

Авторы:

Елов Н.Е.,

Кабанов П.В.,

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

Морозов А.П.,

Жуков Д.А.,

ПАО «РусГидро»,
г. Москва, Россия.

Elov N., Kabanov P., LLC

«EnergomPromAvtomatizatsiya»,
Saint Petersburg, Russia.

Morozov A., Zhukov D.,

PJSC «RusHydro», Russia
Moscow, Russia.

РЕЗУЛЬТАТЫ КОМПЛЕКСНЫХ ИСПЫТАНИЙ ЦИФРОВОГО ПОЛИГОНА НИЖЕГОРОДСКОЙ ГЭС ПАО «РУСГИДРО»

THE RESULTS OF OVERALL RELIABILITY TESTS OF DIGITAL SUBSTATION IN THE BRANCH OF «RUSHYDRO» OJSC «NIZHEGORODSKAYA» HPP

Аннотация: описан реализованный на базе Нижегородской ГЭС инновационный цифровой полигон с поддержкой протоколов стандарта МЭК61850-9.2. Приведено краткое описание полигона, перечень выполненных натурных испытаний и анализ полученных результатов. Дается положительная характеристика установленного комплекса с точки зрения перспектив применения на объектах энергетики и перечень рекомендуемых мероприятий по модернизации оборудования и разработке нормативно-технической документации.

Ключевые слова: цифровая подстанция, испытания, РЗА, АСУ ТП, оптические трансформаторы, МЭК 61850, Sampled Values, IEC 61850, Merging Unit, Нижегородская ГЭС.

Annotation: the article describes the innovative digital substation testbench compliant with IEC 61850-9.2 which was implemented on the Nizhegorodskaya hydro-power plant. Brief profile of the testbench, description of completed field tests and analysis of results are also listed in the article.

The article provides positive evaluation of the assembled complex from the perspective of implementation on the power&electricity objects as well as recommended measures for refurbishment of equipment and development of technical standards.

Keywords: digital substation, tests, RPA, SAS, optic transformers, IEC 61850, Sampled Values, IEC 61850, Merging Unit, Nizhegorodskaya HPP.

ВВЕДЕНИЕ

В 2013 году для апробации новейшей технологии, практического использования принципов цифровых устройств с применением протоколов стандарта МЭК61850, выявления ее преимуществ и недостатков, а также для развития инновационного потенциала компании, ПАО «РусГидро» приняло решение об организации пилотного проекта на Нижегородской ГЭС.

В рамках пилотного проекта был разработан цифровой комплекс системы автоматического управления одиночного блока генератор – трансформатор №6, содержащий инновационное оборудование различных отечественных и зарубежных компаний: ОТТ и ТН ЗАО «Профотек»; SCADA NPT Expert, контроллер присоединения NPT BAY, контроллер УСО уличной установки NPT MicroRTU, устройство SAMU NPT MU, централизованный регистратор GOOSE и SV производства ООО «Энергопром-Автоматизация»; терминалы РЗА (защита блока) ООО НПП «ЭКРА»; терминалы РЗА (защита блока и защита генератора) ООО «ИЦ Бреслер» ТР-300; терминал РЗА (защиты трансформатора) ABB RET670; терминал РЗА Alstom Micom P645; счетчик электрической энергии ООО «Про-софт-Системы» Aris.

Проект выполнялся в три этапа. На первом этапе был проведен анализ существующих

проектов внедрения ОТТ и ОТН на объектах энергетики. На втором этапе были проведены комплексные испытания с использованием средств цифрового моделирования RTDS на полигоне ОАО «НТЦ ЕЭС», а также выполнен монтаж оборудования на Нижегородской ГЭС. На третьем этапе было выполнено расширение состава оборудования цифрового комплекса, проведены комплексные функциональные испытания на объекте внедрения, а также осуществлен ввод комплекса в опытную эксплуатацию.

Структурная схема комплекса в расширенном варианте изображена на рис. 1.

Завершающие третий этап проекта натурные испытания проводились в октябре 2015 года и включали следующие опыты (режимы работы оборудования):

- трехфазное короткое замыкание (КЗ) на выводах генератора;
- трехфазное КЗ на стороне 110 кВ блочного трансформатора;
- однофазное КЗ на стороне 110 кВ блочного трансформатора;
- работа на холостом ходу;
- включение в сеть с контролем синхронизма;
- форсировка тока возбуждения генератора.

