

ЦИФРОВАЯ ПОДСТАНЦИЯ

№ 11
2019

digitalsubstation.com

ТОЧНОСТЬ – ВЕЖЛИВОСТЬ

ЦПС 36

*Зачем нужна
синхронизация времени*

БИТВА РЕЛЕЙЩИКОВ 8

*Как прошли первые соревнования
по удаленному мониторингу устройств РЗА*

ЧЕМУ НАУЧИЛА ЦПС «ПОРТОВАЯ» 22

*Конфликтуют ли между собой
устройства разных производителей?*

УРОКИ ФРАНЦУЗСКОГО 26

*Подстанция Влоаих 225 кВ –
пример перехода на цифровые технологии*

КАК ВЫ ДЕЛАЕТЕ ЦИФРОВОЙ ПРОЕКТ? 28

*Проектировщики делятся опытом проектирования
цифровых подстанций*

КТО ПРИДУМАЛ СТАНДАРТ IEC 61850? 42

Интервью с Кристофером Брюннером

БАЗОВЫЕ ПРИКЛАДНЫЕ ПРОФИЛИ IEC 61850 50

Кто их напишет и нужны ли они вообще?

УПРАВЛЕНИЕ СПРОСОМ 54

Новая технология на рынке электроэнергии



Не думай о секундах с ЭНКС-2



IEEE 1588 v2 Precision Time Protocol (PTP)
SNTP, IRIG-A, IRIG-B 004, 1PPS, SNMP
2×RS-485, 1×RS-232, 2×Ethernet 100Base-T (PRP)

Госреестр СИ № 37328-15
Гарантия 5 лет
Цена: от 32 500 руб. без НДС

Я убежден, что всем известная басня Крылова «Квартет» на самом деле живописует абсолютное отсутствие синхронизации в коллективе музыкантов. Я исхожу из того, что каждый из участников квартета по отдельности кое-как играть все-таки умел. И возможно даже в одиночку что-то не слишком классическое, простенькое получалось и у козла с ослом, и у косолапого мишки, и даже у проказницы-мартышки, иначе непонятно, почему им пришло в голову собраться в целый ансамбль! К тому же в поисках гармонии они ведь не инструментами менялись, а местами, стало быть, понимали, что, если ты слегка умеешь играть на альте, то на баса пусть лучше лабает кто-то другой. В общем, в описанном Иваном Андреевичем случае не было, как мне кажется, должной слаженности действий, а соловью, посмеявшемуся над бедолагами, лучше было бы взять на себя функции дирижера. Правда, тогда не было бы басни.

Так и у нас – в связи с сумасшедшим прогрессом в области компьютерных сетей и систем связи, а также цифровизацией всего и вся значительно возросла потребность в получении единого точного времени. Чтобы каждое интеллектуальное электронное устройство (ИЭУ) знало точное время, и все они работали слаженно, иначе в управлении подстанцией может произойти сбой. На сегодняшний день существует множество технологий синхронизации часов, из которых наиболее популярна NTP, позволяющая получать точное время посредством локальной сети или сети общего доступа, такой как Интернет. Для большинства ИЭУ точности в 10 мс, которую обеспечивает NTP, хватает. Но ЦПС повышает требование к точности сопряжения ИЭУ с шиной процесса до микросекунды. И тут на помощь приходят другие технологии, например, синхронизация по сети Ethernet с применением протокола PTP..

Впрочем, о чем это я? Почитайте наш журнал, там все это есть. Кроме басен дедушки Крылова, разумеется.

— Виктор Посошков, главный редактор

Издатель
ООО «Цифровая подстанция»

Свидетельство о регистрации
СМИ № ФС77-61546

Адрес для корреспонденции
117105, г. Москва, Варшавское шоссе, д. 1, стр. 1-2, этаж 6, комната 33

**Генеральный директор /
Главный редактор**
Виктор Посошков
pvi@digitalsubstation.com

Менеджер проекта
Елизавета Староверова
vem@digitalsubstation.com

Редактор
Роман Воронин
vrv@digitalsubstation.com

Иллюстратор
Виталий Тупицын

Дизайн и верстка
Андрей Тульников-Соколов

**Если вы хотите оформить
подписку или стать автором**
editorial@digitalsubstation.com

**Если вы хотите
разместить у нас рекламу**
sva@digitalsubstation.com

Отпечатано в типографии
ООО «РПК «Новые технологии»
www.adv-nt.ru
zakaz@adv-nt.ru

Тираж – 5 000 экз.

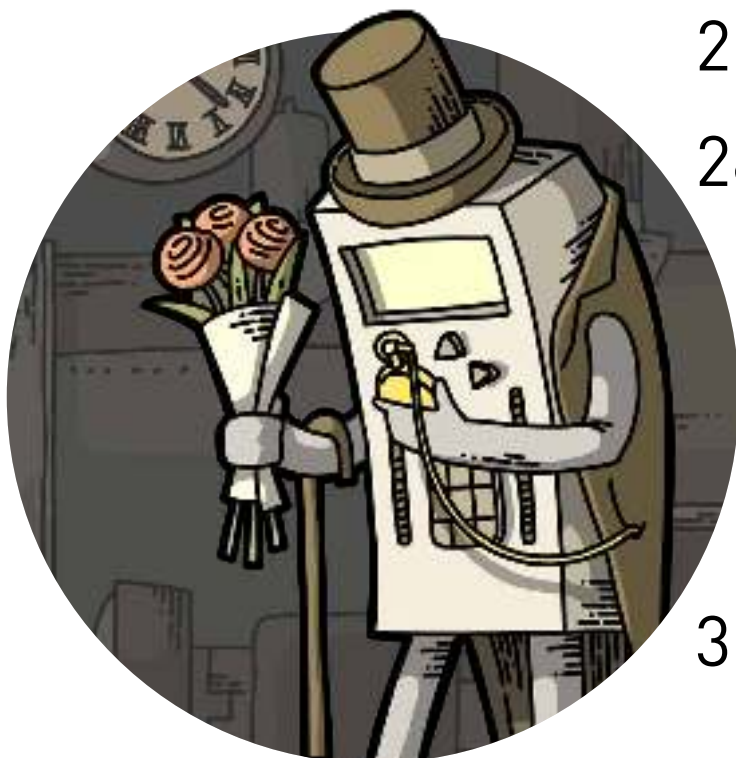
Редакция не несет ответственности за достоверность рекламных материалов.
Точка зрения авторов может не совпадать с точкой зрения редакции.

Перепечатка, копирование материалов, опубликованных в журнале «Цифровая подстанция»,
допускается только со ссылкой на издание.

digitalsubstation.com

4 НОВОСТИ
ЦИФРОВАЯ ПОДСТАНЦИЯ «ТОБОЛ»
ПЕРЕВЕДЕНА НА ТЕЛЕУПРАВЛЕНИЕ

5 НОВОСТИ
ФСК ЕЭС ВВЕЛА СТАНДАРТ
ОРГАНИЗАЦИИ ПО МЕТРОЛОГИИ ЦПС



5 НОВОСТИ
ПЕРЕЧЕНЬ ПЛАНИРУЕМЫХ К ВЫПУСКУ СТО

6 НОВОСТИ
ВВЕДЕН СТАНДАРТ ПАО «РОССЕТИ»
НА КОММУТАТОРЫ ЭНЕРГООБЪЕКТОВ

8 НАДО ЗНАТЬ
СОРЕВНОВАНИЯ ФСК
ПО УДАЛЕННОМУ МОНИТОРИНГУ
УСТРОЙСТВ РЗА: КАК ЭТО БЫЛО

12 КАРТА ПРОЕКТОВ
ПОДСТАНЦИЯ ИМ. М.П. СМОРГУНОВА:
ПЕРВАЯ ЦИФРОВАЯ В СИБИРИ

16 КАРТА ПРОЕКТОВ
«МЕДВЕДЕВСКАЯ» —
ПЕРВЕНЕЦ В СЕМЬЕ ЦИФРОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ
МОСКОВСКОГО РЕГИОНА

20 КАРТА ПРОЕКТОВ
«УВАТ» И «ДЕСНА» —
ЗНАКОВЫЕ ИМЕНА НА КАРТЕ
ЦИФРОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ

22 КАРТА ПРОЕКТОВ
ОСОБЕННОСТИ РЕАЛИЗАЦИИ РЗА
НА ПРИМЕРЕ ЦПС «ПОРТОВАЯ»

26 ЗАРУБЕЖНЫЙ ОПЫТ
УРОКИ ФРАНЦУЗСКОГО

28 КОЛЛЕКТИВНЫЙ РАЗУМ
**КАК ВЫ ДЕЛАЕТЕ
ЦИФРОВОЙ
ПРОЕКТ?**

36 ТЕМА НОМЕРА
СИНХРОНИЗАЦИЯ ИЗМЕРЕНИЙ
В ИНФРАСТРУКТУРЕ ЦПС

38 ТЕМА НОМЕРА
СИНХРОНИЗАЦИЯ ВРЕМЕНИ НА ПОДСТАНЦИЯХ:
ТРЕБОВАНИЯ К ТОЧНОСТИ, ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ
И МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ

42 ИНТЕРВЬЮ
КРИСТОФЕР БРЮННЕР:
«ЧТОБЫ БЫТЬ В АВАНГАРДЕ ТЕХНОЛОГИЙ,
НУЖНО ДЕЛАТЬ ВКЛАД В ИХ РАЗВИТИЕ,
И ЭТО МОЖНО СДЕЛАТЬ ЧЕРЕЗ СТАНДАРТИЗАЦИЮ»

50 IEC 61850
БАЗОВЫЕ ПРИКЛАДНЫЕ ПРОФИЛИ В МЭК 61850.
КТО ИХ НАПИШЕТ
И НУЖНЫ ЛИ ОНИ ВООБЩЕ?

54 ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ
ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ УПРАВЛЕНИЯ СПРОСОМ
НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ

УСТРОЙСТВО СИНХРОНИЗАЦИИ ВРЕМЕНИ ИСС

точка отсчета в информационной системе



ИСС-11



ИСС-13



ИСС-21 / ИСС-23

- Прием сигналов от глобальных навигационных спутниковых систем ГЛОНАСС и GPS
- Формирование сигналов точного времени в форматах 1PPS, IRIG-B, IEEE 1344, 10 МГц, NMEA
- Поддержка сетевых протоколов синхронизации времени – NTP, PTP
- Диапазон рабочих температур от -40 до +60 °С
- Абсолютная погрешность 200 нсек относительно UTC

Серия устройств включена в Государственный реестр средств измерений 21.05.2018 под номером 71235-18

ЦИФРОВАЯ ПОДСТАНЦИЯ «ТОБОЛ» ПЕРЕВЕДЕНА НА ТЕЛЕУПРАВЛЕНИЕ



ФСК ЕЭС совместно с Системным оператором завершили перевод цифровой подстанции 500 кВ «Тобол» на дистанционное управление.

