

Опыт наладки и обслуживания цифровой ПС 110 кВ «Выездное»

Атнишкин А.Б.,

к.т.н., ведущий инженер-исследователь отдела Цифровых ПС ООО «Релематика»

Кержаев Д.В.,

к.т.н., заведующий отделом Цифровых ПС ООО «Релематика»

Шевелев В.С.,

заместитель Исполнительного директора ООО «Релематика»

Балуев В.В.,

начальник участка РЗАиМ филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» — «Нижевоэнерго» Арзамасский ВРЭС

Цифровизация сегодня стала ключевым трендом, оказывающим влияние на все ключевые сферы жизни современной России. Современные технологии внедряются в привычные процессы и создают новые, ранее недоступные, возможности, и цифровая трансформация в электроэнергетике развивается сразу по нескольким направлениям. Одно из наиболее массовых и востребованных на текущий момент — это внедрение технологии цифровой или, как более правильно определять, высокоавтоматизированной подстанции с применением стандартов МЭК 61850. В ПАО «Россети» успешно реализуется концепция «Цифровая трансформация 2030» [1], согласно которой внедрение высокоавтоматизированных подстанций является приоритетным направлением развития.

В рамках определенного в стратегии развития общества направления цифровизации объектов электроэнергетики в филиале ПАО «Россети Центр и Приволжье» — «Нижевоэнерго» Арзамасский ВРЭС реализован пилотный проект по модернизации ПС 110 кВ «Выездное».

Проект стартовал летом 2018 года, и совместная работа заказчика, проектной организации и поставщиков оборудования и систем позволила создать к 2021 году обновленную функционирующую высокоавтоматизированную подстанцию с цифровой

архитектурой III типа, что, в свою очередь, позволило достичь целей повышения надежности электроснабжения потребителей в Арзамасском районе Нижегородской области.

В ходе реализации проекта компанией «Релематика» получен ценный опыт по проектированию, организации работ по наладке и обслуживанию энергообъекта высокой степени автоматизации. В данной статье мы рассказываем об особенностях технических решений РЗА и АСУТП, примененных на подстанции, об используемых инструментах и практиках. Особо отмечены проблемы и вызовы, с которыми пришлось столкнуться во время наладки и обслуживания. Подчеркнуты новые возможности, которые дает применение передовых цифровых технологий. В качестве бонуса — соотнесен заявленный эффект уменьшения затрат на инжиниринг цифровой ПС с реальным опытом внедрения.

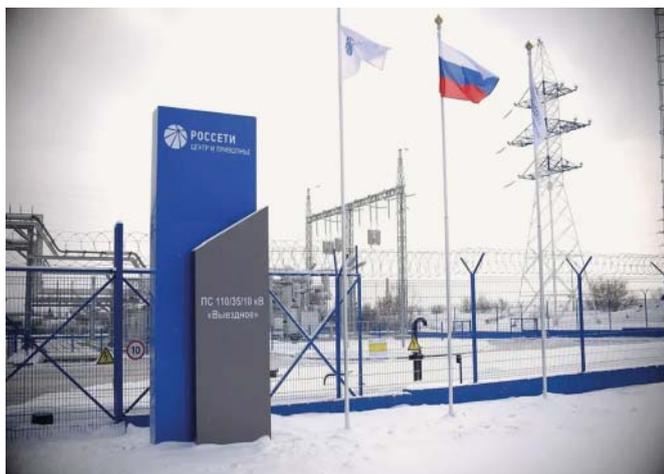
ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА

ПС 110 кВ «Выездное» снабжает энергией 23 населенных пункта, жилые дома и социально значимые объекты Арзамасского района Нижегородской области, а также обеспечивает резерв для дальнейшего развития региона и подключения новых присоединений.

Схема РУ 110 кВ нетиповая и представляет собой модификацию схемы № 110-5АН «Мостик с выключо-



РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА



ПС 110 кВ «Выездное»

чателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов», но без ремонтной перемычки. Распределительное устройство (РУ) 110 кВ конструктивно выполнено на базе ячеек КРУЭ 110 кВ, предназначенных для эксплуатации на открытом воздухе. Комплектное распределительное устройство (КРУ) 35 кВ выполнено по типовой схеме № 35-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин». КРУ 10 кВ выполнено по типовой схеме № 10-1 «Одна секционированная выключателями система шин». Количество присоединений 10 кВ — 24 шт., в том числе два ввода трансформатора и один секционный выключатель.

На подстанции установлено два трансформатора типа ТДТН-10000/110/35/10 кВ.