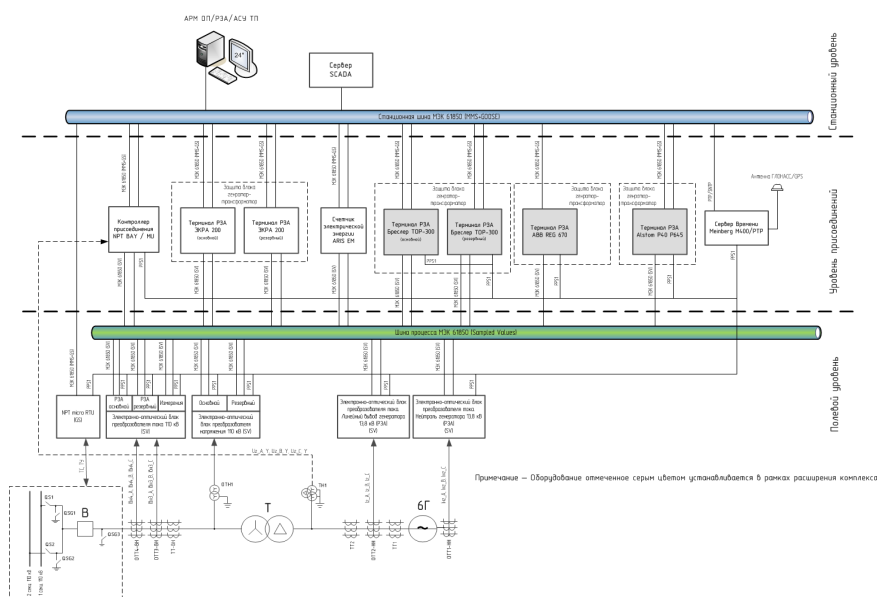


Рис. 1. Структурная схема цифрового комплекса

Наряду с силовыми опытами были выполнены проверки работы комплекса при возникновении неисправностей цифрового оборудования:

- опыт потери синхронизации PPS;
- опыт потери питания ОТТ;
- опыт обрыва оптического кабеля;
- опыт неисправности сервера времени;

- опыт неисправности сетевого коммутатора;
- опыт подачи дублирующего потока SV (от PETOM 61850);
- опыт неисправности вторичных цепей ТН.

Результаты проведения натурных испытаний послужили материалом для создания аналитического отчета и подготовки рекомендаций по развитию комплекса.

КОМПЛЕКСНЫЕ ИСПЫТАНИЯ

Выполненные в рамках реализации проекта комплексные испытания показали работоспособность и возможность внедрения на объектах энергетики инновационного комплекса, основанного на применении оптических трансформаторов тока,

электронных трансформаторов напряжения и цифровых устройств релейной защиты, автоматики и управления, работающих в соответствии со стандартом МЭК61850-9.2LE. Однако в рамках испытаний были выявлены особенности работы оборудования, которые требуют глубокого анализа специалистами:

- При проведении опытов трехфазных и однофазных КЗ зафиксированы сильные шумы в измеряемых токах от оптических трансформаторов тока (рис. 2) вне зависимости от места установки (как на стороне 13,8 кВ, так и на стороне 110 кВ). Гармонический анализ показывает наличие составляющих высоких гармоник, не существующих в реальном первичном сигнале. При увеличении амплитуды полезного сигнала выявлено снижение уровня шумов. Для повышения точности работы защит, реагирующих на основную гармонику или действующее значение сигнала, а также правильной работы защит на основе более высоких гармоник, необходимо обеспечить снижение уровня шумов в потоках ОТТ.