Подстанция 500 кВ «Тобол» — первый в России магистральный энергообъект сверхвысокого класса напряжения, в котором реализован комплекс цифровых решений, в том числе оптические трансформаторы тока и напряжения российского производства (так называемая инновационная часть ПС). Также на подстанции при строительстве была установлена АСУ ТП с поддержкой функции дистанционного контроля режимов работы оборудования и проведения переключений.

Надо признать, что ЦПС Тобол — неоднозначный пример апробации новых технических решений. В ходе реализации этого проекта из-за отсутствия нормативной базы и опыта проектирования цифровых подстанций возникли определенные сложности, а именно:

- стандартом МЭК 61850 не определены общие правила информационных коммуникаций между элементами ЦПС;

- не определены нормативно, а в проекте, соответственно, не проработаны настройки ЛВС в части параметров SV, MMS, GOOSE потоков;

- из-за отсутствия опыта проектирования в проекте не полностью проработан вопрос организации синхронизации времени между элементами ЦПС;
- в проекте не прорабатывался вопрос метрологического обеспечения ЦПС.

Для анализа работы инновационной части ПС 500 кВ Тобол и дальнейшего внедрения инновационных технических решений была создана совместно с АО «СО ЕЭС» рабочая группа. В ее задачи входило:

- разработка мероприятий по организации мониторинга электронных измерительных трансформаторов тока и напряжения с устройствами РЗА и, при необходимости, разработка технических решений и рекомендаций по реализации обмена информацией между устройствами РЗА и электронными измерительными трансформаторами тока и напряжения в соответствии со стандартом МЭК 61850-9.2;
- оформление отчета по результатам мониторинга, содержащего,

в том числе, анализ работы комплекса, состоящего из электронных измерительных трансформаторов тока, напряжения и устройств РЗА на ПС 500 кВ Тобол в нормальном режиме, при коротких замыканиях и при производстве переключений;

- формирование рекомендаций о промышленном применении электронных измерительных трансформаторов тока и напряжения.

Перевод ПС на дистанционное управление позволяет значительно повысить качество управления электроэнергетическим режимом энергосистемы: в частности, обеспечивается существенное (до нескольких минут) сокращение времени переключений в электроустановках, минимизируется риск ошибок персонала и снижаются расходы на оперативно-технологическое управление подстанцией. Диспетчеры Тюменского РДУ получили возможность дистанционного управления оборудованием ПС «Тобол» с использованием АПП и оборудованием восьми линий электропередачи 500 кВ, подключенных к питающему центру.

Ранее ОДУ Урала и Тюменское РДУ вместе с ФСК провели успешные комплексные испытания автоматизированной системы дистанционного управления оборудованием подстанции из диспетчерского центра Тюменского РДУ. Испытания проходили в два этапа. Первый предполагал выполнение комплекса переключений на оборудовании подстанции из Тюменского РДУ с реальным воздействием на коммутационные аппараты посредством дистанционного управления. Второй заключался в испытании дистанционного управления оборудованием подстанции с использованием автоматизированных программ переключений АПП.

До 2025 года ФСК планирует перевести на телеуправление более 100 энергообъектов. В Западной Сибири, помимо «Тобола», на новый режим работы перейдут еще две подстанции – 220 кВ «Губернская» и 500 кВ «Святогор» ●

ФСК ЕЭС ВВЕЛА СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ ПО МЕТРОЛОГИИ ЦПС

ФСК ЕЭС выпустила и 25 марта 2019 года ввела в действие стандарт организации СТО 56947007-29.240.10.265-2019 «Общие требования к метрологическому контролю измерительных каналов ЦПС». В стандарте впервые вводится понятие «вычислитель».

Стандарт устанавливает основные требования к метрологическому обеспечению (МО) измерительных систем ЦПС, включая требования к метрологическим характеристикам (МХ) измерительных компонентов измерительных каналов, контролю метрологических характеристик измерительных каналов цифровых подстанций (ИК ЦПС). В ФСК отметили, что в документе впервые введено понятие «вычислитель».

Стандарт предназначен для использования:

- проектными организациями и институтами, выполняющими работы по проектированию измерительных систем ЦПС ФСК;
- организациями, выполняющими работы по внедрению и метрологическому обеспечению ИК измерительных систем ЦПС ФСК на этапе ввода в эксплуатацию;
- организациями — производителями СИ и других компонентов, ко-

торые могут применяться в составе ИК ЦПС ФСК;

- профильными структурными подразделениями исполнительного аппарата и филиалов ФСК, в функциональной ответственности которых находятся развитие, эксплуатация и метрологическое обслуживание СИ и измерительных систем;
- подразделениями метрологического обеспечения исполнительного аппарата и филиалов ФСК;
- организациями, выполняющими комплекс работ по МО ИК ЦПС на всех этапах жизненного цикла измерительных систем ЦПС ФСК.

Стандарт не распространяется на устройства и системы учета электроэнергии, подчиняющиеся правилам оптового и розничного рынков.

Документ разработан в целях совершенствования нормативно-технической базы компании, повышения уровня надежности и наблюдаемости подстанций, повышения качества выполнения основных технологических функций, снижения затрат на наладку и последующее обслуживание, а также повышения уровня безопасности производства в ФСК. Ожидается, что стандарт обеспечит в дальнейшем упрощение эксплуатации и снижение капитальных и операционных затрат ●

ПЕРЕЧЕНЬ ПЛАНИРУЕМЫХ К ВЫПУСКУ СТО

ПАО «ФСК ЕЭС» готовит ряд СТО, в которых будет учтен опыт проектирования, внедрения и опытной эксплуатации инновационных решений ПС 500 кВ Тобол.

- Серия СТО ПАО «ФСК ЕЭС» Корпоративные технические решения по типовым шкафам СТО ПАО «ФСК ЕЭС»
- Корпоративный профиль МЭК 61850 СТО ПАО «ФСК ЕЭС»

- Методические указания по проектированию ЦПС СТО ПАО «ФСК ЕЭС»
- Руководящие указания по эксплуатации оборудования ЦПС СТО ПАО «ФСК ЕЭС»
- Типовые технические требования к организации и производительности технологических ЛВС в АСУ ТП ПС ЕНЭС ●



Олег Большаков

Главный метролог ФСК

Новый стандарт организации определяет возможные выгоды при эксплуатации ЦПС в сфере метрологического обеспечения.

Измерения и метрология заканчиваются на формировании SV-потока, содержащего единичные отсчеты измеренной величины, при этом известно и точное время выполнения данного отсчета. Поэтому вся дальнейшая обработка этой информации имеет алгоритмическую погрешность, но не имеет временных дрейфов и дополнительных погрешностей, что позволяет исключить периодический метрологический контроль большого парка оборудования ЦПС.

В документе повышены требования к проектированию локальной сети для ЦПС: установлены требования к допустимым потерям блоков информации и ограничение максимальной погрешности, вносимой этим фактором. Ведь на аналоговой подстанции при плохом контакте во вторичной цепи мы подтягиваем контакт, а не увеличиваем допустимую погрешность.

Тем не менее, вычислительные устройства ЦПС должны иметь подтвержденную метрологическую погрешность, поэтому внесение в Единый информационный фонд с подтверждением алгоритмической и программно-аппаратной погрешностей является обязательным.

Таким образом, в этом СТО реализованы новые подходы к метрологическому обеспечению ЦПС ●

ВВЕДЕН СТАНДАРТ ПАО «РОССЕТИ» НА КОММУТАТОРЫ ЭНЕРГООБЪЕКТОВ

«Россети» выпустили стандарт организации СТО 34.01-6-005-2019 «КОММУТАТОРЫ ЭНЕРГООБЪЕКТОВ. Общие технические требования».

Этот стандарт устанавливает типовые технические требования к оборудованию сетей передачи данных – промышленным коммутаторам, при их применении на энергообъектах ДЗО ПАО «Россети» (новое строительство, расширение, реконструкция и техническое перевооружение). В него должны быть внесены изменения в случаях ввода в действие новых технических регламентов и национальных стандартов, содержащих требования, неучтенные в стандарте, а также при необходимости введения новых требований и рекомендаций, обусловленных развитием техники.

