свыше 1800 В

Проверка ВАХ источниками напряжения промышленной частоты требует применения достаточно мощных источников (например, РЕТОМ-21+РЕТ-ВАХ-2000), поскольку зачастую значения токов при насыщении достигают 1-5 А. При проверке некоторых трансформаторов тока испытательное напряжение может быть более 1800 В (максимальное напряжение, регламентированное в [РД, ПУЭ]. Решение в данном случае приведено в стандарте ГОСТ Р МЭК 61869-2 [2]: «Испытание может быть проведено при меньшей частоте f' , для того, чтобы избежать недопустимого напряжения обмотки и вторичных выводов. Снижение частоты также благоприятно сказывается на уменьшении диэлектрических потерь и потерь от вихревых токов. Характеристика должна быть представлена в виде кривой насыщения».

При разработке РЕТОМ-ТТ был проведен анализ возможности применения данной методики. Практически сразу встал вопрос учета потерь в магнитопроводе при понижении частоты. По-

тери в магнитопроводе возникают при воздействии на него переменного магнитного поля и пропорциональны частоте этого поля.

Статические потери энергии (потери на гистерезис) связаны с перемагничиванием магнитопровода. Они пропорциональны площади петли гистерезиса магнитного материала, подаваемой частоте и массе сердечника (1). Следовательно, чем уже петля гистерезиса, тем меньше статические потери.

$$P = S \cdot f \cdot M \quad (1)$$

где S – площадь петли гистерезиса магнитного материала; f – частота напряжения ТТ, M – масса сердечника.

Уменьшение частоты магнитного поля, как предложено в [2], приводит к уменьшению потерь на гистерезис. В справочниках по магнитным материалам обычно отсутствуют данные по потерям в магнитопроводе на частотах ниже 50 Гц, а приводятся данные о потерях в стали для 50, 400 и выше Гц.

В результате проведенных исследований удалось реализовать в устройстве РЕТОМ-ТТ метод измерения ВАХ до напряжения 40 кВ на пониженной частоте с учетом потерь в магнитопроводе.

В целом стоит отметить необходимость исследований в области метрологии измерения магнитных параметров в области низких частот.

Измерение коэффициента остаточной магнитной индукции

Измерение коэффициента остаточной магнитной индукции или номинального коэффициента остаточной намагниченности позволяет определить к какому классу относится трансформатор тока. Согласно стандарту [2] коэффициент остаточной магнитной индукции (remanence factor (K_r)) представляет собой отношение остаточного потока намагничивания к потоку насыщения, выраженное в процентах. Вследствие пропорциональности магнитной индукции и потокосцепления, данный коэффициент может быть рассчитан по значениям потокосцеплений (2).

$$K_r = \frac{B_r}{B_s} = \frac{\Psi_r}{\Psi_s} \quad (2)$$

Критерием насыщения трансформатора может служить форма тока, пример которой приведен на рис. 2.

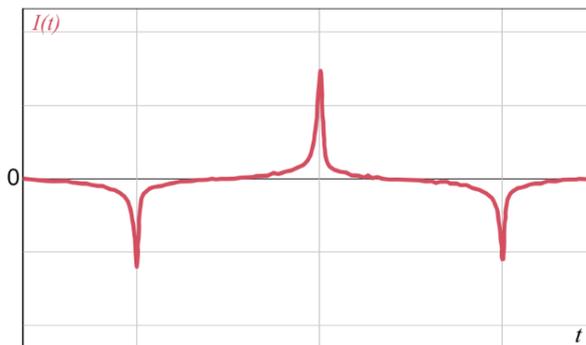


Рис. 2. Осциллограмма тока при насыщении трансформатора тока

Данный критерий достаточно трудно применять для целей автоматизации измерений, поэтому требуется выбрать численный критерий насыщения трансформатора. Можно выделить 2 критерия:

1. Магнитопровод трансформатора тока можно считать насыщенным, если отношение амплитудного и действующего значения тока более 2,5 (3). Для формы тока представленной на осциллограмме выше (рис. 2) данное условие выполняется и соответствует 5,48.

$$\frac{I_{\text{макс}}}{I_{\text{RMS}}} > 2,5. \quad (3)$$

2. Магнитопровод трансформатора тока можно считать насыщенным, если отношение напряженности насыщения (H_{SAT}) к коэрцитивной силе (H_C) более 10 (рис. 3).

$$\frac{H_{\text{SAT}}}{H_C} > 10. \quad (4)$$

С точки зрения автоматизации измерений в проверочном оборудовании наиболее удобно использование первого критерия.

Потокосцепление может быть рассчитано по следующей формуле

$$\Psi(t) = \int_0^t (u(t) - R_2 \cdot i(t)) dt, \quad (5)$$

где R_2 – сопротивление вторичной обмотки постоянному току; $u(t)$ и $i(t)$ – мгновенные значения напряжения и тока.

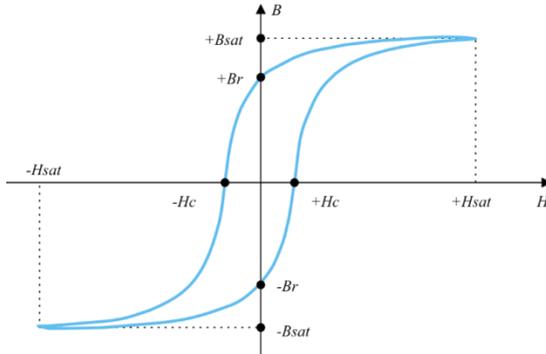


Рис. 3. Предельная петля гистерезиса ТТ

При разработке способа измерения в устройстве РЕТОМ-ТТ возникла необходимость верификации и проверки корректности реализованного в приборе метода. В связи с отсутствием на данный момент эталона для измерения коэффициента остаточной магнитной индукции было решено сделать сравнение результатов измерения разработанного прибора с устройствами, внесенными в реестр средств измерения и доступными на территории РФ. В результате проведенных исследований были выявлены существенные отличия в получаемых результатах. Основное отличие заключалось в форме подаваемого на обмотку ТТ сигнала: синусоида – в РЕТОМ-ТТ и меандр – у аналога (рис. 4). Возвращаясь к инструкции [1], можно сделать вывод, что именно в этом и состоит причина различий.

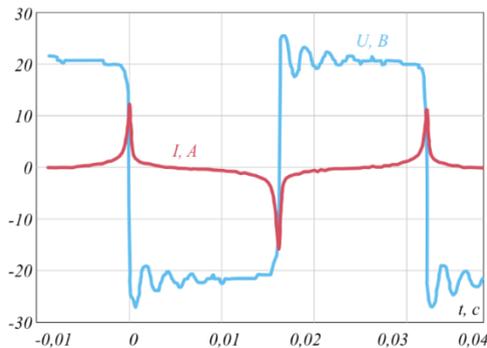


Рис. 4. Формы сигналов тока и напряжения при проверке ТТ (аналог)

Результаты измерения коэффициента остаточной индукции с помощью аналога составили от 9% до 11%. При этом, если проанализировать форму петли гистерезиса (рис. 5), полученную с использованием интегратора и осциллографа, можно увидеть, что коэффициент остаточной магнитной индукции составляет 20-25%.

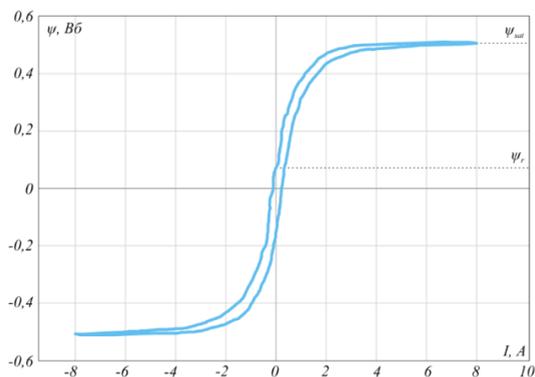


Рис. 5. Предельная петля гистерезиса образца ТТ, при использовании аналога

Аналогичные результаты измерения коэффициента остаточной индукции получены и при использовании РЕТОМ-21 и осциллографа (рис. 6, 7). В данном эксперименте выполняется условие отношения максимального амплитудного значения тока к действующему на уровне 2,6.

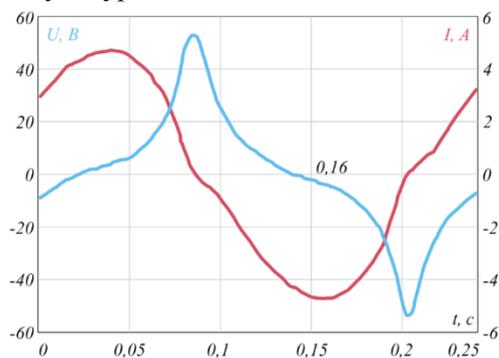


Рис. 6. Формы токов и напряжений при использовании РЕТОМ-21 в качестве источника напряжения при определении коэффициента остаточной магнитной индукции

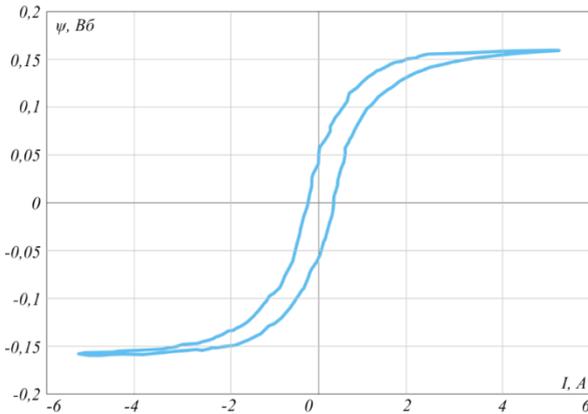


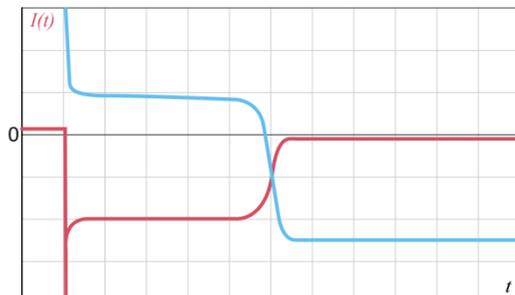
Рис. 7. Предельная петля гистерезиса при использовании РЕТОМ-21 в качестве источника напряжения при определении коэффициента остаточной магнитной индукции

По результатам проведённых испытаний можно сделать вывод о том, что для получения достоверных результатов на данном этапе целесообразно применение источников синусоидального напряжения. Возможность применения для этих целей сигналов другой формы требует более глубокого исследования.

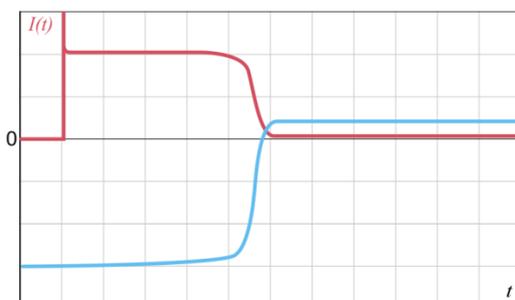
Измерение остаточной намагниченности

Остаточная намагниченность с высокой долей вероятности может возникать при проведении испытаний ТТ, в частности при измерении сопротивления обмотки постоянному току, а также при воздействии токов короткого замыкания в процессе эксплуатации ТТ. Высокий уровень остаточной намагниченности вызывает смещение рабочей точки на частный цикл намагничивания, что, в свою очередь, приводит к тому, что магнитный сердечник работает на частичном цикле петли гистерезиса.

Измерение степени намагниченности необходимо производить, используя двуполярный источник напряжения, с ограничением выходного тока. Измерение потокоцепления производится путем осциллографирования мгновенных значений тока и напряжения на выводах испытуемой обмотки при приложении напряжения от источника постоянного тока с переключением полярности.



a



б

Рис. 8. Измерение остаточной намагниченности при приложении положительного (*a*) и отрицательного (*б*) напряжения

Сравнив результаты при разных полярностях тестового сигнала можно рассчитать процент намагниченности сердечника как отношение интегрированных значений напряжения положительной и отрицательной полярности.

Заключение

Все описанные выше методики нашли применение в новом устройстве РЕТОМ-ТТ, разработанном специально для проверки электрических параметров трансформаторов тока всех классов напряжений от 0,4 до 1150 кВ. Устройство позволяет автоматизировать процесс испытаний и получить комплексные данные о состоянии трансформатора тока в несколько касаний, при этом измерение параметров осуществляется с применением источников либо постоянного тока, либо чисто синусоидальных с

возможностью изменения частоты. Сама проверка трансформатора тока осуществляется быстро, а результаты получаются достоверными благодаря следующим отличительным особенностям:

- единая схема измерений для всех проверок;
- измерение коэффициента трансформации до 20 000;
- измерение остаточной намагниченности;
- измерение коэффициента остаточной магнитной индукции;
- возможность снятия вольт-амперных характеристик до 40 кВ, что важно для трансформаторов тока, насыщение которых выше 1,8 кВ;
- размагничивание трансформатора тока после проведения измерения.

Масса РЕТОМ-ТТ всего 10 кг, что удобно при транспортировке устройства к месту проведения испытаний. Сенсорный дисплей и интуитивно понятный пользовательский интерфейс обеспечивают удобное управление и наглядное представление измеряемых параметров и результатов испытаний. Результаты сохраняются во внутренней памяти прибора и могут быть выгружены на внешний накопитель для дальнейшего анализа, сравнения с типовыми или результатами предыдущих проверок, формирования и заполнения протокола испытаний на ПК.

ЛИТЕРАТУРА

1. РД 153-34.0-35.301-2002 Инструкция по проверке трансформаторов тока, используемых в схемах релейной защиты и измерения.
- 2 Стандарт. МЭК 61869-2. Издание 1.0 2012-09. Международный стандарт. Измерительные трансформаторы. Часть 2: Дополнительные требования для трансформаторов тока. Редакция 1.0 2012 – 09.
3. ПНСТ 283 – 2018. «Трансформаторы измерительные. Часть 2. «Технические условия на трансформаторы тока.

Автор

Александров Николай Михайлович, кандидат технических наук, начальник отдела первичного оборудования, ООО «НПП «Динамика». E-mail: nickdynamics@gmail.com.

РАЗРАБОТКА МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНОЙ МОБИЛЬНОЙ УСТАНОВКИ ПЛАВКИ ГОЛОЛЕДА НА ВЛ НА БАЗЕ ПЕРЕДВИЖНОЙ ЭЛЕКТРОУСТАНОВКИ ОБРАТНОЙ ТРАНСФОРМАЦИИ 0,4/10 КВ

Д.В. Багаев, А.С. Александров, Россия, г. Саратов, ПАО «Россети Волга», e-mail: innovation@mrsk-volgi.ru.

А.В. Булычев, А.П. Крисанов, Россия, г. Чебоксары, ООО «НПП Бреслер», e-mail: info@bresler.ru.

***Ключевые слова:** передвижные резервные источники электропитания, электроустановка обратной трансформации, плавка гололедно-изморозевых отложений.*

Введение

Одним из ключевых направлений в исследовательских работах, проводимых электросетевыми компаниями, является разработка решений, направленных на повышение эффективности в области предотвращения и ликвидации последствий воздействия опасных метеорологических явлений, в том числе выраженные в виде сочетаний гололедных и ветровых нагрузок на провода и грозотросы воздушных линий электропередачи (ВЛ). Гололедно-изморозевые отложения (ГИО) на конструкциях электросетевых объектах является наиболее выраженным видом природного воздействия на электросетевой комплекс и сопровождаются частыми отключениями и повреждениями элементов электрической сети. Наибольшую опасность приносят явления гололедоотложения, возникающие при температурной инверсии, так называемые «ледяные дожди», которые одновременно охватывают большие территории, могут носить массовый характер и потому приносят значительный материальный ущерб.

Актуальность развития устройств плавки гололеда

Электросетевыми компаниями в целях организации ликвидации ГИО на ВЛ успешно разрабатываются и применяются различные методы [1]. В высоковольтных сетях напряжением 35 кВ и выше в основном используется плавка ГИО переменным и/или постоянным (выпрямленным) током с помощью стационарных устройств плавки гололеда, устанавливаемых на ПС. В распределительных сетях 6-10 кВ применяется плавка ГИО как с ис-

пользованием стационарных и передвижных установок плавки, так применяются механические способы удаления ГИО. А электрических сетях 0,4 кВ в основном используется механическая обивка проводов помощью шестов. Применение электротермического способа ликвидации ГИО, путем нагрева провода искусственным повышением тока, является наиболее эффективным методом. Однако для создания стационарных систем плавки ГИО в сетях 0,4-6-10 кВ необходима установка дополнительных трансформаторов или выпрямительных устройств, шин плавки, коммутационного оборудования на каждой ВЛ для сборки необходимой схемы и т.п. Кроме того, с учетом протяжённости сетей 0,4-6-10 кВ, для сборки схем плавки ГИО требуется значительное время. Для повышения результативности ликвидации ГИО наряду с механическим удалением гололеда применяются мобильные системы плавки ГИО, с использованием резервных источников электроснабжения (РИСЭ).

При создании современных систем плавки гололеда особое внимание уделяется повышению эффективности ликвидации ГИО, путем снижения времени на подготовку схем плавки и использования автоматизированных систем управления.

В рамках выполнения проекта НИОКР разработано новое техническое решение, предусматривающее совместное использование РИСЭ, мобильного повышающего трансформаторного пункта (МПТП) и мобильной установки плавки гололеда, с применением современной электронно-технической базы. Основной целью работы являлась создание универсальной мобильной автономной установки плавки гололеда на базе повышающего трансформаторного комплекса обратной трансформации, позволяющее организовать плавку на выделенных участках ВЛ.

В основу технологических решений проекта НИОКР легли следующие положения:

1. В соответствии с требованиями по плавке гололеда на проводах и грозозащитных тросах линий электропередачи (ЛЭП), утвержденные Приказом Минэнерго РФ от 19.12.2018 №1185 [2] для плавки ГИО на проводах ЛЭП классом напряжения 6(10) кВ в качестве источника тока плавки могут применяться РИСЭ, в том числе с применением преобразователей тока для организации плавки гололеда постоянным током.

2. Для обеспечения электроснабжения большого количества потребителей от одной единицы РИСЭ предполагается использовать совместно с РИСЭ мобильный повышающий трансформаторный пункт. Данное решение позволяет от РИСЭ с напряжением 0,4 кВ выдавать мощность в сеть 6(10) кВ, подключая потребителей нескольких ТП, РП, КТП, ЗТП со стороны 6(10) кВ.

Разработанный комплекс планируется использовать для плавки гололедно-изморозевых отложений (ГИО) на участках ВЛ в осенне-зимний период, а также для электроснабжения потребителей в случае перевода основного электроснабжения на резервные схемы при проведении АВР, плановых ремонтных работ и работ по ТПиР.

Мобильная установка плавки ГИО

Многофункциональная мобильная установка плавки гололеда на ВЛ на базе передвижной электроустановки обратной трансформации размещается в фургоне автомобиля КамАЗ с колесной формулой 6х6 (на внедорожном шасси).

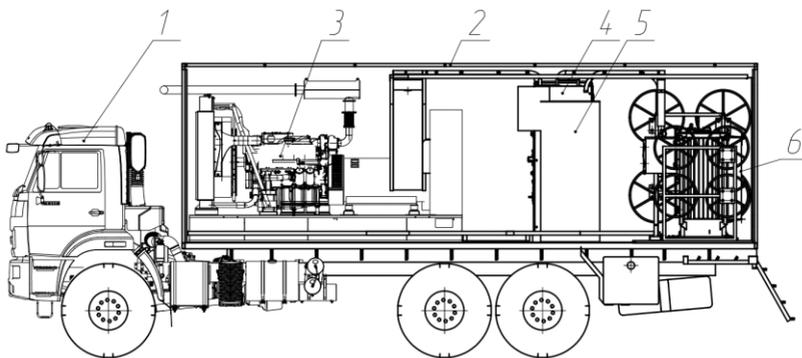


Схема мобильной установки плавки ГИО

- (1 – Автомобиль КамАЗ, 2 – Фургон, 3 – Дизель-генератор,
4 – Модуль плавки ГИО, 5 – Модуль 10 кВ с камерой выключателя,
6 – Трансформатор 0,4 / 10 кВ)

В соответствии с проведенными исследованиями, с учетом массогабаритных параметров оборудования, разработана кон-

струкция установки плавки ГИО [3], которая включает в себя следующие элементы:

1. Дизель-генераторную установку (ДГУ) мощностью 500 кВт.

2. Силовой трансформатор герметичного исполнения мощностью 630 кВА.

3. Отсек распределительного устройства высокого напряжения (ВН) 10 кВ, включающее коммутационное оборудование ВН и оборудование обратной трансформации (РУ ВН).

4. Отсек распределительного устройства низкого напряжения, в том числе оборудование плавки гололеда, включая систему управления и РЗиА, с выходным максимальный напряжением 550 В (РУ НН).

5. Силовые кабели (на барабанах) для подключения к электрической сети.

Разработанная установка позволяет оперативно проводить плавку ГИО на участках ВЛ и организовать аварийное электроснабжение потребителей. Плавка гололеда осуществляется выпрямленным током, получаемым путем выпрямления переменного напряжения источника мощности от РИСЭ, с помощью управляемого выпрямителя. В качестве оборудования для создания обратной трансформации используется камера распределительного устройства, установленная со стороны ВН трансформатора, с коммутационным и защитным оборудованием. Подключение установки к электрической сети осуществляется с помощью гибких силовых кабелей. Комплексную работу установки обеспечивает специально разработанная автоматика управления, позволяющая обеспечить работу всего состава оборудования в рамках единой системы. Для безопасной работы установка оснащена системой блокировки и сигнализации.

Заключение

Разработанную multifunctionalную мобильную установку возможно использовать электросетевыми компаниями в производственной деятельности в целях повышения эффективности работы плавки ГИО в распределительных сетях и обеспечение надежного электроснабжения потребителей, в том числе за счет:

- использования в качестве РИСЭ для электроснабжения потребителей 0,4 кВ;
- проведения АВР и плановых ремонтных работ в качестве обратной трансформации 0,4/10 кВ для питания групп потребителей;
- проведения плавков ГИО и профилактического прогрева на участках ВЛ.

Установка, за счет своей мобильности, обеспечивает удобство при эксплуатации, не требует погрузочно-разгрузочных механизмов при использовании, обеспечивает полную готовность к эксплуатации с момента доставки к месту назначения. При этом установка позволяет создавать необходимую мощность для плавки ГИО участков ВЛ 0,4-10 кВ, а также обеспечивать эффективность плавки благодаря регулированию тока плавки.

ЛИТЕРАТУРА

1. Булычев, А.В. Управление удалением гололедно-изморозевых отложений на проводах воздушных линий электропередачи / А.В. Булычев, А.С. Александров. – Текст : непосредственный // Релейная защита и автоматизация. – 2022. – № 3(48). – С. 24-31.

2. Требования по плавке гололеда на проводах и грозозащитных тросах линий электропередачи. Утверждены приказом Минэнерго России от 19.12.2018 №1185 [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/552045909>.

3. Патент на полезную модель № 219856 U1 Российская Федерация, МПК H02G 7/16. Мобильное устройство для плавки гололеда на проводах воздушной линии электропередачи : № 2023113959; заявл. 26.05.2023 : опубл. 11.08.2023 / А.В. Булычев, А.П. Крисанов, К.Г. Филиппов [и др.]; заявитель Публичное акционерное общество «Россети Волга». – Текст: непосредственный.

О ВЛИЯНИИ ЗАКОНА ЭЛЕКТРОМАГНИТНОЙ ИНДУКЦИИ НА РАБОТУ ТОКОВОЙ ЗАЩИТЫ НУЛЕВОЙ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТИ

С.В. Иванов, Н.В. Уляхина, Россия, г. Чебоксары,
ООО «Релематика»

***Ключевые слова:** электромагнитная индукция, нулевая последовательность, направление мощности, смещение в зону.*

Введение

Традиционно в отечественной практике резервная защита энергообъектов 110 - 1150 кВ при коротких замыканиях (КЗ) на землю реализуется с использованием токовой направленной защиты нулевой последовательности (ТНЗНП). Задачу определения направления КЗ (прямое или обратное направление) решает реле направления мощности нулевой (РНМНП), информационную базу которого составляют локальные токи (I_{S0}) и напряжения (U_{S0}) нулевой последовательности защищаемого элемента сети. Предметом исследования является алгоритм классической реализации РНМНП в условиях индуктивно связанных элементов сети.

Информационный анализ РНМНП

Алгоритм работы РНМНП основан на сопоставлении угловых соотношений между U_{PHM} и I_{S0} . Здесь

$$U_{PHM} = U_{S0} - I_{S0} Z_{CM,0}, \quad (1)$$

где $Z_{CM,0}$ – сопротивление смещения. Выражение (1) оценивает уровень напряжения нулевой последовательности в энергообъекте на дистанции $Z_{CM,0}$.

Сопротивление смещения в свою очередь задают отличным от нуля, когда напряжение U_{S0} в режиме КЗ сопоставимо с напряжением небаланса ($U_{0,НБ}$) в нормальном режиме. Анализ работы РНМНП удобно вести на плоскости сопротивления $Z_{PHM} = U_{PHM} / I_{S0} = U_{S0} / I_{S0} - Z_{CM,0}$ (рис. 1).

Традиционно [1] при выборе уставок РНМНП для ТНЗНП линии электропередачи (рис. 2) «А-Б» (ЛЭП) рассматриваются земляные КЗ на шинах подстанции «за спиной» (точка К.2) и за-

мыкания в прямом направлении (точка К.1). В схеме замещения нулевой последовательности (рис. 2, б) $\underline{Z}_{S0}, \underline{Z}_{R0}, \underline{Z}_{H0}, \underline{Z}_{L0} = \underline{Z}_0^0 L_{ЛЭП}, \underline{Z}_{M0} = \underline{Z}_M^0 L_{ЛЭП}$ – соответственно эквивалентные сопротивления систем «S», «R», «H», линий и их взаимной индукции; $\underline{Z}_M^0, \underline{Z}_0^0$ – соответствующие удельные сопротивления, $L_{ЛЭП}$ – длина линий «А-Б» и «А-В»; $\underline{J}_{К.1}, \underline{J}_{К.2}, \underline{J}_{К.3}$ – эквивалентные источники тока в месте КЗ.

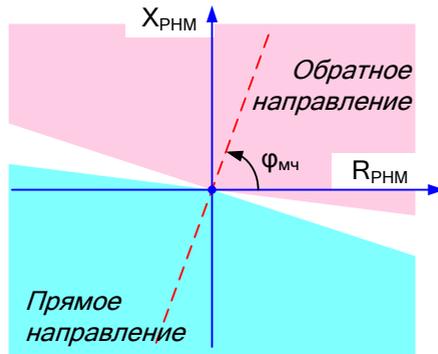


Рис. 1. Характеристика РНМНП на плоскости сопротивления

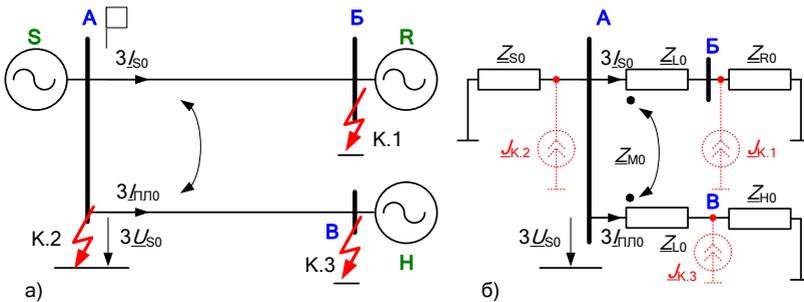


Рис. 2. Расчётные режимы выбора уставок ТНЗНП

Несложно показать, что значения \underline{Z}_{PHM} для точек К.1, К.2, К.3 рассматриваемой модели соответственно равны (1)–(3).

$$\underline{Z}_{PHM} = -\frac{(\underline{Z}_{H0} + \underline{Z}_{L0} - \underline{Z}_{M0})\underline{Z}_{S0}}{\underline{Z}_{S0} + \underline{Z}_{H0} + \underline{Z}_{L0}} - \underline{Z}_{CM,0}, \quad (2)$$

$$\underline{Z}_{\text{PHM}} = \frac{(\underline{Z}_{\text{R0}} + \underline{Z}_{\text{L0}})(\underline{Z}_{\text{H0}} + \underline{Z}_{\text{L0}}) - \underline{Z}_{\text{M0}}^2}{\underline{Z}_{\text{H0}} + \underline{Z}_{\text{L0}} - \underline{Z}_{\text{M0}}} - \underline{Z}_{\text{CM,0}}, \quad (3)$$

$$\underline{Z}_{\text{PHM}} = \frac{(\underline{Z}_{\text{R0}} + \underline{Z}_{\text{L0}} - \underline{Z}_{\text{M0}})\underline{Z}_{\text{S0}}}{\underline{Z}_{\text{S0}} + \underline{Z}_{\text{M0}}} - \underline{Z}_{\text{CM,0}}, \quad (4)$$

Выражения (2) и (3) накладывают ограничения на значения $\underline{Z}_{\text{CM,0}}$. Из (2) и (3) следует, что:

$$\underline{Z}_{\text{CM,0}} \leq \frac{(\underline{Z}_{\text{R0}} + \underline{Z}_{\text{L0}})(\underline{Z}_{\text{H0}} + \underline{Z}_{\text{L0}}) - \underline{Z}_{\text{M0}}^2}{\underline{Z}_{\text{H0}} + \underline{Z}_{\text{L0}} - \underline{Z}_{\text{M0}}}, \quad (5)$$

$$\underline{Z}_{\text{CM,0}} \leq \frac{(\underline{Z}_{\text{R0}} + \underline{Z}_{\text{L0}} - \underline{Z}_{\text{M0}})\underline{Z}_{\text{S0}}}{\underline{Z}_{\text{S0}} + \underline{Z}_{\text{M0}}}. \quad (6)$$

При отсутствии взаимной индукции между линиями «А-Б» и «А-В» ($\underline{Z}_{\text{M0}} = 0$) (5) и (6) трансформируются в $\underline{Z}_{\text{CM,0}} \leq \underline{Z}_{\text{R0}} + \underline{Z}_{\text{L0}}$. Но при её наличии, начинают оказывать заметное влияние параметры систем «за спиной» (системы «S» и «H»). Если линия «А-Б» отходит от шин мощной системы ($\underline{Z}_{\text{S0}} \rightarrow 0$), (6) указывает на невозможность использования сопротивления смещения согласно (1).