- При выполнении опыта холостого хода блока (выключатель 110 кВ отключен) зафиксированы сильные шумы периодического характера в напряжениях 110 кВ, в основном на амплитудных значениях напряжения обоих полярностей (рис. 3). На стороне генератора в потоках напряжения, измеряемого с помощью MergingUnit, шумы отсутствуют. Выявленные изломы и провалы в напряжениях на стороне генератора связаны с наличием третьей и ряда других нечетных

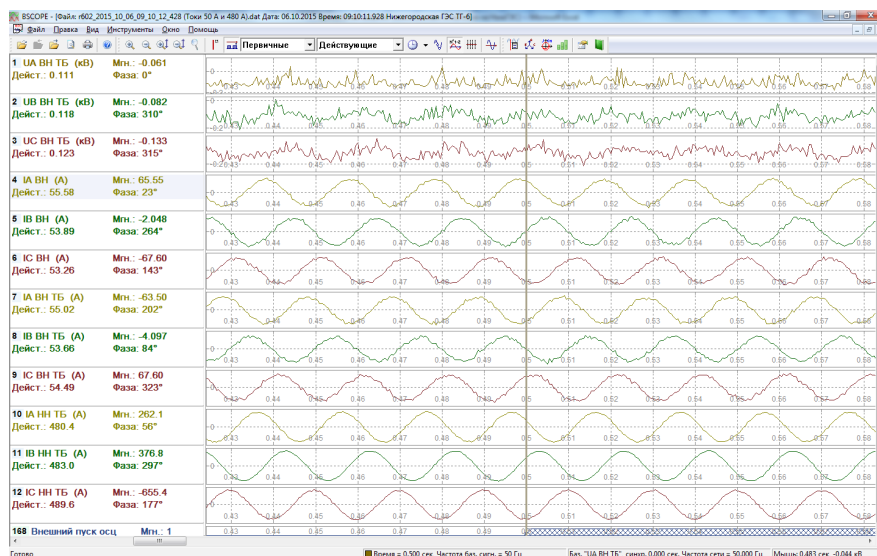


Рис. 2. Шумы в измерениях ОТТ, зафиксированные терминалом TOP 300 ДЗБ

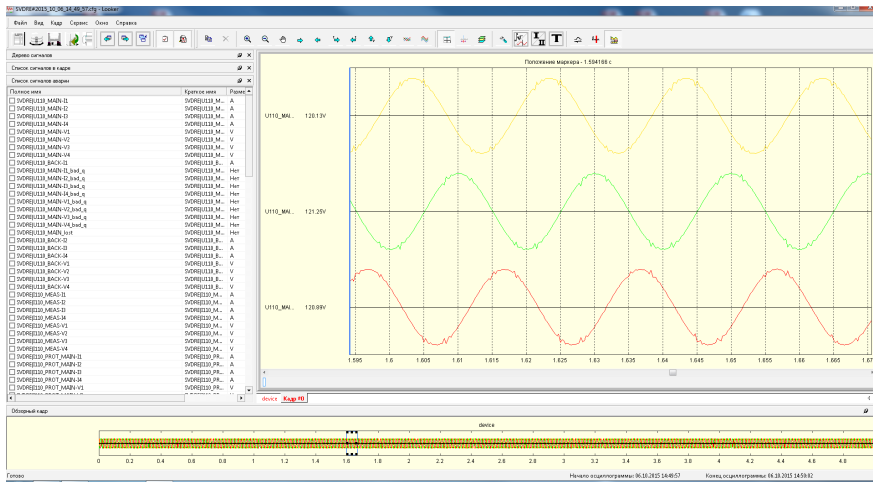


Рис. 3. Шумы периодического характера в измерениях по напряжению 110 кВ, выявленные централизованным регистратором НРТ

гармоник, что является нормальным режимом для генератора. При этом третья гармоника не проходит на сторону 110 кВ трансформатора, т.к. обмотка генераторного напряжения соединена в «треугольник». При работе блока в сеть шумы в сигналах напряжения 110 кВ исчезают. Необходимо выявить и устранить причину шумов в сигналах напряжения от ТН 110 кВ в режиме холостого хода. Возможная причина наличия шумов на амплитудных значениях напряжения в опыте ХХ – перенапряжение в схеме ТН, приводящее к частичным пробоям и увеличению шумов в сигнале.