Требования настоящего СТО распространяются на оборудование коммутации пакетов информации сети передачи данных, предназначенное для подключения нескольких узлов ЛВС объекта электроэнергетики, относящихся к одной или нескольким выделенным группам сети передачи данных – виртуальным локальным сетям и устанавливаемых на энергообъектах ПАО «Россети» (подстанции, переключательные пункты и т.д.). Стандарт организации устанавливает классификацию коммутаторов, применяемых в составе комплексов РЗА и АСУ ТП электроэнергетических объектов, требования к составу основных функциональных блоков и интерфейсов, перечень требуемых функций и протоколов, общие технические требования к устройствам, обеспечивающим инфор-

мационный обмен между интеллектуальными устройствами комплексов РЗА и АСУ ТП посредством высокоскоростных технологий пакетной передачи данных Ethernet. Он не определяет требования к маршрутизаторам, криптографическим шлюзам, системам обнаружения вторжения и другому сетевому оборудованию, кроме промышленных коммутаторов сети Ethernet. Нормы и требования СТО подлежат соблюдению субъектами хозяйственной деятельности на территории Российской Федерации, которые будут участвовать в поставках систем и оборудования для ДЗО ПАО «Россети» в качестве изготовителя, либо в качестве исполнителей работ (услуг), если требование по соблюдению данного СТО указано в договоре (контракте) на создание системы или ее компонентов ●

24-я Международная специализированная выставка и конгресс

ENERGY EXP

"Энергетика. Экология. Энергосбережение. Электро"



**XXIV БЕЛОРУССКИЙ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ И
ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ
ФОРУМ**

8-11.10.2019

г. Минск, пр. Победителей 20/2
(Футбольный манеж)

**oil & gas
technologies**
специализированная выставка
технологий для нефтехимической отрасли

**ATOMEXPO
Belarus**
специализированная выставка
"Атомэкспо-Беларусь"

exp·light
специализированная выставка
светотехнического оборудования "ЭкспоСВЕТ"

**Water & Air
technologies**
специализированная выставка
"Водные и воздушные технологии"

EXPOCITY
специализированная выставка
"ЭкспоГОРОД"

ENERGY EXP

ЗАО «ТЕХНИКА И КОММУНИКАЦИИ»
тел.: (+375 17) 306 06 06, www.energyexpo.by, energy@tc.by



ОБУЧАЮЩИЙ КУРС

Локальные вычислительные сети на энергообъектах

30.09–03.10
2019

Москва, Россия

Вы узнаете про:

Основы ЛВС

Протоколы резервирования и синхронизации времени

Основы построения надежных ЛВС

Онлайн мониторинг состояния ЛВС в SCADA-системе

Основы проектирования ЛВС

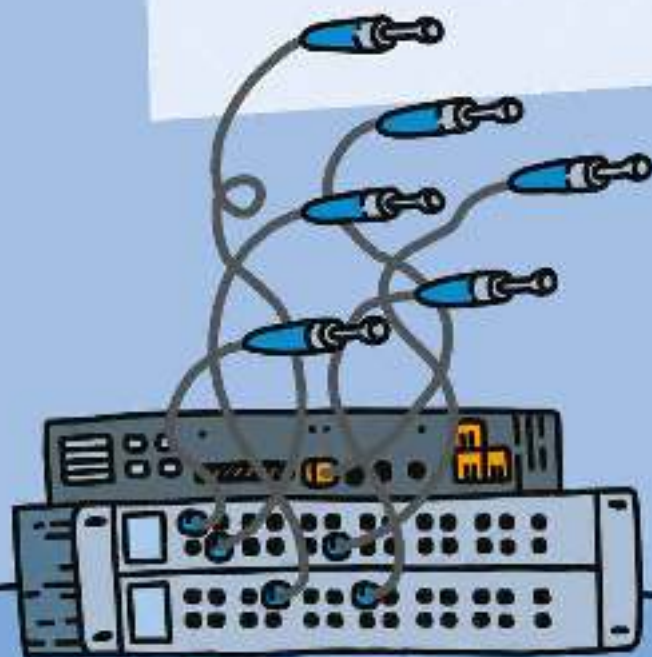
Практические занятия на оборудовании ведущих производителей (SIEMENS, RUGGEDCOM, MOXA, ABB, PHOENIX CONTACT)

Помогут Вам закрепить полученные теоретические знания.

WORLD.DIGITALSUBSTATION.COM

SVA@DIGITALSUBSTATION.COM

+7 499 350-71-35





В 2018 году ФСК впервые провела соревнования персонала по удаленному мониторингу устройств релейной защиты и автоматики – эти состязания планируется сделать регулярными. ЦПС рассказывает о том, как прошла эта «битва релейщиков».

СОРЕВНОВАНИЯ ФСК ПО УДАЛЕННОМУ МОНИТОРИНГУ УСТРОЙСТВ РЗА: КАК ЭТО БЫЛО

В мероприятии приняли участие команды всех филиалов ФСК. Вне зачета выступили «МРСК Урала», «МРСК Юга» и «Ленэнерго» из «Россетей», а также «Брестэнерго» из Белоруссии. Соревнования были организованы департаментом релейной защиты, метрологии и АСУ ТП ФСК совместно с центром подготовки персонала при поддержке Минэнерго и «Россетей».

На соревнованиях оценивалось умение специалистов работать с решениями, позволяющими проводить удаленный анализ работы оборудования РЗА в нормальном и аварийном режимах на основной схеме сети, данных с регистраторов аварийных событий, а также иной информации, ретранслируемой с цифровых устройств.

Призерами стали команды:

1. «МЭС Сибири».
2. «МЭС Западной Сибири».
3. «МЭС Северо-Запада».

Также высокую оценку получили гости соревнований – представители распределительных сетевых компаний «Россетей» и компания «Брестэнерго».

Как отметили в ФСК, соревнования с применением видеосвязи в компании проводились впервые. Само мероприятие показало положительные результаты, и в дальнейшем ФСК планирует проводить соревнования в таком формате на регулярной основе.

Задания

Передача информации осуществлялась в единых форматах данных и анализировалась в современных программных комплексах. Соревнующиеся команды находились на своих рабочих местах. Команды выполнили следующие 10 заданий, сформированных на основе реальных технологических нарушений в электросетях:

- насыщение трансформатора тока;
- однофазное короткое замыкание с однофазным автоматическим повторным включением на ЛЭП;
- неисправность цепей напряжения;
- однофазное короткое замыкание, анализ работы дифференциальной защиты ошиновки;
- апериодическая составляющая в ТТ;
- повреждение ТН;

- анализ работы РЗА смежной ЛЭП;
- переходящее КЗ с обрывом фазы;
- излишняя работа линейных защит;

- излишняя работа дифференциальных защит.

Каждое задание состояло из:

- файла осциллограммы технологического нарушения в формате COMTRADE;
- приложения с пояснительными материалами (однолинейная схема ПС, описание произошедшего события);
- протокола выполнения задания.

На выполнение всех заданий отводилось 3,5 часа.

Задание 1. Насыщение трансформатора тока

Аварийное событие, которое зафиксировано на осциллограмме, характеризуется однофазным коротким замыканием с насыщением измерительного трансформатора тока.

Задание проверяло умение персонала работать с осциллограммой и программным обеспечением для просмотра осциллограмм для выполнения анализа, расчета и построения недостоверных или отсутствующих данных, а также умение применять

этих данные и определять насыщение трансформаторов тока.

По результатам выполнения задания участникам была дана рекомендация использовать возможности программ просмотра осциллограмм для построения симметричных составляющих тока. Так как на осциллограмме было видно, что при однофазном коротком замыкании отсутствует (недостоверен) ток $3I_0$, то с помощью рассчитанных симметричных составляющих (I_0 , I_1 , I_2) можно было получить информацию о недостающем на осциллограмме токе $3I_0$ и затем, используя векторную диаграмму, определить угол между током I_0 и напряжением $3U_0$, величина которого и сказала бы о направлении короткого замыкания «вперед или за спиной».

Задание 2. Однофазное короткое замыкание с однофазным автоматическим повторным включением на ЛЭП

Аварийное событие, которое зафиксировано на осциллограмме, характеризуется возникновением на одной из ЛЭП однофазного замыкания, которое ликвидируется автоматическим действием устройств РЗА.



Александр Салёнов

Начальник департамента релейной защиты, метрологии и автоматизированных систем управления технологическими процессами ФСК

Интеграция новых технологий в системы управления приводит к возникновению систем нового класса — систем интеллектуального управления энергообъектами с высокой степенью автоматизации.

Начиная с 2015 года в ФСК внедрен и развивается подход к техническому обслуживанию устройств РЗА в зависимости от состояния с проведением удаленного мониторинга состояния устройств РЗА, поэтому сегодня дистанционный анализ работы устройств РЗА в нормальном и аварийном режимах — один из компонентов удаленного мониторинга состояния устройств РЗА. Удаленный мониторинг — необходимая основа для перехода к обслуживанию в зависимости от технического состояния, поскольку этот метод позволяет существенно повысить надежность комплексов РЗА с одновременным

снижением операционных затрат за счет превентивного выявления и своевременного устранения возможных отказов.

Профессиональные компетенции в области анализа функционирования и удаленного мониторинга технического состояния цифровых интеллектуальных устройств и систем РЗА и АСУ ТП также станут основой для внедрения и эксплуатации цифровых подстанций. Поэтому в период цифровой трансформации на первый план выходят требования к аналитическим способностям персонала, обслуживающего оборудование нового поколения ●

Задание проверяло знание работы устройства ОАПВ, умение оценить происходящие изменения токов при технологических нарушениях и умение выполнить анализ действия устройств РЗА по данным осциллограммы с описанием хронологии развития технологического нарушения.

По итогам этапа были даны следующие рекомендации:

- при описании хронологии событий указывать нормальный (предаварийный) режим, направление токов и мощностей;
- указывать при неуспешном ОАПВ с обратной стороны ВЛ, в какой последовательности происходит отключение ВЛ: сначала с противоположной стороны (виден емкостный характер тока по фазам А, В), затем — со своей.