Обнаруженный эффект связан тем, что выражение (1) справедливо лишь при рассмотрении отдельных элементов энергосистемы. При наличии элементов системы, по которым протекает ток КЗ и индуктивно связанных с рассматриваемым, выражение (1) теряет физический смысл, поскольку не учитывает закон электромагнитной индукции [2]. Необходимо дополнительно рассматривать ток нулевой последовательности параллельной линии ($I_{\text{ПЛ0}}$):

$$\underline{U}_{0,\text{PHM}} = \underline{U}_{\text{S0}} - I_{\text{S0}}\underline{Z}_{\text{CM,0}} - I_{\text{ПЛ0}}\underline{Z}_{\text{CM,M,0}}, \quad (7)$$

где $\underline{Z}_{\text{CM,M,0}} = \underline{Z}_{\text{M}}^0 I_{\text{смещ}}$ – сопротивление смещения, учитывающее индуктивно связанного элемента энергосистемы.

Данное явление рассмотрено в рекомендациях по расчёту уставок комплектов ступенчатых защит производства ООО «Релематика» [3]. В то же время алгоритмы ТНЗНП, реализованные в выпускаемых в настоящий момент терминалах РЗА производства ООО «Релематика», позволяют учесть ток парал-

лельной линии в работе РНМНП, тем самым обеспечивая его корректную работу, в том числе при наличии мощной системы «за спиной».

Выводы

1. Обнаружено ограничение применения РНМНП на ЛЭП, имеющих индуктивную связь с другими элементами сети. Данное ограничение указывает на необходимость ревизии уставок РНМНП существующих ТНЗНП, выполняющих в первую очередь защиту параллельных линий, отходящих от шин мощных подстанций.

2. В общем случае РНМНП должно учитывать ток нулевой последовательности параллельной линии. Если ток параллельной ЛЭП не учитывается, возможна некорректная работа РНМНП при КЗ «за спиной».

ЛИТЕРАТУРА

1. Малый А.П., Шурупов А.А., Дони Н.А. «Смещение в зону» разрешающего органа направления мощности токовой защиты нулевой последовательности. Релейная защита и автоматизация, 2013, №1

2. J. Clerk Maxwell. A treatise on electricity and magnetism. Oxford: Clarendon Press, 1873.

3. Терминал ступенчатых защит и автоматики управления выключателем присоединений 110-220 кВ типа «ТОР 300 КСЗ 56х». Рекомендации по расчету уставок.

Авторы:

Иванов Сергей Владимирович, кандидат технических наук, ведущий эксперт, ООО Релематика, Чувашский государственный университет им. И.Н. Ульянова. E-mail: ivnov_sv@relematika.ru.

Уляхина Наталья Викторовна, магистр техники и технологии, заведующий отделом, ООО Релематика, Чувашский государственный университет им. И.Н. Ульянова. E-mail: ulyakhina_nv@relematika.ru.

СПЕЦИФИКА И РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЙ ЗАЩИТ ШИН В РЕЖИМАХ С НАСЫЩЕНИЕМ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА

Р.И. Игнатъев, Г.Ю. Тикушев, Г.С. Нудельман, С.Е. Фролов, Россия, г. Чебоксары, АО «ВНИИР», e-mail: gyutikushev@vniir.ru

В.С. Воробьев, В.В. Москаленко, А.И. Расщепляев, Россия, г. Москва, АО «СО ЕЭС»

В АО «ВНИИР» по заказу АО «СО ЕЭС» выполнена исследовательская работа по разработке программ и методик испытаний (ПМИ) и проведению испытаний микропроцессорных устройств РЗ сборных шин (функции ДЗШ) в переходных режимах сопровождающихся насыщением измерительных трансформаторов тока (ТТ).

В докладе рассмотрены вопросы выбора и реализации состава режимов для проведения испытаний, их влияние на функционирование устройств ДЗШ:

- обосновывается подход к выбору состава переходных режимов для испытаний и их назначение;
- затронуты особенности моделирования выбранных переходных режимов, в которых, с учетом насыщения ТТ, ожидалась и в целом подтвердилась возможность отклонений в работе ДЗШ от существующих требований;
- рассмотрены основные причины неправильной работы испытанных устройств ДЗШ с учётом используемых технических решений.

На базе проведенной работы АО «СО ЕЭС» планируется разработка стандарта, в котором, в том числе, будут уточнены требования к работе устройств дифференциальной защиты шин 110 кВ и выше в переходных режимах, сопровождающихся насыщением ТТ. Данный стандарт дополнит в перспективе действующий ряд разработанных ГОСТ Р в области требований к устройствам РЗ.

ВОПРОСЫ РАЗВИТИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИИ РЗА И АСУТП

ГАРМОНИЗАЦИЯ ИНФОРМАЦИОННЫХ МОДЕЛЕЙ МЭК 61850 И МЭК CIM ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ КОРПОРАТИВНЫХ БИЗНЕС-ПРОЦЕССОВ ОПЕРАТИВНЫМИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ДАННЫМИ

В.С. Чайкин, Д.О. Афанасьев, Д.П. Каримова, Россия,
г. Москва, АО «НТЦ ФСК ЕЭС»

Ключевые слова: МЭК 61850, МЭК CIM, гармонизация, цифровая сеть.

Введение

В основе любого бизнес-процесса энергокомпании должна лежать достоверная и актуальная информация о текущем состоянии или об изменении состояния первичного и вторичного оборудования энергообъектов. Для информационного обеспечения корпоративных систем данными технологического уровня должна решаться проблема создания единого информационного пространства, что влечет необходимость сопоставления баз данных систем разного уровня применения.

Современные подходы по организации информационного взаимодействия систем и устройств подразумевают применение семантического способа представления данных в рамках их цифровых интерфейсов. Для технологической информации энергообъекта наиболее современным и распространенным способом является применение положений МЭК 61850. На корпоративном уровне энергокомпаний наблюдается тенденция по внедрению информационных моделей МЭК CIM. Применение нескольких информационных моделей разного уровня применения, подразумевает необходимость решения вопроса их гармонизации. Должны быть определены единые и достаточные правила по преобразованию данных из семантики одной информационной модели в другую.

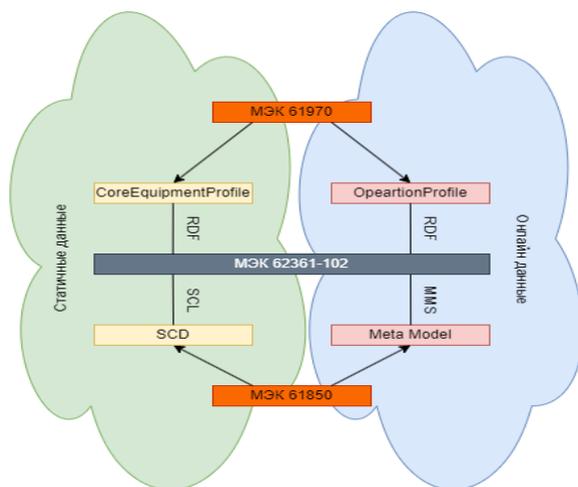
Гармонизация информационных моделей МЭК 61850 и МЭК СИМ

Для решения вопроса гармонизации первоочередной задачей является вопрос определения объема существующей НТД как в области информационного моделирования, так и в области объединения информационных моделей в единое информационное поле.

Информационное моделирование энергообъекта выделяет две взаимосвязанные информационные модели – МЭК 61850-7-х [1-4] и МЭК 61850-6 [5]. Обусловлено данное разделение тем, что каждая информационная модель применяется на разных этапах жизненного цикла энергообъекта. МЭК 61850-6 определяет модель, которая в первую очередь решает вопросы проектирования энергообъекта и дальнейшего применения результатов проектирования в наладочных и эксплуатационных процессах. Выражается данная модель в специализированном языке SCL (System Configuration Language). Для хранения информации в виде кода SCL определены различные виды файлов, где наиболее объемным в части описания энергообъекта является SCD файл (System Configuration Description). Исходя из этого, информационная модель МЭК 61850-6 может интерпретироваться, как модель, предназначенная для отображения неких статических данных, то есть данных, которые не имеют свойства изменяться в режиме реального времени, но могут предоставить пользователю или программному обеспечению информацию как о некоем срезе конфигурации энергообъекта. В свою очередь, МЭК 61850-7-х определяет информационную модель, назначение которой – цифровой структурированный интерфейс для предоставления информации о контролируемых величинах и внутренних переменных ИЭУ. Такая информационная модель именуется как модель данных устройства или мета модель. Основой такой модели являются логические узлы, где каждый логический узел приравнивается к определенной функции, выполняемой устройством. Каждый логический узел имеет свою структуру, где конечные элементы данной структуры являются сигналы, изменяющие свое значение в режиме реального времени.

МЭК СИМ в отличие от МЭК 61850 описывает значительно большее количество информационных моделей, где смысл их

применения заключается в создании унифицированных баз данных в рамках программных продуктов, а также в осуществлении обмена информацией между программными продуктами при помощи типовых сообщений в виде RDF XML. CIM разделяет информационные модели по их назначению. Данное разделение наблюдается в кодировании серии стандартов МЭК. Исторически, самый первый набор информационных моделей, которые предназначены для описания сетевой модели энергосистемы, имеют цифровое обозначение МЭК 61970. Вторая серия, МЭК 61968, нацелена на описание активов энергосистемы и на выполнение мероприятий по ремонту, обслуживанию и эксплуатации. И третья серия – МЭК 62325, описывающая моделирование взаимодействия систем в части торгов, контрактов и расчетов. В вопросах гармонизации информационных моделей наиболее корректным является рассмотрение МЭК 61970, так как данная серия обладает достаточной семантикой для описания как статичных данных об оборудовании энергообъекта, так и динамических данных или данных в режиме реального времени. Более того именно эта информационная модель схожа с информационными моделями МЭК 61850 по своему наполнению.



Но стоит учесть, что МЭК 61970 является именно набором информационных моделей, где каждая из них имеет свое кон-

кретное функциональное назначение. Такие наборы информационных моделей именуются как профили. Для гармонизации с МЭК 61850 наиболее подходящими являются CoreEquipmentProfile и OperationProfile, которые определены в МЭК 61970-452 [6]. CoreEquipmentProfile отвечает за моделирование оборудования энергообъекта, а OperationProfile за данные в режиме реального времени, которые формируются оборудованием.

Как видно из рисунка есть прямая связь между информационными моделями, где она осуществляется путем гармонизации элементов информационной модели. Другими словами, происходит преобразование одной информационной модели в формат другой информационной модели. Для достижения автоматизации в преобразовании данных необходимо иметь определённые правила сопоставления, которые позволяют однозначно интерпретировать данные в независимости от конкретной технической реализации. Для описания таких правил существует серия документов МЭК 62361. Вопросы гармонизации CIM и МЭК 61850 рассматривает техническая спецификация МЭК 62361-102 [7]. Этот документ описывает подходы для достижения эффективного обмена информацией между подстанциями, выполненными в соответствии с техническими решениями МЭК 61850, и бизнес-системами, интегрированными со стандартным обменом данными IEC CIM.

Заключение

В результате выполненного анализа формируется определенная закономерность в разделении информационных моделей на модель данных реального времени и модель данных описания оборудования энергообъекта. Следовательно, наиболее корректным ориентиром в вопросе гармонизации является подход, определенный схемой настоящего доклада.

ЛИТЕРАТУРА

1. IEC 61850-7-1. Communication networks and systems for power utility automation – Part 7-1: Basic communication structure – Principles and models;

2. IEC 61850-7-2. Communication networks and systems for power utility automation – Part 7-2: Basic information and communication structure – Abstract communication service interface (ACSI);
3. IEC 61850-7-3. Communication networks and systems for power utility automation – Part 7-3: Basic communication structure – Common data classes;
4. IEC 61850-7-4. Communication networks and systems for power utility automation – Part 7-4: Basic communication structure – Compatible logical node classes and data object classes
5. IEC 61850-6. Communication networks and systems for power utility automation – Part 6: Configuration description language for communication in electrical substations related to IEDs;
6. IEC 61970-452. Energy management system application program interface (EMS-API) - Part 452: CIM static transmission network model profiles;
7. IEC 62361-102. Power systems management and associated information exchange - Interoperability in the long term - Part 102: CIM - IEC 61850 harmonization.

Авторы:

Чайкин Вячеслав Сергеевич, магистр, начальник департамента интеллектуальных систем управления и технологий (АО «НТЦ ФСК ЕЭС»). E-mail: *chaikin-VS@ntc-power.ru*.

Афанасьев Денис Олегович, специалист, ведущий эксперт отдела разработки и внедрения информационных моделей (АО «НТЦ ФСК ЕЭС»). E-mail: *Afanasev_DO@ntc-power.ru*.

Каримова Дарья Павловна, бакалавр, специалист отдела разработки и внедрения информационных моделей (АО «НТЦ ФСК ЕЭС»). E-mail: *Karimova_DP@ntc-power.ru*.

ПЕРЕДАЧА КОМАНД ПА МЕЖДУ ПС С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ R-GOOSE

Е.Л. Кокорин, Россия, г. Москва, АО «НТЦ ФСК ЕЭС»

Аннотация

В ПАО «Россети» реализуется НИОКР: «Разработка типовых решений и опытно-промышленная эксплуатация систем пакетной передачи данных РЗА между ПС на базе протокола МЭК 61850 (MMS, R-GOOSE)».

На основании анализа имеющегося международного опыта, а также имеющейся в ПАО «Россети» инфраструктуры связи, выполнено формирование концепции передачи команд ПА между ПС с использованием R-GOOSE. Разработаны технические решения по использованию протокола передачи данных R-GOOSE, устройство осуществляющее преобразование GOOSE трафика в R-GOOSE и обратно. В рамках доклада будет произведен обзор основных сформированных технических решений, рассмотрен предлагаемый к использованию протокол R-GOOSE.

В АО «НТЦ ФСК ЕЭС» установлен полигон, содержащий передовые образцы отечественной промышленности в области сетей связи и РЗА. С использованием полигона выполнена имитация реального режима работы оборудования энергообъектов. В состав полигона включены терминалы РЗА, устройства ПА и ПДС, предназначенные для формирования управляющих воздействий и для обработки полученных команд ПА. Сеть связи имитирована с использованием маршрутизаторов ПС, маршрутизаторов узлов связи (частично – с применением виртуализации), для максимальной реалистичности, в составе полигона организованы мультиплексированные каналы связи.

С использованием полигона проведены испытания передачи R-GOOSE, показавшие принципиальную возможность организации рассматриваемой передачи. В рамках доклада будут продемонстрированы схемные решения полигона, результаты экспериментов по передаче команд ПА, а также, основные выводы, полученные в результате испытаний.

В рамках НИОКР проведено обследование объектов пилотной зоны в МЭС Урала, сформирована структурная схема пере-

дачи данных, с использованием которой будет производиться опытная эксплуатация рассматриваемого решения.

Автор

Кокорин Евгений Леонидович, кандидат технических наук, главный специалист управления исследования цифровых технологий, АО «НТЦ ФСК ЕЭС». E-mail: Kokorin_EL@ntc-power.ru.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ИНФОРМАЦИОННОЙ МОДЕЛИ МЭК 61850 ДЛЯ ДЦ/ЦУС

Н.В. Свистунов, Россия, г. Москва, АО «НТЦ ФСК ЕЭС»

Аннотация

В ПАО «Россети» реализуется НИОКР «Разработка и пилотное внедрение корпоративных технических решений по обмену информацией между объектами электрической сети и вышестоящими уровнями управления в соответствии с группой стандартов МЭК 61850».

На основании анализа имеющегося международного опыта, а также проводимых и завершенных в ПАО «Россети» работ, направленных на структурирование и типизацию архитектур построения ВАПС, перспективным является использование информационной модели и протоколов серии стандартов МЭК 61850 для информационного взаимодействия как в рамках ВАПС, так и между ВАПС и вышестоящими уровнями.

Реализация использования информационной модели и протоколов стандарта МЭК 61850 по сравнению с используемым протоколом МЭК 60870-5-104 позволит устранить следующие ограничения:

- вероятность внесения ошибок в таблицу соответствия при сопоставлении двух одинаковых сигналов в разных протоколах благодаря использованию для конфигурирования файлов на языке SCL;
- невозможность получения на верхнем уровне расширенной информации по каждому сигналу управления, преду-

смотренной протоколом стандарта МЭК 61850-8-1 MMS (например, расширенные параметры качества сигнала);

– невозможность использования цифровой объектной модели ПС на вышестоящем уровне управления (ДЦ/ЦУС);

– усложнение интеграции с информационной моделью МЭК 61968/61970.

Автор

Свистунов Никита Валерьевич, заместитель начальника управления исследования цифровых технологий, АО «НТЦ ФСК ЕЭС».
E-mail: Svistunov_NV@ntc-power.ru.

ПРАКТИЧЕСКИЙ ОПЫТ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ ПТК АСУ ТП НА ЭНЕРГООБЪЕКТАХ МЭС ЮГА

Ю.И. Шепелев, Россия, ПАО «Россети» «Северо-Кавказское ПМЭС»

А.Н. Варфаломеев, Россия, г. Чебоксары ООО «ИНБРЭС»

Ключевые слова: АСУ ТП, ПТК, верхний уровень, практический опыт.

Введение

В рамках программы модернизации на энергообъектах Российской Федерации были установлены различные программно-технические комплексы (ПТК) иностранных разработок. В связи с отсутствием поставок и технического сопровождения ПТК АСУ ТП иностранных производителей создает сложности при эксплуатации систем, возможными техническими сбоями, потенциальным рискам, а также кибератаками.

Практический опыт замены ПТК АСУ ТП производства GE на энергообъектах МЭС юга

Согласно требованиям по импортозамещению для российских компаний в ближайшие годы задача замены находящегося в эксплуатации импортного оборудования становится одной из самых актуальных.

Как известно, замена системы автоматизации на действующем объекте всегда сопряжена с рядом организационных проблем и существенными капитальными вложениями.

Соответственно, наиболее логичным выглядит подход, при котором производится частичная замена оборудования ПТК, а именно — замена устройств подстанционного уровня на оборудование отечественного производства.

Все это служит предпосылкой для возникновения технически сложной задачи по замене ПО станционного уровня (а именно SCADA-системы и коммуникационного шлюза) с иностранного на отечественное, которое должно будет полноценно взаимодействовать с ранее установленными зарубежными устройствами подстанционного и полевого уровней.

При этом необходимо обеспечить полную совместимость реализации цифровых протоколов в SCADA-системе и микропроцессорных устройствах.

В ряде случаев в модернизируемых ПТК встречается использование закрытых (нестандартизированных МЭК) протоколов западных производителей АСУ ТП, что вызывает дополнительные сложности в замене ПО верхнего (подстанционного уровня). Вместе с тем следует учитывать действующие нормативные документы энергетических компаний РФ, в частности концепцию развития РЗА и АСУ ТП ПАО «Россети», и стремиться к приведению модернизируемого ПТК к утвержденным архитектурам высокоавтоматизированных подстанций.

Проанализировав сложившуюся ситуацию с организационной и технической точки зрения, специалисты компании «ИН-БРЭС» предложили сценарий первого этапа модернизации АСУ ТП ПС, выполненного на базе импортного оборудования и ПО, который включает следующие основные операции:

- 1) обследование объекта, уточнение архитектуры и состава программно-аппаратных средств ПТК импортного производства;

- 2) проработку оптимального технического решения с учетом особенностей конкретного объекта и использованного на нем оборудования зарубежных вендоров, согласование технического решения с заказчиком, разработка и согласование ТРП;

3) замену импортного серверного и сетевого оборудования, а также рабочих станций на аналогичное оборудование ведущих российских производителей, включенное в реестр промышленной продукции, произведенной на территории РФ («Аквариус», «DEPO» и др.);

4) установку по согласованию с заказчиком на новое серверное оборудование российской операционной системы семейства Astra Linux или ALT Linux;

5) развертывание на серверах и рабочих станциях ПО SCADA «ИНБРЭС» с полным реинжинирингом всех необходимых данных, экранных и отчетных форм, а также алгоритмов и вычислений, использованных ранее в импортной системе визуализации;

6) интеграцию в SCADA импортных устройств стационарного и полевого уровней с учетом особенностей конкретного оборудования;

7) установку контроллера (сервера) телемеханики на «ИНБРЭС-КТМ» с организацией обмена данными с центром управления сетями и (при необходимости) с соответствующим филиалом Системного оператора;

8) установку (в ряде случаев) контроллера «ИНБРЭС-КМ» для реализации функции ручного ввода коммутационных аппаратов;

9) наладку обновленной системы, проведение испытаний, обучение персонала заказчика.

Специалисты ООО «ИНБРЭС», используя предложенный выше сценарий, в установленные сроки в 2023 году успешно выполнили модернизацию следующих объектов МЭС Юга: ПС 500 кВ «Невинномысск, ПС 330 кВ «Машук».

Таким образом, на данных объектах был установлен АРМ оперативного персонала на ОС ALT Linux, сервера SCADA с ПО «ИНБРЭС», стационарный контроллер (сервер телемеханики) ООО «ИНБРЭС».

– ПС 500 кВ «Невинномысск» стационарный контроллер (сервер телемеханики) установлен в параллельную работу с оборудованием GE типа D400.

– ПС 330 кВ «Машук» был заменен стационарный кон-

троллер (сервер телемеханики) производства GE типа D200.

Результаты, достигаемые на первом этапе модернизации АСУ ТП ПС:

- сохранение функций исходной системы;
- снижение риска потенциального ущерба за счет дополнительной устойчивости оборудования и ПО к возможным кибератакам или иным деструктивным воздействиям;
- получение новых качеств и функционала, недоступных в ПО GE, например поддержка корпоративного профиля МЭК 61850, поддержка протокола МЭК 61850-90-2 для обмена данными с диспетчерскими пунктами и др.;
- независимость от лицензионной политики или каких-либо иных потенциальных ограничений, которые могут использоваться зарубежным поставщиком ПО;
- получение практически неограниченных возможностей в части расширения информационного объема системы, количества рабочих мест, экранных и отчетных форм;
- получение актуальных безопасных обновлений и расширений в части используемого российского ПО;
- получение полноценной круглосуточной технической поддержки.

Последующий этап модернизации на ПС 330 кВ «Машук» подразумевает замену оборудования уровня присоединения и уровня процесса на аналогичные устройства производства ООО «ИНБРЭС».

В заключение следует отметить, что предложенный сценарий модернизации позволяет сравнительно небольшими временными и финансовыми затратами решить первостепенные и наиболее критичные задачи по замене импортного оборудования на подстанции.

Авторы:

Шепелев Ю.И., заместитель главного инженера филиала ПАО «Россети» «Северо-Кавказское ПМЭС».

Варфаломеев А.Н., директор по инжинирингу ООО «ИНБРЭС», ООО «ИНБРЭС». E-mail: info@inbres.ru.

ВОЗМОЖНОСТЬ РЕМОНТА И ОБНОВЛЕНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ РЗА И АСУ ТП, ПРОИЗВЕДЁННЫХ В НЕДРУЖЕСТВЕННЫХ СТРАНАХ

Д.Ю. Изекеев, Россия, г. Чебоксары, ООО «Релематика»,
e-mail: info@relematika.ru

***Ключевые слова:** модернизация оборудования, релейная защита, терминал, зарубежные производители, гарантийное обслуживание.*

Введение

Санкционное давление европейских стран на Российскую Федерацию в последние годы привело к ряду вызовов для энергетической отрасли. В частности, оборудование релейной защиты и автоматизации (РЗА) и автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП) производства Siemens, ABB, Schneider Electric, и др. зарубежных производителей также оказалось под воздействием санкций (а именно невозможность закупки и отсутствие сервисной поддержки), что создало потребность в создании и реализации решений по ремонту и модернизации зарубежного оборудования РЗА, эксплуатируемого на территории Российской Федерации.

Ремонт и обновление оборудования РЗА и АСУ ТП, произведённых в недружественных странах

Санкции, наложенные на Россию, ограничили доступ к определенным видам импортного оборудования, технологий, комплектующих. Это оказало негативное воздействие на возможности по поддержке и обновлению АСУ ТП в энергетическом секторе. Кроме того, стареющее оборудование требует постоянного сервисного обслуживания или модернизации, что стало еще одной задачей, из-за ограничений на импорт запасных частей.

В связи с уходом с российского рынка большинства зарубежных компаний, в том числе Siemens, ABB и Schneider Electric, возникли сложности с сервисным и гарантийным обслуживанием оборудования РЗА и АСУ ТП.

В сложившейся ситуации, и в зависимости от сложности проблемы и оборудования, возможны следующие варианты решения:

1. Анализ рынка российских компаний, предлагающих услуги по ремонту и обслуживанию зарубежного оборудования РЗА и АСУ ТП.

2. Услуги российских сервисных центров или авторизованных дилеров, способных выполнять ремонт и обслуживание зарубежных устройств.

3. Поиск специалистов, имеющих опыт работы с оборудованием РЗА и АСУ ТП, которые могут оказать помощь в обслуживании и ремонте.

4. Замена импортного оборудования на аналогичное от российских производителей.

Однако, следует учитывать, что ремонт оборудования требует специальных знаний и навыков, а также комплектующих для замены вышедших из строя. Зачастую, электронные компоненты, которые использовались при производстве упомянутых устройств РЗА, отсутствуют на российском рынке, а значит требуется подбор аналогичных.

Компания «Релематика» и в этом вопросе является передовой и предоставляет услуги по ремонту устройств производства АВВ, таких как терминалы серий SPAC 800/810 и REL 5XX.

Опыт, накопленный за время оказания данных услуг, подтверждает наивысшую целесообразность варианта 4 - замены импортного оборудования на аналогичное от российских производителей – при решении вопроса с ремонтом вышедшего из строя оборудования.

В частности, предлагается наиболее простой вариант замены для релейных отсеков РУ 6-35 кВ - это замена релейного отсека целиком, либо более бюджетный вариант - замена двери релейного отсека. При этом оборудование будет поставлено на объект с высокой степенью заводской готовности, со смонтированным устройством РЗА и готовой «косой» для подключения к клеммнику в ячейке.

К сожалению, бюджет конечного потребителя не всегда позволяет провести замену релейного отсека. В таких случаях «Релематика» предлагает заменить устройство РЗА зарубежного производства на устройство TOP 200.