Питание ПС 110 кВ «Выездное» осуществляется по двум воздушным линиям электропередачи (ВЛ) 110 кВ: ВЛ 110 кВ Арзамас-110 — Выездное с отпайкой на ПС «Березовская», ВЛ 110 кВ Выездное — Орбита.

Подстанция выполнена высокоавтоматизированной (цифровой) на базе группы стандартов МЭК 61850. Объект выполнен по архитектуре III типа, весь обмен технологической и оперативной информацией на объекте производится в цифровом виде по МЭК 61850-8-1 (MMS, GOOSE) и МЭК 61850-9-2LE (SV). Локальные вычислительные сети построены по стандартной архитектуре для ЦПС III типа: шина станции — MMS, RSTP, SNTP; шина процесса — GOOSE, SV, PRP, RTPv2.

Сбор и передача аналоговой информации от измерительных трансформаторов выполняется с помощью ПАС (преобразователи аналоговых сигналов) в ОРУ. Сбор дискретной информации от первичного оборудования и управление первичным оборудованием — с помощью устройств ПДС (преобразователи дискретных сигналов) в ОРУ. Линии связи между оборудованием в ОРУ и ОПУ — дублированные оптоволоконные. Подсистемы АСУТП, РЗА, ПА, ЩПТ, СОПТ — одного производителя — ООО «Релематика».

Проектирование и документирование системы автоматизации ПС в семантике МЭК 61850 выполнено в виде электронного SCD-файла, который включает описание первичной схемы подстанции с распределением функций защит и автоматики, описание всех

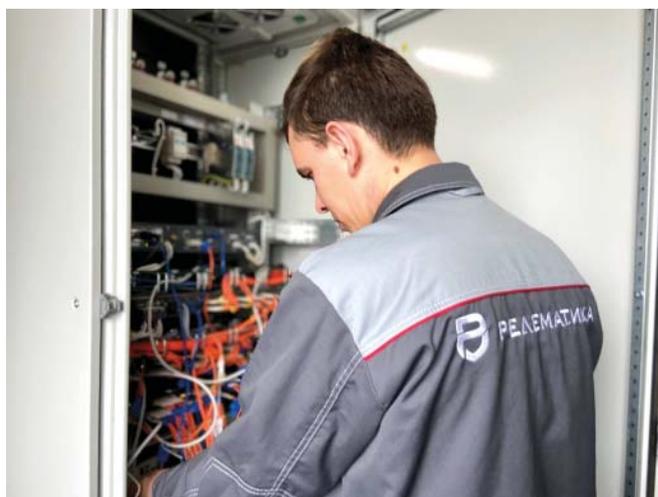


РУ 10 кВ с ячейками КРУ-ZETO

устройств вторичной коммутации и взаимодействий между ними. Всего в файле описаны 132 устройства. Несмотря на подавляющее количество устройств одного производителя (ООО «Релематика»), при ПНР потребовалось выполнить стыковку с устройствами других производителей (преобразователи, контроллеры, коммутаторы и серверы с поддержкой МЭК 61850). Коммуникации между устройствами вторичной коммутации, источниками аналоговой информации и системой АСУТП обеспечиваются 171 GOOSE-сообщениями, 27 SV-потоками и более чем тысячей MMS-отчетов. Файл SCD содержит более полумиллиона элементов. В ЛВС ПС «Выездное» генерируется совокупно порядка 3 терабайт трафика в сутки.

ОСОБЕННОСТИ СИСТЕМЫ АВТОМАТИЗАЦИИ ПС «ВЫЕЗДНОЕ»

Релейная защита и автоматика на подстанции выполнена на базе устройств/терминалов серии TOP 300 производства ООО «Релематика». Устройства сертифицированы для применения на цифровых подстанциях и имеют всестороннюю реализацию функциональных возможностей стандарта МЭК 61850. Дополнительные функции, реализованные в линейке терминалов, обеспечивают высокий уровень наблюдаемости и диагностики вторичного