Задание 3. Неисправность цепей напряжения

Аварийное событие, которое зафиксировано на осциллограмме, характеризуется коротким замыканием, произошедшим на одной из отходящих ЛЭП 220 кВ; параметры напряжения 1 СШ и 2 СШ на ПС 220 кВ, зафиксированные при этом технологическом нарушении, имеют различные значения.

На этапе проверялось знание принципов работы трансформаторов напряжения, знание организации цепей напряжения на ПС 110–220 кВ, умение выполнить анализ и оценить исправность ТН, а также умение оценить исправность цепей напряжения по данным осциллограммы.

По результатам задания было рекомендовано:

- проводить полную оценку исправности цепей напряжения по соотношению $3U_0$ разомкнутого треугольника к расчетному утроенному значению U_0 звезды (приблизительно равны);
- повысить навыки проведения анализа работы ТН, в частности умение соотносить указанные неисправ-

ности ТН к первичным или вторичным цепям.

Задание 4. Однофазное короткое замыкание. Анализ работы дифференциальной защиты ошиновки

Аварийное событие, которое зафиксировано на осциллограмме, характеризуется коротким замыканием на фазе «А» КВЛ 220 кВ вне зоны действия ДЗО КВЛ. Приведена осциллограмма с параметрами протекающих аварийных токов, напряжений и факта работы выходных реле в устройствах РЗА на ПС 220 кВ.

Проверялось знание принципов работы ДЗО КВЛ, умение определения вида и места повреждения в сети 220 кВ, а также умение оценить правильность работы защит по осциллограммам.

Специалистам была дана рекомендация по повышению навыков проведения анализа правильной работы терминала ДЗО КВЛ и защищаемой зоны терминала ДЗО КВЛ.

Задание 5. Апериодическая составляющая в трансформаторе тока

Аварийное событие, которое зафиксировано на осциллограмме, характеризуется коротким замыканием с появлением аperiодической составляющей тока.

Тестировалось знание о процессах, протекающих в энергосистеме при коротких замыканиях, и возможных причинах их возникновения, а также умение определить аperiодическую составляющую в токах короткого замыкания.

Отметим, что, хотя большинство участников правильно определило на осциллограмме аperiодическую составляющую тока КЗ, общие причины возникновения этой составляющей (наличие индуктивности в сети) и причины разницы в ее величинах в разных фазах в силу раз-

ной величины напряжения в разных фазах были сформулированы неверно.

Задание № 6. Повреждение трансформатора напряжения

Аварийное событие, которое зафиксировано на осциллограмме, характеризуется повышением напряжения во вторичных обмотках ТН фазы «В» звезды и $3U_0$ разомкнутого треугольника вследствие виткового замыкания в первичной обмотке фазы «В» ТН.

Задание проверяло знание принципов работы трансформаторов напряжения и умение строить потенциальные диаграммы ТН.

Было рекомендовано корректно указывать акцент при описании характеристических параметров процесса.

Задание 7. Анализ работы РЗА смежной ЛЭП

Аварийное событие, которое зафиксировано на осциллограмме, характеризуется разрушением конденсатора связи ВЛ 220 кВ на ОРУ 220 кВ ГРЭС, при этом также произошли падение спуска конденсатора связи на ОСШ 220 кВ и возгорание конденсатора связи. ВЛ 220 кВ в это время работала через обходной выключатель. При данном нарушении на ГРЭС имел место отказ в работе защит. Для выполнения задания была представлена осциллограмма со смежной ПС 220 кВ, от которой отходит на ГРЭС ВЛ 220 кВ.

Проверялось умение выполнить анализ действия устройств РЗА по данным осциллограммы с описанием хронологии развития технологического нарушения.

По результатам этапа были даны следующие рекомендации:

- развернуто составлять хронологию событий с указанием или без указания нормального (предаварийного) режима, направления токов и мощностей;

- указывать на неправильную работу ТЗНП ВЛ 220 кВ на смежной ПС;
- корректно определять отказ в работе ускорения ДЗ и ТЗНП при включении выключателя ВЛ 220 кВ от АПВ.

Задание 8. Переходящее КЗ с обрывом фазы

Аварийное событие, которое зафиксировано на осциллограмме, характеризуется изломом аппаратного зажима ТТ-110 фазы «С» в сторону ЛР на одной из отходящих ЛЭП 110 кВ с обрывом фазы с последующей серией КЗ.

Задание тестировало знание принципов работы защит и зон работы защит, а также навыки анализа работы РЗА при разных видах КЗ по данным осциллограммы.

Участникам было рекомендовано повысить навыки в определении моментов срабатывания ДЗШ, в определении линии, на которой произошло КЗ, и в определении момента отключения ЛЭП с противоположной

стороны (по исчезновению помехи в $\pm U$ питания).

Задание 9. Излишняя работа линейных защит

Аварийное событие, которое зафиксировано на осциллограмме, характеризуется возникновением КЗ фазы «В» на землю ВЛ 220 кВ; также происходит одновременное отключение нескольких присоединений.

Этап проверял знание принципов работы защит, навыки построения векторных диаграмм и умение проводить анализ работы РЗА.

После проверки задания было рекомендовано развернуто указывать отключившиеся ВЛ и определять характер их отключения.

Задание 10. Излишняя работа дифференциальных защит

Аварийное событие, которое зафиксировано на осциллограмме, характеризуется коротким замыканием на фазе «В» ТТ 500 кВ одного из шин-

ных выключателей ПС 500 кВ с отключением ВЛ и двух систем шин с успешным ОАПВ ЛЭП.

Проверялись знание принципов работы ДЗШ, ДЗО и защит ВЛ 500 кВ, умение определить вид и место повреждения в сети 500 кВ, умение оценить правильность работы защит по осциллограммам, умение объяснять процессы, происходящие в сети 500 кВ при различных условиях возникновения КЗ, умение описать хронологию развития аварии и работы устройств РЗА и давать пояснения.

По итогам этапа была дана рекомендация повысить навыки в определении процессов, предшествующих короткому замыканию, процессов насыщения ТТ и процессов возникновения аperiodической составляющей тока, а также навыки в определении защит, сработавших излишне при отключении присоединения ●

Редакция ЦПС благодарит пресс-службу ФСК за помощь в работе над материалом.



Александр Салёнов

Начальник департамента релейной защиты, метрологии и автоматизированных систем управления технологическими процессами ФСК

Формат мероприятия был нацелен не только на определение уровня мастерства специалистов служб РЗА, но и на отработку практических навыков удаленного мониторинга и оперативного анализа работы устройств РЗА с максимальным приближением к реальным условиям. Можно сказать, что соревнования прошли успешно. Ме-

роприятие стало ценной площадкой по обмену опытом среди коллег-релейщиков.

Имеющиеся наработки в области цифровой регистрации аварийных событий позволяют реализовать автоматическую интеграцию файлов осциллограмм с разных устройств РЗА и разных подстанций в едином синхронизированном формате. Для этого необходимо выработать единые требования к форматам записи осциллограмм, используя международный стандарт Comtrade 2013, учесть новые принципы в правилах проектирования электроэнергетических объектов, а также в разрабатываемых в настоящее время автоматизированных системах мониторинга устройств РЗА и специализированных ПО, которые используются для анализа осциллограмм. В этом случае реализация процесса монито-

ринга и анализа работы устройств РЗА позволит оперативно выявлять неисправности микропроцессорных устройств РЗА и понимать состояние устройств по сигналам самодиагностики, что в свою очередь позволит снизить затраты на их эксплуатацию.

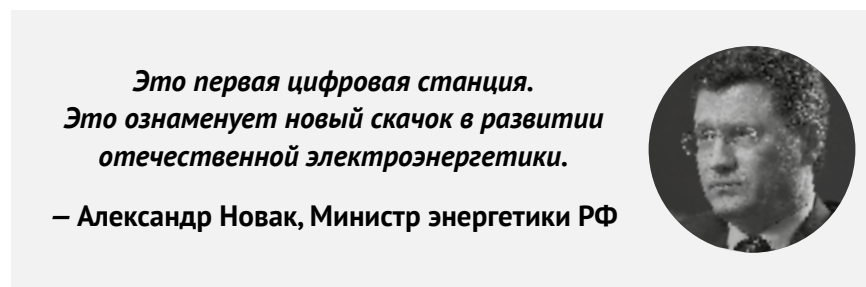
Использование автоматизированных систем мониторинга устройств РЗА позволит перейти на техническое обслуживание этих устройств по их фактическому состоянию, так как будет организован постоянный контроль за состоянием устройств. Внедрение автоматизированных систем мониторинга и анализа работы устройств РЗА позволит повысить наблюдаемость электрической сети, а также уменьшить время принятия решений при ликвидации технологических нарушений в работе электроэнергетической системы ●

ПОДСТАНЦИЯ ИМ. М.П. СМОРГУНОВА: ПЕРВАЯ ЦИФРОВАЯ В СИБИРИ

22 декабря 2017 года в поселке Солонцы в Красноярском крае состоялось открытие подстанции 110/10 кВ имени М. П. Сморгунова («МРСК Сибири»). В дистанционном пуске, прошедшем из Москвы, приняли в числе прочих участие министр энергетики Александр Новак и генеральный директор «Россетей» Павел Ливинский.

Эта подстанция — первая в Сибири (и одна из первых в России) построенная с применением технологии «Цифровая подстанция».

Основная задача новой подстанции — электроснабжение малоэтажного строительства в данном районе, а также одного из крупнейших за Уралом многофункционального торгового комплекса. Использование цифровых технологий позволит существенно повысить надежность энергоснабжения предпринимателей и жителей близлежащих районов за счет высокой степени автоматизации и управляемости оборудования, а также самодиагностики и учета аварийных событий, что позволит снизить стоимость



*Это первая цифровая станция.
Это ознаменует новый скачок в развитии
отечественной электроэнергетики.*

— Александр Новак, Министр энергетики РФ



работ и обслуживания энергообъекта. Подстанция в Солонцах входит в дорожную карту национального проекта «Развитие и внедрение системы автоматизированной защиты и управления электрической подстанцией нового поколения». Подстанция имени М. П. Сморгунова — пилотный проект «Россетей». Полученный в Красноярске опыт будет проанализирован, и все успешные наработки будут тиражироваться на других объектах электросетевого комплекса.