- Во время проведения испытаний неоднократно фиксировались «ложные» выбросы тока нейтрали генератора (мгновенное значение до 119 кА, в течение 0,5 мс). При этом измеренный дифференциальный ток превышал уставку ДЗГ и происходило срабатывание защит (рис. 4). Данные выбросы тока не сопровождалась индикацией «плохого» качества сигнала. Следует исключить причину подобных выбросов в ОТТ, а также улучшить самодиагностику ОТТ с целью своевременной индикации «плохого» качества сигналов в SV-потоке.

- Дважды с интервалом 880 мс были зафиксированы сильные шумы

в токах основного и резервного ОТТ 110 кВ (рис. 5). Переключений в первичной схеме при этом не произошло. Токи выводов генератора и напряжения ТН 110 кВ шумов в эти моменты времени не содержат. ОТТ при возникновении шумов не сопровождали их индикацией «плохого» качества сигнала. Следует определить и устранить причину возникновения шумов.



Рис. 4. Осциллограмма срабатывания терминала РЗА при ложном выбросе тока фазы С (зафиксировано терминалом TOP 300 ДЗБ)

- При проведении опыта потери синхронизации по PPS основного ОТТ 110 кВ сработала ДЗТБ в терминале АBB. При этом защиты ООО «ИЦ «Бреслер», защиты ООО НПП «ЭКРА» и Alstom не сработали. Аналогичная ситуация возникла при восстановлении синхронизации по PPS основного ОТТ 110 кВ. Анализ осциллограммы события (рис. 6) показал, что излишнее срабатывание связано с тем, что индикация «плохого» качества сигнала тока от основного ОТТ приходит на устройства РЗА с задержкой 500 мс. При этом, до прихода сигнала с признаком «плохого» качества, фаза тока начинает вращаться и успевает вернуться на 100° (с 309° до 60°), что приводит к плавному нарастанию «ложного» дифференциального тока до 0.46 о.е. в дифференциальных защитах. Защиты не имеют своевременной информации о какой-либо неисправности в ОТТ, что приводит к их срабатыванию. Необходимо внести изменения в алгоритмы электронного блока ОТТ для своевременной выдачи признака «плохого» качества сигнала без задержки при пропадании синхронизации. Также при восстановлении синхронизации признак «плохого»



Елов
Николай Евгеньевич

Дата рождения: 07.01.1983 г.
В 2005 г. окончил РГУ
Нефти и Газа им. И.М.
Губкина, магистр техники
и технологии по направ-
лению «Информатика и
вычислительная техника».
Заместитель технического
директора по перспектив-
ным проектам
ООО «ЭнергопромАвтома-
тизация».



Кабанов
Павел Владимирович

Дат рождения: 30.09.1987 г.
В 2010 г. окончил
Санкт-Петербургский
государственный поли-
технический университет
(СПбГПУ), магистр техни-
ки и технологии по направ-
лению «Электроэнергети-
ка». В 2015 г. прошел курсы
повышения квалификации
в СПбГПУ по программе
«Безопасность строитель-
ства и качество устройства
электрических сетей и
линий связи».
Руководитель отдела под-
готовки базы данных
ООО «ЭнергопромАвтома-
тизация».