Например, для замены терминалов компании АВВ серии SPAC 800 разработан специальный переходной блок БМ-01, позволяющий обойтись без дополнительных монтажных работ. Результатом будет современное устройство, которое:

– соответствует современным техническим требованиям,

предъявляемым к микропроцессорным устройствам РЗА,

- обладает повышенной устойчивостью к электромагнитным помехам за счет специального корпуса терминала,
- имеет встроенную поддержку протокола SPA Bus (специфический протокол ABB), что позволит интегрировать обновленные терминалы в существующую SCADA-систему (MicroSCADA) компании ABB.

Для замены терминалов производства Schneider Electric серий SEPAM 1000, SEPAM 2000 нами разработаны монтажные комплекты, позволяющие заменить терминалы на устройства РЗА TOP 200 с минимальными трудозатратами. Встроенная поддержка протокола JBus при этом обеспечит интеграцию TOP 200 в SCADA-систему компании Schneider Electric. «Релематика» имеет положительный опыт подобных работ, наработан внушительный референс по замене терминалов SEPAM.

Для замены устройств РЗА в шкафах для класса напряжения 110 кВ и выше самым простым для производителя решением является замена шкафа целиком. Однако, для собственников оборудования это не всегда экономически оправдано. Поэтому для замены устройств РЗА производства ABB 500-ой, 600-ой серии «Релематика» разработала специальные платы 16 дискретных входов (ВІМ), 24 выходных реле (ВОМ), которые позволяют заменить терминалы на TOP 300 «клемма в клемму» в составе существующего шкафа РЗА.

Для замены терминалов Siemens, Schneider Electric, GE нами предлагается комплексный подход: проектно-исследовательские работы, производство и поставка оборудования, строительно-монтажные работы, пуско-наладочные работы, передача в эксплуатацию.

Прорабатывая варианты расширения или модификации существующих АСУТП, особенно на уровнях систем цифровых связей на уровне ПС, шлюзов и ретрансляторов данных, серверов и, собственно, SCADA-пакетов, часто встречаются закрытые, не расширяемые, не поддерживаемые и, фактически, морально и физически устаревшие решения. Не рассматривая вопрос «слабодоступности» импортного оборудования под расширение таких систем, видно, что трудозатраты на развитие и под-

держание таких систем гораздо больше, чем на современные и во многом уже типизированные. Требуются уникальные специалисты. Кроме того, существующие системы обладают так называемой «хрупкостью» ввиду скрытых зависимостей между различными элементами системы, отсутствия полной документации. Т.е. внося, казалось бы, изолированное и понятное изменение, можно получить непонятную, без дополнительного исследования, и трудноисправимую неисправность, на первый взгляд, в не связанном месте. В результате затягиваются сроки, вырастают бюджеты, возникает взаимная неудовлетворённость заказчика и поставщика.

«Релематика» предлагает понятный, легко прогнозируемый и просчитываемый вариант создания параллельной новой системы АСУТП. Обе системы – старая и новая – работают параллельно, выполняется пошаговая миграция функций и задач в новую систему. Такая инвестиция будет обоснованной, т.к. позволяет надежно и пошагово обновить морально и физически устаревшие оборудование и ПО в существующей АСУТП и полностью перейти на новую АСУ ТП с открытой и широко поддерживаемой архитектурой, во многом вендорнезависимую, легко масштабируемую.

Заключение

Санкционное давление недружественных стран на Российскую Федерацию создает вызовы для российских компаний, эксплуатирующих оборудование РЗА и АСУ ТП зарубежных производителей, ушедших с рынка России, а также для российских производителей данного оборудования. В результате замены зарубежных аналогов, отечественные производители, несомненно, укрепляют свои позиции на рынке энергетических технологий и обеспечивают надежное функционирование энергетической инфраструктуры России в условиях санкционного давления.

Компания «Релематика» предлагает различные варианты замены оборудования РЗА и АСУ ТП, произведённых в недружественных странах, на надёжное оборудование и ПО собственного производства, соответствующее современным требованиям российской энергетики. Производимая нами продукция внесена в реестры Минпромторга и Минцифры.

КОМПЛЕКСНЫЕ РЕШЕНИЯ ПО ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЮ И ЦИФРОВИЗАЦИИ ЭНЕРГООБЪЕКТОВ

Р.С. Чикмяков, А.В. Николаев, Россия, г. Чебоксары,
ООО «ИНБРЭС», e-mail: info@inbres.ru

Ключевые слова: импортозамещение, релейная защита, ретрофит, АСУ ТП, цифровизация, информационная безопасность.

ООО «ИНБРЭС» совместно со стратегическим партнёром ООО «НПП Бреслер», ведущие разработчики и производители устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики (РЗА и ПА), автоматизации, программного обеспечения для энергетики и промышленности, реализуют комплексные проекты по созданию вторичных систем энергообъектов на базе отечественного оборудования и ПО, что обеспечивает максимальный уровень независимости от импортных компонентов и технологий, а также оптимальную стоимость реализации проектов и постоянную оперативную техническую поддержку.

Благодаря многолетнему опыту по замене зарубежного оборудования и ПО подготовлен обширный альбом типовых решений и актуальный перечень аналогов на базе терминалов и шкафов серии «Бреслер-01Х7» и «ИНБРЭС».

Для замены оборудования на объектах 110-750 кВ предлагается несколько подходов: замена исключительно микропроцессорных терминалов (ИЭУ); замена монтажных панелей шкафов совместно с ИЭУ; комплексная замена шкафов РЗА, ПА; ретрофит электромеханических панелей. Для объектов 6-35 кВ предлагаются готовые решения по замене дверей релейных отсеков ячеек КРУ(Н), КСО без демонтажа самого релейного отсека. Кроме этого, имеются уникальные решения для оперативной замены терминалов РЗА с адаптацией клемм подключения и функциональной логики. Благодаря свободной гибкой логике устройств, имеется возможность воспроизведения используемой ранее функционально-логической схемы на новом оборудовании.

Помимо замены комплексов РЗА и ПА, компания ООО «ИНБРЭС» предлагает технические решения по замене АСУ ТП иностранного производства. АСУ ТП может быть реализована в

полнофункциональном, компактном или специальном исполнении. Имеются типовые конфигурации ПТК для автоматизации объектов различных категорий. Вместе с тем, решения по конкретному объекту могут гибко адаптироваться под требования и пожелания Заказчика с учетом организационной структуры служб эксплуатации вторичных систем. Система строится на базе программно-технического комплекса ПТК «ИНБРЭС».

ПТК «ИНБРЭС» поддерживает проприетарные иностранные протоколы связи, что что позволяет эффективно замещать зарубежные решения, таких компаний как ABB, SIEMENS, AREVA, Sprecher Automation, SE, GE, MIKRONIKA и других. При модернизации подстанционного уровня производится замена АРМ оперативного персонала, сервер SCADA, сервер телемеханики. В некоторых случаях может потребоваться установка межсетевое экрана, сервера точного времени и файловое хранилище, а также дополнительного контроллера для ручного ввода коммутационных аппаратов. Модернизация системы позволяет сохранить ее функции, снизить риск ущерба от кибератак и получить новые качества и независимость от зарубежного ПО. Замена оборудования на российское производство решает критичные задачи и позволяет получать безопасные обновления.

Совместно с партнерами реализован проект мобильной цифровой подстанции, состоящий из трех тралов с КРУН с полностью автоматизированными ячейками на базе многофункциональных устройств «Бреслер-0107» с функцией РЗА и контроллера присоединения. В рамках проекта были использованы моторизированные ячейки, управляемые дистанционно, с возможностью видеоконтроля процесса коммутации и контроля температуры на всех местах соединения. Благодаря цифровизации минимизировано количество кабельных соединений между КРУН, оставив только кабели питания и оптические патч-корды. Заводская наладка выполняется в полном объеме, что позволяет установить и ввести подстанцию в эксплуатацию в течение месяца. SCADA «ИНБРЭС» в рамках данного проекта обеспечивает интеграцию всех компонентов и предоставляет полный функционал для подстанционного управления, мониторинга и контроля систем.

Тема информационной безопасности является крайне актуальной для энергообъектов в современном мире, поскольку коли-

чество цифровых сигналов и обрабатываемой электронной информации в АСУ ТП колоссально. Вместе с тем увеличивается и угроза ее противозаконного использования и утечки. Высокий профессионализм и богатый практический опыт специалистов ООО «ИНБРЭС» позволяет проводить аудит информационной безопасности, осуществлять проектирование системы информационной безопасности на промышленных объектах, а также внедрять программно-технические средства защиты информации с осуществлением технического сопровождения системы ИБ. В кратчайшие сроки компанией ООО «ИНБРЭС» были получены разрешительные документы и лицензии ФТЭСК СРЗИ, ФСТЭК ТЗКИ и ФСБ РФ, сертификат соответствия ИСО 27001:2013, тем самым подтвердив свои компетенции в данной сфере.

В свете накопленного опыта внедрения ВАПС за последние несколько лет, компании успешно внедрили более 100 высокоавтоматизированных ПС, из которых 59 были установлены для потребностей ПАО «Россети». В процессе сотрудничества с ПАО «ФСК ЕЭС», было осуществлено 130 внедрений комплексов РЗА, ПА и АСУ ТП на энергообъектах.

ОБЕСПЕЧЕНИЕ СУВЕРЕНИТЕТА РОССИЙСКОЙ РЗА

С.И. Опарин, Россия, г.Чебоксары, ООО «Релематика», e-mail: info@relematika.ru

***Ключевые слова:** релейная защита, энергетика, технологический суверенитет, безопасность.*

Введение

Технологический суверенитет достигается за счет высокого уровня автономности функционирования техносферы страны и наличия разработок, обеспечивающих технологический паритет с ведущими державами мира. [1] Его формирование остается одной из главных задач, поставленных Правительством РФ на 2024 год. Несмотря на то, что российская РЗА относится к энергетической отрасли, ее суверенитет достижим только в комплекс-

ном взаимодействии со смежными, прежде всего, такими как электронная, электротехническая и информационная отраслями.

Обеспечение суверенитета российской РЗА

Факторы, обеспечивающие суверенитет РЗА в России, на которые производители оборудования РЗА имеют прямое влияние:

- контроль над цепочкой поставок;
- возможности отечественного производства;
- технологические инновации;
- диверсификация;
- кибербезопасность.

Сохранение контроля поставок оборудования, критически важных компонентов и сырья в технологической цепочке поставок имеет решающее значение. Парадокс текущей ситуации заключается в том, что достижение суверенитета для поставщиков всех уровней обозначено единым сроком, что априорно выполнено быть не может. К 2030 году полный импортозамещенный продукт должны выпустить поставщики и оборудования РЗА, и электронной компонентной базы (ЭКБ), и сырья для производства ЭКБ. По сведениям Минпромторга РФ в 2023 году для производства ЭКБ имеется потребность в 2756 химических материалах, из которых только:

- по 55 позициям организовано производство;
- на 392 позиции найдена потенциальная возможность производства в России;
- на 2309 позиции разрабатывается техническое задание.

Ситуация у производителей ЭКБ схожа, до 2030 года идет крупное инвестирование в производственные мощности и наращивается кадровый потенциал. В профессиональном сообществе дизайн-центров сходятся во мнении, что реальное импортозамещения РЗА сдвинется на период 2030-2040 г.

Тем не менее, стоит отметить, что осенью 2024 года в АО «НИИЭТ» ожидается запуск в серийное производство процессора с архитектурой ядра RISC-V 80МГц, который позволит заместить часть чипов в многопроцессорных УРЗА. Но в качестве центрального процессора он может быть применен только в устройствах с функциональностью, сопоставимой с изделиями 2000-2010 годов выпуска для сетей 6-35кВ. В настоящий момент

ведущие иностранные изготовители более производительных микропроцессоров, памяти, ПЛИС, периферийных модулей не работают напрямую с компаниями из России и поддерживать, развивать тот уровень цифровизации, который был достигнут до 2022 года, можно лишь за счёт «параллельного импорта» и обеспечения собственных складских запасов. Рациональным сейчас может выглядеть решение по консолидации усилий производителей РЗА и автомобильной промышленности в части формирования требований к ЭКБ, т.к. большинство компонентов, применяемых в автомобилестроении, можно с успехом применить в УРЗА.

Сегодня со стопроцентной локализацией производства российский рынок предлагает корпуса, измерительные трансформаторы, простые логические микросхемы, буферы, дискретные полупроводники и пассивные компоненты, а также трансформаторы и широкую номенклатуру микросхем для блоков питания, которые уже постепенно внедряются в УРЗА производства ООО «Релематика».

Для шкафного производства РЗА в прошлом году на рынке появились испытательные блоки-аналоги Phoenix contact от ЭЛПРОМ, соответствующие требованиям ПАО «Россети»/ПАО «ФСК ЕЭС». К сожалению, ранее анонсированные БИЭЛ ООО «Элкей» на текущий момент не поставлены в серийное производство. По малогабаритным реле имеется предложение РПЗ0 от АО «ВНИИР-Промэлектро» в рамках замещения иностранных брендов Schrack, Finder, Relpol, а также от G2TECHNO, включая автоматические выключатели, и по гибридным клеммам от ООО «НПО «АвалонЭлектроТех».

Что касается диверсификации продуктовой линейки, то ООО «Релематика» успешно проводит мероприятия по ретрофиту устройств серии SPAC 8XX, REX 5XX и REX 6XX от ABB, Sepam серии 2000 от Schneider Electric.

В 2022 году компания «Релематика» столкнулась с проблемой продления и закупкой новых лицензий программ САПР. В 2023 году потребности в оснащении рабочих мест разработчиков были полностью решены (причем за меньшую стоимость) продуктами от российских компаний ООО «Эремекс», ООО «Аскон-Системы проектирования» и АО «Информатика» (таблица).

Таблица

Импортозамещение программных средств разработки УРЗА

№	Вид разработки	Наименование иностранного ПО	Стоимость за лицензию	Наименование российского ПО	Стоимость за лицензию
1	Принципиальные схемы, печатные платы	Pads Professional	20000\$	DeltaDesign	8000\$
2	3-D моделирование	Solid Works	20000\$	Компас-3D	2360\$
3	Конструкторская документация	AutoCAD, GstarCAD	Недоступно	Компас-3D	2360\$
4	Структурные и функциональные схемы	Microsoft Visio	520\$	АСМО-граф	220\$

В текущих реалиях, принятие мер по кибербезопасности жизненно важно для защиты энергорайонов от хакерских атак. Согласно ISO 27032:2012 кибербезопасность состоит из пяти направлений: безопасность приложений, информационная безопасность, сетевая безопасность, безопасность интернет-соединений и защиты ключевых информационных систем объектов критических инфраструктур. Необходимы единые требования в отрасли по всем этим направлениям.

Заключение

Сегодня мы имеем положительные сдвиги в достижении технологического суверенитета российской РЗА, но основным сдерживающим фактором, как и в 2023 году, остается пока еще выстраиваемая производственная цепочка поставок ЭКБ российскими предприятиями, для реализации которой требуется время. В период ожидания изготовители оборудования РЗА будут вынуждены изыскивать любые доступные и надежные возможности.

ЛИТЕРАТУРА

Афанасьев А.А. Технологический суверенитет: основные направления политики по его достижению в современной России // Вопросы инновационной экономики. – 2022. – Том 12. – № 4. – С. 2193-2212.

РЕШЕНИЯ ДЛЯ ЗАМЕЩЕНИЯ ИМПОРТНЫХ УСТРОЙСТВ РЗА

П.Г. Варганов, Е.Н. Родин, Россия, г. Чебоксары, АО «ЧЭАЗ», e-mail: e.rodin@cheaz.ru

Ключевые слова: релейная защита, РЗА, импортозамещение, ретрофит.

Введение

В настоящее время, на начало 2024 года, сложилась сложная ситуация с поддержанием работоспособности микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики импортного производства, вследствие увеличения выхода из строя из-за устаревания парка этих устройств и отказа ряда зарубежных производителей от сервиса, гарантийного и послегарантийного ремонтов.

Согласно статистике, публикуемой АО «СО ЕЭС», физический износ оборудования и дефекты или неисправности вторичных цепей РЗА занимают значительную часть причин неправильной работы устройств релейной защиты и автоматики. Отсутствие возможности обслуживания импортного оборудования РЗА мешает своевременному принятию мер по продлению срока его службы, усиливая остроту проблемы, ведет к необходимости его замены.

Результаты функционирования устройств релейной защиты и автоматики в ЕЭС России за 2021-23 годы, согласно пресс-релизам АО «СО ЕЭС»

Максимальное число случаев некорректной работы устройств РЗА в отчетном периоде на основании анализа работы более 150 тысяч устройств РЗА на объектах электроэнергетики класса напряжения 110 кВ и выше связано:	2021 г.	2022 г.	2023 г.
с неприятием или несвоевременным принятием мер по продлению срока службы или замене аппаратуры РЗА и ее вспомогательных элементов	22,60%	21,75%	19,97%
с дефектами (недостатками) конструкции, изготовления	11,21%	9,84%	11,90%
с ошибочными действиями персонала	10,73%	10,02%	12,28%

Основные технические причины неправильных срабатываний устройств РЗА	2021 г.	2022 г.	2023 г.
дефекты или неисправности электро-механической аппаратуры	19,60%	18,71%	18,38%
дефекты или неисправности вторичных цепей РЗА	17,33%	18,10%	17,88%
физический износ оборудования	8,99%	7,96%	8,78%

АО «ЧЭАЗ» разработаны решения для замены такого оборудования на современные устройства МП РЗА серии БЭМП собственной разработки и производства, причем с обеспечением эксплуатации поддержки на протяжении всего периода жизненного цикла изделия. В связи с неизбежно возникающими вопросами потребителей касательно предлагаемой замены, актуально сравнение по основным характеристикам. Рассмотрим сравнение БЭМП и устройств наиболее массовых серий ведущих мировых производителей, которые потребуют скорейшей замены в будущем.

Вопросы соответствия оборудования РЗА

Чебоксарский электроаппаратный завод для замены наиболее широко представленных в России импортных аналогов предлагает собственное оборудование и программное обеспечение для объектов электроэнергетики.

Таблица 1

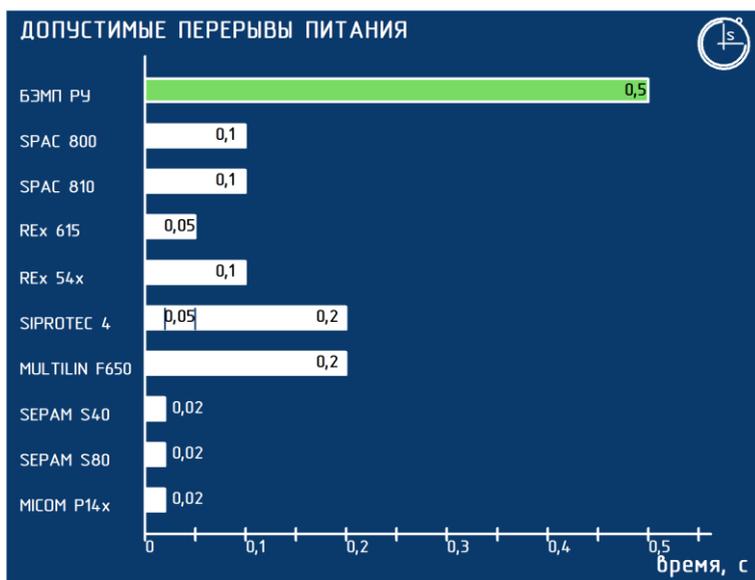
Заменяемые иностранные устройства в рамках заявленной функциональности для присоединений 6-35 кВ

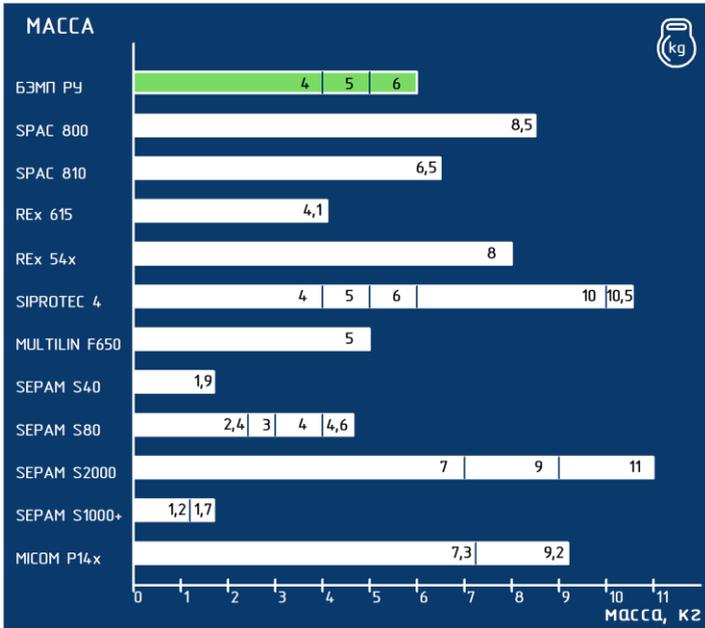
Наименование продукции	Продукция АО «ЧЭАЗ»	Заменяемые импортные аналоги (серии)
Универсальные устройства РЗА и ТИ присоединений 6-220 кВ: вводных выключателей, секционных выключателей, отходящих линий, силовых двухобмоточных трансформаторов, генераторов малой и средней мощно-	БЭМП РУ-11, 12, 13 	ABB: SPAC 8xx, REx 54x, REx 615, REx 630; Schneider Electric: Sepam P5, Sepam P3, Sepam S(T)xx, Sepam 1000+Sxx, Sepam S2000, MiCOM P14x (P13x, P63x, P24x, P34x) серии; Siemens: SIPROTEC 4,

сти, двигателей мощностью до 5 МВт, секционных ТН, шин, батарей статических конденсаторов и др.		SIPROTEC 5; General Electric: Multilin F650, Multilin UR
Универсальные устройства РЗА и ТИ присоединений 6-35 кВ: вводных выключателей, секционных выключателей, отходящих линий, двигателей, секционных ТН, шин, батарей статических конденсаторов и др.	БЭМП РУ-01, 02, 03 	ABB: SPAC 8xx, REx 615; Schneider Electric: Sepam P3, Sepam Sxx, Sepam 1000+Sxx, Sepam S2000, MiCOM P14x (P13x) серии; Siemens: SIPROTEC 4, SIPROTEC 5; General Electric: Multilin F650, Multilin UR
Устройство для защиты от дуговых замыканий отдельных ячеек и секций комплектных распределительных устройств 0,4-35 кВ	БДЗ-02, 03 	ABB: REA10x; Schneider Electric: VAMP221, VAMP12x;
Универсальные блоки питания для МП РЗА для подстанций с переменным оперативным питанием	Блоки комбинированные питания серии БКП 	-
АСУ ТП, ССПИ, ТМ энергообъектов 6-220 кВ	Программный комплекс «КВАНТ-ЧЭАЗ»  КВАНТ-ЧЭАЗ	ABB: MicroSCADA Schneider Electric: Vigeo Citect Siemens: SIMATIC General Electric: iSCS

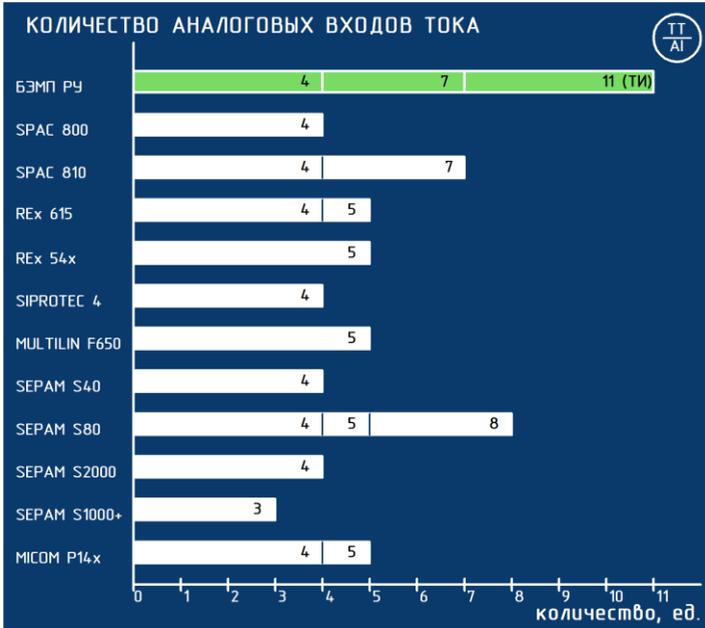
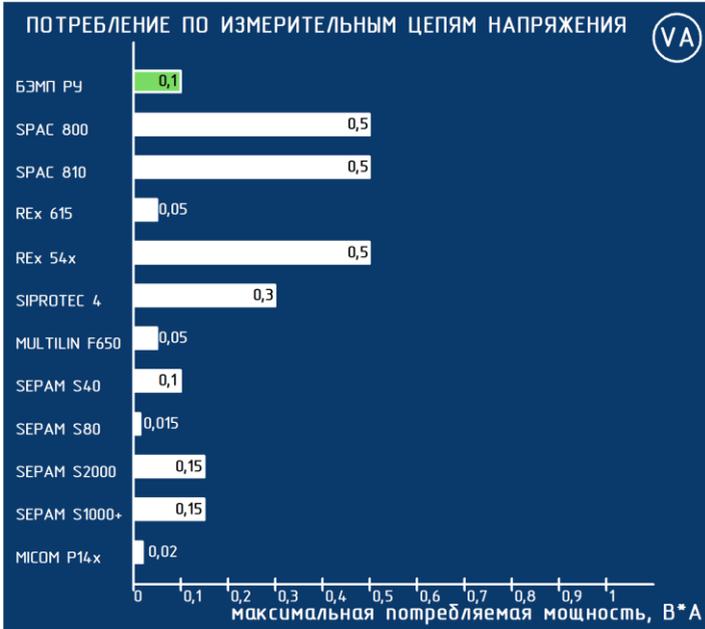
Сравнение аппаратных характеристик

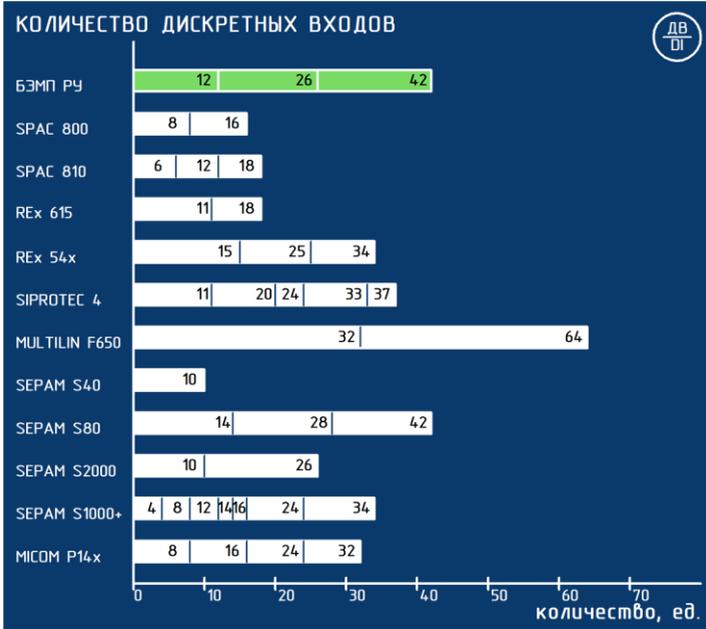
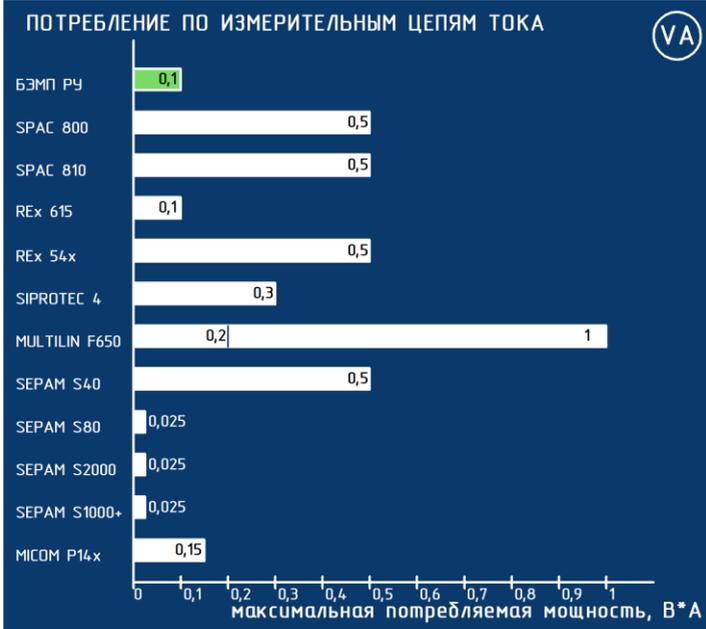
Чтобы получить представление об уровне предлагаемого оборудования РЗА серии БЭМП ниже представлена инфографика некоторых основных параметров характерных для данного вида устройств, которые также можно отнести к индивидуальным особенностям. Рассмотрим наиболее массовые в России серии зарубежных устройств РЗА и предлагаемые на замену устройства БЭМП РУ-01,02,03/11,12,13.