Подстанция имени М. П. Сморгунова являлась одним из важнейших инвестиционных проектов «МРСК Сибири» по повышению надежности и качества электроснабжения,

что произойдет благодаря высокой степени автоматизации и управляемости оборудования. Основная задача новой подстанции — электроснабжение малоэтажного строительства в данном районе, а также одного из крупнейших за Уралом многофункционального торгового комплекса. Плановый объем реализации электрической энергии уже 2018 году составит 79 800 кВт·ч.

Подстанция тупиковая. Она реализована по следующей схеме:

- ОРУ 110 кВ. Схема № 110-4Н (два блока с выключателями и неавтоматической переключкой со стороны линий).
- КРУ 10 кВ. Схема № 10-1 (одна секционированная выключателем система шин).



Рис. 1.

Основное силовое электротехническое оборудования, установленное на объекте, — классическое, имеющее традиционные характеристики выходных сигналов и входных дискретных. Силовые трансформаторы — трехфазные двухобмоточные типа ТДН-25000/110 УХЛ1 мощностью 25 МВА. Трансформаторы напряжения и тока 110 кВ — элегазовые типа ЗНОЛГ и ТОГФ соответственно. Применены элегазовые силовые выключатели 110 кВ типа ВГТ. На стороне 10 кВ смонтированы вакуумные коммутационные аппараты и классические трансформаторы тока типа ТОЛ и трансформаторы напряжения типа НАЛИ.

Состав ПТК АСЗУ:

- устройства сопряжения с шиной процесса — derRTU от компании «ДЭП»;
- коммутаторы шины процесса — от компании Symanitron (со встроенным модулем синхронизации времени РТР);
- серверы iSAS — от компании «Лисис»;
- коммутаторы шины подстанции — от компании Symanitron;
- серверы SCADA и АРМ ОП — от компании «Микроника»;
- система гарантированного питания — от компании «Микроника».

Дополнительно предусмотрено резервирование системы РЗА микро-

процессорными терминалами защит серии БЭ компании «ЭКРА»:

- основная и резервная защита трансформатора — шкаф ШЭ2607 048073, шкаф ШЭ2607 151;
- защита ввода 10 кВ — терминал БЭ2520Б03;
- защита секционного выключателя 10 кВ — терминал БЭ2520Б02.

В Таблице 1 приведен перечень реализуемых в ПТК АСЗУ функций с указанием необходимости дублирования в традиционных терминалах (в связи с отсутствием опыта эксплуатации iSAS на действующем объекте).

Отечественный программно-технический комплекс iSAS включает в себя функциональные подсистемы:



Рис. 2.

- релейной защиты и автоматики;
- противоаварийной автоматики;
- АСУ ТП;
- технического учета электроэнергии;
- контроля качества электроэнергии;
- оперативной блокировки;
- регистрации аварийных событий.

Организованы SV-потoki с ТН и ТТ 110 кВ и с ТН и ТТ 10 кВ. Система телесигнализации и телеуправления задействует все коммутационные аппараты подстанции, в том числе разъединители и заземлители. Для этих целей установлены непосредственно на территории ОПУ шкафы полевых устройств, основными элементами которых являются преобразовательные устройства тока и напряжения серии DSU, модули дискретного ввода и вывода и устройства сопряжения с шиной процесса, представляющие

собой полновесный SAMU. В отсеках для РЗА КРУ 10 кВ были смонтированы устройства аналогового типа DMU для осуществления прямых/обратных дискретно-аналоговых преобразований.

На подстанции существуют две параллельные системы: цифровая и классическая

Здесь необходимо заметить, что вместе с оптическими линиями связи применяются и классические медные связи, используемые для подключения резервных модулей микропроцессорной защиты. Таким образом, фактически на объекте присутствуют две запараллеленные системы: цифровая с применением стандарта IEC 61850 на iSAS и классическая на РЗА компании «ЭКРА».

Непосредственно в ОПУ были установлены основной и резервный шкафы ПТК iSAS, собранные на базе промышленных серверов и коммутаторов, а также шкаф панельного компьютера в ЗРУ 10 кВ и шкаф управления и сигнализации, позволяющие персоналу осуществлять управление и мониторинг.

Станционная шина представляет собой оптоволоконную кольцевую сеть. Обвязка дублирующих защит в шкафах ЗРУ 10 кВ формирует сеть Ethernet 100-FX. Сети шин процесса и шины станции разделены. Дополнительно в ОПУ организовано рабочее место персонала с необходимым доступом для управления и мониторинга. Согласно проекту, связь между ПТК iSAS и ЦУС филиала «МРСК Сибири» предполагается по стандарту IEC 61870-5-104 ●

Таблица 1.

Наименование подсистемы	Реализуется в iSAS	Дублируется по традиционной технологии	Реализуется по традиционной технологии
РЗА	Полностью	Защита трансформаторов и вводов 10 кВ	
РАС	Полностью		
АСУТП	В объеме контроллеров присоединений		В объеме сервера SCADA и АРМ ОП
ПА	Полностью		
АИИСКУЭ	Требуется метрологическая аттестация		Полностью



Мобильный эталонный комплекс **МарсТест-61850** Метрологическое обеспечение СИ ЦПС



1. Эталонный измерительный прибор **Энергомонитор 61850**
Гос. реестр 73445-18
2. Источник тока и напряжения **Энергоформа-61850**
3. Калибратор цифровых сигналов **МарсГен-61850**
4. Управляющее ПО **«Энергомонитор-61850ext»**
и **«Энергоформа-61850»**
5. Сервер времени **CB-01**

- Измерительные трансформаторы тока и напряжения
- Многофункциональные счетчики электроэнергии
- ПАС – преобразователь аналоговых сигналов в цифровой поток
- Устройства синхронизированных векторных измерений УСВИ

Поверяемые **СИ ИК ЦПС**
с поддержкой
протокола 61850-9-2

Подстанция «Медведевская» – первая полноценная цифровая подстанция в московском регионе. Наш журнал связался с МОЭСК и разузнал подробности о новом энергообъекте.

«МЕДВЕДЕВСКАЯ» – ПЕРВЕНЕЦ В СЕМЬЕ ЦИФРОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ МОСКОВСКОГО РЕГИОНА



Нас интересовали следующие вопросы:

- какое оборудование установлено, и чем «Медведевская» отличается от других ЦПС?
- каков объем цифровизации на подстанции?
- везде ли «медь» заменена на «оп-

тику», и какие технологии на каком уровне напряжения применены?

- каким образом производится мониторинг технического состояния оборудования на подстанции, если отказались от ППР?
- как организована кибербезопасность объекта?



Рис. 1.

- с какими проблемами пришлось столкнуться в ходе пуско-наладочных работ КРУЭ?

Из ответов мы поняли, что в ходе строительства подстанции «Медведевская» применялось инновационное электрооборудование исключительно российского производства — в том числе впервые в новейшей истории на подстанции установлено КРУЭ 110 кВ, произведенное на петербургском заводе «Электроаппарат». Оно имеет заводской номер «1».

Кроме того, на подстанции установлено основное оборудование:

- КРУЭ 110 кВ на 9 ячеек, выполненное по схеме «две рабочие системы шин» (с электромагнитными ТТ и ТН) и рассчитанное на присоединение 4 линий 110 кВ, двух трансформаторов и шиносоединительного выключателя;
- два силовых трансформатора 110/20 кВ мощностью 80 МВА каждый производства компании «Тольяттинский трансформатор»;
- КРУ 20 кВ производства компании «Самарский трансформатор», выполненное 4секционным с вакуумными выключателями и рассчитанное на 20 отходящих линий 20 кВ;
- комплекс РЗА, выполненный на терминалах производства НПП «Экра» и реализующий концепцию цифровой подстанции.

Объем цифровизации на подстанции

Цифровая подстанция 110 кВ «Медведевская» построена по принципу формирования шин данных.



Всего выделены 3 шины данных управления и измерения:

- шина процесса IEC 61850-9.2LE — для организации цепей измерения РЗА;
- шина подстанции № 1 IEC 61850-8.1 — для организации передачи GOOSE-сигналов контроля и управления между устройствами РЗА;
- шина подстанции № 2 IEC 61850-8.1 — для организации передачи MMS-общений, настроек, чтения осциллограмм и т.п.

Первые две шины полностью изолированы, в них исключена возможность постороннего дистанционного вмешательства. Шина подстанции № 2 предназначена для дистанционного управления устройствами РЗА и первичным оборудованием, мониторинга указанного оборудования, чтения внутренних регистраторов и осциллограмм и т. п.

Измерения для РЗА выполнены по шинной архитектуре на основе шины процесса. Данные выборочных значений передаются с частотой 80 выборок за период согласно IEC 61850-9.2LE. Источником данных о первичных величинах служат преобразователи аналоговых сигналов — АМУ, — основное назначение которых — преобразование первичного значения тока и напряжения от ТТ и ТН в цифровой код в соответствии с упомянутым стандартом. Значения токов и напряжений используются устройствами РЗА, ПА и КРАП. Подключение к соответствующим преобразователям осуществляется за счет настройки сетевых параметров РЗА. Преобразователи установлены непосредственно у первичного оборудования в помещении КРУЭ 110 кВ и РУ 20 кВ (в ячейках КРУ). Передача выборочных значений тока и напряжений осуществляется по специальной ЛВС — шине процесса.