Захват трафика шины процесса

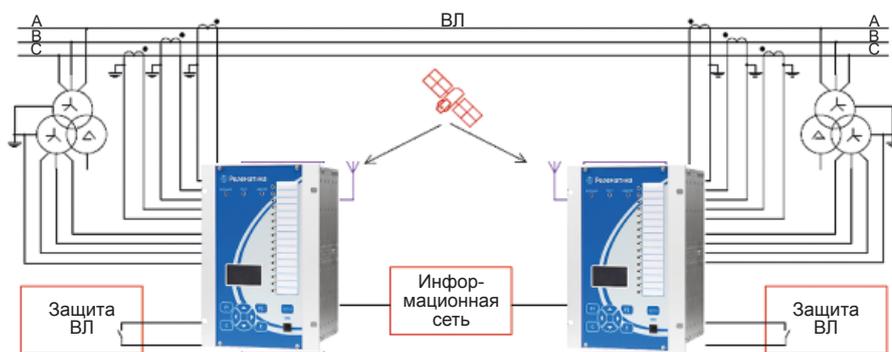


Схема подключения волнового ОМП

оборудования и цифровых связей на объекте, а также возможности дистанционного управления и удаленной настройки. Надежность и полнота цифровых решений подтверждается многочисленными испытаниями и большим опытом применения терминалов на объектах России и зарубежья.

В части технических решений по организации работы оборудования применены все возможности, которые дает применение цифровых технологий на ПС, и особенно использование единого информационного пространства для взаимного обмена технологической информацией между устройствами энергообъекта.

Устройства РЗА 110 кВ подписаны на дублированные SV-потoki с измерениями для РЗА. Отдельно формируются SV-потoki для телеизмерений и отдельно для счетчиков электроэнергии.

Основная защита обеих линий 110 кВ выполнена в виде ДФЗ с подключением через ПАС к традиционным ТТ на ПС «Выездное» и последующей обработкой SV-потокoв. Смежные полукомплекты ДФЗ выполнены традиционным образом с прямым подключением к измерительным ТТ (без ПАС). Для учета задержки

в ЛВС со стороны ПС «Выездное» устройства ДФЗ синхронизированы по протоколу РТР.

В логике терминалов защиты и автоматики отходящих линий реализовано автоматическое «бесшовное» переключение на цепи смежного ТН при неисправности цепей напряжения или сбоях в приеме SV-потокoв от «своего» ТН с дополнительным контролем схемы ПС и наличия электрической связи между секциями.

Для всех токовых цепей защит реализовано полное дублирование получаемой информации в виде SV-потокoв от двух источников с возможностью независимого выбора основного источника для каждого терминала и «бесшовным» автоматическим переключением между источниками при появлении неисправности приема основного SV-потокa. Также внедрена сигнализация при значительном расхождении между информацией, получаемой в виде основного и резервного потока с одной точки измерения.

На объекте успешно внедрено высокоточное ОМП для линий 110 кВ, работающее на волновом принципе и использующее двухсторонний замер. Обмен информацией с обратными концами ВЛ организован по цифровому каналу, для высокоточного определения момента замера устройства используют спутниковую синхронизацию. В соответствии с принципом обработки сигнала с частотой, превышающей стандартную частоту дискретизации SV-потокa, устройства волнового ОМП были подключены к ТТ и ТН напрямую.

Устройства противоаварийной автоматики АОСН/АОСЧ также работают по SV, GOOSE и реализуют два взаимно дублирующих комплекта.

Комплекс регистрации аварийных событий (РАС) состоит из трех устройств, регистрирующих GOOSE-сообщения и SV-потокoв. Кроме того, реализован алгоритм общего пуска всех устройств РАС и формирование единой осциллограммы аварийного события.

По заданию заказчика на объекте была реализована адаптивная схема АВР, позволяющая реализовать возможность питания ПС как со стороны ВЛ 110 кВ, так и от смежной подстанции по ВЛ 35 кВ.

В ячейках ЗРУ 10 кВ, 35 кВ применены многофункциональные микропроцессорные контроллеры (МФК). Они совмещают функции РЗА, АУВ, КП (ТС/ТУ), ОБР, ТИ (класс точности 0,5). Устройства имеют графический дисплей и подключаются непосредственно к ИТТ в ячейке КРУ. Организация связей между устройствами реализована при помощи GOOSE-сообщений (вместо традиционных «шинок»). Выполнено дистанционное управление всеми моторными приводами коммутационных аппаратов в ячейках.

Новая подстанция была включена в систему «ГИС ОМП», развернутую ранее в распределительных сетях Арзамасского района и выступающую элементом «Цифрового РЭС». Задача системы — точное определение поврежденного участка сетей 10 кВ, в том числе при ОЗЗ, с привязкой к топологии



Шкаф регистрации аварийных событий

ческой карте сетевого района. Основными элементами системы являются:

- индикатор повреждения линии ИПВЛ, который обеспечивает световую сигнализацию и передачу данных о срабатывании;
- концентратор связи, выполняющий прием сигналов от ИПВЛ и передачу данных на АРМ оператора по сотовым каналам связи;
- шкаф УШЗ, который позволяет вести надежное селективное детектирование однофазного замыкания на землю за счет кратковременного формирования тока в поврежденной фазе (характерно, что при этом не требуется задания уставок).