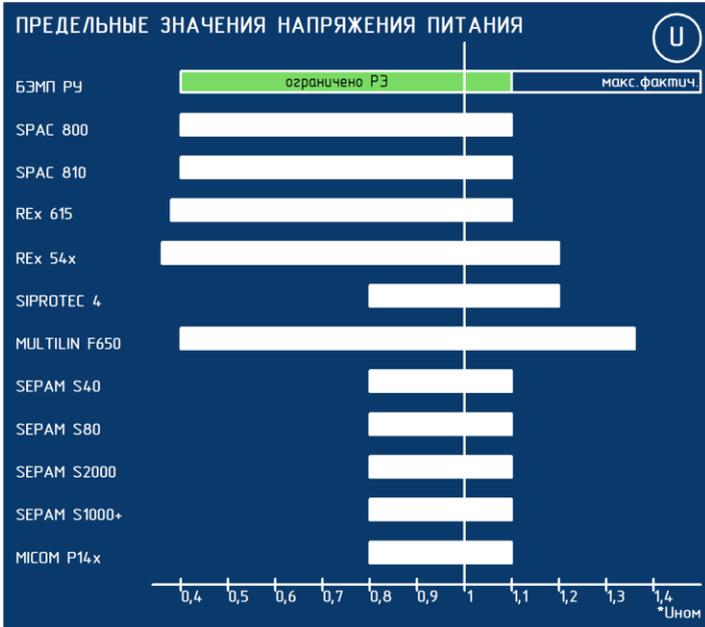
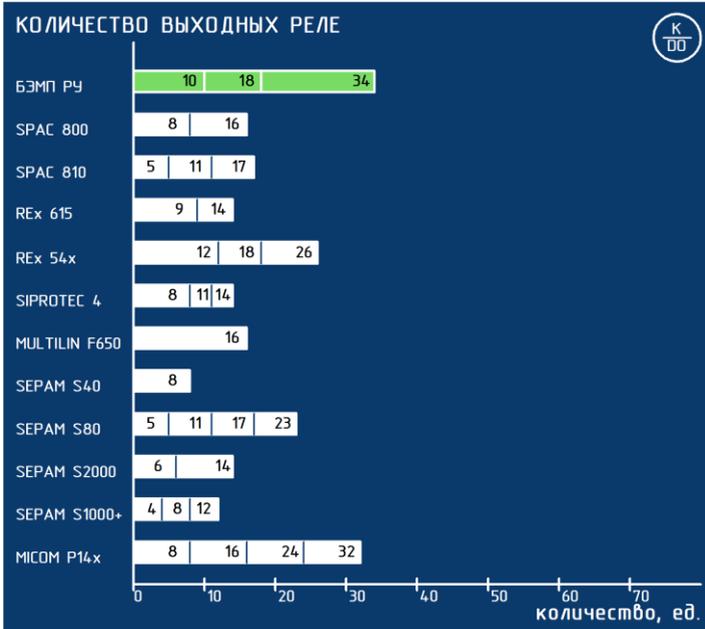








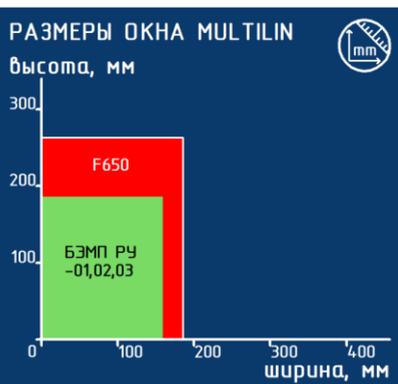
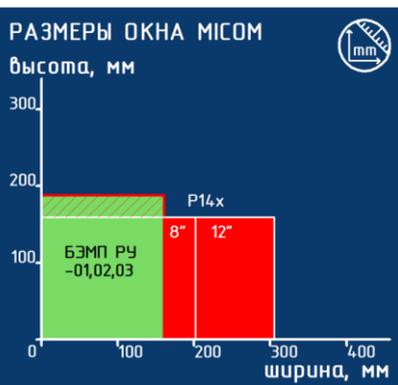






ЗАЩИТНОЕ ПОКРЫТИЕ ПЛАТ

БЗМП РУ	ЕСТЬ, СПЛОШНОЕ
SPAC8xx	НЕТ
REx 615	НЕТ
REx 54x	НЕТ
SIPROTEC 4	ЕСТЬ, ЛОКАЛЬНОЕ
MULTILIN F650	НЕТ
SEPAM S40	НЕТ
SEPAM S80	НЕТ
SEPAM S2000	НЕТ
SEPAM S1000+	НЕТ
МІСОМ Р14х	НЕТ



Зачастую простой замены устройств РЗА может быть недостаточно, в большинстве случаев требуются слесарные доработ-

ки. Кроме того перемонтаж непосредственно производится на объекте, что влечет за собой значительные финансовые и временные затраты. Кроме МП РЗА износу и старению подвергается комплектация релейных отсеков: клеммники, наконечники, изоляция проводов, переключатели, кнопки и проч. Все это целесообразно менять на новое при замене основных аппаратов.

АО «ЧЭАЗ» предлагает несколько вариантов выполнения такой модернизации:

- полная замена релейного отсека ячейки (шкафа),
- замена двери с навесным оборудованием
- замену устройства РЗА в имеющейся панели (двери) посредством установки переходной установочной плиты.

При этом промаркированные присоединительные проводники подвязываются в виде жгута и на объекте достаточно подсоединить их в соответствии со схемой к клеммнику.

АО «ЧЭАЗ» предлагает выполнение ретрофита в полном объеме и своими силами:

- Предпроектное обследование и выполнение проектной документации
- Разработка схем и конструктивов
- Металлообработка на современном оборудовании
- Покраска на конвейере
- Автоматизированное нанесение цветной маркировки, адресов проводного монтажа и уплотнений дверей релейных отсеков
- Комплектация, сборка и монтаж комплектов замены силовых выключателей и вторичного оборудования
- Испытания в собственном Испытательном центре
- Шеф-монтаж, пусконаладка
- Обучение в Ресурсном центре
- РЕТРОФИТ

АО «ЧЭАЗ» осуществляет модернизацию устаревших распределительных устройств:

- путем замены существующего коммутационного аппарата на новый вакуумный выключатель ВВ-ЧЭАЗ-2-10. По требованию заказчика коммутационные аппараты могут быть любых производителей;

– путем замены существующей релейной защиты на современное оборудование с использованием микропроцессорных блоков релейной защиты БЭМП РУ и блоков дуговой защиты БДЗ-01. По требованию заказчика в состав релейных отсеков может быть включено оборудование любых производителей, а также может быть предусмотрено место под уже имеющееся на объекте оборудование (например, электросчетчики).

Замена релейного шкафа

Замена релейного шкафа модернизируемой ячейки осуществляется путем демонтажа имеющегося релейного шкафа и установки нового релейного шкафа.

Электромонтаж в релейном шкафу выполняется на основании согласованных с заказчиком схемных решений.



Доработка релейного шкафа

Доработка релейного шкафа может включать в себя замену старых элементов конструкции:

- дверь релейного шкафа с установленным устройством РЗА и дополнительным оборудованием и жгутом с выпущенными и промаркированными концами;
- комплект внутреннего оборудования, DIN-рейка, автоматы, реле и т.д.;
- комплект элементов для электромонтажа с установленной на ней аппаратурой.

Разработка схем вторичных цепей

В ходе модернизации релейных шкафов разрабатываются схемы вторичных цепей с учетом применения нового оборудования, с привязкой к существующему старому оборудованию, а также возможна доработка различных схемных решений в соответствии с требованиями заказчика.

АО «ЧЭАЗ» разработало альбомы типовых решений для ряда шкафов КРУ как отечественного, так и зарубежного производства на постоянном и переменном оперативном токе с блоками РЗА БЭМП РУ-02.

Заключение

ЧЭАЗ предлагает готовые решения по ретрофиту и замещению импортных устройств РЗА и программного обеспечения АСУ ТП за счет:

- производимой номенклатуры современных устройств РЗА с техническими характеристиками не хуже, а зачастую - превосходящими характеристики иностранных устройств;
- наличия мощной материально-технической базы для полного заводского цикла производства комплектных изделий;
- выполнения всего спектра квалифицированных работ и услуг, необходимых при подготовке и реализации проектов.

ЛИТЕРАТУРА

1. RELION® PROTECTION AND CONTROL, 630 series, Technical Manual, Document ID: 1MRS756508, Issued: 2022-03-28, Revision: G, Product version: 1.3.
2. Easergy Sepam series 80 Protection, metering and control functions, User's manual, 02/2017.
3. SIPROTEC 5. Обзор системы. Защита, автоматика и мониторинг, каталог SIP 5.01, Издание 3.
4. Защита и контроль, серия Sepam, Sepam 1000+, подстанция, трансформатор, двигатель, сборные шины, PCRED399039R ART.28274.
5. Микропроцессорные многофункциональные фидерные терминалы серии REF54_, (REF_NEW_RU).
6. Терминал защиты фидеров REF 54_, техническое справочное руководство, Общие сведения, 1MRS755211, Выпуск: 07.2004, Редакция: D/21.10.2010.
7. Защита фидера REF615, руководство по изделию 1MRS756233.

8. Relion® Серия 615, устройство защиты, управления и автоматики линии REF615, руководство по продукту, 1MRS756233 D, Версия продукта: 5.0 FP1.

9. ©ABB 2020/06 2NGA000141 C, Function supported o Function available as option * Dependant on configuration.

10. Микропроцессорный многофункциональный терминал защиты электрических машин (двигателей, генераторов) серии REM 54_; (rem543_new).

11. Защита, контроль и управление Серия Sepam, Sepam 2000, Sepam 1000+, Sepam 100, AC0401/7RU, ART.62386, 02/2002.

12. Максимальная защита, Sepam серий 10, 20, 40, 60, 80, линейка модульных цифровых реле защиты, МКР-BRC-SEPAM-11, 10/2011.

13. Защита, контроль и управление, серия Sepam, Sepam 2000, Функции измерения и защиты, 3140747R-E, 04/ 1999.

14. Защита, контроль и управление, гамма Sepam, Sepam 2000, S25, S26 и S35, S36, монтаж, применение, ввод в эксплуатацию, 3140750R-E, 04 / 1999.

15. F650 Система защиты фидера/присоединения, www.GEMultilin.com.

16. SIPROTEC 4, Системное описание, Версия: 24.07.03, E50417-N1176-C151-A4.

17. Комплектное устройство защиты и автоматики асинхронного двигателя 6-10 кВ, СПАС 802-101, (СПАС 802-103), техническое описание и инструкция по эксплуатации ГЛЦИ.656122.032 -19 ТО, АББ Автоматизация, 2002.

18. MiCOM P14x, P141, P142, P143, P144 & P145, терминалы защиты и управления присоединением, техническое руководство, версия ПО: 35.

19. VAMP 221 Система дуговой защиты, инструкция по эксплуатации, конфигурированию и настройке, VM221.RU015.

20. Результаты функционирования устройств релейной защиты и автоматики в ЕЭС России за 2023 год, пресс-релиз АО «СО ЕЭС» 15.03.2024. <https://www.so-ups.ru/news/press-release/press-release-view/news/24319/>.

21. Результаты функционирования устройств релейной защиты и автоматики в ЕЭС России за 2022 год, пресс-релиз АО «СО ЕЭС», 05.04.2023. <https://www.so-ups.ru/news/press-release/press-release-view/news/21354/>.

22. Результаты функционирования устройств релейной защиты и автоматики в ЕЭС России за 2021 год, пресс-релиз АО «СО ЕЭС», 21.03.2022. <https://www.so-ups.ru/news/press-release/press-release-view/news/17922/>.

23. Трансформация устройства РЗА в единое цифровое устройство РЗА, ТИ АСУТП, управления. Доклад РЕЛАВ-2021, Варганов П.Г., АО «ЧЭАЗ», г. Чебоксары, Россия, Родин Е.Н., ООО «НИЦ ЧЭАЗ», г. Чебоксары, Россия.

РЕШЕНИЕ ПО МОДЕРНИЗАЦИИ АСУТП ЗАРУБЕЖНЫХ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ

А.Г. Григорьев, Россия, г. Чебоксары, ООО НПП «ЭКРА»

Ключевые слова: автоматизация подстанций (АСУТП ПС), информационная безопасность (ИБ), критическая информационная инфраструктура (КИИ), SCADA.

Введение

В период с 2000 по 2020 гг. в РФ внедрено большое количество программно-технических комплексов (ПТК) АСУТП подстанций производителей из зарубежных стран. Срок службы оборудования верхнего и среднего уровня огромного количества ПТК закончился или подходит к концу. Большинство производителей из зарубежных стран прекратили поддержку и поставки оборудования и программного обеспечения (ПО). Начиная с 30 марта 2022 года действует прямой запрет на использование иностранного ПО независимо от формы собственности организации на объектах критической информационной инфраструктуры [1, 2].

Рассмотрен опыт НПП «ЭКРА» позволяющий решить задачи, возникающие при переходе на отечественное оборудование и ПО SCADA.

Основная часть

За последние 20 лет в России на объектах критической информационной инфраструктуры большое распространение получили программно-технические комплексы (ПТК) зарубежных производителей. Поддержка и закупка иностранного ПО и оборудования в настоящее время затруднена или невозможна по причине ухода иностранных производителей с рынка РФ. Более того Указы Президента Российской Федерации № 166 «О мерах по обеспечению технологической независимости и безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации» и №250 «О дополнительных мерах по обеспечению информационной безопасности Российской Федерации» вводят прямой запрет на использование иностранного ПО и оборудования для вновь строящихся объектов и с 1 января 2025г. для действующих. В дополнение к вышеперечисленным указам 14 но-

ября 2023г. принято постановление Правительства РФ №1912 «О порядке перехода субъектов критической информационной инфраструктуры РФ на преимущественное применение доверенных программно-аппаратных комплексов на принадлежащих им значимых объектах критической информационной инфраструктуры РФ» [3].

Также необходимо отметить, что согласно действующему СТО ПАО «Россети» [4] предъявляется ряд требований по надежности к оборудованию верхнего, среднего и нижнего уровня ПТК АСУТП. Так для различных устройств ПТК срок службы отличается и при условии проведения требуемых технических мероприятий по обслуживанию должен составлять:

- для устройств подстанционного уровня не менее 10 лет;
- для серверов телемеханики не менее 15 лет;
- для устройств уровня присоединения и полевого уровня не менее 20 лет.

Т.е. возникает ситуация, когда нормативные сроки службы оборудования нижнего уровня ПТК далеки от завершения, а срок службы оборудования верхнего и среднего уровня (ВУ и СУ) подошел к концу или завершается. Модернизация/замена ВУ и СУ ПТК с применением оборудования и ПО того же иностранного производителя невозможна по причинам, указанным выше.

Наиболее простым техническим решением в данном случае была бы полная замена ПТК на оборудование и ПО отечественного производства, но при этом данное решение является наиболее затратным и экономически неэффективным. Следовательно, возникает сложная задача по разработке метода модернизации ПТК с наименьшими затратами.

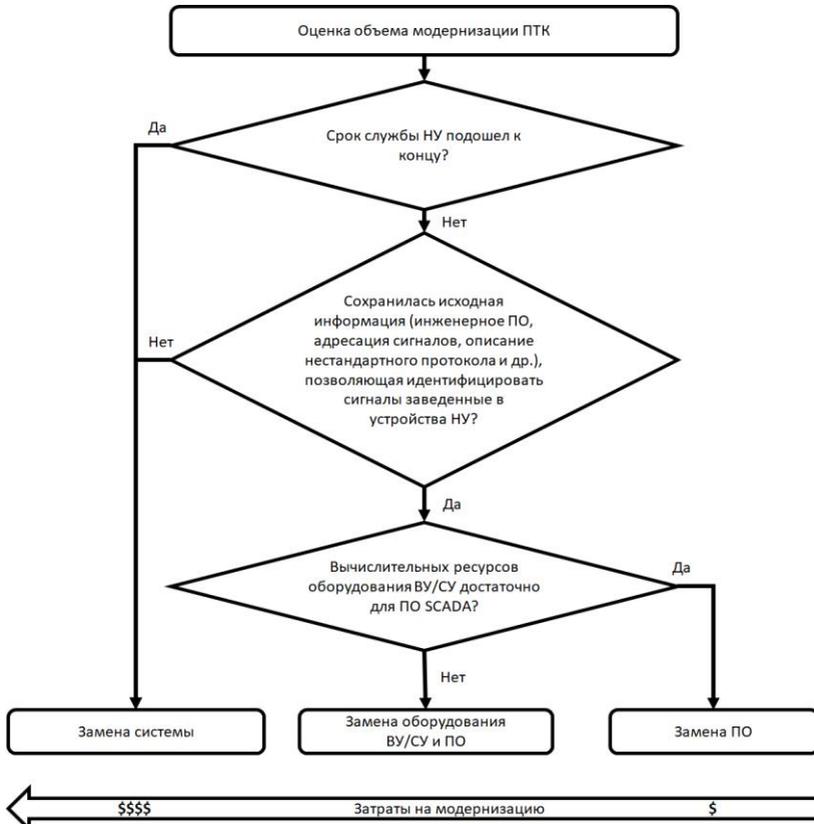
Специалисты НПП «ЭКРА» обобщили опыт практической модернизации/замены ПТК на объектах электросетевых компаний (более 10 объектов) и выявили наиболее часто встречающиеся проблемы:

- применение зарубежными производителями проприетарных, нестандартных протоколов связи;
- отсутствие исходной информации (рабочая документация, исполнительная документация, инженерное ПО, конфигурации и др.) по устройствам нижнего уровня позволяющей од-

нозначно идентифицировать сигналы с устройства;

– необходимость приведения модернизируемой системы к актуальным требованиям НТД (в частности требованиям по информационной безопасности).

Упрощенно подход к оценке объема модернизации ПТК можно представить в виде блок-схемы (рисунок).



Алгоритм оценки объема модернизации ПТК

В целях обеспечения совместимости с оборудованием нижнего уровня зарубежных производителей в ПО EKRASCADA разработчиками была добавлена поддержка (написаны драйверы) специфичных для оборудования зарубежных производителей протоколов связи (DNP3, JBUS, SPA-Bus и др.).

Особую актуальность приобретает обеспечение информационной безопасности ПТК в сложившихся условиях. По статистике, представленной Kaspersky ICS CERT[5], во втором полугодии 2022 года в России отмечено самое значительное изменение процента атакованных компьютеров в АСУТП среди всех стран. Этот показатель увеличился на 9 процентных пунктов по сравнению с первой половиной 2022 года и составил 39,2% от общего количества компьютеров в АСУТП. Согласно статистике за первое полугодие 2023 года данный показатель снизился, но по-прежнему остается высоким [6].

Для обеспечения информационной безопасности ПТК АСУТП специалисты НПП «ЭКРА» реализовали механизмы встроенной защиты информации в EKRASCADA. На предприятии внедрены практики разработки безопасного программного обеспечения:

- Внедрен жизненный цикл безопасной разработки по ГОСТ Р 56939-2016, позволяющий разрабатывать программное обеспечение с эффективными встроенными средствами защиты, служащими основой системы информационной безопасности;
- Осуществляется регулярный анализ защищенности разрабатываемого прикладного и встроенного программного обеспечения, своевременный выпуск обновлений для поддержания необходимого уровня безопасности системы на протяжении всего срока эксплуатации.

Контроллер присоединения ЭКРА прошел аттестацию на соответствие требованиям по обеспечению безопасности информации микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики, утвержденных распоряжением ПАО «Россети» от 28.02.2022 №62р. и рекомендован для применения в составе АСУТП энергообъектов классов напряжения от 0,4кВ до 750кВ, до 1-й категории значимости включительно.

Отдельная задача – устранение потенциальных уязвимостей в процессорах архитектуры Intel наиболее часто применяющихся в серверах ПТК. НПП «ЭКРА» поставило задачу обеспечения работоспособности программного комплекса «EKRASCADA» на отечественной аппаратной платформе с процессорами семейства «Эльбрус» под управлением российских операционных си-

стем. Тестовые испытания проводились совместно с производителем серверного оборудования и вычислительных платформ ЗАО «НОРСИ-ТРАНС» при участии специалистов компании «Базальт СПО» – разработчика операционных систем «Альт». Полученные положительные результаты позволяют НПП «ЭКРА» обеспечивать своих заказчиков максимально импорто-независимым решением на базе отечественного ПО и оборудования для построения АСУТП критически важных объектов российской энергетики.

Заключение

В целях снижения вероятности внешних угроз, обеспечения технологического суверенитета и безопасности критической информационной инфраструктуры РФ требуется в максимально сжатые сроки выполнить переход на отечественное программное обеспечение, применяемое на верхнем и среднем уровне АСУТП подстанции. Имеющийся опыт НПП «ЭКРА» позволяет решить организационные и технические сложности, возникающие при переходе на отечественное оборудование и ПО связанные с необходимостью поддержки (интеграции) оборудования нижнего уровня АСУТП иностранного производства.

ЛИТЕРАТУРА

1. Указ Президента Российской Федерации от 30.03.2022 № 166 «О мерах по обеспечению технологической независимости и безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации». – М.: 2022. – 3 с.
2. Указ Президента Российской Федерации от 01.05.2022 № 250 «О дополнительных мерах по обеспечению информационной безопасности Российской Федерации». – М.: 2022. – 4 с.
3. Постановление Правительства Российской Федерации от 14.11.2023 № 1912 «О порядке перехода субъектов критической информационной инфраструктуры Российской Федерации на преимущественное применение доверенных программно-аппаратных комплексов на принадлежащих им значимых объектах критической информационной инфраструктуры Российской Федерации»– М.: 2023. – 51 с.
4. СТО 56947007-25.040.40.226-2016. Общие технические требования к АСУТП ПС ЕНЭС. Основные требования к программно-техническим средствам и комплексам. М.:2016. С. 17-18.

5. Ландшафт угроз для систем промышленной автоматизации. Второе полугодие 2022. URL: <https://ics-cert.kaspersky.ru/publications/reports/2023/03/06/threat-landscape-for-industrial-automation-systems-statistics-for-h2-2022/>.

6. Ландшафт угроз для систем промышленной автоматизации. Первое полугодие 2023. URL: <https://ics-cert.kaspersky.ru/publications/reports/2023/09/13/threat-landscape-for-industrial-automation-systems-statistics-for-h1-2023/>.

Автор

Григорьев Андрей Георгиевич, заместитель директора департамента технического маркетинга систем релейной защиты и автоматизации энергосистем, ООО НПП «ЭКРА». E-mail: grigoriev_ag@ekra.ru.

ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ГК «ЭНЕРГОПРОМАВТОМАТИЗАЦИЯ» ДЛЯ ЦИФРОВИЗАЦИИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СЕТЕЙ. ВОПРОСЫ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ

С.В. Розанов, Россия, г. Санкт-Петербург, ГК «ЭнергопромАвтоматизация», e-mail: rozanov@epsa-spb.ru

Ключевые слова: АСУ ТП, телемеханика, автоматизация, импортозамещение, РЗА, МЭК 61850, телеуправление, сетевая автоматика.

Введение

Перспективный подход к построению распределительных сетей предполагает переход к адаптивным необслуживаемым решениям с элементами самодиагностики и самовосстановления. В связи с этим появляются новые задачи и новые требования к системам телемеханики, АСУ ТП, ССПИ. От производителей ПТК требуют комплексных универсальных решений как в плане техники, так и программного обеспечения. Оптимизация структуры программно-технического комплекса – переход к типовым решениям, повышение функциональных требований, улучшение показателей надежности и снижение цены – вот основной список требований к современным системам автоматизации. Новый функционал систем автоматизации требует реализации функций удаленного телеуправления коммутационными

аппаратами и функциями защиты, автоматизацию процедуры переключений в электроустановках, реализацию функций локальной и сетевой автоматики.

Основное содержание:

ГК «ЭнергопромАвтоматизация» является производителем оборудования и ПО для автоматизации управления энергообъектами любых классов напряжения и иными промышленными объектами: построения автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП), систем обмена технологической информацией с автоматизированной системой Системного оператора (СОТИ АССО), автоматизированных систем управления электротехническим оборудованием (АСУ ЭТО), автоматизированных систем сбора и передачи информации (ССПИ), систем телемеханики (ТМ), систем автоматизированного управления (САУ), систем контроля и управления электротехническим оборудованием (СКУ ЭЧ), автоматизированных систем управления электроснабжением (АСУЭ), автоматизированных систем диспетчерского управления (АСДУ), автоматизированных систем диспетчерского управления электроснабжением (АСДУЭ), автоматизированных систем управления наружным освещением (АСУ НО) и т.п.

Продукция ГК «ЭнергопромАвтоматизация» занесена в реестры Минпромторга России:

- Контроллеры многофункциональные NPT;
- Программно-технический комплекс NPT Expert;
- Контроллер многофункциональный интеллектуальный Compact RTU;
- и Минцифры России:
 - Программный комплекс SCADA NPT Expert;
 - Автоматизированная информационная система NPT Platform;
 - Система управления и сбора данных SCADA NPT Compact;
 - Система автоматизированного проектирования SCADA Studio.

ГК «ЭнергопромАвтоматизация» производит полный спектр шкафов АСУ ТП для I и II архитектур:

- шкафы серверного оборудования (ШСО);
- шкафы сетевой коммутации (ШСК);
- шкафы контроллеров присоединения (ШКП);
- шкафы измерительных преобразователей (ШИП);
- шкафы преобразователей дискретных сигналов (ШПДС).

На базе ПО SCADA NPT Expert и SCADA NPT Compact реализована функция удаленного управления объектом с реализацией виртуальных ключей передачи прав управления и трансляцией дополнительного набора сигналов, необходимого для реализации функции телеуправления в диспетчерских центрах, в соответствии с требованиями Системного оператора, ПАО «Россети» и ПАО «ФСК».

На базе SCADA NPT Expert реализована задача автоматизированных бланков переключений, которая может быть использована как в объектовой системе управления, так и в диспетчерском центре. Реализация автоматизированных бланков переключений включает в себя редактор для подготовки бланков, формы для управления бланками, связь с АСУ ТП объекта и/или ДЦ, систему архивирования и документирования.

Актуальной задачей является реализация сетевой автоматизики для диагностики состояния распределенной сети, локализации повреждений и автоматического восстановления питания неповрежденных участков сети. На базе контроллеров NPT, датчиков протекания токов КЗ на ВЛ и КЛ, интеллектуальных выключателей нагрузки и SCADA NPT Compact реализована система автоматического секционирования участков распределенной сети для быстрого восстановления питания потребителей. Система адаптирована для применения с наиболее типовыми топологиями сети с одним или несколькими центрами питания.

Заключение

Применение современных технологий в АСУ ТП позволяет повысить уровень наблюдаемости и управляемости объектов и сети в целом. Применение систем телеуправления, автоматизация процедуры переключений повышает надежность и безопасность эксплуатации электроустановок. Реализация функций автоматизики повышает надежность и качество электроснабжения потребителей и снижает недоотпуск электроэнергии.

ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА КАПИТАЛЬНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА ПАО «РОССЕТИ» НА БАЗЕ ТЕХНОЛОГИЙ IEC 61850, CIM И BIM

М.С. Петров, Д.П. Каримова, Д.О. Афанасьев, Е.Н. Фомичева, В.С. Чайкин, Россия, г. Москва, АО «НТЦ ФСК ЕЭС»

Ключевые слова: МЭК 61850, МЭК CIM, BIM, гармонизация.

Введение

В группе компаний «Россети» организован процесс по реализации управления данными организации с целью повышения автоматизации реализации бизнес-процессов компаний. Оптимизация процесса капитального строительства становится все более важной задачей в области электроэнергетики, особенно в условиях постоянно меняющихся технологий и требований к энергетическим системам.

С 24 июня 2022 года согласно приказу №286/186 ПАО «Россети» утвердило Концепцию развития релейной защиты, автоматики и автоматизированных систем управления технологическими процессами электросетевого комплекса группы компаний «Россети» [1]. В объемах документа определено, что вновь строящиеся подстанции должны являться высокоавтоматизированными и поддерживать правила информационного обмена в соответствии с МЭК 61850.