Для обеспечения надежности применяется технология резервирования PRP (параллельное резервирование). Образуются полностью идентичные сети А и В. При отказе любого сегмен-



Рис. 2.

та сети работа шины процесса продолжается на рабочей сети без изменения значений первичных сигналов.

Медные кабели на подстанции «Медведевская» используются для питания устройств РЗА и АСУ ТП и для передачи аналоговых сигналов от электромагнитных ТТ и ТН до устройств сопряжения с объектом (УСО), преобразующих измеренные величины токов и напряжений в цифровой сигнал, который передается в устройства РЗА согласно IEC 61850-9.2LE.

Применяемые технологии и мониторинг техсостояния оборудования

Система управления и контроля состояния первичного оборудования и устройств РЗА и ПА построена

на ЛВС с организацией шины подстанции с передачей сигналов GOOSE-общений в соответствии с IEC 61850.1. Управление и контроль первичного оборудования осуществляется при помощи устройств преобразователей дискретных сигналов (проектное наименование — DMU). Эти устройства вынесены непосредственно к первичному оборудованию КРУЭ 110 кВ и РУ 20 кВ и выполняют функции сопряжения с первичным оборудованием. При этом названные устройства осуществляют контроль положения коммутационных аппаратов и состояния их технологических цепей, а также управление следующим первичным силовым оборудованием:

- коммутационными аппаратами (разъединители, заземляющие ножи, выключатели) КРУЭ 110 кВ;



Рис. 3.



Рис. 4.

- коммутационными аппаратами РУ 20 кВ;
- устройством РПН силовых трансформаторов — и т. п.

Функции РЗА выполнены в шкафах серии ШЭ2607, размещенных в ОПУ РЩ. Управляющие и контрольные сигналы между устройствами РЗА и DMU передаются посредством GOOSEсообщений.

Для организации ОБР и обеспечения возможности дистанционного управления КА проект предусматривает шкаф контроллера присоединения ШЭ2607 419, в который также входят функции АУВ с возможностью АПВ.

В списках ниже перечисляются технологии, применяющиеся в различных системах подстанции.

АСУ ТП и ТМ:

- оперативный контроль и управление (SCADA);
- интегрированная система ТМ (ТС, ТУ, ТИ);
- синхронизация времени компонентов ЦПС;
- организация коммуникационного взаимодействия;
- контроль состояния работы сетевого оборудования;
- чтение и архивирование внутренних событий ИЭУ;
- чтение и архивирование осциллограмм ИЭУ;
- мониторинг состояния силового оборудования;
- дистанционное управление силовым оборудованием;
- интеграция системы ЧР в АСУ ТП.

КРУЭ 110 кВ:

- online-мониторинг частичных разрядов;
- online-мониторинг состояния и ресурса выключателей;
- контроль состояния преобразователей AMU и DMU;



Рис. 5.

- дистанционная настройка (конфигурирование) преобразователей АМУ и DMU;
- чтение внутренних регистраторов АМУ и DMU;
- прием сигналов телеизмерений (ТИ);
- контроль утечки SF.

Силовые трансформаторы:

- online-мониторинг критических утечек трансформаторного масла;
- непрерывный контроль высоковольтных вводов;
- контроль токов обмоток трансформатора и положения РПН;
- хроматографический online-мониторинг трансформаторного масла.

РЗА 110/20/10 кВ:

- контроль состояния устройств РЗА;
- дистанционная настройка (конфигурирование) устройств РЗА;
- чтение внутренних регистраторов событий устройств РЗА;

- чтение осциллограмм;
- дистанционное управление первичным оборудованием (через устройства РЗА и контроллеры присоединения);
- анализ работы сетевого оборудования;
- чтение осциллограмм КРАП.

НКУ:

- диагностика контроллеров управления ЩСН;
- контроль состояния АВ ЩСН 0,4 кВ;
- контроль состояния АВ и плавких вставок СОПТ;
- диагностика состояния СКИ;
- дистанционный мониторинг повреждений в СОПТ;
- дистанционный контроль состояния АВ.

Общеподстанционные системы:

- мониторинг охранно-пожарной сигнализации;
- мониторинг и дистанционное управление вентиляционными установками;

- контроль температуры помещений и отопления.

Кибербезопасность

В целях обеспечения информационной безопасности шина процесса и шина подстанции полностью изолированы от внешней сети, в них исключена возможность постороннего дистанционного вмешательства.

Отвечая на наш последний вопрос, в пресс-службе рассказали, что во время проведения пуско-наладочных работ, связанных с внедрением нового КРУЭ, произошло технологическое нарушение; РЗА сборных шин отработали правильно, в штатном режиме ●

Редакция благодарит пресс-службу МОЭСК, генерального директора компании Петра Синютину и директора департамента релейной защиты и режимной автоматики электрических сетей Максима Грибкова за помощь в работе над материалом.



Петр Синютин

Генеральный директор МОЭСК

При строительстве новой подстанции компания учитывает десятки факторов, включая сроки ввода новых мощностей, планы развития территорий, специфику выделенного участка земли, особенности расположения коммуникаций и т. д. Компоновка подстанции — вопрос технически сложный, и, как правило, для его решения применяется оборудование, хорошо зарекомендовавшее себя на других объектах. В случае с подстанцией «Медведевская» компании

было бы удобнее поставить КРУЭ зарубежной марки, например производства Siemens — оно и было изначально запланировано в проекте. Но появление отечественного КРУЭ позволяет укомплектовывать подстанции полностью российским оборудованием. Понимая все риски, МОЭСК взяла на себя ответственность впервые в истории современной России заказать и установить КРУЭ 110 кВ отечественного производства. Разумеется, это потребовало серьезной технической проработки и передовых инженерных решений. Но в противном случае у отечественного предприятия не было бы шансов создать реальный российский продукт. В результате, петербургский завод «Электроаппарат» получил опыт производства и внедрения КРУЭ напряжением 110 кВ.

Для энергетиков появление отечественного КРУЭ означает возмож-

ность укомплектовывать подстанции полностью российским оборудованием. Это снижает риски роста цен из-за курсовой разницы и нехватки запасных частей. По качеству и надежности российское КРУЭ не уступает мировым брендам, срок его монтажа сравним с монтажом зарубежных аналогов. К тому же отечественное оборудование имеет ценовое преимущество — экономия до 30 %.

Понимая риски заказчика, производитель взял повышенные гарантийные обязательства на 15 лет. В течение этого периода специалисты предприятия обязуются в срок до 24 часов прибывать на подстанцию для устранения любых неполадок на оборудовании. Завод расширяет номенклатуру поставляемых на подстанцию ЗИП (запасных частей, инструментов и приспособлений), а также организует склад всех компонентов КРУЭ ●

«УВАТ» И «ДЕСНА» – ЗНАКОВЫЕ ИМЕНА НА КАРТЕ ЦИФРОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ

На нефтеперекачивающей станции (НПС) «Десна» Брянского районного управления введена в опытную эксплуатацию цифровая подстанция, которая является частью пилотного проекта, реализуемого компанией «Транснефть».

Все процессы информационного обмена между элементами подстанции и внешними системами осуществляются в цифровом виде.

Основные источники измерений электрических величин – установленные на НПС оптические трансформаторы тока и электронные трансформаторы напряжения производства компании «Профотек» (входит в РОСНАНО). Кроме того, в проекте опробованы технические решения с использованием цифровых устройств релейной защиты и управления электрической подстанцией, а также цифровой системой коммерческого учета электрической энергии. Инновационные разработки российских производителей позволят усовершенствовать защиту электрооборудования и повысить качество учета электрической энергии.

Ранее, в конце 2018 года было завершено строительство линейной производственно-диспетчерской станции (ЛПДС) «Уват» — первой российской цифровой подстанции на объекте трубопроводного транспорта нефти, также исполненное компанией «Транснефть». В отличие от ЛПДС «Уват» с централизованной структурой системы автоматизации на новой подстанции «Десна» реализована децентрализованная структура системы автоматизации.

«Уват» и «Десна» – примеры одной из наиболее масштабных российских

НИОКР последних лет, предполагающий разработку и строительство двух комплексных объектов 110 кВ, уникальных по своим техническим решениям не только для российской, но и для мировой электроэнергетики. Выполнение НИОКР длилось полтора года, а использованное в проекте отечественное оборудование более чем на 80 % относится к категории инновационных продуктов.

По итогам реализации пилотных проектов будут оценены реальные возможности цифровых технологий в энергоснабжении объектов трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов, изучен потенциал их дальнейшего применения, проведена технико-экономическая оценка и разработаны типовые решения для объектов системы «Транснефть».

В ходе эксплуатации подстанций планируется сравнить технико-экономические показатели и оценить практические возможности и перспективы цифровых технологий в энергетике, выбрать наиболее оптимальное по архитектуре и техническому составу решение, чтобы в дальнейшем учесть этот опыт при реализации будущих проектов.

Приводим технические характеристики обеих подстанций.

ЦПС «Уват»

Краткая справка по проекту

- *Местоположение:* Россия, Тюменская область, Уватский район, пос. Нагорный.
- *Тип подстанций:* ПС 110/6 кВ.
- *Мощность:* 2 трансформатора ТДН-10000/110
- *Конфигурация распреустройства:*

- ОРУ 110 кВ выполнено по схеме № 110-4Н (два блока) с ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов.

- ЗРУ 6 кВ выполнено по схеме № 6-2
- *Количество присоединений по уровням напряжения:*
- 110 кВ – 2;
- 6 кВ – 19.

Архитектура построения системы РЗА

- Централизованная **Топология сети ЛВС**

- Коммуникационная сеть физически разделена на сеть РЗА/АСУ ТП и сеть АИИС КУЭ.

- В части сети РЗА/АСУ ТП: шина станции – PRP, шина процесса – двойное кольцо PRP.