В АСУ ТП подстанции реализованы виртуальные ИЧМ устройств, экран мониторинга топологии сети, экран диагностической информации коммутаторов и устройств.

Система видеонаблюдения обеспечивает дополнительный контроль состояния коммутационных аппаратов при переключениях.

ЭТАП ПУСКОНАЛАДОЧНЫХ РАБОТ

Монтаж и наладка ПС 110 кВ «Выездное» выполнялись подрядной наладочной организацией с привлечением на шеф-наладку специалистов ООО «Релематика». В связи с применением на объекте принципиально новой технологии, в процессе наладки возникали некоторые вопросы, описанные далее и успешно решенные при плотном взаимодействии наладочной организации, специалистов эксплуатации и шеф-инженеров ООО «Релематика».

Наладка высокоавтоматизированной подстанции отличается от наладки традиционной подстанции. На примере ПС «Выездное» можно проиллюстрировать ряд преимуществ, которые предоставляет данная технология на этапе ввода объекта в работу:

1. *Сокращение трудозатрат на конфигурирование.* SCD-файл, содержащий описание всех устройств и коммуникационного обмена, импортировался в конфигураторы устройств и использовался для создания проекта АСУ ТП. К примеру, для нецифровой подстанции задача «сконфигурировать 100 устройств по бумажной РД» требует усидчивости и большого объема ручного труда наладчика. Описание ПС в виде SCD-файла в основном выполняется на заводской площадке, а не на объекте. Кроме того, значительная часть работы по тестированию системы в целом выполняется во время ПСИ на заводской площадке, что значительно ускоряет процесс ПНР.
2. *Сокращение трудозатрат на проверку РЗА.* Для генерации симулированных GOOSE и SV также использовался SCD, что позволило уменьшить число передвижений между шкафами и устройствами и переподключений электрических цепей во время



Топологическая схема системы «ГИС ОМП»

испытаний в сравнении с наладкой классической ПС. Была организована точка доступа в шины процесса и станции для ПК и испытательного комплекса, во многом этого было достаточно для проверки всего комплекса РЗА 110 кВ. Активно использовался интерфейс взаимодействия через MMS-сервер в устройствах РЗА. Управление режимами работы устройства, опробование коммутационных аппаратов, сброс светодиодов, проверка наличия связи на портах и другие тривиальные задачи часто выполнялись по MMS вместо использования ИЧМ или сервисного ПО.

3. *Ежедневная работа инженера-наладчика* выполняется преимущественно в комфортных условиях — в помещениях ГЩУ и ОПУ с отоплением и кондиционером. Такая возможность появилась благодаря тому, что устройства, включая оборудование, установленное в ячейках ЗРУ, подключены в цифровые шины, и конфигурирование, мониторинг и возможные проверки ведутся удаленно с использованием специализированного ПО.
4. *Подробная диагностика и формализация проверок.* Состояние каналов связи, коммуникаций GOOSE, SV, синхронизации, топологии сети, температуры портов коммутаторов и прочая диагностическая информация была доступна в едином месте в АСУ ТП. Активно использовалась система диагностики протоколов МЭК 61850, реализованная в ИЭУ TOP 300. Генерируемый устройствами трафик валидировался на соответствие SCD. Функция тестирования протокола MMS в TOP 300 упростила и ускорила проверку прохождения сигналов в АСУ ТП. Возникали и новые вызовы, присущие «цифровым решениям»:

- На этапе полигонных испытаний системы РЗА для ПС «Выездное» на заводской площадке были выявлены недостатки в работе РТР-синхронизации в коммутаторах шины процесса и в сервере времени. Совместная работа с производителями оборудования позволила реализовать надежные решения.
- Устройства, не поддерживающие конфигурирование с помощью импорта SCD, пришлось конфигурировать вручную, что несколько замедляло процесс.