С 16 марта 2023 года согласно приказу № 1340 [2] Министерство энергетики утвердило правила предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике. В соответствии с данным документом передача информации должна осуществляться в формате общей информационной модели, далее CIM.

С 1 июля 2024 года Министерство строительства планирует запустить систему мониторинга строительства объектов, а контроль осуществлять при помощи информационной модели строений, далее BIM.

Исходя из вышесказанного, предлагается рассмотреть вариант оптимизации процесса капитального строительства, который подразумевает параллельное создание и синхронизацию информационных моделей МЭК 61850, МЭК CIM и BIM в объемах единого процесса, например, 3D моделирования энергообъекта.

Оптимизация процесса капитального строительства

Решение вопроса оптимизации процесса капитального строительства требует рассмотрения текущих тенденций по информационному моделированию.

CIM (Common Information Model) – концептуальная модель, представляющая все основные объекты электроэнергетического предприятия, обычно необходимая для моделирования эксплуатационных аспектов коммунального предприятия, которая включает в себя публичные классы и атрибуты для этих объектов, а также отношения между ними. Данные CIM могут представляться в виде файлов формата RDF, содержащих информацию о модели данных, о классах и атрибутах, а также об их иерархической структуре, описанную языком разметки XML.

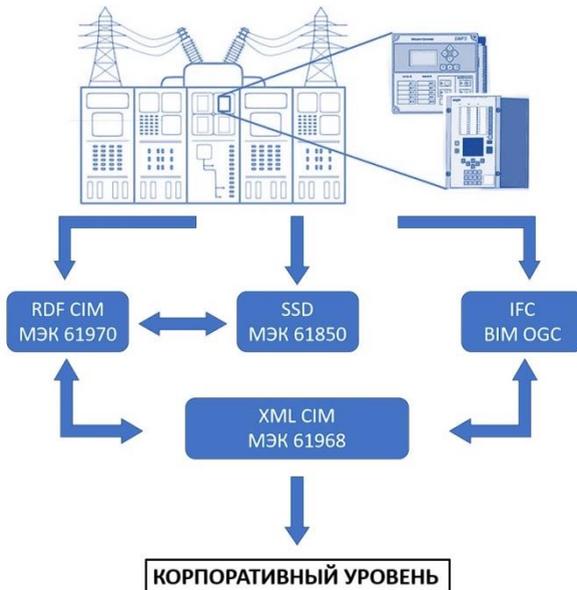
МЭК 61850 определяет протоколы связи для интеллектуальных электронных устройств на электрических подстанциях, язык SCL, модель данных ИЭУ. Различные подмножества файлов языка SCL используются на разных этапах процессов проектирования, наладки и ввода в эксплуатацию. Один из наиболее информативных файлов SCL в части описания целого энергообъекта является файл описания спецификации системы (SSD). В нем описывается основное оборудование, однолинейная схема и функции подстанции, которые выражены логическими узлами. Вторым информативным файлом в части описания энергообъекта является файл описания конфигурации системы (SCD). Этот файл содержит раздел описания подстанции, описание множества ИЭУ, включая потоки данных в рамках информационного взаимодействия устройств.

BIM (Building Information Modeling) – это концепция создания и использования цифровой модели здания или инфраструктуры. Она содержит информацию о материальных активах: физические и функциональные характеристики зданий, включая геометрию, материалы, компоненты, системы и связи между ними. Разработан и разрабатывается организацией BuildingSMART. Для обеспечения процесса обмена данными в открытом формате программные решения для создания и использования BIM должны поддерживать экспорт и импорт в открытом формате файлов IFC. IFC-файл содержит информацию о различных ас-

пектах здания или инфраструктуры, таких как геометрия, компоненты, связи, атрибуты и т.д.

В результате с помощью МЭК CIM, МЭК 61850 и BIM можно описать один и тот же объект электроэнергетики с разных точек зрения: корпоративных бизнес-процессов, технологических бизнес-процессов и строительства. Учитывая требования ПАО «Россети», Минэнерго и Минстроя, при проектировании нового объекта электроэнергетики необходимо создавать файлы трех форматов: RDF, IFC и SSD. По итогу для описания одного объекта электроэнергетики необходимо параллельно формировать три различные информационные модели, которые зачастую не связаны между собой.

В целях оптимизации процессов предлагается интегрированный подход, при котором файлы SSD, RDF и IFC генерируются одновременно и согласованно в части объема и детализации данных. В результате такого подхода можно создать инструмент со встроенными правилами сопоставления информационных моделей МЭК CIM, МЭК 61850 и BIM. Используя полученные карты сопоставления, становится возможным автоматизированный импорт и экспорт данных.



Заключение

Предложенная концепция может быть использована для оптимизации процесса капитального строительства, создания отечественного программного обеспечения для проектирования, а также позволит достичь эффективного обмена информацией между установками энергосистемы, регулируемые МЭК 61850, строительством и материальными активами, регулируемые ВМ, и бизнес-системами, интегрированными со стандартом обмена данными МЭК СИМ.

ЛИТЕРАТУРА

1. ПАО «РОССЕТИ». Приказ от 24.06.2022 №286/186 Об утверждении Концепции развития релейной защиты, автоматики и автоматизированных систем управления технологическими процессами электросетевого комплекса группы компаний «Россети»;

2. Министерство энергетики Российской Федерации. Приказ от 20 декабря 2022 г. №1340 Об утверждении правил предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

Авторы:

Афанасьев Денис Олегович, специалист, ведущий эксперт отдела разработки и внедрения информационных моделей (АО «НТЦ ФСК ЕЭС»). E-mail: Afanasev_DO@ntc-power.ru.

Фомичева Екатерина Николаевна, магистр, управление в технических системах, инженер-разработчик (ООО «ЛАБОРАТОРИЯ "БИЛАБ»). E-mail: yekaterinafomicheva@mail.ru.

Каримова Дарья Павловна, бакалавр, специалист отдела разработки и внедрения информационных моделей (АО «НТЦ ФСК ЕЭС»). E-mail: Karimova_DP@ntc-power.ru.

Петров Михаил Станиславович, магистр, ведущий специалист отдела разработки и внедрения информационных моделей (АО «НТЦ ФСК ЕЭС»). E-mail: Petrov_MS@ntc-power.ru.

КАК РЕАЛИЗОВАТЬ ИЗМЕНЕНИЕ ДЕЛОВЫХ ПРОЦЕССОВ РАСЧЁТА, ПЕРЕДАЧИ И ВЫПОЛНЕНИЯ УСТАВОК РЗА В ЭЛЕКТРОСЕТЕВОМ КОМПЛЕКСЕ

И.С. Рыбин, О.А. Федоров, Россия, г. Москва, ООО «РТСофт-СГ»

Ключевые слова: релейная защита, расчёт уставок, автоматизация

Введение

В настоящий момент при реализации программы цифровой трансформации в электроэнергетике обсуждается изменение деловых процессов расчета уставок и передачи их между организациями. Рассмотрим вариант изменения этих процессов на примере взаимодействия диспетчерских центров АО «СО ЕЭС» и крупнейшего субъекта энергетики – ПАО «Россети».

При реализации новых деловых процессов расчета, передачи и выполнения заданий на настройку устройств РЗА должно быть учтено наличие на энергообъектах большого количества типов микропроцессорных устройств РЗА различных производителей, для которых отличаются состав уставок срабатывания, методические указания по их выбору, форматы заводских бланков уставок, форматы файлов конфигурации.

Вариант изменения деловых процессов расчёта, передачи и выполнения уставок РЗА в электросетевом комплексе

Изменение деловых процессов расчета уставок релейной защиты и автоматики в электросетевом комплексе определяется в первую очередь новыми регламентирующими документами АО «СО ЕЭС» и ПАО «Россети» [1].

Подготавливаемый АО «СО ЕЭС» ГОСТ предусматривает, что диспетчерские центры будут выдавать задания по настройке РЗА, содержащие универсальные уставки, не зависящие от производителя и типа устройства, в котором они будут реализованы (ЕЦБУ – единые цифровые бланки уставок). Этот же ГОСТ предусматривает правила конвертации этих уставок в формат, специфичный для устройств конкретных производителей. При этом в соответствии с действующим Приказом Минэнерго от 13.02.2019 г. № 100 [2], субъекты энергетики должны самостоя-

тельно определять и задавать уставки, не включенные в задание диспетчерского центра.

В то же время СТО 56947007-33.040.20.326-2023 ПАО «Россети» [1] устанавливает, что выбор уставок устройств РЗА должен состоять из двух этапов – расчёта параметров срабатывания неопределенного устройства РЗА и пересчета этих параметров в проприетарный формат производителя оборудования.

Таким образом, процесс задания уставок как для устройств, часть параметров срабатывания которых рассчитывают диспетчерские центры СО ЕЭС, так и для устройств, уставки которых полностью рассчитываются субъектом электроэнергетики, предусматривает преобразование «универсальных» уставок к уставкам конкретного типа устройств конкретного производителя. Кроме того, оба процесса на последнем этапе предусматривают формирование файла конфигурации МП РЗА, а также последующий контроль правильности исполнения задания по настройке параметров РЗА. При реализации обоих процессов необходимо учесть, что в эксплуатации находится большое количество типов устройств разных производителей.

Наличие общих этапов в описанных процессах позволяет предложить общее техническое решение для их реализации.

Программные комплексы, используемые в АО «СО ЕЭС» (ИС СРЗА, различные комплексы расчета уставок) и ПАО «Россети» (ПТК Эксплуатация, различные комплексы расчета уставок) для реализации эффективного единого делового процесса необходимо дополнить несколькими преобразующими программными модулями (Конвертерами).

Получаемая структура взаимодействия организаций и программных комплексов представлена на рисунке (синим цветом выделены элементы, соответствующие только процессу формирования заданий по настройке РЗА, часть уставок в которых задает ДЦ).

Один из Конвертеров (на рисунке Конвертер 1) должен обеспечить преобразование получаемых от ДЦ СО ЕЭС уставок из формата ЕЦБУ в формат уставок ПТК Эксплуатация (ПТКЭ) для дальнейшего формирования в комплексах расчета уставок полного (заводского) бланка уставок конкретного МП РЗА.

Наличие данного Конвертера позволит в целом унифицировать на стороне субъекта электроэнергетики работу с уставками, частично задаваемыми ДЦ и полностью рассчитываемыми самостоятельно.

Конвертер 2 позволит сформировать файл конфигурации конкретного устройства с параметрами, выбранными на этапе расчета уставок (потребуется дополнение конфигурации и её конвертация в проприетарный формат производителя в его инженерном ПО).

Конвертер 3 и Конвертер 4 обеспечат возможность обратного преобразования конфигурации в форматы ПТК Эксплуатация и ЕЦБУ соответственно для дальнейшего автоматизированного контроля правильности реализованных уставок.

Важно отметить, что ПО Расчета уставок на стороне электросетевой компании в такой структуре должно поддерживать возможность формирования уставок устройств РЗА в проприетарном формате как из параметров неопределенного устройства РЗА, что предусмотрено в [1] в виде сервисов от производителей РЗА, так и параметров формата ЕЦБУ, задаваемых диспетчерским центром.

Очевидным преимуществом описываемой структуры является принципиальная возможность быстрого формирования задания по настройке уставок при импортозамещении устройства РЗА, поскольку «универсальные» уставки устройства не зависят от его производителя, а формирование проприетарных форматов должно происходить автоматизированно.

Заключение

Предлагаемый вариант структуры деловых процессов расчета, передачи и выполнения уставок РЗА позволит эффективно реализовать изменения, вносимые в процесс актуальными требованиями АО «СО ЕЭС» и ПАО «Россети».

Её реализация должна привести к снижению трудозатрат и снижению количества ошибок в описываемом процессе.

ЛИТЕРАТУРА

1. СТО 56947007-33.040.20.326-2023 ПАО «Федеральная сетевая компания - Россети» «Требования к информационным моделям для

расчёта параметров срабатывания устройств РЗА в системе сопровождения жизненного цикла РЗА и АСУ ТП, предоставляемых производителями оборудования».

2. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 13.02.2019 г. № 100 «Об утверждении Правил взаимодействия субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии при подготовке, выдаче и выполнении заданий по настройке устройств релейной защиты и автоматики».

Авторы:

Рыбин Иван Сергеевич, начальник отдела аналитики и поддержки продаж, ООО «РТСофт-СГ». E-mail: Rybin_is@rtsoft.ru.

Федоров Олег Александрович, заместитель Генерального директора, ООО «РТСофт-СГ» E-mail: Fedorov_oa@rtsoft.ru.

ПОСТРОЕНИЕ ДВУХУРОВНЕВОЙ АСМ УСТРОЙСТВ РЗА С ВОЗМОЖНОСТЬЮ ПРИМЕНЕНИЯ ФУНКЦИОНАЛА ПТК ЭКСПЛУАТАЦИЯ В КАЧЕСТВЕ ВЕРХНЕГО УРОВНЯ АСМ

Д.К. Доминевский, Россия, г. Санкт-Петербург, ГК «ЭнергопромАвтоматизация», e-mail: dominevsky@epsa-spb.ru

Ключевые слова: АСМ РЗА, ПТК «Эксплуатация», ПТКЭ, анализ функционирования.

Введение

Одним из требований для перехода к ТО «по состоянию» является внедрение на энергообъект автоматизированной системы мониторинга релейной защиты и автоматики (АСМ РЗА). АСМ РЗА предназначена для организации постоянного мониторинга состояния устройств и комплексов РЗА, технологического учета, автоматизации функций персонала РЗА и поддержки в принятии решения в части анализа правильности функционирования устройств и комплексов РЗА.

Основное содержание

Цели внедрения АСМ РЗА:

– повышение надёжности функционирования устройств и

комплексов РЗА;

- обеспечение технологической возможности для перехода на техническое обслуживание оборудования РЗА по состоянию;

- автоматизация задач, выполняемых персоналом службы РЗА;

- поддержка в принятии решения в части анализа функционирования устройств и комплексов РЗА.

Рассмотрена двухуровневая структура построения АСМ РЗА. Нижний уровень АСМ выполняет сбор и передачу на верхний уровень данных (осциллограммы, сигналы самодиагностики, сигналы ПАМИ), необходимых для выполнения расчетно-аналитических задач.

Верхний уровень АСМ РЗА выполняет следующие функции на основе информации, полученной с нижнего уровня:

- функция отображения и обработки технологической информации для персонала РЗА (реестр оборудования, перечень технологических нарушений и др.);

- функция мониторинга состояния устройств РЗА, РАС, АСУ ТП;

- анализ функционирования РЗА;

- контроль изменения уставок и конфигурации устройств РЗА;

- формирование и ведение моделей сети и вторичного оборудования;

- графический редактор схемы ПС и ЛЭП, позволяющий создавать графику схемы ПС и сети, а также создавать топологию сети в формате CIM;

- функция технологического учета оборудования РЗА;

- функция уведомлений пользователей о появлении новых событий на объекте;

- автоматизированное формирование отчетности по приказу Минэнерго №80 без необходимости ручного ввода данных по технологическим нарушениям, возникающим на подстанции;

- сервисные функции.

ГК «ЭнергопромАвтоматизация» разработала ПО для нижнего и верхнего уровней АСМ. Для ПАО «ФСК ЕЭС» в рамках НИОКР был разработан программно-технический комплекс

«Эксплуатация» (ПТКЭ). Благодаря этому, для всех подстанций ПАО «ФСК ЕЭС» появилась возможность в качестве программного обеспечения (ПО) верхнего уровня АСМ РЗА использовать функционал ПТК «Эксплуатация», где часть функционала ПО верхнего уровня АСМ РЗА уже реализована. ПТК «Эксплуатация» имеет модульную архитектуру построения, на этой основе открывается возможность интеграции в ПТК «Эксплуатация» ПО АСМ РЗА, как дополнительного программного модуля.

В итоге, пользователям становится доступной удобная работа «в одном окне», как с функционалом ПТК «Эксплуатация», так и АСМ РЗА.

Возможно тиражирование ПТКЭ для всех компаний электросетевого комплекса.

Заключение

Предлагаемое решение по АСМ РЗА позволит:

- повысить надёжность функционирования устройств и комплексов РЗА;
- обеспечить переход на техническое обслуживание оборудования РЗА по состоянию;
- автоматизировать задачи, выполняемые персоналом службы РЗА;
- упростить и автоматизировать анализ функционирования устройств и комплексов РЗА;
- обеспечить задачи импортозамещения и технологического суверенитета РФ;
- обеспечить возможность работы «в одном окне» пользователям АСМ РЗА в ПТК «Эксплуатация».

АСМ РЗА КАК КОМПОНЕНТ РЕШЕНИЙ ДЛЯ НОВОЙ СХЕМЫ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ МП РЗА

О.А. Федоров, А.Ю. Бондаренко, Россия, г. Москва, ООО «РТСофт-СГ»

Ключевые слова: техническое обслуживание РЗА по состоянию, АСМ РЗА, мониторинг РЗА.

Введение

В настоящее время для электросетевых компаний обеспечены технические и нормативные условия и предпосылки для внедрения систем автоматизированного мониторинга РЗА (АСМ РЗА) [1-6]. Однако огромный эффект от их внедрения не может быть достигнут без изменения подходов энергокомпаний к техническому обслуживанию (ТО) с переводом его на «дистанционный» режим и принципы «по состоянию». В докладе представлен вариант такого изменения и описано влияние компонент АСМ РЗА на объемы выполняемых работ ТО.

Текущее состояние по обслуживанию МП РЗА

Формирование графика технического обслуживания МП устройств РЗА и АСУТП производится в соответствии с необходимостью проведения планового технического обслуживания. В энергокомпаниях внедрены элементы периодического мониторинга функционирования МП устройств РЗА и АСУТП. Он осуществляется вручную персоналом, без применения автоматизированных систем мониторинга.

Ручной мониторинг позволяет определять работоспособность устройств в промежутках времени между техническими обслуживаниями в объеме восстановления, что положительно влияет на готовность устройств к ликвидации аварийных режимов.

К положительным сторонам ручного мониторинга можно отнести проведение анализа поведения устройств в режимах реальных повреждений в ЭС, что не всегда проводится при имитации аварийных режимов от испытательной установки при ТО.

К негативным сторонам ручного мониторинга можно отнести эпизодический характер его проведения и ограниченность по времени. Также отсутствует системный подход к интерпре-

тации результатов ручного мониторинга, что не позволяет выявлять серийные проблемы устройств РЗА и своевременно готовить соответствующие указания и циркуляры.

Снижение рисков неправильной работы РЗА при функционировании АСМ РЗА

Опыт эксплуатации компонентов АСМ РЗА на объектах электроэнергетики доказывает технические эффекты от внедрения. За счет функций сбора данных для мониторинга и анализа функционирования РЗА, мониторинга работоспособности измерительной части терминалов РЗА в нормальных и аварийных режимах, анализа технологических нарушений и анализа действия устройств РЗА сформирована отчетная информация, подтверждающая положительное влияние АСМ РЗА на эксплуатацию РЗА. Однако основной экономический эффект от АСМ РЗА не достигается: объемы работ ТО РЗА остаются вне поля автоматизации и наблюдаемости.

Влияние АСМ РЗА на объём ТО

Предлагается рассмотреть возможность нормирования и ведения работ по ТО РЗА в информационно-аналитической системе, работающей совместно с АСМ РЗА. За счет автоматически выполняемых проверок АСМ РЗА позволит динамически влиять на объемы планово-предупредительного обслуживания. В докладе приводятся примеры работ, которые могут быть уменьшены или исключены в случае объединения АСМ РЗА с системой планирования и ведения работ ТО РЗА, такие как:

- проверка взаимодействия с другими устройствами РЗА, управления и сигнализации (проверка всех используемых дискретных входов и всех используемых цепей выходных реле);
- проверка пуска/срабатывания отдельных функций/ ступеней защит от испытательной установки и другие.

В случае автоматизации распределения и планирования работ при одновременном уменьшении их объема или, наоборот, увеличении за счет автоматического создания новых внеплановых задач обслуживания по результатам функционирования АСМ РЗА можно выйти на новую схему ТО РЗА, учитывающую «дистанционный» режим и принцип «по состоянию».

Заключение

В докладе обосновывается и описывается подсистема в рамках развития функций АСМ РЗА, которая будет формировать программы ТО для МП устройств нового формата. В этих программах будут расписаны все проверки, которые необходимо выполнять для конкретного типа устройства и будут отмечаться проверки, которые были выполнены автоматически за счет работы АСМ РЗА, и их выполнение уже не обязательно предусматривать в плане.

Изложен подход для планирования и ведения ТО РЗА по новой схеме: с учетом результатов мониторинга устройств РЗА и АСУТП.

Предложен ряд изменений в методические указания для персонала служб РЗА и АСУТП по учету результатов мониторинга при планировании и выполнении ТО РЗА.

ЛИТЕРАТУРА

1. Глава IV. Техническое обслуживание устройств РЗА по состоянию. Приказ Минэнерго РФ от 13.07.2020 №555 «Об утверждении Правил технического обслуживания ...».
2. Распоряжение от 09.04.2021 № 120р/191р «О развитии технологий цифровизации процессов эксплуатации устройств релейной защиты и автоматики в группе компаний «Россети».
3. СТО 34.01-4.1-007-2018 «Технические требования к автоматизированному мониторингу устройств РЗА, в том числе работающих по стандарту МЭК 61850» с корректировками от декабря 2022 года.
4. СТО 56947007-33.040.20.324-2023 «Требования к предоставлению данных производителями устройств РЗА, АСУ ТП, СИ для обслуживания по состоянию устройств РЗА, АСУ ТП, СИ».
5. СТО 56947007-33.040.20.325-2023 «Требования по предоставлению производителями устройств РЗА данных для анализа функционирования устройств РЗА».
6. ГОСТ Р 59550-2021 «Сбор, хранение и передача в диспетчерские центры в автоматическом режиме файлов с данными регистрации аварийных событий».

Авторы:

Федоров Олег Александрович, заместитель Генерального директора, ООО «РТСофт-СГ». E-mail: Fedorov_oa@rtssoft.ru.

Бондаренко Артем Юрьевич, главный инженер проектов, ООО «РТСофт-СГ». E-mail: bondarenko_ay@rtssoft.ru.

ОПЫТ ЗАМЕНЫ ИНОСТРАННОГО ОБОРУДОВАНИЯ РЗА

В.Н. Терентьев, А.П. Арсентьев, Россия, г. Чебоксары,
ООО НПП «ЭКРА»

***Ключевые слова:** релейная защита и автоматика (РЗА), критерии замены устройств РЗА, аппаратно-программная совместимость терминалов РЗА, практический опыт по замене иностранных устройств РЗА.*

Введение

В настоящее время в электроэнергетике России находится в эксплуатации значительное количество терминалов РЗА иностранных производителей (ABB, SIEMENS, AREVA, Schneider Electric, General Electric и др.). Техническое сопровождение указанного оборудования (консультации, поставка исправных запасных частей, обновление резидентного и сервисного ПО, ремонт на заводе) в настоящее время прекращено. Поэтому задача замены иностранных терминалов РЗА на российское оборудование – актуальна и неизбежна.

Замену иностранного оборудования РЗА планируется выполнять во время планового обслуживания/ремонта – по ремонтной программе, или по специальной инвестиционной программе.

Рассмотрен опыт НПП «ЭКРА» по решению этой проблемы.

Основная часть

В [1] указаны следующие причины для замены цифровых устройств РЗА – эксплуатация более 25 лет или прекращение выпуска оборудования и отсутствие запасных частей для ремонта.

При новом строительстве, комплексном техническом перевооружении и реконструкции должны применяться современные устройства РЗА российского производства, соответствующие действующим нормативам и прошедшие регламентированную процедуру проверки качества оборудования [2].

Особенности по замене зарубежных устройств РЗА:

- многообразие исполнений серий и поколений цифровых РЗА различных иностранных Производителей;
- отличные от отечественных принципы построения и рас-

четов систем РЗА;

- аппаратная несовместимость с российскими МП РЗА по габаритным размерам, по количеству и расположению клемм подключения аналоговых входов, дискретных входов/выходов, оперативного питания, портов связи и др.;

- преимущественное использование в иностранных устройствах РЗА так называемой «свободно конфигурируемой» Пользователем внутренней логики работы, и, как следствие, отсутствие типизированных решений;

- подключение иностранных устройств РЗА к АСУ по нестандартным и устаревшим протоколам связи (SPA-bus, Profi-Bus, LON-bus, DNP, МЭК 61850 редакция 1 и др.).

Варианты замены оборудования РЗА в шкафе/ панели/ релейном отсеке.

1. Полная замена всех элементов с сохранением первичного проекта привязки и обозначения внешних клеммных рядов подключения.

2. Замена иностранного на современное отечественное устройство РЗА НПП «ЭКРА» с сопутствующей заменой отдельных групп элементов (клеммные группы, группы испытательных блоков, оперативных переключателей и т.д.) с сохранением первичного проекта привязки и обозначения внешних клеммных рядов подключения.

3. Замена иностранного устройства на современное отечественное устройство РЗА НПП «ЭКРА» с сохранением первичного проекта привязки и обозначения внешних клеммных рядов подключения.

Порядок подготовки документации и изготовления оборудования на заводе для замены РЗА в шкафе/панели/релейном отсеке:

- предоставление Заказчиком исходной информации для замены – актуальная техническая документация на заменяемое устройство, принципиальные и монтажные исполнительные схемы, таблицы параметров настройки (бланки уставок), протоколы и сигналы для АСУ;

- проработка и согласование на заводе рабочей документации – выбор наиболее подходящего по программно-

аппаратному функционалу варианта устройств РЗА НПП «ЭКРА» и другого оборудования для ретрофита;

- разработка/корректировка на заводе принципиальных схем и схем привязки заменяемого РЗА к существующим вторичным цепям шкафа/панели/релейного отсека;

- подготовка на заводе технологической документации;

- пересчет параметров настроек (уставок) защитных и других функций для устройства РЗА НПП «ЭКРА»;

- разработка конструктивных решений и монтажных схем по замене РЗА;

- разработка ведомости объема монтажных работ;

- изготовление устройства РЗА с адаптированной для замены аппаратно-программной конфигурацией;

- подготовка инструкций для перемонтажа РЗА на объекте.

Перемонтаж и наладка оборудования РЗА на объекте (специалисты эксплуатации и/или представители завода):

- перемонтаж;

- проверка вторичными токами от испытательной установки;

- комплексная проверка, проверка первичными токами, ввод в работу;

- оформление протокола наладки и исполнительных схем.

Для замены иностранных устройств РЗА 6 – 35 кВ (серии SPAC 800, SPAC 810, REF 542plus, REx 615, Seram 1000+, Seram 2000) разработаны типовые решения по замене на устройства РЗА БЭ 2502А (аттестованы для применения в ПАО «Россети») и устройства РЗА ЭКРА 217 (аттестованы для применения в ПАО «Транснефть», ГК «Росатом» и др.). С 2020 г. выполнено более 40 проектов по замене иностранного оборудования РЗА 6-35 кВ – (ПАО «Россети Московский регион», АО «Апатит», ПАО «Транснефть», АО «Юго-Западная ТЭЦ», АО «Россети Мобильные ГТЭС» и др.).

Для замены иностранных устройств РЗА 110 – 750 кВ предлагаются устройства РЗА НПП «ЭКРА» на платформах БЭ 2704 и ЭКРА 2XX. Выполнены проекты по заменам устройств серий REx5XX, REx650, RTU 211 (АББ), серии MiCOM (AREVA), серии G/T/C 60 (General Electric), HIPASE-P (ANDRITZ GROOP).

Подготовлены решения по замене иностранных устройств источников наложения контрольного сигнала для защиты статора от замыканий на землю в защитах генераторов.

Заключение

Технические характеристики устройств РЗА и разработанные технические решения НПП «ЭКРА» позволят полноценно заменять зарубежную продукцию любого назначения и класса напряжения.

Накоплен практический опыт по замене иностранного оборудования РЗА.

ЛИТЕРАТУРА

1. СТО ПАО «Россети» 34.01.-4.1-011-2020. Рекомендации по модернизации, реконструкции и замене длительно эксплуатирующихся устройств РЗА энергосистем.
2. СТО ПАО «ФСК ЕЭС» 56947007-29.240.20.248-2017. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35–750 кВ.

Авторы:

Терентьев Валерий Николаевич, директор департамента технического маркетинга систем релейной защиты и автоматизации энергосистем, ООО НПП «ЭКРА». E-mail: terentiev_vn@ekra.ru.

Арсентьев Андрей Пантелеймонович, главный специалист департамента технического маркетинга систем релейной защиты и автоматизации энергосистем, ООО НПП «ЭКРА». E-mail: arsentiev_ap@ekra.ru.

ВОПРОСЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЭМС В УСЛОВИЯХ ПЛАНИРОВАНИЯ И ПРОВЕДЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЮ МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ УСТРОЙСТВ РЗА. СЕРВИСНАЯ ЗАМЕНА ТЕРМИНАЛОВ В ШКАФАХ НА ЭНЕРГООБЪЕКТАХ

В.Ф. Ильин, Ю.А. Федоров, А.М. Данилов, Россия, г. Чебоксары, Ассоциация «Инновационный территориальный электротехнический кластер Чувашской Республики»

Релейная защита и противоаварийная автоматика (РЗА и ПА) являются важнейшей системой в производстве, распределении и потреблении электроэнергии. Их действия направлены на обеспечение устойчивой и надёжной работы энергообъектов на протяжении длительного периода эксплуатации в условиях промышленной электромагнитной обстановки. По последствиям, обусловленным воздействием помех, функции систем РЗА являются наиболее критичными. Их точность и оперативность не должны подвергаться нарушениям, приводящим к потере защитных функций и созданию критических ситуаций, задержкам и излишним (ложным) действиям, потере эксплуатационной последовательности информации, регистрируемой с целью анализа нарушений. Поэтому для систем РЗА выполнение требований полной устойчивости к помехам и наличие соответствующего запаса помехоустойчивости являются обязательными условиями соответствия требованиям электромагнитной совместимости (ЭМС).

1. Нормативные документы, определяющие требования ЭМС к шкафам РЗА

Стандарты РФ и зарубежные стандарты на ЭМС для оборудования, используемого в обстановке электростанции и подстанции, во многом гармонизированы и ряд действующих сегодня основополагающих стандартов в области ЭМС фактически идентичны ранее выпущенным стандартам. Поэтому в рамках практики использования оборудования на электростанциях и подстанциях в Группе «Россети» эксплуатируемое оборудование в достаточной мере соответствует действующим государственным и отраслевым стандартам.

Таблица 1

Действующий в РФ ГОСТ	Аналогичный зарубежный стандарт ИЕС
1. ГОСТ ИЕС 61000-6-5-2017 Помехоустойчивость оборудования, используемого в обстановке электростанции и подстанции ГОСТ Р 51317.6.5-2006 (МЭК 61000-6-5:2001) Группа Э02. Национальный стандарт Российской Федерации. Устойчивость к электромагнитным помехам технических средств, применяемых на электростанциях и подстанциях.	ИЕС 61000-6-5
2. ГОСТ 30804.4.2. Устойчивость к электростатическим разрядам.	ИЕС 61000-4-2
3. ГОСТ ИЕС 61000-4-3-2016 Межгосударственный стандарт. ЭМС. Методы испытаний и измерений. Испытание на устойчивость к излучаемому радиочастотному электромагнитному полю	ИЕС 61000-4-3
4. ГОСТ ИЕС 61000-4-4-2016 Межгосударственный стандарт. ЭМС. Методы испытаний и измерений. Испытание на устойчивость к электрическим быстрым переходным процессам (5кГц, 100 кГц).	ИЕС 61000-4-4
5. ГОСТ ИЕС 61000-4-5-2017. Межгосударственный стандарт. Электромагнитная совместимость	ИЕС 61000-4-5
6. ГОСТ 51317.4.6 Устойчивость к кондуктивным помехам, наведенным радиочастотными электромагнитными полями	ИЕС 61000-4-6
7. ГОСТ ИЕС 61000-4-8-2013. Испытания на устойчивость к магнитному полю промышленной частоты	ИЕС 61000-4-8
8. ГОСТ ИЕС 61000-4-9-2013 Испытания на устойчивость к импульсному магнитному полю	ИЕС 61000-4-9
9. ГОСТ ИЕС 61000-4-10-2014. Испытания на устойчивость к колебательному затухающему магнитному полю	ИЕС 61000-4-10
10. ГОСТ ИЕС 61000-4-12-2016. Устойчивость к звенящей волне	ИЕС 61000-4-12
11. ГОСТ ИЕС 61000-4-16-2014. Устойчивость к кондуктивным помехам в полосе частот от 0 до 150 кГц (По методу: для цепей питания 50 Гц)	ИЕС 61000-4-16
12. ГОСТ ИЕС 61000-4-17-2015. Устойчивость к пульсациям напряжения электропитания постоянного тока Требования и методы испытаний	ИЕС 61000-4-17

Действующий в РФ ГОСТ	Аналогичный зарубежный стандарт IEC
13. ГОСТ IEC 61000-4-18-2016. Устойчивость к затухающей колебательной волне	IEC 61000-4-18
14. ГОСТ IEC 61000-4-29-2016 Устойчивость к провалам , коротким прерываниям и изменениям напряжения, воздействующим на входной порт электропитания постоянного тока	IEC 61000-4-29
15. ГОСТ 30805.22. Эмиссия радиопомех по порту корпус и порту питания ГОСТ CISPR 11-2017	CISPR 22, CISPR 11

2. Объем и условия проведения испытаний на ЭМС в рамках ГОСТ 61000-6-5

ГОСТ 61000-6-5 выделяет в испытуемом изделии следующие порты: порты ввода и вывода электропитания переменного тока, порты ввода и вывода электропитания постоянного тока, порты ввода и вывода сигналов управления и сигнализации, порты линий связи, порты функционального и защитного заземления и порт корпуса и регламентирует воздействия различных видов помех на указанные порты. В терминалах и шкафах РЗА портами являются разъемы и клеммы внешних присоединений.



Рис. 1. Порты оборудования

Для подачи помех на испытуемые устройства (шкафы РЗА) напольного расположения методы, изложенные в ГОСТах, требуют использования определенной конфигурации испытательной установки: требуется расположение испытуемого устройства на пластине заземления, использование безэховой камеры и широкой номенклатуры испытательных и измерительных средств. В табл. 2 приведены для примеры конфигурации испытательной установки регламентируемые рядом ГОСТ.

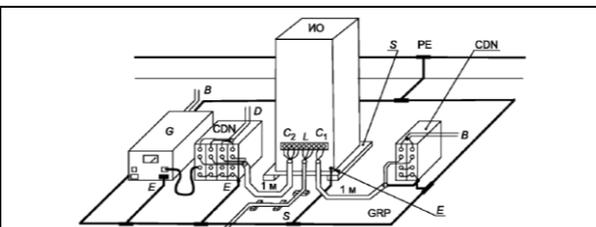
Таблица 2

<p>Наименование ГОСТ</p>	<p>Конфигурация испытательной установки при напольном типе испытаний</p>
<p>3. ГОСТ 30804.4.2-2013 (IEC 61000-4-2- 2008) Устойчи- вость к электро- статическим раз- рядам</p>	
<p>ГОСТ IEC 61000- 4-3-2016 Межго- сударственный стандарт. ЭМС. Методы испыта- ний и измерений. Испытание на устойчивость к излучаемому ра- диочастотному электромагнитно- му полю</p>	

<p>ГОСТ IEC 61000-4-4-2016 Междо-сударственный стандарт. ЭМС. Методы испытаний и измерений. Испытание на устойчивость к электрическим быстрым переходным процес-сам</p>	
<p>ГОСТ IEC 61000-4-5-2017 Элек-тромагнитная совместимость (ЭМС). Часть 4-5. Методы испытаний и измерений. Испытание на устойчивость к выбросу напря-жения</p>	
<p>10. ГОСТ Р 51317.4.6-99 (IEC 61000-4-6:2013) Устойчивость к напряжениям ра-диочастотных помех, наведен-ным в кабельных связях и линиях электропитания</p>	

ГОСТ ИЕС 61000-4-12-2016 Межгосударственный стандарт. ЭМС. Методы испытаний и измерений. Испытание на устойчивость к звенящей волне

ГОСТ ИЕС 61000-4-18-2016 (МЭК 61000-4-18) Устойчивость к затухающей колебательной волне 0,1 и 1 МГц, 3,10 и 30 МГц

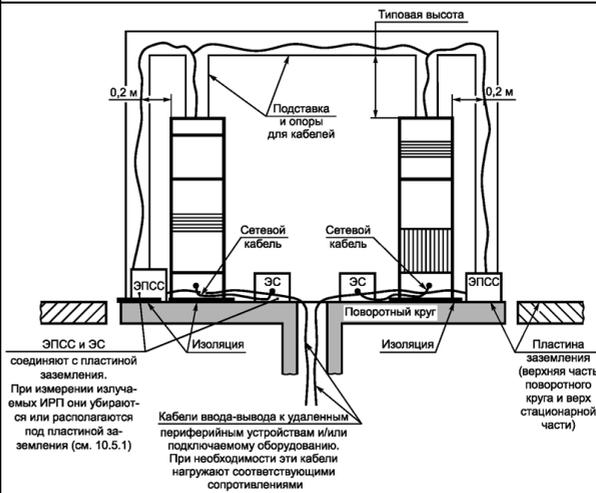


Примечание — Заземляющие проводники должны быть короткими, насколько практически возможно.

ИО — испытываемое оборудование; PE — защитное заземление; CDN — устройство связи/развязки; GRP — опорная пластина заземления; B — источник электропитания; S — изоляционная прокладка; E — заземляющее соединение; C₁ — порт электропитания; L — порт связи; C₂ — порт ввода/вывода; D — источник сигнала; G — испытательный генератор

Рисунок 4 — Пример испытательной установки для начального оборудования с использованием опорной пластины заземления

ГОСТ 30805.22-2013 (CISPR 22:2006) "Совместимость технических средств электромагнитная. Оборудование информационных технологий. Радиопомехи промышленные. Нормы и методы измерений"



ИЭСС и ЭС соединяют с пластиной заземления. При измерении излучаемых ИРП они укладываются или располагаются под пластиной заземления (см. 10.5.1)

Кабели ввода-вывода к удаленным периферийным устройствам и/или подключаемому оборудованию. При необходимости эти кабели нагружают соответствующими сопротивлениями

Пластина заземления (верхняя часть поворотного круга и верх стационарной части)

Проведение испытаний вне испытательной лаборатории на станциях и подстанциях по требуемым ГОСТам ЭМС гипотетически технически требует: воспроизведения конфигурации испытательной установки в условиях подстанции; вывоз испытательного оборудования на подстанцию (часть оборудования-безэховая камера, например, не транспортабельны); создания

условий для исключения негативного влияния на иное оборудование станции и подстанции при испытаниях на помехоустойчивость и влияния иного оборудования на помехоэмиссию.

Потому испытания по полному перечню базовых стандартов в условиях электростанций и подстанций не представляется возможным.

3. Правовые сложности замены терминалов в шкафах на энергообъекте

Результаты испытания на ЭМС терминала РЗА и шкафа РЗА, использующего терминал, могут существенно отличаться показателями помехоустойчивости и помехоэмиссии, особенно в части импульсных радиочастотных помех. Это обусловлено влиянием распределенных параметров: емкостями, индуктивностями и взаимно индуктивностями проводных жгутов и самой



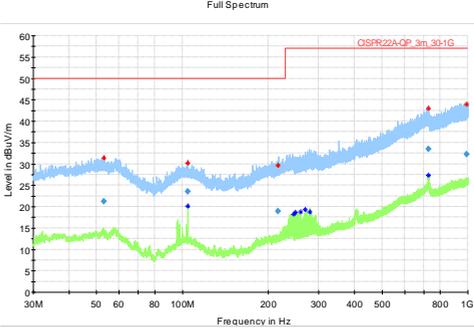
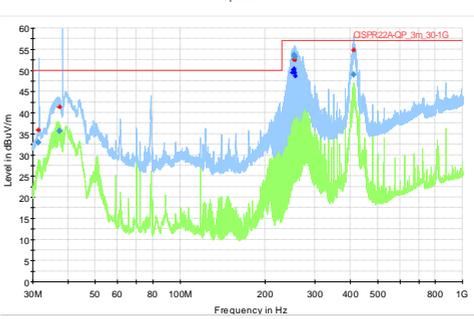
Рис. 2. Пример пробоя микросекундной импульсной помехой на плате терминала (Испытания проводились со шкафом РЗА, в котором установлен терминал, ранее успешно прошедший испытания на ЭМС)

конструкцией шкафа, а также влиянием распределенных параметров устанавливаемых в шкафа дополнительных компонентов (преобразователями напряжения, фильтрами). В свою очередь, практикуемый фактор минимизации стоимости оборудования также способствует снижению запаса помехоустойчивости и помехоэмиссии.

Это приводит к тому, что терминал, прошедший успешные испытания на ЭМС, не проходит испытания по ряду ГОСТов в составе шкафа РЗА (см. пример на рис. 2). Но для ряда ГОСТов имеет место улучшение помехоустойчивости и помехоэмиссии (табл. 3

иллюстрирует пониженную помехоэмиссию шкафа РЗА по отношению к эмиссии помех терминалом, встроенным в шкаф).

Таблица 3

	Изделие	ГОСТ 30805.22-2013 (CISPR 22:2006) диапазон 0,03-1ГГц
КРУ СЭЩ- 80-10 с термина- лом Экра217		
Терминал Экра217		

Поэтому при замене терминала в шкафу РЗА на энергообъекте в эксплуатации оказывается изделие, для которого не проведены испытания на ЭМС: соответственно отсутствуют протоколы на ЭМС, не определены помехоустойчивость и помехоэмиссия вновь собранного шкафа РЗА, не установлено соответствие критериям качества функционирования в условиях электромагнитных помех.

В ряде случаев это может привести к существенному сокращению сроков эксплуатации компонентов шкафа, которые

сразу выявляются при испытаниях в испытательной лаборатории.

4. Предложение по замене терминалов в рамках импортозамещения

Авторы предлагают перенести испытания на ЭМС в испытательные лаборатории:

- демонтировать на подстанциях Группы «Россети» по одному шкафу РЗА разного типа, укомплектованного изготовленными за рубежом терминалами, подлежащими замене;
- закрепить шкафы РЗА определенного типа за различными ЭМС лабораториями по принципу «один тип шкафа РЗА испытывается в одной аккредитованной ЭМС лаборатории», желательно специализирующейся на испытаниях продукции для электроэнергетики; провести испытания шкафа одного типа для всех производителей терминалов по созданному Группой «Россети» списку производителей терминалов.

Предлагается сохранить жгут и конструкцию корпуса шкафа, но установить терминал российского производителя и, если необходимо, дополнительные компоненты: сетевые фильтры, например. Провести кроме предварительных финальные испытания на ЭМС, протоколы по которым внести во ФГИС и передать заказчикам.

Выводы:

- Прошедшие испытания на ЭМС терминал РЗА и шкаф РЗА, использующий терминал, часто существенно отличаются помехоустойчивостью и помехоэмиссией особенно в части быстропротекающих помех и радиочастотных помех/помехоэмиссии, что обусловлено распределенными параметрами (емкостями, индуктивностями, взаимными индуктивностями) жгута проводников и конструкцией шкафа
- Испытание на ЭМС шкафов РЗА предполагает испытание около 20 базовых стандартов.
- Испытание на ЭМС предполагает присоединение в испытуемому шкафу РЗА вспомогательного оборудования, которое имитирует условия применения. Для этого в условиях испытательной лаборатории создается испытательная установка в

конфигурации устанавливаемой ГОСТами.

- Конфигурация испытательной установки для многих ГОСТов предполагает использование листов опорного заземления.

- Испытание шкафов РЗА на ЭМС – на помехоэмиссию и помехоустойчивость- по ГОСТам предполагается проводить в испытательных лабораториях.

- Проведение испытаний вне испытательной лаборатории на станциях и подстанциях по требуемым ГОСТам ЭМС гипотетически технически требует:

- Воспроизведения конфигурации испытательной установки в условиях подстанции

- Вывоз испытательного оборудования на подстанцию. Часть оборудования – безэховая камера, например, не транспортабельны.

- Создание условий для исключения влияния на иное оборудование станции и подстанции при испытаниях на помехоустойчивость и влияния иного оборудования на помехоэмиссию.

- Представляется возможным лишь проведение выборочных испытаний на подстанциях. (Такие испытания проводятся в Росатоме силами ВНИИА им. Духова)

- Испытания по полному перечню базовых стандартов в условиях станций и подстанций не представляется возможным

- Предлагается перенести испытания на ЭМС в испытательные лаборатории, по предлагаемому авторами плану:

- демонтировать на подстанциях Группы «Россети» по одному шкафу РЗА разного типа, укомплектованного изготовленными за рубежом терминалами, подлежащими замене.

- Закрепить такие шкафы РЗА определенного типа за различными ЭМС лабораториями по принципу: один тип шкафа РЗА испытывается в одной аккредитованной ЭМС лаборатории, желательно специализирующейся на испытаниях продукции для электроэнергетики.

- Сформировать по запросу Группы «Россети» список предприятий изготовителей терминалов, готовых принять участие в импортозамещении терминалов зарубежного производства в ранее установленных на энергообъектах шкафах РЗА.

○ Провести в условиях испытательной лаборатории на одном типе шкафов испытания с терминалами заявителей. При отрицательных результатах испытаний необходимо привести шкафы в соответствие в части ЭМС: например, дополнить шкаф компонентами (сетевыми фильтрами и тд) и провести повторные испытания. В протоколы финальных испытаний внести спецификацию применяемого в шкафах оборудования. Внести во ФГИС протоколы испытаний на ЭМС и передать их Группе «Россети».

○ Сформировать в Группе «Россети» НИОКР для финансирования проведения испытаний в рамках импортозамещения терминалов в ранее установленных шкафах РЗА. Финансирование должно быть целевым и направлено лабораториям ЭМС

СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЯ И КОНТРОЛЯ ПАРАМЕТРОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

РОБАСТНОСТЬ КАК ВАЖНЕЙШАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА АЛГОРИТМОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТА ПОВРЕЖДЕНИЯ НА ЛЭП

М.В. Мартынов, И.С. Сорокин, С.Г. Гаранин, Россия,
г. Чебоксары, ООО «НТК Приборэнерго», ООО «Массив Динамикс»

Ключевые слова: определение места повреждения, устойчивость, робастность, ошибки, оптимизация.

Введение

В [1, 2] показано, что существующие алгоритмы определения места повреждения (ОМП) на ЛЭП содержат методическую ошибку даже при полном соответствии математической модели реальному объекту. Единственным способом устранения этой ошибки является применение оптимизационного интервального алгоритма ОМП [2]. Однако более существенным вопросом остаётся устойчивость (робастность) алгоритмов ОМП к неточностям задания параметров используемой математической модели, поскольку параметры реальной ЛЭП для каждого момента времени отличаются от табличных и не всегда поддаются измерению [3].

Робастность алгоритмов ОМП на примере простейшей однолинейной модели ЛЭП

Считается, что алгоритмы ОМП с двусторонним наблюдением по параметрам аварийного режима (ПАР) обладают высокой точностью. Это утверждение верно для случая, когда математическая (алгоритмическая) модель объекта точно соответствует реальному объекту. В противном случае даже алгоритм ОМП с двусторонним наблюдением неизбежно будет определять место повреждения с ошибкой. В связи с тем, что такие параметры, как сопротивление ответвленной подстанции, посто-

янно изменяются и неизвестны на момент КЗ, возникает вопрос оценки степени устойчивости алгоритмов к несоответствию таких параметров модели истинным значениям.

Производится оценка устойчивости трёх алгоритмов ОМП с двусторонним синхронизированным наблюдением по ПАР к неточности задания сопротивления ответвленной подстанции $Z_{отп}$ (рис. 1): предлагаемого оптимизационного алгоритма [1, 2], по критерию равенства расчётных значений напряжений на ЛЭП (1) [4], по критерию резистивности повреждения (2) [4].

$$|\underline{U}_{fs} - \underline{U}_{fr}| \rightarrow 0, \quad (1)$$

где \underline{U}_{fs} – расчётное напряжение со стороны s , \underline{U}_{fr} – со стороны r .

$$Im(\underline{S}_f) = 0, Re(\underline{S}_f) > 0, \quad (2)$$

где \underline{S}_f – расчётная величина мощности, стекающей в место повреждения.

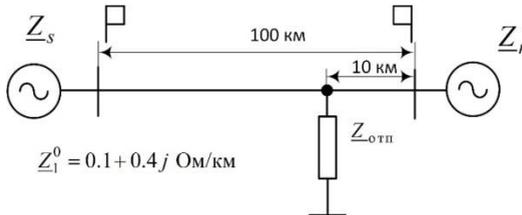


Рис. 1. Однолинейная схема замещения рассматриваемого объекта

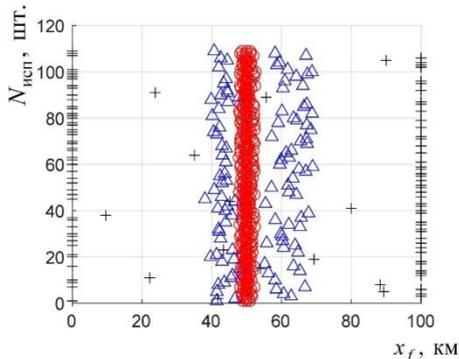


Рис. 2. Результаты оценки устойчивости алгоритмов ОМП к неточности задания сопротивления $Z_{отп}$: маркеры «о» – предлагаемый алгоритм ОМП; «Δ» – алгоритм по (1); «+» – алгоритм по (2)

Все возможные значения объектных параметров задаются в своих возможных пределах, причём сопротивление ответвительной подстанции в пределах, определяемых неравенствами (3):

$$100.0 \leq Z_{\text{отп}} \leq 5000.0 \text{ Ом}, \quad 60.0 \leq \angle(Z_{\text{отп}}) \leq 90.0^\circ. \quad (3)$$

С помощью имитационной модели (ИМО) со схемой по рис. 1 моделируется режим КЗ с произвольными значениями объектных параметров, но с фиксированным расстоянием до места повреждения $x_f = 50.0$ км. Полученные величины ПАР подаются на вход каждого из трёх испытываемых алгоритмов ОМП.

Проверяется работа каждого из алгоритмов в одинаковых условиях, причём для оптимизационного алгоритма [1,2] учитываются все возможные значения сопротивления $Z_{\text{отп}}$ согласно (3). В математических моделях алгоритмов по (2), (3) величина $Z_{\text{отп}}$ задаётся фиксированным значением из диапазона (3), не совпадающим с истинным значением $Z_{\text{отп}}$ в ИМО.

На рис. 2 представлены результаты испытаний для $N_{\text{исп}} = 109$ случайных режимов, в каждом из которых истинное расстояние до места КЗ составляет $x_f = 50.0$ км. По оси абсцисс откладывается расчётное значение расстояний до места повреждения для каждого из алгоритмов. Из рис. 2 видно, что отклонения результатов расчёта предлагаемого оптимизационного алгоритма от истинного значения $x_f = 50.0$ км на порядок меньше, чем у существующих алгоритмов. Это позволяет сделать вывод о том, что алгоритм чрезвычайно устойчив (робастен) к неточности задания сопротивления ответвительной подстанции $Z_{\text{отп}}$. Аналогично можно показать, что это свойство робастности проявляется при неточном задании любого параметра объекта, что следует считать наиболее важным преимуществом предлагаемого алгоритма.

Заключение

Для каждого момента времени математическая модель объекта любого алгоритма ОМП является недостоверной, в связи с чем наиважнейшим свойством ОМП является устойчивость (робастность) к неточности задания параметров модели объекта.

Исследования показывают, что устойчивость предлагаемого оптимизационного алгоритма ОМП на порядок выше устойчивости существующих решений.

ЛИТЕРАТУРА

1. И.С. Сорокин. Идентификация параметров модели объекта как точное решение задачи определения места повреждения линии электропередачи // Релейная защита и автоматика энергосистем: Тез. докл. – М., 2021. – С. 243.

2. Мартынов М.В. // Способ интервального определения места повреждения линии электропередачи / Патент РФ №2720949, Н02Н 3/40, БИ 2020, №14.

3. Абрамочкина Л.В. Повышение точности определения места повреждения воздушных линий электропередачи по параметрам предаварийного и аварийного режимов: дис. ... канд. техн. наук. - Томск, 2014. - Режим доступа: https://earchive.tpu.ru/bitstream/11683/6981/1/thesis_tpu-2014-40.pdf.

4. Воронов, П.И. Информационные аспекты защиты и локации повреждений электрической сети: дис. ... канд. техн. наук: 05.14.02: защищена 04.12.2015/ Воронов Павел Ильич. - Чебоксары, 2015. - 149 с.

Авторы:

Мартынов Михаил Владимирович, кандидат технических наук, технический директор, ООО «Массив Динамикс». E-mail: m.martynov@ntkpribor.ru.

Сорокин Игорь Сергеевич, коммерческий директор, ООО «НТК Приборэнерго». E-mail: i.sorokin@ntkpribor.ru.

Гаранин Сергей Геннадьевич, директор, ООО «НТК Приборэнерго». E-mail: s.garanin@ntkpribor.ru.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ИСПЫТАТЕЛЬНЫХ КОМПЛЕКСОВ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ВРЕМЕНИ ДО НАСЫЩЕНИЯ ТТ

А.В. Панащатенко, А.Р. Тычкин, к.т.н. А.А. Яблоков, к.т.н. М.А. Шамис, Ф.А. Иванов, Россия, г. Иваново, г. Чебоксары, ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина», ЗАО «ЭнЛАБ». e-mail: pan.anton_@mail.ru

Ключевые слова: трансформаторы тока, проектирование, время до насыщения, автоматические анализаторы.

Введение

Определение времени до насыщения трансформаторов тока (ТТ), требуемое при проектировании новых и реконструкции существующих электроэнергетических объектов, предполагает использование множества параметров ТТ. Традиционные способы определения необходимых характеристик трудоемки, поскольку предполагают использование различных испытательных схем и оборудования. В связи с этим рядом производителей испытательного оборудования были разработаны устройства-анализаторы (например, РСТ200 [1]), предназначение для автоматического исследования и тестирования ТТ. Использование таких устройств может не только упростить получение необходимых характеристик ТТ в процессе эксплуатации, но и обеспечить более точные результаты определения времени до насыщения ТТ, а также корректную работу подключенных к ТТ устройств РЗА.

Факторы, влияющие на погрешность определения времени до насыщения ТТ

Выполненные работы по определению времени до насыщения ТТ, эксплуатируемых на ряде электроэнергетических объектов, показали, что полученные значения в 65% случаев не соответствуют требуемым для корректной работы устройств релейной защиты и автоматики (РЗА) [2]. Замена ТТ на данных электроэнергетических объектах для выполнения требований нормативно-технической документации [3] потребует значительных денежных ресурсов. При этом погрешность определения време-

ни до насыщения ТТ зависит от различных факторов, среди которых необходимо выделить следующие:

1. Производитель ТТ может занижать коэффициент номинальной предельной кратности в паспортных данных.

2. Реальное значение максимально возможной величины остаточной намагниченности для разных типов ТТ может существенно отличаться от принимаемой в расчетах величины (86%) в соответствии с нормативно-технической документацией [4].

3. Характеристики ТТ в процессе эксплуатации (например, вольтамперная характеристика (ВАХ)) могут изменяться относительно паспортных значений.

Указанные факторы могут приводить к получению завышенных или заниженных значений времени до насыщения ТТ, и, соответственно, некорректной работе устройств РЗА или излишней замене ТТ при реконструкции электроэнергетических объектов. Эти и ряд других причин, связанных с необходимостью периодического определения характеристик ТТ при их эксплуатации, делает актуальным использование автоматических анализаторов, позволяющих определять реальные паспортные данные (в том числе ВАХ), реальную величину максимально возможной остаточной намагниченности и её текущее значение.

Исследование эффективности применения анализаторов характеристик ТТ

Эффективность применения анализаторов характеристик трансформаторов тока была исследована при выполнении работ по определению времени до насыщения ТТ на одном из электроэнергетических объектов Российской Федерации.

В ходе работы были определены актуальные характеристики нескольких ТТ одного типа (ТВТ-220) с совпадающими паспортными данными. В результате исследований установлено, что ТТ в основном отличаются по коэффициенту номинальной предельной кратности ($K_{ном}$), активному сопротивлению вторичной обмотки (R_2), ВАХ и коэффициенту максимальной остаточной намагниченности (K_r). Полученные данные были использованы для определения времени до насыщения этих ТТ (табл. 1) при одинаковых условиях их функционирования (токи короткого замыкания, нагрузка). Строки 1-16 соответствуют

результатам полученным для реальных характеристик ТТ одного типа, снятых при помощи анализатора (в том числе величина K_r , которая для всех ТТ оказалась меньше, чем 86%). Строка 17 соответствует расчетам, выполненным по паспортным «бумажным» данным с принятой по ГОСТ [4] величиной $K_r = 86\%$.