- В части сети АИИС КУЭ: шина станции – PRP, шина процесса – PRP.

Справка по применению коммуникаций по IEC 61850

- Протокол GOOSE применяется для замены дискретных сигналов.
- Протокол SampledValues применяется для РЗА, измерений, учета и контроля качества ЭЭ.
- Мониторинг коммуникаций реализован в SCADA АСУ ТП посредством сбора данных от коммутаторов и ИЭУ, контроль целостности данных осуществляют непосредственно ИЭУ с выдачей информации в SCADA.

- Дополнительно контроль целостности данных осуществляется анализатором сети.

Дополнительная информация

Удаленное телеуправление подстанцией не организовано.

Управление подстанцией осуществляется выключателями, разъединителями, заземляющими ножами.

Для исключения загоразивания



Рис. 1. ЦПС «Уват»



Рис. 2. ЦПС «Десна»

обзора при проектировании необходимо учитывать расположение оборудования в трехмерном пространстве (в отличие от двухмерных схем).

Для подготовки персонала к эксплуатации объекта было организовано обучение на предприятии, которое проводил производитель оборудования.

Опыт внедрения и эксплуатации централизованной защиты: к сильным сторонам можно отнести сокращение площади ОПУ, удобство; к слабым – организационные проблемы обслуживания РЗА и АИИС КУЭ, проблемы аттестации СИ АИИС КУЭ и ввод в ОРЭМ.

ЦПС «Десна»

Краткая справка по проекту

- *Местоположение:*
Россия, Брянская область, Выгоничский район, п/о Переторги.
- *Тип подстанций:*
ПС 110/6/6 кВ
- *Мощность:*
2 трансформатора ТРДН-25000/110/6/6
- *Конфигурация распреустройства:*
 - ОРУ 110 кВ выполнено по схеме № № 110-5Н
 - ЗРУ 6 кВ выполнено по схеме № 6-2
- *Количество присоединений по уровням напряжения:*
 - 110 кВ – 3;
 - 6 кВ – 81.

Архитектура построения системы РЗА

• Децентрализованная Топология сети ЛВС

• Коммуникационная сеть физически разделена на сеть РЗА/АСУ ТП и сеть АИИС КУЭ.

• В части сети РЗА/АСУ ТП: шина станции – двойное кольцо PRP, шина процесса – двойное кольцо PRP.

• В части сети АИИС КУЭ: шина станции – PRP, шина процесса – PRP.

Справка по применению коммуникаций по IEC 61850

• Протокол GOOSE применяется для замены дискретных сигналов.

• Протокол SampledValues применяется для РЗА, измерений, учета и контроля качества ЭЭ.

• Мониторинг коммуникаций реализован в SCADA АСУ ТП посредством сбора данных от коммутаторов и ИЭУ, контроль целостности данных осуществляют непосредственно ИЭУ с выдачей информации в SCADA.

• Дополнительно контроль целостности данных осуществляется анализатором сети.

Дополнительная информация

Удаленное телеуправление подстанцией не организовано.

Управление осуществляется выключателями, разъединителями, заземляющими ножами, РПН трансформатора.

Реализовано технологическое видеонаблюдение при выполнении операций со всеми коммутационными аппаратами.

Для исключения загоразивания обзора при проектировании необходимо учитывать расположение оборудования в трехмерном пространстве (в отличие от двухмерных схем).

Для подготовки персонала к эксплуатации объекта было организовано обучение на предприятии, которое проводил производитель оборудования.

Монтаж и наладку оптических трансформаторов осуществлял производитель.

Опытная эксплуатация оптических ТТ еще не закончена.

В настоящее время осуществляется проверка работы ЦПС в сравнении с классической ПС ●

Редакция благодарит начальника отдела внешнего электроснабжения управления главного энергетика ПАО Транснефть Александра Немцева, главного энергетика АО «Транснефть-Дружба» Евгения Кукунина, заместителя главного энергетика АО «Транснефть-Дружба» Игоря Симонина и пресс-службу Брянского районного управления АО «Транснефть-Дружба» за помощь в работе над материалом.



Рассматриваются особенности реализации проектов ЦПС на примере реальной подстанции. Отмечен ряд проблем, возникающих на всех этапах строительства и ввода объекта в промышленную эксплуатацию. Описаны некоторые решения, применяемые в рамках конкретного проекта. Отмечены некоторые нюансы, возникшие вследствие применения устройств различных производителей.

ОСОБЕННОСТИ РЕАЛИЗАЦИИ РЗА НА ПРИМЕРЕ ЦПС «ПОРТОВАЯ»



Иван Кошельков
ООО НПП «ЭКРА»

В электроэнергетике активно применяются различные решения по цифровизации отрасли, в том числе в области релейной защиты и автоматики (РЗА). Ключевой момент – создание шины процесса в соответствии со стандартом МЭК 61850. Часть вопросов практического применения, касательно цифро-



Леонид Евдокимов
Центр управления сетями
ОАО «Сетевая Компания», Казань

вой информации, описанной в главе 9-2 [1] стандарта, нашли своё отражение в IEC 61850-9-2LE [2].

ООО НПП «ЭКРА» имеет за плечами опыт успешной реализации ряда проектов по цифровым подстанциям как в опытной, так и в промышленной эксплуатации. Ле-



Александр Бурмистров
Филиал ОАО «Сетевая Компания»,
Казанские электрические сети, Казань

том 2018 года в ОАО «Сетевая компания» было принято решение о необходимости модернизации строящейся подстанции «Портовая» до цифровой. Тот факт, что решение о строительстве объекта как цифровой подстанции было принято на довольно позднем эта-

пе существенно повлияло на сроки изготовления, поставки и наладки оборудования.

Шина процесса

Получение цифровой информации о токах и напряжениях различных присоединений цифровой подстанции осуществляется с помощью преобразователей аналоговых сигналов (ПАС) или, при использовании электромагнитных ТТ и ТН, автономных преобразователей аналоговых сигналов (АПАС) (рис. 1).

Получение цифровых отсчетов сигналов аналоговых величин в ПАС и АПАС производится с помощью аналогово-цифровых преобразователей (АЦП). Одновременность фиксации цифровых отсчетов для всех используемых электрических величин позволяет исключить неопределенные фазовые сдвиги обрабатываемых сигналов. Стандартом МЭК 61850 предусмотрено использование локальной синхронизации для защит, работающих на одной подстанции, или глобальной синхронизации, например, для защит, состоящих из двух полукомплектов, установленных на разных подстанциях.

Как известно, для обмена данными устройств РЗА между собой, и с устройствами сопряжения (УСО) – ПАС, АПАС, преобразователь дискретных сигналов (ПДС) – применяется коммуникационное оборудование, на базе которого формируются так называемые шины процесса и шина подстанции. Синхронизация может выполняться как с применением отдельной шины (протоколы 1PPS, IRIG-B), так и с использованием существующей сети Ethernet (шины процесса) по протоколу RTRPv2, описанному в стандарте IEC 61588:2009.

При использовании в качестве протокола синхронизации времени RTRPv2 для организации сети применяются управляемые коммутаторы с поддержкой этого протокола. В настоящее время отечественные производители не могут предложить подходящее оборудование, и, как показала практика,

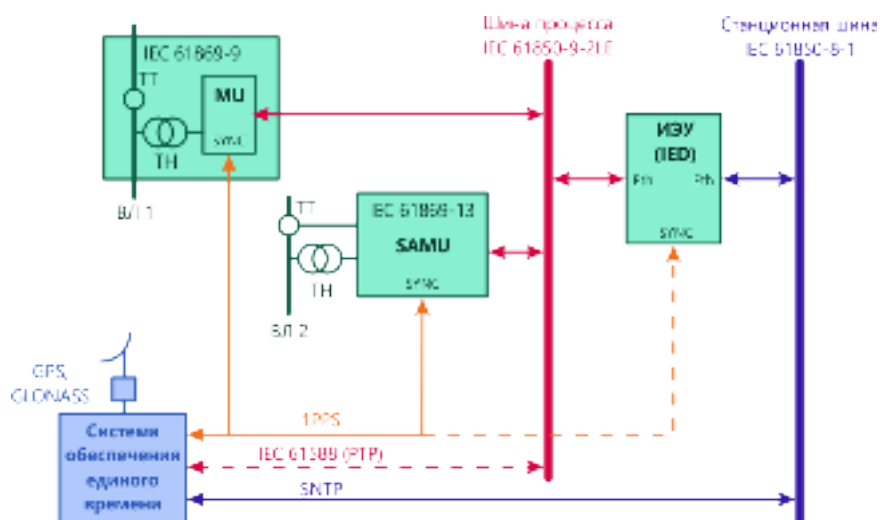


Рис. 1. Схема организации получения цифровых отсчетов интеллектуальными электронными устройствами с применением ПАС и АПАС

срок поставки коммутаторов может составлять от месяца до полугода.

В случае с ЦПС «Портовая» незадолго до планируемого срока отгрузки возникли опасения, что коммуникационное оборудование не сможет быть поставлено в требуемые сроки. Было принято решение о смене производителя коммутаторов, с целью сократить максимально возможные сроки. Благодаря грамотной работе специалистов на всех этапах поставки оборудования, вероятных трудностей удалось избежать.

Комплексные испытания

Одно из весомых преимуществ ЦПС – возможность проведения комплексных испытаний всего оборудования (ПАС, ПДС, РЗА и телекоммуникационный шкафы), в том числе и информационного взаимодействия по протоколам стандарта МЭК 61850, еще до отгрузки заказчику, непосредственно на площадях предприятия – изготовителя оборудования. При условии получения инженером-наладчиком согласованных уставок возможно проведение комплексной наладки во время заводских испытаний. Применение такого подхода позволяет сократить временные затраты на наладку оборудования непосредственно на объекте.