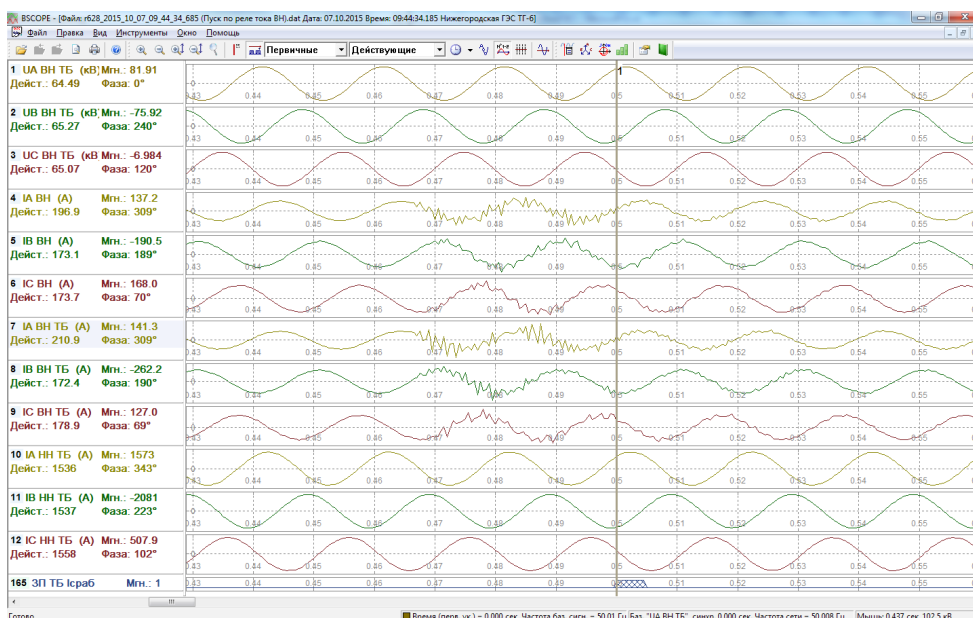


Рис. 5. Зафиксированные шумы в потоках ОТТ 110кВ (терминал TOP 300 ДЗТ)

качества должен сниматься только после на-
чала корректного измерения сигнала с за-
держкой на возврат.

- При отключении питания основ-
ного ОТТ 110 кВ зафиксировано кратковре-
менное искажение сигналов тока при отсут-
ствии признаков «плохого» качества сигналов.
При этом сигналы тока не пропали. Пропада-
ние сигналов тока зафиксировано через 20

секунд. При этом также зафиксировано крат-
ковременное искажение сигналов тока при
отсутствии признаков «плохого» качества сиг-
налов. Аналогичные сигналы наблюдались
при выключении питания ОТТ выводов гене-
ратора. Искажения сигналов имели характер
постоянных токов и шумов, что не соответ-
ствует реальным сигналам в первичной цепи.
Необходимо определить и устранить причину

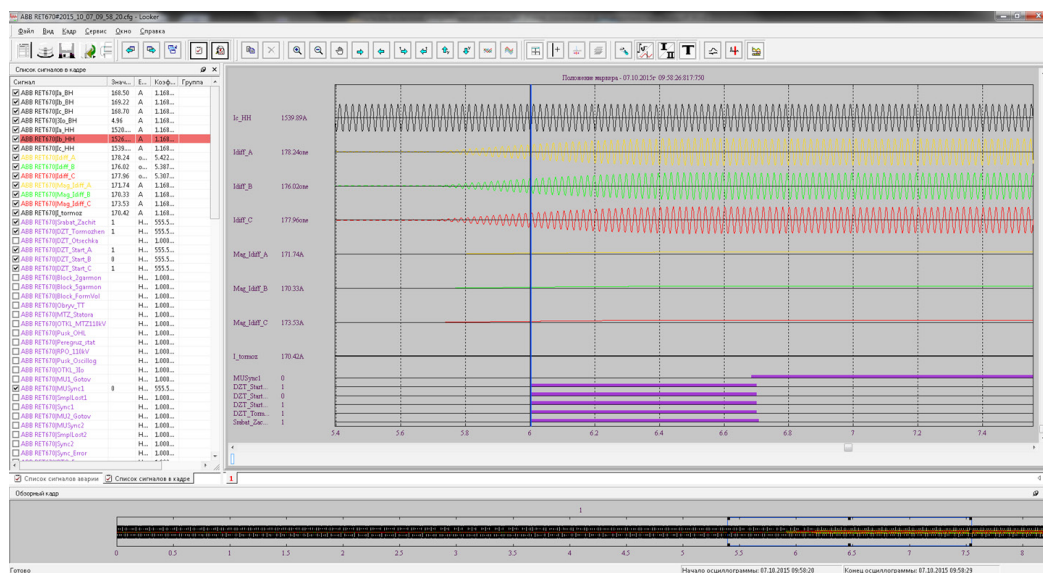


Рис. 6. Срабатывание терминала ABB при потере синхронизации PPS ОТТ (осциллограмма терминала ABB)



Морозов
Алексей Павлович

Дата рождения: 29.05.1978 г.
В 2000 г. окончил Ивановский Государственный Энергетический Университет, кафедру «Автоматическое управление электроэнергетическими системами (РЗА)». Главный эксперт Управления релейной защиты и противоаварийной автоматики Департамента эксплуатации ПАО «РусГидро».