Таблица 1
Рассчитанные значения времени до насыщения ТТ

№	Время до насыщения, рассчитанное по паспортным данным (графоаналитический метод, ПХН), мс				Время до насыщения, рассчитанное по паспортным данным и ВАХ (графоаналитический метод, ПХН), мс			
	Однофазное КЗ		Трехфазное КЗ		Однофазное КЗ		Трехфазное КЗ	
	Без ОН	С ОН	Без ОН	С ОН	Без ОН	С ОН	Без ОН	С ОН
1	9.7	6.5	13.2	8	10.1	6.7	14.1	8.3
2	10.1	6.7	15.5	8.5	10.4	6.9	25.5	8.8
3	9.6	6.4	14.4	8.3	10	6.7	16.9	8.7
4	10.1	6.4	15	8	10.5	6.6	25.2	8.3
5	10.1	6.4	25.1	8.2	10.5	6.6	25.9	8.5
6	10.2	6.8	14.2	8.4	10.5	7	15.4	8.6
7	10.1	7.4	16	9.6	10.5	7.6	25.7	9.9
8	11	6	25.7	7.3	11.5	6.1	26.5	7.5
9	10.4	5.7	16.3	7.1	10.9	5.9	26	7.4
10	10.1	5.6	14.4	6.9	10.6	5.8	25	7.1
11	10.7	6.9	17.1	8.6	11.2	7.1	25.9	8.8
12	10.3	6.7	15.6	8.4	10.8	7	25.9	8.8
13	9.8	6.5	13.3	7.9	10.3	6.7	14.6	8.3
14	9.8	6.2	13	7.5	10.3	6.4	14.2	7.8
15	10	6.3	14.4	7.8	10.4	6.4	15.9	8
16	9.8	6.2	13.8	7.7	10.1	6.3	14.7	7.9
17 (паспорт)	11	3.4	25.7	4.1	10.7	3.3	17.1	4

Сравнительный анализ времени до насыщения ТТ, полученного при использовании актуальных и паспортных характеристик ТТ (табл. 2) показывает, что разница расчетов может быть существенна и повлиять на итоговый результат сравнения с требуемым УРЗА временем корректной трансформации тока. При этом наибольшее влияние оказывает разница в величине коэффициента максимальной остаточной намагниченности.

Таблица 2

Сравнение результатов, полученных по «бумажным» паспортным данным и результатов, полученных с использованием анализатора

Вид расчета		Максимальная раз- ница при расчете по ПД		Максимальная раз- ница при расчете по ПД и ВАХ	
		Абс., мс.	Отн., %	Абс., мс.	Отн., %
Однофазное КЗ	Без ОН	1.4	12.7	-0.8	-7.5
	С ОН	-4.1	-120.6	-4.3	-130.3
Трехфазное КЗ	Без ОН	12.7	49.4	-9.4	-54.9
	С ОН	-5.5	-134.2	-5.9	-147.5

Заключение

Реальные характеристики однотипных ТТ могут существенно отличаться между собой и изменяться в процессе эксплуатации. Реальная величина коэффициента максимальной остаточной намагниченности может быть существенно ниже 86%. Данные обстоятельства могут оказать существенное влияние на результаты расчетов времени до насыщения ТТ, как в положительном, так и в отрицательном ключе. Определение реальных характеристик ТТ с использованием специальных анализаторов РСТ200 позволяет получать наиболее достоверные результаты расчетов времени до насыщения ТТ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Сайт ЗАО «ЭнЛАБ». Раздел приборов для проверки устройств РЗА, ТТ и ТН. Режим доступа: <https://ennlab.ru/products/pct200/> (Дата обращения: 13.03.2024).

2. Яблоков А.А. Анализ результатов исследований времени до насыщения магнитопроводов трансформаторов тока электроэнергети-

ческих объектов / А.А. Яблоков, А.В. Панащатенко, Н.А. Родин, А.С. Лифшиц // Релейная защита и автоматизация. – 2023. – № 2 (51).

3. Постановление Правительства от 13.08.2018 г. № 937 «Об утверждении правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации».

4. ГОСТ Р 58669-2019. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита. Трансформаторы тока измерительные индуктивные с замкнутым магнитопроводом для защиты. Методические указания по определению времени до насыщения при коротких замыканиях. – М.: Стандартинформ, 2020. – 58 с.

ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ЦИФРОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА ДЛЯ ЦЕЛЕЙ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

Р.С. Плакидин, Д.Н. Ульянов, Россия, г. Архангельск, ООО «Инженерный центр «Энергосервис»

А.В. Мокеев, Россия, г. Архангельск, Северный (Арктический) федеральный университет

***Ключевые слова:** Цифровые трансформаторы тока, цифровой выход, АЧХ, ФЧХ, расширение класса точности по частоте, полоса пропускания, антиалиасинговый фильтр.*

Введение

При проектировании и построении системы релейной защиты и автоматики (РЗА) на современных высокоавтоматизированных подстанциях (ВАПС) могут быть использованы измерительные трансформаторы с цифровым выходом.

В июне 2023 года вышла вторая редакция ИЕС 61869-1 ED2 [1], которая объединила в себе требования стандартов 61869-1:2007 и 61869-6:2016. В стандарте уточнены и расширены требования к частотным характеристикам (АЧХ, ФЧХ) трансформаторов. В том числе приведена частотная маска, классы точности дополнены требованиями к высшим гармоникам, добавлена возможность корректировки результатов измерений с учетом частотных характеристик. Указанные характеристики влияют на

выбор измерительных трансформаторов тока с цифровым выходом для целей релейной защиты.

Требования к частотным характеристикам

Трансформаторы тока малой мощности имеют более широкий спектр применения, чем традиционные электромагнитные трансформаторы тока. Трансформаторы тока малой мощности (такие как оптические трансформаторы тока или катушки Роговского) имеют линейные характеристики и не насыщаются. Их можно применять при аварийных режимах, связанных с большими токами и высокой апериодической составляющей.

Защиты с применением маломощных трансформаторов тока могут быть основаны на использовании низкой частоты среза. Апериодическая составляющая может быть отфильтрована, когда как периодический компонент будет преобразован достаточно точно.

Из-за наличия в сети различных нелинейных нагрузок (оборудования железных дорог, ветренных и солнечных станций) могут возникать различные гармоники. Количество и состав гармоник зависит от конфигурации сети и уровня напряжения. Гармоники представляют интерес как для целей измерения (учёт, контроль качества электроэнергии) так и для целей защиты.

Для унификации нормирования частотных характеристик стандартом [1] предусмотрен ряд требований: обозначение расширенных классов точности для работы на высоких частотах, соблюдение определенной частотной маски, возможность корректировки измерительного сигнала.

Чтобы дать краткое представление о характеристиках измерительных трансформаторов с точки зрения реакции на наличие гармоник, можно использовать дополнительное обозначение расширения класса точности:

- WB0 до 13-й гармоники;
- WB1 для частот до 3 кГц;
- WB2 для частот до 20 кГц;
- WB3 для частот до 150 кГц;
- WB4 для частот до 500 кГц.

Обозначение расширения класса точности для гармоник (для широкой полосы пропускания) указывается совместно с

классом точности трансформатора. Например, класс точности 0,5S-WB2 или 5P-WB1.

Для всех маломощных измерительных трансформаторов (LPIT) и устройств сопряжения с шиной процесса (SAMU) должно соблюдаться требования расширенного класса точности WB0, а расширения WB1 – WB4 являются опциональными. Для других типов измерительных трансформаторов все расширения являются опциональными. Требования точности для расширения WB0 приведены в таблице 7 из стандарта [1]).

Согласно ГОСТ 32144-2013 (EN 50160) и ГОСТ 30804.4.7-2013 (IEC 61000-4-7) для целей контроля качества необходимо измерять гармоники до 40-го (в некоторых случаях до 50-го) порядка. Пределы точности для расширений WB1 – WB4 измерительных трансформаторов приведены в таблице 8 из стандарта [1]).

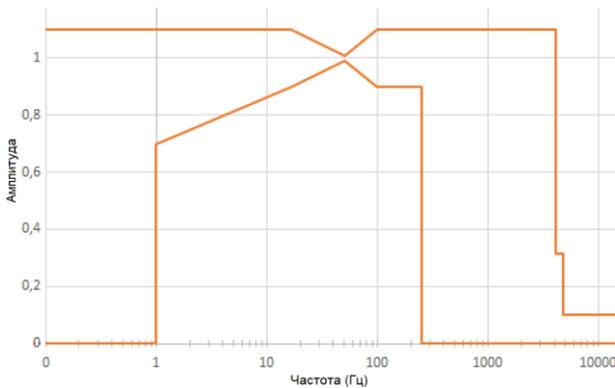
Следует отметить, что расширение классов точности WB2 – WB4 несовместимы с цифровыми сигналами, предназначенными для целей защиты, предусмотренными в стандарте IEC 61869-9 [2] из-за низкой частоты дискретизации (4800 Гц).

Для всех защитных классов точности требования к гармоникам таблицы 9 являются обязательными, а требования к гармоникам таблицы 8 – опциональными. Частота 16,7 Гц требуется для работы с воздействиями, исходящими от оборудования железнодорожной сети.

Цифровая обработка данных и дискретизация по времени ограничивает полосу пропускания менее чем половиной частоты дискретизации f_s (критерий Найквиста). Если в процессе обработки сигнала используются разные частоты дискретизации, то ограничивающим фактором является наименьшая частота из них. Для измерительных трансформаторов с цифровым выходом самой низкой частотой как правило является частота дискретизации выходного сигнала (4800 Гц для целей защиты). Частоты выше $f_s / 2$ зеркально отображаются на частотах ниже $f_s / 2$. С точки зрения точности наиболее критическими частотами являются частоты, кратные частоте сети f_r . Необходимо использовать так называемый антиалиасинговый фильтр. Минимальные требования к затуханию указаны в таблице 10 стандарта [1].

Совокупность обязательных требований указанных выше составляют частотную маску, которой должны соответствовать измерительные трансформаторы. Например, на рисунке показана частотная маска с учетом требований стандарта для LPIT с цифровым выходом класса точности 5P, $f_r = 50$ Гц, $f_s = 4800$ Гц.

Стандарт требует соблюдения указанных частотных характеристик измерительных трансформаторов. И рекомендует производителям измерительных трансформаторов приводить в документации график частотной характеристики (АЧХ и ФЧХ), который может быть получен как экспериментально, так и моделированием.



Частотная маска для защитного класса точности защиты 5P

Корректировка частотной характеристики

Стандарт предусматривает возможность корректировки частотных характеристик в устройстве (измерительном устройстве, термине защиты). В стандарте IEC 61850-7-4 представлен механизм, который позволяет использовать коэффициенты компенсации частотной характеристики измерительного трансформатора с помощью параметра «CorCgv», содержащейся в описании измерительных трансформаторов (TCTR и TVTR). Поправочные коэффициенты предоставляются в виде набора точек, так называемого «настройки формы кривой» (CSG).

Производителям устройств с цифровыми интерфейсами рекомендуется предоставлять данные коэффициенты коррекции

частотной характеристики. Если производитель указывает поправочные коэффициенты для частотной характеристики, то должен также заявить точность по гармоникам с учетом коррекции.

Заключение

Необходимо обращать внимание на заявленные производителями трансформаторов АЧХ и ФЧХ. Без информации о действительных частотных характеристиках невозможна правильная работа некоторых видов защит.

Для маломощных измерительных трансформаторов и трансформаторов с цифровым выходом требуется соблюдение определенной маски АЧХ и ФЧХ.

Стандарт [1] требует соблюдать частотные характеристики, рекомендует приводить фактическую характеристику в документации, предлагает механизм по корректировке частотных характеристик измерительных трансформаторов в терминале защиты.

ЛИТЕРАТУРА

1. IEC 61869-1:2023 ED2. Instrument transformers - Part 1: General requirements, 2023
2. IEC 61869-9:2016. Instrument transformers - Part 9: Digital interface for instrument transformers, 2016
3. IEC 61850-7-4:2010/AMD1:2020 ED2.1. Communication networks and systems for power utility automation - Part 7-4: Basic communication structure - Compatible logical node classes and data object classes, 2023

Авторы:

Плакидин Роман Сергеевич, ведущий инженер по метрологии, ООО «Инженерный Центр «Энергосервис». E-mail: rplakidin@ens.ru.

Дмитрий Николаевич Ульянов, заместитель генерального директора, ООО «Инженерный центр «Энергосервис».

Алексей Владимирович Мокеев, доктор технических наук, профессор кафедры электроэнергетики и электротехники Северного (Арктического) федерального университета, заместитель генерального директора ООО «Инженерный центр «Энергосервис».

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТРЕБУЕМОГО ВРЕМЕНИ ТОЧНОЙ ТРАНСФОРМАЦИИ ТОКА ДЛЯ КОРРЕКТНОЙ РАБОТЫ ДЗТ

А.В. Панащатенко, А.А. Яблоков, С.Е. Бобров, И.А. Галанин, А.Р. Тычкин, Россия, г. Иваново, ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина», АО «РАДИУС Автоматика»

Ключевые слова: релейная защита, время до насыщения трансформаторов тока, методика тестирования.

Введение

Современная нормативно-техническая документация (НТД) [1, 2] требует координации времени до насыщения электромагнитных трансформаторов тока (ТТ) и времени точной трансформации тока, необходимого для корректной работы подключенных устройств релейной защиты и автоматики (УРЗА). Способы расчета времени до насыщения ТТ описаны в НТД и статьях различных авторов, однако, методики определения требуемого времени точной трансформации тока для корректной работы УРЗА практически не представлены в научно-технической литературе. Таким образом актуальной задачей является разработка и описание методик для определения требуемого УРЗА времени точной трансформации тока.

Разработка методики для определения требуемого урза времени точного преобразования тока

Методика определения требуемого времени точной трансформации тока была разработана для УРЗА "Сириус-Т4-01" (ДЗТ) производства АО «РАДИУС Автоматика».

Определение требуемого УРЗА времени точной трансформации тока выполнялось в два этапа:

1. Выполнение комплекса исследований на имитационной модели электроэнергетического объекта и терминала УРЗА в программном продукте MATLAB (с использованием приложения Simulink).

2. Подтверждение полученных на имитационной модели результатов путём воспроизведения отобранных осциллограмм

токов на УРЗА и контроля ожидаемого поведения проверяемой функции.

Имитационная модель электроэнергетического объекта в приложении Simulink включала модели энергосистемы, силового трансформатора, нагрузки и трансформаторов тока. Проверка адекватности элементов имитационной модели выполнялась на основе экспериментальных данных и путём сверки с паспортными данными результатов опытов ХХ и КЗ (для модели силового трансформатора) [3].

Данные по требуемому УРЗА времени точного преобразования тока определялись с использованием следующих типов имитационных моделей ТТ:

- модель с обнулением тока в заданный момент времени (использование такой модели определяет предельно жесткий случай для функционирования защиты);

- модель, основанная на прямоугольной характеристике намагничивания (ПХН) (использование данной модели обусловлено тем, что проектировщик при выполнении расчетов времени до насыщения ТТ в соответствии с НТД [1] использует формулы, выведенные при аппроксимации кривой намагничивания методом ПХН);

- модель, основанная на полной характеристике намагничивания (результаты, полученные с использованием данной модели максимально приближены к реальному функционированию защиты).

Параметры последних двух моделей ТТ подбирались таким образом, чтобы при заданном уровне установившегося тока, протекающего через ТТ в режиме КЗ (дифференциального тока в защите), он находился на границе симметричного насыщения, что позволяло получать различные случаи асимметричного насыщения ТТ (как по времени так и по форме тока) при варьировании параметров, оказывающих влияние на время до насыщения ТТ.

Различные значения времени до насыщения ТТ и формы искаженного тока создавались путем варьирования постоянной времени апериодической составляющей тока КЗ, сопротивления нагрузки ТТ, значения остаточной намагниченности ТТ и

начальной фазы периодической составляющей тока КЗ в широких диапазонах с небольшим шагом изменения (более 2500 различных сочетаний). Существенное количество сочетаний различных факторов, влияющих на время до насыщения ТТ, позволяет смоделировать группы случаев с одним временем до насыщения ТТ и различной формой искаженного тока. Данные эксперименты повторяются при разных значениях отношения установившегося значения тока КЗ к принятой в УРЗА уставке, что позволяет оценить работу устройства при различных значениях этого соотношения [4].

Варьирование указанных факторов, расчет имитационной модели, определение времени до насыщения ТТ и требуемого времени точного преобразования тока выполняется в автоматическом режиме при помощи скрипта, написанном на языке MATLAB. В связи с высокой вычислительной сложностью и объемом проводимых экспериментов использовались специальные инструменты для выполнения параллельных расчетов на нескольких ядрах процессора и несколько персональных компьютеров.

Заключение

Проведение описанного выше комплекса испытаний позволило получить требуемое УРЗА время точного преобразования тока для различных соотношений установившегося тока КЗ к значению уставки. Следует отметить, что данные исследования также являются полезными с точки зрения анализа работы проверяемой функции УРЗА в переходных режимах сопровождающихся насыщением ТТ и позволяют усовершенствовать алгоритмы её функционирования. Дальнейшее направление исследований заключается в проведении испытаний других алгоритмов защит, выпускаемых АО «РАДИУС Автоматика».

ЛИТЕРАТУРА

1. ГОСТ Р 58669-2019. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита. Трансформаторы тока измерительные индуктивные с замкнутым магнитопроводом для защиты. Методические указания по определению времени до насыщения при коротких замыканиях. – М.: Стандартинформ, 2020. – 58 с.

2. Постановление Правительства от 13.08.2018 г. № 937 «Об утверждении правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации».

3. Новаш, И. В. Расчет параметров модели трехфазного трансформатора из библиотеки MatLab-Simulink с учетом насыщения магнитопровода / И. В. Новаш, Ю. В. Румянцев // Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. – 2015. – № 1. – С. 12-24. – EDN TQSVSH.

4. Минимально необходимое время достоверного измерения тока устройствами релейной защиты в переходных процессах коротких замыканий / А. А. Дегтярев, С. Л. Кужеков, Н. А. Дони, А. А. Шурупов // Электрические станции. – 2023. – № 4(1101). – С. 48-57. – DOI 10.34831/EP.2023.1101.4.008. – EDN MJCSUA.

Авторы:

Бобров Сергей Евгеньевич, кандидат технических наук, руководитель обособленного подразделения в г. Иваново, АО «РАДИУС Автоматика». E-mail: bobrov@rza.ru.

Галанин Иван Александрович, аспирант ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина», инженер II категории АО «РАДИУС Автоматика». E-mail: galanin@rza.ru.

Панащатенко Антон Витальевич, аспирант ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина». E-mail: pan.anton_@mail.ru.

Тычкин Андрей Романович, магистрант ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина». E-mail: tychkin.a@bk.ru.

Яблоков Андрей Анатольевич, кандидат технических наук, доцент кафедры автоматического управления электроэнергетическими системами ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина». E-mail: andrewyablokov@yandex.ru.

**ЦИФРОВОЙ КОНТУР РЕЗЕРВНЫХ ЗАЩИТ ПС
РАДИЩЕВО – ОПЫТ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И
МОДЕРНИЗАЦИИ ПС БЕЗ ВЫВОДА ИЗ РАБОТЫ.
ПРИМЕНЕНИЕ КОМБИНИРОВАННЫХ СИСТЕМ РЗА:
РАСПРЕДЕЛЕННОЙ И ЦЕНТРАЛИЗОВАННОЙ**

Р.В. Коллэ, Россия, г.Чебоксары, АО «ЧЭАЗ», e-mail:
r.kolle@cheaz.ru

Ключевые слова: контроллер, релейная защита, ЦПС, импорто-замещение, АСУ ТП.

Введение

1. Инновационные решения АО«ЧЭАЗ» вошли в состав Национального проекта «Цифровая подстанция», принятого 20.12.2016г. на коллегии министерства энергетики РФ.

2. Приказ ПАО «ФСК ЕЭС» от 18.12.2017 №525 (в редакции приказа от 25.06.2019 № 192) «О реализации программы инновационного развития и внедрения инновационной техники и технологий».

3. Протокол Заседания Технического совета от 26.08.2018 № ЗТС/2018 по вопросу «Технические решения для цифровой подстанции».

4. Предложение АО «ЧЭАЗ» принято и предоставлена возможность выполнить инновационный проект «Реконструкция ПС 220 кВ Радищево. Создание контура цифровых резервных защит напряжения 110кВ».

ПС Радищево

ПС 220/110/35/10/6 кВ Радищево введена в эксплуатацию в 1965 году.

Адрес: ПС 220 кВ Радищево, Московская область, Солнечногорский район, с. Вертлино.

Состав:

ОРУ 220 кВ выполнено на основе типовой схемы №220-14 «Две рабочие секционированные выключателями и обходная системы шин с двумя обходными и двумя шиносоединительными выключателями» без обходной системы шин нетиповая схема);

ОРУ 110 кВ выполнено по типовой схеме №110-13Н «Две рабочие и обходная системы шин»;

ОРУ 35 кВ выполнено по схеме № 35-13 «Две рабочие системы шин»;

ЗРУ 10 кВ выполнено по схеме №10-2 «Две, секционированные выключателями, системы шин»;

КРУ 6 кВ выполнено по схеме №6-1 «Одна, секционированная выключателем, система шин». Однолинейная схема представлена на рис. 1.

Проектные решения поэтапной модернизации действующих ПС

1. Проложить ВОЛС и оперативное питание на ОРУ;
2. Установить выносные блоки волоконно-оптических измерительных преобразователей (ВОИП) с поддержкой синхронных протоколов на выключатели, трансформаторы тока и напряжения;
3. Установить блоки сопряжения к существующей релейной защите (микропроцессорная или электромеханическая) или дополнительные блоки РЗА с поддержкой синхронных протоколов как резервный контур;
4. Ввести в работу выносные блоки на трансформаторах напряжения 1 и 2 секции;
5. Ввести в работу резервный контур РЗА или существующие блоки РЗА переключить к блокам сопряжения;
6. Установить систему синхронизации времени и оборудование связи с поддержкой РТР и PRP;
7. Заменить терминалы защиты на цифровые с поддержкой протоколов МЭК61850;
8. Перевести выносные блоки ВОИП на передачу SV-поток и GOOSE-сообщений;
9. Заменить электромагнитные трансформаторы на цифровые и включить выносные блоки в систему резервного контура защиты.

План прокладки ВОЛС

План прокладки ВОЛС представлен на рис. 2.

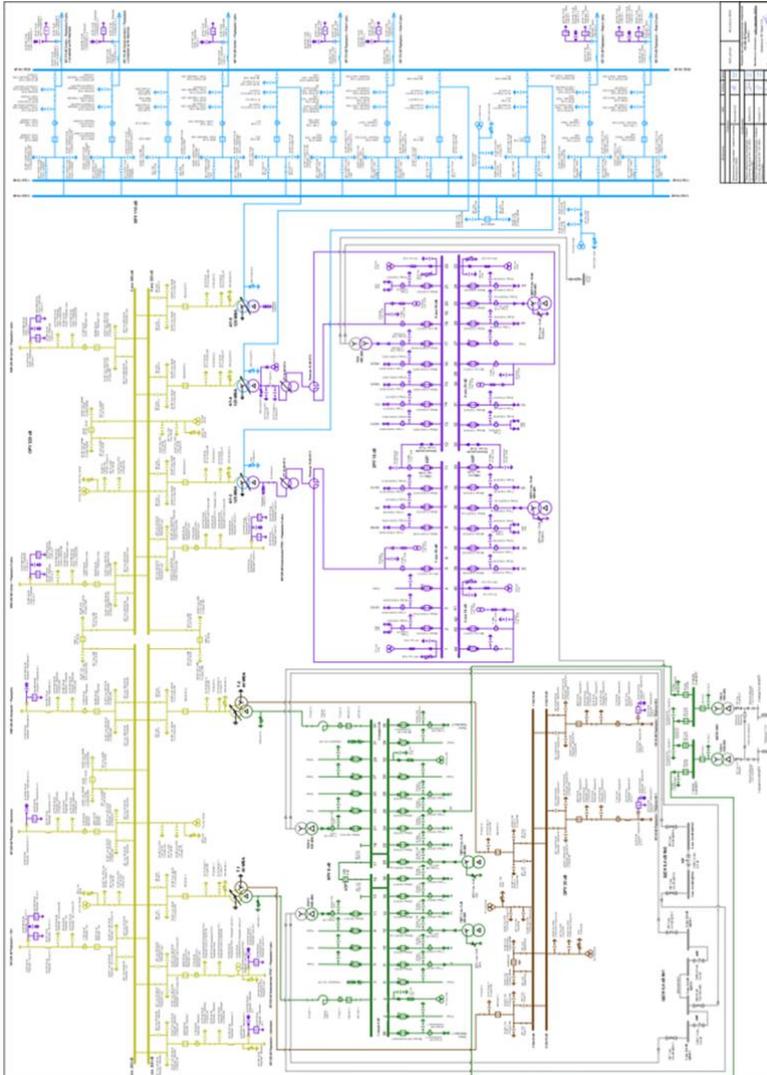


Рис. 1. Однолинейная схема ПС Радищево

Выносной блок БВ.ТТ/ТН-01

Выносной блок БВ.ТТ/ТН-01 представлен на рис. 3.

Выносной блок БВ.УС-01

Выносной блок БВ.УС-01 представлен на рис. 4.



Рис. 3. Выносной блок
БВ.ТТ/ТН-01



Рис. 4. Выносной блок
БВ.УС-01

Платы централизованного блока РТ РЗА

Платы Централизованного блока РТ РЗА рис. 5.

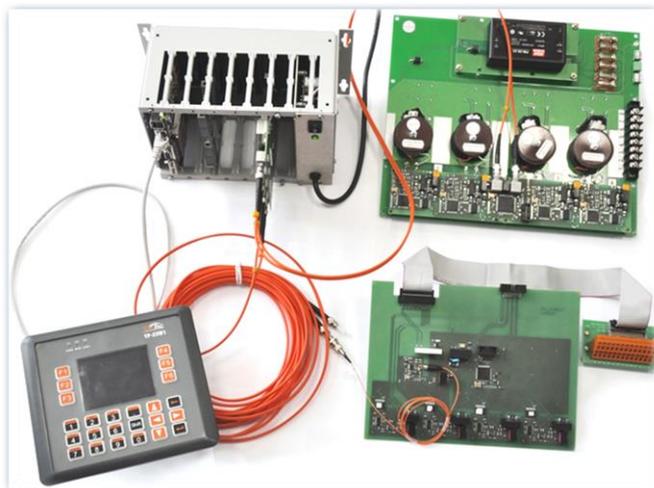


Рис. 5. Платы Централизованного блока РТ РЗА

Блоки активного оптического сплитера и оптического коммутатора

Блоки активного оптического сплитера и оптического коммутатора рис. 5.



Рис. 6. Блоки активного оптического сплитера и оптического коммутатора

Опытно-промышленная эксплуатация

Специалисты АО «ЧЭАЗ» в ноябре 2020 года ввели в опытно-промышленную эксплуатацию контур цифровых резервных защит на ПС Радищево.

Состав контура цифровых защит:

- шкафы преобразователей ПАС и ПДС установлены на 7 отходящих линий;
- специализированные оптико-волоконные шины процесса и станции;
- шкафы цифровой защиты распределенные и централизованные;
- источники гарантированного питания.

Выносные блоки измерения тока и напряжения установлены на существующие несущие конструкции в непосредственной близости к клеммным шкафам ТТ и ТН рис. 7 и 8 соответственно.



Рис. 7. Выносной блок БВ.ТН-01 на ОРУ ПС Радищево



Рис. 8. Выносной блок БВ.ТТ-01 на ОРУ ПС Радищево



Рис. 9. Выносной блок БВ.УС-01 на ОРУ ПС Радищево



Рис. 10. Шкаф кроссовый на ОРУ ПС Радищево

Выносные блоки дискретных сигналов разместили в непосредственной близости к силовому выключателю рис. 9.

В начале и в конце ОРУ 110 кВ установили шкафы кроссов и распределения оперативного питания выносных блоков рис. 10. Новые оптические и медные линии проложили в существующие лодки. Несмотря на то, что они были достаточно забиты, применение комбинированных кабельных сборок медных и оптических жил позволило сократить количество прокладываемой кабельной продукции на порядок.

Соединение выносных блоков с цифровыми терминалами РЗА по топологии «точка – точка» позволило полностью отказаться от дорогостоящих коммутаторов и применить устройства собственной разработки – оптический коммутатор (мультиплексор) рис. 11.