- MMS отчеты и их наборы данных не были в полном объеме сконфигурированы в проектом SCD. Информация была представлена в виде таблицы сигналов для передачи в АСУ ТП. Пришлось конфигурировать привязку сигналов для обмена с оборудованием АСУ ТП вручную по таблицам.
- Выявлен недостаток сетевой PRP-платы в одном из серверов, заключающийся в кратковременном пробросе пакетов между подсетями при перезагрузке сервера. Недостаток устранен после обращения к дистрибьютору.
- Работа по внесению изменений в проектный SCD-файл на этапе наладки и передача его в составе исполнительной документации потребовали значительного времени. Для корректировки SCD-файла требуется специализированное ПО — конфигуратор системы. Работа была выполнена в ООО «Релематика».
- Внедрение ЦПС требует повышения квалификации специалистов наладочных организаций (а также эксплуатационных организаций). Знание основ МЭК 61850, сетевых технологий и протоколов, умение анализировать трафик — необходимые «цифровые» компетенции для проведения ПНР ЦПС. В целом нехватка знаний и навыков ощущалась, но успешно преодолевалась самообразованием специалистов, а также консультациями со специалистами ООО «Релематика».
- Неправильная установка GPS-антенн под козырек крыши приводила к временным потерям синхронизации. Антенны были перенесены на крышу здания для свободного обзора.
- Необходимость выбора оптимальных инструментов для наладки цифровой ПС. Их количество сильно возросло: сетевые анализаторы, сканеры адресов, программы и комплексы для испытаний МЭК 61850, конфигураторы, эмуляторы серверов и клиентов, «парсеры» и другие. На практике часто выясняется, что новые программы не отличаются стабильностью работы, отсутствует русификация, или сложность инструмента превышает сложность решаемой задачи.

ЭТАП ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ

Работы по техническому обслуживанию релейной защиты и автоматики ПС «Выездное» в рамках первого профилактического контроля выполнялись специалистами Арзамасского РЭС «Нижновэнерго» с привлечением для консультаций специалистов ООО «Релематика». Работы проводились в апреле-мае 2022 года — через год после ввода подстанции в работу. Обслуживание проводилось в два этапа: сначала проводилось техническое обслуживание РЗА 110 кВ, затем — РЗА 35 кВ и 10 кВ.

Программа техобслуживания составлялась в соответствии с утвержденными правилами [2]. Во время профилактического контроля по рекомендациям от производителей оборудования специалистами

ООО «Релематика» и эксплуатирующей организации было обновлено базовое ПО серверов времени, коммутаторов шины процесса и ПАС. Резервирование элементов, надежные решения РЗА и грамотная программа обновлений позволили избежать блокирования РЗА или неправильной работы.

Характеристики цифровых измерительных органов остались неизменными с момента пусконаладочных работ. GOOSE и SV-трафик также был стабильным. За год эксплуатации в журналах событий не было зафиксировано неисправностей в цифровых коммуникациях.

Восстановлено соединение кабеля с GPS-антенной в месте установки на крыше. Данная антенна синхронизировала устройство волнового ОМП. Причиной обрыва могла быть некачественная пайка и порывистый ветер.

Большой объем профилактических работ сократился за счет минимизации контактных медных соединений. Заменявшие их коннекторы оптических кабелей не требуют протяжки и, как правило, более надежны.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Цифровизация вносит качественные изменения в процесс наладки и технического обслуживания подсистем электрической подстанции.

Практический опыт проектирования, наладки и обслуживания ПС 110 кВ «Выездное» подтвердил преимущества высокоавтоматизированных ПС: ускорение выполнения заводских этапов, удобство наладки и настройки, гибкие возможности для дальнейшего расширения функционала, более полное удовлетворения требований заказчика и учет особенностей конкретного объекта.

Возникавшие трудности по большей части были связаны с новизной технологии и вариантами трактовки требований стандарта. В частности, особенности в реализации РТР и PRP в некоторых режимах на устройствах стороннего производства, нестабильная работа инструментов тестирования и отсутствие поддержки конфигурирования через импорт SCD-файлов.

Наблюдается также нехватка квалифицированных кадров с «цифровыми» компетенциями. Следует обратить особое внимание на оснащенность инструментами для наладки и обслуживания цифровой ПС у всех сторон процесса.

Однако положительный опыт ООО «Релематика» по реализации ЦПС различных архитектур в целом и ПС 110 кВ «Выездное» в частности вселяет уверенность, что все эти «детские болезни» будут преодолены, и у наших заказчиков появится надежный и высокоэффективный инструмент решения задач повышения надежности и эффективности функционирования электросетевых комплексов и энергообъектов. **Р**

ЛИТЕРАТУРА

1. Концепция «Цифровая трансформация 2030» ПАО «Россети». Москва, 2018. 31 с.
2. Правила технического обслуживания устройств и комплексов релейной защиты и автоматики, утвержденные приказом Минэнерго России от 13 июля 2020 г. № 555. URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202010230026>.