Жуков
Дмитрий Андреевич

Дата рождения: 14.05.1987 г.
В 2009 г. окончил факультет «Вычислительная математика и кибернетика» МГУ им. М.В. Ломоносова по специальности "Прикладная математика и информатика". В 2011 г. - Институт электроэнергетики НИУ МЭИ по специальности "Электроэнергетические системы и сети".
Эксперт Управления информационно-алгоритмического обеспечения АСУ ТП Департамента эксплуатации ПАО «РусГидро».

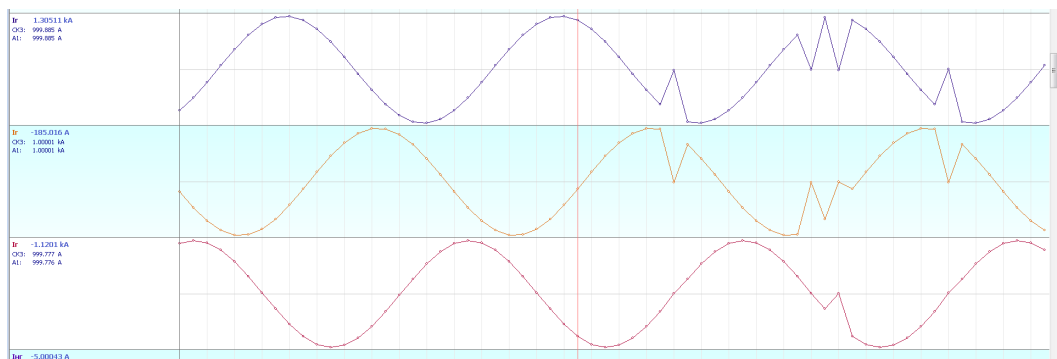


Рис. 7. Зафиксированные терминалом ЭКРА искажения потоков при наличии в сети двух источников с идентичными параметрами (ОТТ и РЕТОМ)

таких искажений и отсутствия признака «плохого» качества сигналов.

- При отключении и восстановлении питания коммутатора и ряде других опытов неисправностей в сети, связанных с пропаданием РТР, в АСУ ТП (SCADA NPT Expert) были зафиксированы срабатывания защит ООО НПП «ЭКРА» (по частоте, защиты от асинхронного хода и т.д.). Необходимо установить причину излишних срабатываний защит в терминалах ЭКРА при пропадании РТР и неисправностях ЛВС и устранить ее.

- При проведении опытов неисправностей вторичных цепей напряжения на ТН генератора (обрывы фаз ТН, приходящих на SAMU NPT MU) зафиксированы излишние срабатывания защит ЭКРА. Целесообразно добавить логику БНН в терминалы ЭКРА и рассмотреть возможность реализации логики БНН в SAMU NPT MU, что позволило бы формировать признак «плохого» качества сигналов напряжения при неисправностях во вторичных цепях обычного ТН.

- Проведены опыты подачи сигналов SV-потоков от РЕТОМ-61850 с параметрами, идентичными существующим в сети SV-потокам от ОТТ и ТН генератора при их одновременном наличии в сети. При этом возникает неопределенность в приеме потоков на стороне терминалов РЗА, выраженная в произвольном переключении устройств между потоками. Терминалы фиксируют искаженные сигналы, что приводит к срабатываниям и возвратам отдельных функций защит согласно заложенному алгоритму (рис. 7). Необходимо разработать методику проведения проверочных работ оборудования РЗА, регламентирующую установку «тестового» флага в потоке SV

и перевод терминалов РЗА в тестовый режим.

ОБЩИЕ ВЫВОДЫ

Установленный на Нижегородской ГЭС инновационный комплекс является первым в России промышленным внедрением технологии «цифровой подстанции» на объектах гидроэнергетики и первым в России проектом ЦПС, на котором проведены натурные испытания оборудования.

В рамках данного проекта удалось обеспечить совместную работу оборудования 7 производителей (ООО «ЭнергопромАвтоматизация», ЗАО «Профотек», ООО НПП «ЭКРА», ООО «ИЦ «Бреслер», ABB, Alstom, ООО «ПроСофт-Системы») по стандарту МЭК 61850.