Программное обеспечение верхнего уровня собственной разработки объединяет в себе инструменты наладки, настройки и штатной эксплуатации всего контура цифровых резервных защит рис. 12.



Рис. 11. Шкаф связи с оптическим коммутатором в ОПУ ПС Радищево



Рис. 12. Шкаф АСУ в ОПУ ПС Радищево

За время ОПЭ произошло 2 КЗ на отходящих ВЛ 110 кВ.
 25.05.2022 в 12:25 отключение ВЛ 110 кВ Радищево-Ямуга 2 цепь (рис. 12).

1. Повреждение произошло по фазам А и В, сформировав аварийный режим междуфазного короткого замыкания;

2. Устройством зафиксирована осциллограмма общей длительностью 2 секунды. Из них 0,101 секунд протекание аварийного режима междуфазного повреждения фаз А и В;

3. Устройство сформировало сигнал отключения от по превышению первой ступени дистанционной защиты ДЗ1 (0,1 се-

кунд выдержки) Line1_DZ и максимальной токовой защиты МТЗ (0 секунд выдержки) (Lin1_DZ и Line1_MTZ);

4. Был сформирован сигнал отключения выключателя линии 1 Ямуга2 OFF_EMO1_Line1 и OFF_EMO2_Line1.

5. Из осциллограммы видно, что процесс КЗ затронул и остальные линии, но уставки срабатывания на остальных линиях достигнуты не были.

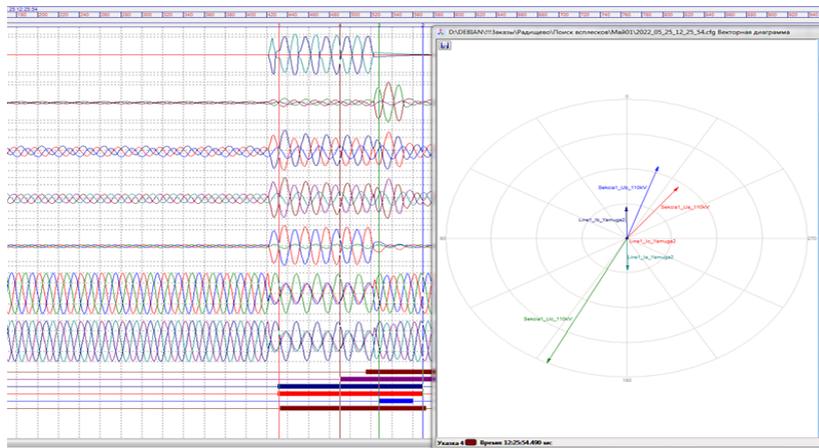


Рис. 12. Осциллограмма от 25.05.2022 в 12:25

26.09.2022 в 18:49 отключение ВЛ 110 кВ Радищево-Ямуга 1 цепь (рис. 13)

1. Повреждение произошло по фазе С, сформировав аварийный сигнал отключения;

2. Устройством зафиксирована осциллограмма общей длительностью 2 секунды. Из них 87 мс протекание аварийного режима повреждения фазы С;

3. Устройство сформировало сигнал отключения от по превышению первой ступени ТНЗНП Line2_TNZNP.

4. Был сформирован сигнал отключения выключателя линии 2 Ямуга1 OFF_EMO1_Line2 и OFF_EMO2_Line2.

5. Из осциллограммы видно, что процесс КЗ затронул и остальные линии, но уставки срабатывания на остальных линиях достигнуты не были.

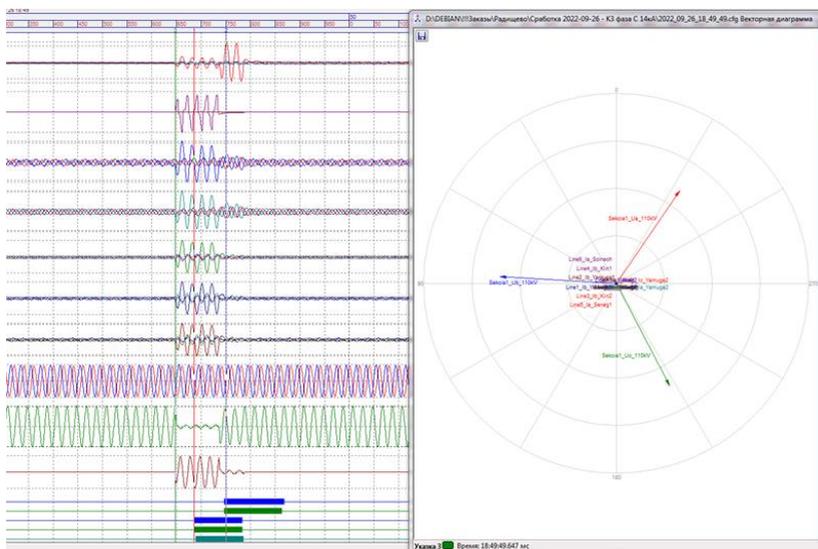


Рис. 13. Осциллограмма от 26.09.2022 в 18:49

Заключение

1. В настоящее время в терминале Централизованной защиты (ЦЗ) используется функции КСЗ для 7 ВЛ 110 кВ отходящих от ПС 220 кВ Радищево. Сбоев, перегрузок и других неисправностей для централизованной защиты зафиксировано не было. Опытно-промышленная эксплуатация завершена (рис. 14).

2. Цифровой контур РЗА АО «ЧЭАЗ» - РКЦЗ-110 введен в работу в полном объеме, прошел опытно-промышленную эксплуатацию.

3. Оборудование РКЦЗ-110 кВ успешно прошло ОПЭ и рекомендуется к дальнейшей эксплуатации на объектах ПАО «Россети».

4. Оборудование РКЦЗ-110 кВ может быть рекомендовано для включения в «Реестр инновационных решений ПАО «Россети»».



Рис. 14. Технический акт окончание ОПЭ ПС Радищево

СОДЕРЖАНИЕ

КРУГЛЫЙ СТОЛ ВОПРОСЫ ПОДГОТОВКИ ВЫСОКОКВАЛИФИЦИРОВАННЫХ КАДРОВ ДЛЯ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ЭНЕРГЕТИКИ, ПОВЫШЕНИЕ КВАЛИФИКАЦИИ ПЕРСОНАЛА	3
<i>И.Б. Булычева, Россия, г. Чебоксары, ЧОУ ДПО «ИПК РЗА» 10 лет ЧОУ ДПО «ИПК РЗА»</i>	3
<i>Е.А. Васильева, В.А. Ефремов, Россия, г. Чебоксары, НОЧУ ДПО «УЦ «Релематика», ООО «Релематика», ЧувГУ им. И.Н. Ульянова Повышение квалификации персонала в учебном центре «Релематика»</i>	8
<i>В.В. Шинкин, Россия, г. Самара, ООО «Радиус IT» Цифровая образовательная платформа для обучения персонала, обслуживающего энергетические объекты</i>	12
<i>Д.П. Никоноров, Россия, г. Чебоксары, начальник учебного отдела ООО «ИНБРЭС» Проведение обучения в условиях реализации программы импортозамещения</i>	15
<i>А.А. Волошин, А.А. Лебедев, Е.А. Волошин, А.К. Рыжков, М.С. Малютин, Россия, г. Москва, ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» М.А. Шамис, Россия, г. Чебоксары, ЗАО «ЭнЛАБ» О применении программно-аппаратного комплекса ЦДЭС при подготовке кадров для современной электроэнергетики</i>	18
<i>В.В. Никитин, К.В. Бабырь, Россия, г. Санкт-Петербург, ООО «Академия КЭТ» Особенности подготовки специалистов по эксплуатации и техническому обслуживанию цифровых (высокоавтоматизированных) подстанций</i>	21
<i>Р.Р. Давлетшин, Россия, г. Заинск, ЧОУ ДПО «Центр работ под напряжением» Э.Ф. Хакимянов, М.Н. Симонова, Россия, г. Казань, ООО ИЦ «ЭнергоРазвитие» Формирование цифровых компетенций специалистов электросетевых компаний на базе учебно-тренировочного полигона ЧОУ ДПО «Центр работ под напряжением»</i>	24

*П.В. Капитанова, Г.Д. Баранов, А.В. Золотарев,
П.В. Терентьева, Россия, г. Санкт-Петербург, Университет
ИТМО, Физический факультет*
Бесконтактная зарядка электрических транспортных средств 28

**РЗА И АСУ ТП В УСЛОВИЯХ САНКЦИОННЫХ
ОГРАНИЧЕНИЙ** 29

*М.В. Михайлов, Е.Ю. Добронравов, Э.А. Кушиников, Россия,
г. Чебоксары, ООО «Релематика»*
Преимущества и особенности реализации защиты с
блокирующей логикой по ВОЛС для многоконцевых линий 29

*К.С. Алёшин, А.А. Сёмушкин, Россия, г. Иваново,
АО «РАДИУС-Автоматика»*
Усовершенствованная чувствительная защита ротора от
замыканий на землю на основе наложения прямоугольных
импульсов низкой частоты 33

Е.А. Николаев, Россия, г. Чебоксары, ООО «НПП Бреслер»
Опыт серийного применения санкционно-устойчивых
комплектуемых 39

Р.В. Коллэ, Россия, г. Чебоксары, АО «ЧЭАЗ»
Комплекс АПК-2024 АО «ЧЭАЗ» – универсальный инструмент
построения распределенных и централизованных систем
АСУ ТП и РЗА электроподстанций 44

*В.С. Смирнов, Россия, г. Санкт-Петербург,
ООО «НТЦ «Механотроника»*
Разработка и производство устройств РЗА на доступной
компонентной базе 52

*В.И. Нагай, А.В. Украинцев, С.В. Сарры, Россия,
г. Новочеркасск, ЮРГПУ(НПИ) имени М.И. Платова
И.В. Нагай, Россия, г. Новочеркасск,
ЮРГПУ(НПИ) имени М.И. Платова, НПП «РЕЛДОН»
В.В. Нагай, Россия, г. Новочеркасск, НПП «РЕЛДОН»
Н.А. Дони, А.А. Шурупов, Россия, г. Чебоксары, НПП «ЭКРА»*
Учет режимов ВЭС и СЭС при построении релейной защиты
воздушных линий 110-220 кВ..... 53

*В.А. Ефремов, А.В. Ефремов, М.Ю. Петрушков, С.Ю. Смирнов,
Россия, г. Чебоксары, ООО «Релематика», ЧувГУ им. Ульянова*
Релейная защита на объектах с возобновляемыми источниками
энергии. Текущее состояние 59

<i>В.Ф. Лачугин, А.Н. Подшивалин, Г.Н. Исмуков, А.П. Львов, Россия, АО «НТЦ ФСК ЕЭС» (Москва), ООО «Релематика» (Чебоксары), Филиал ПАО «Россети» – МЭС Востока (Хабаровск)</i>	
Опыт эксплуатации системы волнового ОМП на линии электропередачи 220 кВ Томмот-Майя	70
<i>К.С. Алёшин, А.А. Сёмушкин, Россия, г. Иваново, АО «РАДИУС-Автоматика»</i>	
<i>Т.Ю. Шадрикова, В.А. Шуин, Россия, г. Иваново, ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»</i>	
Принципы выполнения централизованной защиты от замыканий на землю в кабельных сетях 6-10 кВ	73
<i>В.И. Нагай, А.В. Украинцев, Б.Е. Дынькин, П.С. Киреев, С.В. Сарры, И.В. Троценко, Россия, г. Новочеркасск, ЮРГПУ(НПИ) имени М.И. Платова</i>	
<i>В.В. Нагай, Россия, г. Новочеркасск, НПП «РЕЛДОН»</i>	
<i>И.В. Нагай, Россия, г. Новочеркасск, ЮРГПУ(НПИ) имени М.И. Платова, НПП «РЕЛДОН»</i>	
<i>Н.А. Дони, А.А. Шурупов, Россия, г. Чебоксары, НПП «ЭКРА»</i>	
Повышение эффективности релейной защиты ВЛ 110-220 кВ от режимов продольно-поперечной несимметрии при наличии несимметричной нагрузки	79
<i>А.Г. Салмин, В.А. Иванов, Россия, г. Чебоксары, АО «ЧЭАЗ»</i>	
Повышение устойчивости функционирования дифференциальной защиты силового трансформатора в устройствах серии БЭМП РУ	86
<i>В.А. Ефремов, А.В. Ефремов, Н.В. Подшивалин, Россия, г. Чебоксары, ООО «Релематика», ЧГУ им. И.Н. Ульянова</i>	
Проблемы расчёта параметров нулевой последовательности для линий электропередачи и методы их решения.....	90
<i>М.В. Двойненков, Россия, г. Иваново, АО «РАДИУС Автоматика», ФГБОУ ВО «ИГЭУ имени В.И. Ленина»</i>	
<i>В.А. Шуин, А.С. Сиротина, Россия, г. Иваново, ФГБОУ ВО «ИГЭУ имени В.И. Ленина»</i>	
Исследование режимов самозапуска электродвигателей нагрузки ЛЭП 110-220 кВ с односторонним питанием.....	97

<i>А.В. Булычев, Е.А. Николаев, г. Чебоксары, ООО «НПП Бреслер»</i> <i>М.А. Грибков, Москва, ПАО «Россети Московский регион»</i> Новые схемы релейной защиты в сетях 6-20 кВ на основе цифровых датчиков тока	102
<i>Е.В. Архипов, С.А. Васильева, Россия, г. Чебоксары, АО «ЧЭАЗ»</i> Вопросы соответствия оборудования РЗА требованиям ГОСТ и СТО	110
<i>Р.Г. Хузязиев, Россия, г. Казань, ООО «Элнет-К» КГЭУ</i> <i>С.М. Тукаев, Россия, г. Казань, ООО «ОЙЛ»</i> <i>И.М. Тухфатуллин, Россия, г. Казань, КГЭУ</i> Волновое ОМП в распределительных электрических сетях	112
<i>А.А. Осинцев, Россия, г. Новосибирск, ФГБОУ ВО</i> <i>«Новосибирский государственный технический университет»</i> Развитие релейной защиты в электрических сетях с распределенной генерацией	118
<i>А.В. Медведев, Россия, г. Москва, АО «НПК «Атроник»</i> Компьютерные модули формата SMARC на базе процессоров ROCKCHIP для построения ПЛК и терминалов РЗА.....	121
ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ДЛЯ ОБОРУДОВАНИЯ РЗА И АСУ ТП	126
<i>В.В. Прокопьев, Е.А. Мисина, НПП «ЭКРА», г. Чебоксары, Россия</i> Проектирование конфигурации ЧМИ на базе конфигурационных языков SCL, GCL и HCL.....	126
<i>Д.С. Скворцов, Россия, г. Чебоксары, АО «ЧЭАЗ»</i> Устойчивость к киберугрозам АСУ ТП объектов электроэнергетики	129
<i>Д.А. Пушкарь, А.С. Ильинский, Россия, г. Санкт-Петербург,</i> <i>ООО «НТЦ «Механотроника»</i> Унификация структуры алгоритмов РЗА для оптимизации процесса разработки встроенного ПО, создания документации, реализации автоматического тестирования и использования данных в СИМ моделях	134
<i>Э.П. Рыжов, Ю.Л. Смирнов, Россия, г. Чебоксары,</i> <i>ООО «НПП «Динамика»</i> Кроссплатформенное программное обеспечение для проверки релейной защиты и автоматики	138

<i>В.В. Шинкин, Россия, г. Самара, ООО «Радиус IT»</i> Сложности разработки, внедрения и эксплуатации отечественного программного обеспечения	142
<i>А.А. Наумов, Россия, г. Санкт-Петербург, ГК «ЭнергопромАвтоматизация»</i> Опыт разработки систем управления ВЭУ и ВЭС.....	144
<i>Э.П. Рыжов, Ю.Л. Смирнов, В.Э. Степанов, Россия, г. Чебоксары, ООО «НПП «Динамика»</i> Программно-аппаратный комплекс для сертификации подписчиков SV	147
<i>Д.Г. Еремеев, Россия, г. Москва, ООО ЦИТМ «Экспонента»</i> Построение достоверных имитационных моделей электроэнергетических объектов для целей совершенствования алгоритмов релейной защиты.....	152
<i>С.А. Абакумов, А.В. Виштитебеев, Д.Н. Саввин, Е.А. Пономарев, Е.И. Эрекайкин, Россия, АО «НТЦ ЕЭС»</i> Современный программно-вычислительный комплекс в части автоматизации процесса выбора и проверки уставок устройств РЗА: требования и информационная безопасность	153
<i>Т.Г. Егорова, Россия, г. Чебоксары, ООО «КСБ-СОФТ»</i> Информационная безопасность объектов КИИ: насущные проблемы и пути их решения	158
<i>В.В. Шинкин, Россия, г. Самара, ООО «Радиус IT»</i> Организация кибербезопасности на цифровых подстанциях с использованием систем видеонаблюдения	161
<i>А.Н. Ямутин, Россия, г. Чебоксары, ООО «РЕЛГРИД»</i> Кроссплатформенные инструменты наладки и проверки РЗА, АСУ ТП	165
<i>Д.С. Доброхотов, А.В. Трофимов, В.А. Трофимов, Россия, г. Москва, ООО «Компания ДЭП», НИУ МЭИ</i> Синтез мнемосхем для высокоавтоматизированных подстанций в SCADA-системе SyTrack.....	169
<i>А.В. Алексеев, Россия, г. Санкт-Петербург, ООО «ПАРМА»</i> Программно-технический комплекс «TRANSVISION» (сбор, хранение, просмотр и анализ НТИ автономных РАС, РЗА, ПА и ОМП).....	174

<i>С.В. Петров, Россия, г. Чебоксары, ЧГУ им. И.Н. Ульянова</i> Применение онтологий для анализа функционального описания терминала РЗА	177
<i>Д.М. Тимофеев, Россия, г. Москва, ООО ЦИТМ «Экспонента»</i> Исследование целесообразности применения различных методов моделирования насыщения ТТ для целей НН тестирования устройств РЗА	180
<i>Т.Г. Климова, П.Н. Казаков, А.С. Сизов, Россия, г. Москва, НИУ «МЭИ», АО «Искра Технологии»</i> Дополнительные возможности диагностики генераторов на базе синхронизированных мгновенных измерений в системе СМПР	182
<i>А.Р. Тычкин, А.А. Яблоков, И.Е. Иванов, Россия, г. Иваново, ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»</i> Концепция многостороннего определения места короткого замыкания на основе измерений СМПР	192
ПРИМЕНЕНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ РЗА И АСУ ТП В ТЕКУЩИХ УСЛОВИЯХ.....	196
<i>А.Б. Атнишкин, Россия, г. Чебоксары, ООО «Релематика» И.И. Лештаев, Россия, г. Тобольск, ООО «ЗапСибНефтехим»</i> Актуальность и эффективность централизованных решений РЗА ВАПС	196
<i>А.Г. Чирков, Ю.Г. Чирков, Россия, г. Екатеринбург, ООО «Прософт-Системы»</i> Вопросы повышения эффективности использования каналов связи РЗА	201
<i>А.С. Шалимов, Россия, г. Чебоксары, ООО «НПП «Динамика»</i> Автоматическое двустороннее тестирование дифференциальных защит линий электропередачи в нестационарных режимах	203
<i>А.С. Александров, Д.В. Багаев, Россия, г. Саратов, ПАО «Россети Волга» А.В. Булычев, И.В. Соловьёв, Россия, г. Чебоксары, ООО «НПП Бреслер»</i> Развитие системы компенсации токов однофазного замыкания на землю в распределительных электрических сетях 6-10-35 кВ	206

<i>И.Л. Симонов, А.И. Ненахов, Россия, г. Москва, ООО «НИИ Транснефть»</i>	
Опыт эксплуатации цифровых (высокоавтоматизированных) подстанций на объектах ПАО «Транснефть»	211
<i>И.Р. Панченко, Россия, г. Санкт-Петербург, ООО «НТЦ «Механотроника»</i>	
Автоматизация алгоритмов защит в БМРЗ-150	215
<i>Н.В. Уляхина, А.В. Уткина, Е.В. Щербакова, Россия, г. Чебоксары, ООО «Релематика»</i>	
Реалии применения типовых решений при реализации проектов	217
<i>А.А. Волошин, Е.А. Волошин, А.А. Иванов, Я.А. Маринов, Россия, г. Москва, ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ»</i>	
<i>М.А. Шамис, Россия, г. Чебоксары, ЗАО «ЭнЛАБ»</i>	
Применение ПАК «ЦДЭС» для расчета параметров надежности электрической сети с учетом надежности архитектур	223
<i>А.В. Григорьев, А.Л. Михайлов, Г.П. Охоткин, Россия, г. Чебоксары, ЧГУ им. И.Н. Ульянова</i>	
Особенности мониторинга состояния высоковольтных кабельных линий с использованием распределенного волоконно-акустического датчика	227
<i>Н.М. Александров, Д.В. Зарубин, Россия, г. Чебоксары, ООО «НПП «Динамика»</i>	
Автоматизация проверки параметров трансформаторов тока.....	230
<i>Д.В. Багаев, А.С. Александров, Россия, г. Саратов, ПАО «Россети Волга»</i>	
<i>А.В. Булычев, А.П. Крисанов, Россия, г. Чебоксары, ООО «НПП Бреслер»</i>	
Разработка многофункциональной мобильной установки плавки гололеда на ВЛ на базе передвижной электроустановки обратной трансформации 0,4/10 кВ	242
<i>С.В. Иванов, Н.В. Уляхина, Россия, г. Чебоксары, ООО «Релематика»</i>	
О влиянии закона электромагнитной индукции на работу токовой защиты нулевой последовательности	247

<i>Р.И. Игнатьев, Г.Ю. Тикушев, Г.С. Нудельман, С.Е. Фролов, Россия, г. Чебоксары, АО «ВНИИР»</i>	
<i>В.С. Воробьев, В.В. Москаленко, А.И. Расщепляев, Россия, г. Москва, АО «СО ЕЭС»</i>	
Специфика и результаты испытаний защит шин в режимах с насыщением трансформаторов тока.....	251

ВОПРОСЫ РАЗВИТИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИИ

РЗА И АСУТП	252
--------------------------	------------

<i>В.С. Чайкин, Д.О. Афанасьев, Д.П. Каримова, Россия, г. Москва, АО «НТЦ ФСК ЕЭС»</i>	
Гармонизация информационных моделей МЭК 61850 и МЭК CIM для обеспечения корпоративных бизнес-процессов оперативными технологическими данными	252

<i>Е.Л. Кокорин, Россия, г. Москва, АО «НТЦ ФСК ЕЭС»</i>	
Передача команд ПА между ПС с использованием R-GOOSE	257

<i>Н.В. Свистунов, Россия, г. Москва, АО «НТЦ ФСК ЕЭС»</i>	
Использование информационной модели МЭК 61850 для ДЦ/ЦУС	258

<i>Ю.И. Шепелев, Россия, ПАО «Россети» «Северо-Кавказское ПМЭС»</i>	
<i>А.Н. Варфаломеев, Россия, г. Чебоксары ООО «ИНБРЭС»</i>	
Практический опыт импортозамещения ПТК АСУ ТП на энергообъектах МЭС юга.....	259

<i>Д.Ю. Изекеев, Россия, г. Чебоксары, ООО «Релематика»</i>	
Возможность ремонта и обновления оборудования РЗА и АСУ ТП, произведённых в недружественных странах	263

<i>Р.С. Чикмяков, А.В. Николаев, Россия, г. Чебоксары, ООО «ИНБРЭС»</i>	
Комплексные решения по импортозамещению и цифровизации энергообъектов	267

<i>С.И. Опарин, Россия, г. Чебоксары, ООО «Релематика»</i>	
Обеспечение суверенитета Российской РЗА.....	269

<i>П.Г. Варганов, Е.Н. Родин, Россия, г. Чебоксары, АО «ЧЭАЗ»</i>	
Решения для замещения импортных устройств РЗА	273

<i>А.Г. Григорьев, Россия, г. Чебоксары, ООО НПП «ЭКРА»</i>	
Решение по модернизации АСУТП зарубежных производителей	287
<i>С.В. Розанов, Россия, г. Санкт-Петербург, ГК «ЭнергопромАвтоматизация»</i>	
Технические решения ГК «энергопромавтоматизация» для цифровизации энергетических сетей. Вопросы импортозамещения	292
<i>М.С. Петров, Д.П. Каримова, Д.О. Афанасьев, Е.Н. Фомичева, В.С. Чайкин, Россия, г. Москва, АО «НТЦ ФСК ЕЭС»</i>	
Оптимизация процесса капитального строительства ПАО «Россети» на базе технологий IEC 61850, CIM и CIM	295
<i>И.С. Рыбин, О.А. Федоров, Россия, г. Москва, ООО «РТСофт-СГ»</i>	
Как реализовать изменение деловых процессов расчёта, передачи и выполнения уставок РЗА в электросетевом комплексе	299
<i>Д.К. Доминевский, Россия, г. Санкт-Петербург, ГК «ЭнергопромАвтоматизация»</i>	
Построение двухуровневой АСМ устройств РЗА с возможностью применения функционала ПТК эксплуатация в качестве верхнего уровня АСМ.....	303
<i>О.А. Федоров, А.Ю. Бондаренко, Россия, г. Москва, ООО «РТСофт-СГ»</i>	
АСМ РЗА как компонент решений для новой схемы технического обслуживания МП РЗА.....	306
<i>В.Н. Терентьев, А.П. Арсентьев, Россия, г. Чебоксары, ООО НПП «ЭКРА»</i>	
Опыт замены иностранного оборудования РЗА	309
<i>В.Ф. Ильин, Ю.А. Федоров, А.М. Данилов, Россия, г. Чебоксары, Ассоциация «Инновационный территориальный электротехнический кластер Чувашской Республики»</i>	
Вопросы обеспечения ЭМС в условиях планирования и проведения мероприятий по импортозамещению микропроцессорных устройств РЗА. Сервисная замена терминалов в шкафах на энергообъектах	313

СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЯ И КОНТРОЛЯ ПАРАМЕТРОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ	324
<i>М.В. Мартынов, И.С. Сорокин, С.Г. Гаранин, Россия, г. Чебоксары, ООО «НТК Приборэнерго», ООО «Массив Динамикс»</i>	
Робастность как важнейшая характеристика алгоритмов определения места повреждения на ЛЭП.....	324
<i>А.В. Панащатенко, А.Р. Тычкин, А.А. Яблоков, М.А. Шамис, Ф.А. Иванов, Россия, г. Иваново, г. Чебоксары, ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина», ЗАО «ЭнЛАБ»</i>	
Эффективность применения испытательных комплексов для определения времени до насыщения ТТ.....	328
<i>Р.С. Плакидин, Д.Н. Ульянов, Россия, г. Архангельск, ООО «Инженерный центр «Энергосервис» А.В. Мокеев, Россия, г. Архангельск, Северный (Арктический) федеральный университет</i>	
Особенности применения цифровых трансформаторов тока для целей релейной защиты	332
<i>А.В. Панащатенко, А.А. Яблоков, С.Е. Бобров, И.А. Галанин, А.Р. Тычкин, Россия, г. Иваново, ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина», АО «РАДИУС Автоматика»</i>	
Определение требуемого времени точной трансформации тока для корректной работы ДЗТ	337
<i>Р.В. Коллэ, Россия, г. Чебоксары, АО «ЧЭАЗ»</i>	
Цифровой контур резервных защит ПС Радищево – опыт проектирования и модернизации ПС без вывода из работы. Применение комбинированных систем РЗА: распределенной и централизованной.....	341

Научное издание

**ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ СУВЕРЕНИТЕТ РОССИИ
В ОБЛАСТИ РЗА И АСУ ТП И УСТОЙЧИВОСТЬ
В УСЛОВИЯХ САНКЦИОННЫХ ОГРАНИЧЕНИЙ**

Всероссийская научно-техническая
конференция по релейной защите
и автоматизации энергетических систем

Сборник докладов

Публикуется в авторской редакции

Отв. за выпуск Данилов А.М., Афанасьева М.Н.

Согласно Закону № 436-ФЗ от 29 декабря 2010 года
данная продукция не подлежит маркировке

Подписано в печать 24.04.2024. Формат 60×84/16. Бумага офсетная.
Печать офсетная. Гарнитура Таймс. Усл. печ. л. 21,77.
Тираж 100 экз. Заказ № 516.

Отпечатано в соответствии с представленным оригиналом-макетом
в типографии Чувашского университета
428015 Чебоксары, Московский просп., 15