Структура комплекса, полученная в результате расширения полигона, не позволяет оценить надежность передачи данных от ОТТ и ТН, в связи с чем требуется разработка типового решения по организации шины процесса и станционной шины с учетом возможности передачи сигналов GOOSE в различных сегментах сети.

Устройства интегрированы в SCADA NPT Expert, и информация с них доступна на АРМ. Организован сбор аварийных, предупредительных сигналов, централизованный сбор осциллограмм аварийных процессов со всех устройств. АРМ предоставляет удобный интерфейс для доступа, как к динамической, так и ретроспективной информации.

Оборудование АСУ ТП и АИИС КУЭ корректно производит измерение режимных параметров и параметров качества электрической энергии, а оборудование РЗА выполняет все функции, аналогичные традиционным защитам.

Испытания оборудования, выполненные на Нижегородской ГЭС, показали работоспособность комплекса, а также выявили особенности работы инновационного оборудования, требующие дополнительного детального изучения.

В целом, оптические трансформаторы тока и электронные трансформаторы напряжения, работающие на шину процесса МЭК61850-9.2LE, совместно с цифровыми устройствами релейной защиты, автоматики и управления доказали свою состоятельность и возможность применения на объектах энергетики с учетом полученных результатов опытной эксплуатации. Однако, необходимо отметить полное отсутствие нормативно-технической документации по техническому и оперативному обслуживанию цифровых устройств РЗА нового поколения, которая должна кардинально отличаться от существующих инструкций и правил ТО и оперативного управления.

Внедрение нового оборудования требует новых подходов к организации эксплуатации, техобслуживания и ремонта, организации информационной сети. Кроме того, выявлена необходимость формализации протоколов обмена, разработки рекомендаций к регистрации GOOSE и SV сообщений, а также к техническим требованиям к ОТТ и ОТН.

ПЕРСПЕКТИВЫ

Накопление статистики работы и обеспечение постоянного контроля работы персоналом станции являются первостепенными задачами тестового полигона, в связи с чем, необходим ввод комплекса в опытно-промышленную эксплуатацию, а также интеграция комплекса в систему АСУЭ Нижегородской ГЭС для оперативного информирования персонала о событиях.

Для накопления статистики необходимо регулярно выполнять оценку работы комплекса в нештатных режимах. Очередные натурные испытания запланированы на апрель 2016 года.

Наиболее удобным и универсальным средством накопления статистической информации является применение опробованного во время испытаний централизованного цифрового регистратора МЭК 61850 GOOSE и SV в составе оборудования «цифровой подстанции», а также его доработка для непрерывной архивации регистрируемых параметров.

С целью повышения эффективности самодиагностики и своевременного оповещения о неисправностях, необходима реализация функций диагностики всего цифрового оборудования комплекса и передачи информации в SCADA.

С целью повышения надежности

передачи цифровых потоков измерений необходимо разделить сеть на шину станции и шину процесса, при этом шина процесса должна обеспечивать нулевое время восстановления в случае отказа одного из элементов сети благодаря использованию протокола параллельного резервирования PRP.

С целью унификации применяемого оборудования и стандартизации решения для объектов различных собственников, необходимо разработать единые технические требования к оптическим ТТ и ТН, устройствам релейной защиты, автоматики и управления нового поколения, учитывающие особенности всех субъектов энергетики.



ЭнергопромАвтоматизация

Первый в России инновационный комплекс «Цифровая подстанция» в филиале ПАО «РусГидро» — Нижегородской ГЭС

- Первое внедрение инновационного комплекса на базе технологии «Цифровая подстанция» на объекте генерации;
- Поставка первых в России multifunctional контроллеров NPT с поддержкой МЭК 61850-8-1 и 9-2 для технологии «Цифровая подстанция», аттестованных ПАО «Россети»;
- Разработка проекта цифрового инновационного комплекса в системе автоматизированного проектирования SCADA Studio в соответствии со стандартом МЭК 61850;
- Разработка рекомендаций и технической политики по применению инновационного оборудования на объектах ПАО «РусГидро».

Комплекс ЦПС был поставлен и сдан в опытную эксплуатацию ООО «ЭнергопромАвтоматизация», комплекс прошел испытания в ПАО «РусГидро».