Для ЦПС «Портовая» шкафы РЗА (110 кВ), УСО и телекоммуникацион-

ные шкафы произвели на ООО НПФ «ЭКРА». Благодаря специалистам ОАО «Сетевая компания» к моменту проведения комплексных испытаний были получены согласованные уставки. Совокупность вышеуказанных фактов позволила провести наладку комплекса оборудования, обеспечивающего защиты оборудования на напряжении 110 кВ ЦПС «Портовая».

Процесс комплексных испытаний удалось совместить с процессом обучения для представителей заказчика – ОАО «Сетевая компания». Особая ценность обучения именно в таком формате состоит в том, что проводится оно на оборудовании, которое впоследствии отгружается на объект.

При проведении испытаний воздействия от защит 6 кВ имитировались при помощи программно-аппаратных средств. Необходимость имитации работы защит низкого напряжения была обусловлена применением на подстанции устройств различных производителей, что препятствует проведению комплексных испытаний всех подсистем на площадях предприятия – изготовителя.

Наладка оборудования

В настоящее время любому объекту ЦПС на всех этапах оказывается пристальное внимание. Очевиден



Рис. 2. ЗРУ 6 кВ ЦПС Портовая



Рис. 3. ЗРУ 110 кВ ЦПС Портовая

интерес как со стороны заказчиков оборудования, эксплуатации, так и со стороны производителей оборудования, в том числе и РЗА.

При наладке на ЦПС «Портовая» практически все производители оборудования обеспечили присутствие высококвалифицированных сотрудников. Некоторые производители привлекали к наладке непосредственно разработчиков, что еще раз подтверждает общий интерес к теме ЦПС. На всех этапах наладки активное уча-

стие в работе принимали сотрудники ОАО «Сетевая компания».

Несмотря на наличие требований к интеллектуальным устройствам, выполняющим функции РЗА, по наличию возможности экспорта SCL-файлов [3], в стандарте не описаны жесткие правила работы прикладного ПО, выполняющего эту функцию. Разночтения стандарта МЭК 61850 в этой части приводят к необходимости внесения некоторых корректировок, в том числе в исполнительную документацию,

при сопряжении устройств различных производителей. Как правило, все возникающие заминки решаются довольно оперативно, тем не менее они не возникали бы при предварительном проведении комплексных испытаний всех подсистем подстанции.

Устройства различных производителей имеют ряд особенностей работы. Следствием является необходимость оперативному персоналу разбираться не только в ряде базовых вопросов работы устройств по протоколам стандарта МЭК 61850, но и учитывать эти особенности, обладать навыками использования различных типов прикладного ПО.

Заключение

При выполнении работ по включению ЦПС «Портовая» были использованы такие преимущества технологии ЦПС, как проведение наладки на рабочих уставках и комплексные испытания части систем.

При работе устройств различных производителей, несмотря на соответствие требованиям стандарта каждого устройства по отдельности, возникают ситуации, когда они не могут корректно взаимодействовать. На ЦПС «Портовая» обеспечено взаимодействие устройств большого числа производителей, чему способствовало оперативное устранение конфликтов совместимости оборудования по протоколам связи стандарта МЭК 61850.

Оборудование и программное обеспечение, применяемое на ЦПС, формирует новые требования к инженерному персоналу на всех уровнях, от производства до эксплуатации. Например, инженеру РЗА, для полноценной работы с оборудованием на ЦПС, необходимо наличие знаний о работе локально-вычислительной сети, протоколах синхронизации времени и многое другое ●

ЛИТЕРАТУРА ►1. Communication networks and systems in substations – Part 9-2: Specific Communication Service Mapping (SCSM) – Sampled values over ISO/IEC 8802-3. International standard IEC 61850-9-2 Edition 2.0 2011-09. ►2. Implementation guideline for digital interface to instrument transformers using IEC 61850-9-2. UCA International Users Group. 2004. ►3. Communication networks and systems in substations – Part 6: Configuration description language for communication in electrical substation related to IEDs. International standard IEC 61850-6.

ЭКРА

СОХРАНЯЯ ЭНЕРГИЮ

ООО НПП «ЭКРА», 428020, г. Чебоксары, пр. И.Я. Яковлева, 3.
Тел./факс: (8352) 22-01-10, 22-01-30, www.ekra.ru, e-mail: ekra@ekra.ru





В рамках 47 Сессии СИГРЭ в Париже компанией GE был организован технический визит на цифровую подстанцию (ЦПС) Blocaux 225 кВ, принадлежащую компании RTE (Réseau de Transport d'Électricité, France). В мероприятии приняли участие специалисты из российской делегации – члены комитета В5 РНК СИГРЭ.

УРОКИ ФРАНЦУЗСКОГО

Подстанция Blocaux 225 кВ находится 80 км севернее Парижа. Особенность подстанции заключается в том, что она обеспечивает передачу и распределение электроэнергии от нескольких ветряных парков, в большом количестве расположенных в данном регионе Франции. Управление ветряными парками с учетом текущих условий выполняется автоматизированной системой, работу которой продемонстрировали специалисты RTE.

Подстанция имеет три распределительных устройства – 225 кВ, 146 кВ и 10 кВ. На подстанции установлено современное первичное и вторичное оборудование. Комплекс РЗА и АСУ ТП подстанции выполнен с использованием оборудования компании GE.

Два года назад на подстанции Blocaux 225 кВ был введен в работу цифровой комплекс РЗА и АСУ ТП

второго поколения. В качестве источников первичной информации систем РЗА и измерений на подстанции установлены оптические трансформаторы тока (ЦТТ) и оптические трансформаторы напряжения (ЦТН), которые формируют информацию об измеренных токах и напряжениях в формате стандарта IEC 61850-9-2.

Для приема информации о положении коммутационных аппаратов на ОРУ в шкафах наружной установки совместно с Merging units ЦТТ и ЦТН установлены Merging units для приема дискретных сигналов. Следует отметить, что устройства сопряжения с объектом (Merging units) имеют 100 % дублирование – предусмотрены независимые системы А и Б. Несмотря на дублирование, количество кабельных связей на объекте значительно меньше по сравнению с традиционными подстанциями.

Особенность решений в части РЗА и управления на данной ЦПС – аппаратно-независимое распределение функций РЗА. В шкафах на пункте управления подстанции установлены однотипные интеллектуальные устройства, которые имеют только цифровые связи с аналоговыми и дискретными устройствами сопряжения с объектом (Merging Units) по соответствующим шинам IEC 61850. Ранжирование аналоговых сигналов и действий устройств выполняется в цифровом виде с помощью инструментов конфигурирования IEC 61850. Для автоматизированного тестирования комплекса РЗА предусмотрено стационарное устройство Omicron, которое подключено в систему IEC 61850.

Поскольку подстанция является необслуживаемой (оперативный и ремонтный персонал на подстан-



ции отсутствует) управление полностью дистанционное. При этом из диспетчерского центра RTE выполняется не только дистанционное управление первичным оборудованием, но и комплексом РЗА и АСУ ТП. В практике компании RTE дистанционное изменение и переключение уставок интеллектуальных электронных устройств РЗА, а также дистанционное тестирование с помощью испытательного комплекса, стационарно расположенного на подстанции. Данный функционал реализован в полном объеме на подстанции Влосах 225 кВ.

За два года эксплуатации цифровой подстанции второго поколения отказов или ложной работы оборудования зафиксировано не было. Компания RTE планирует и в дальнейшем использовать технические решения, реализованные на подстанции Влосах 225 кВ.

Важно отметить, что на подстанции Влосах 225 кВ сохранено морально устаревшее оборудование, которое эксплуатировалось на подстанции до применения цифровых технологий. В здании подстанции имеется музей электромеханических устройств РЗА и старый мнемощит управления, бережно сохраняемые специалистами компании RTE для будущих поколений ●

От лица комитета В5 РНК СИ-ГРЭ благодарим специалистов компании GE и RTE за предоставленную возможность ознакомиться с результатами внедрения технологий цифровой подстанции в энергосистеме Франции, за интересный и подробный рассказ о цифровых системах, реализованных на подстанции Влосах 225 кВ.



Рис. 1. Первичное оборудование подстанции

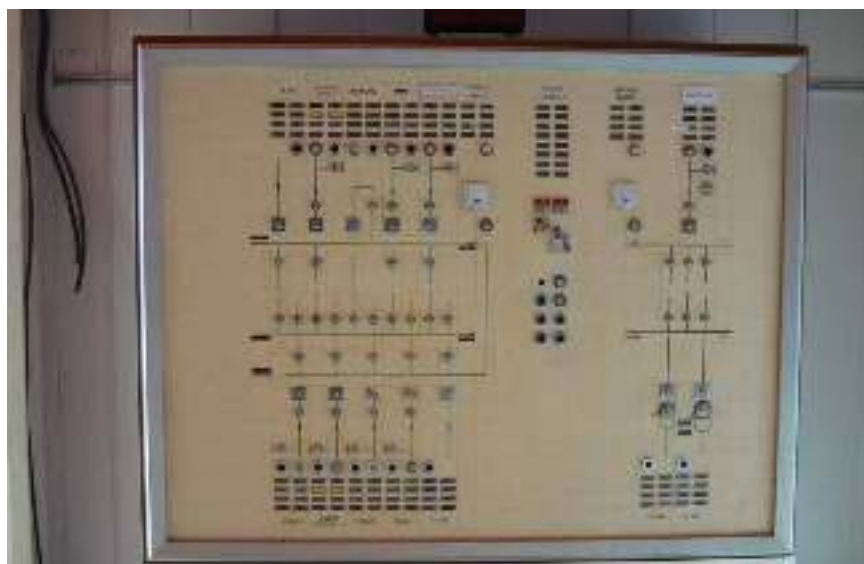
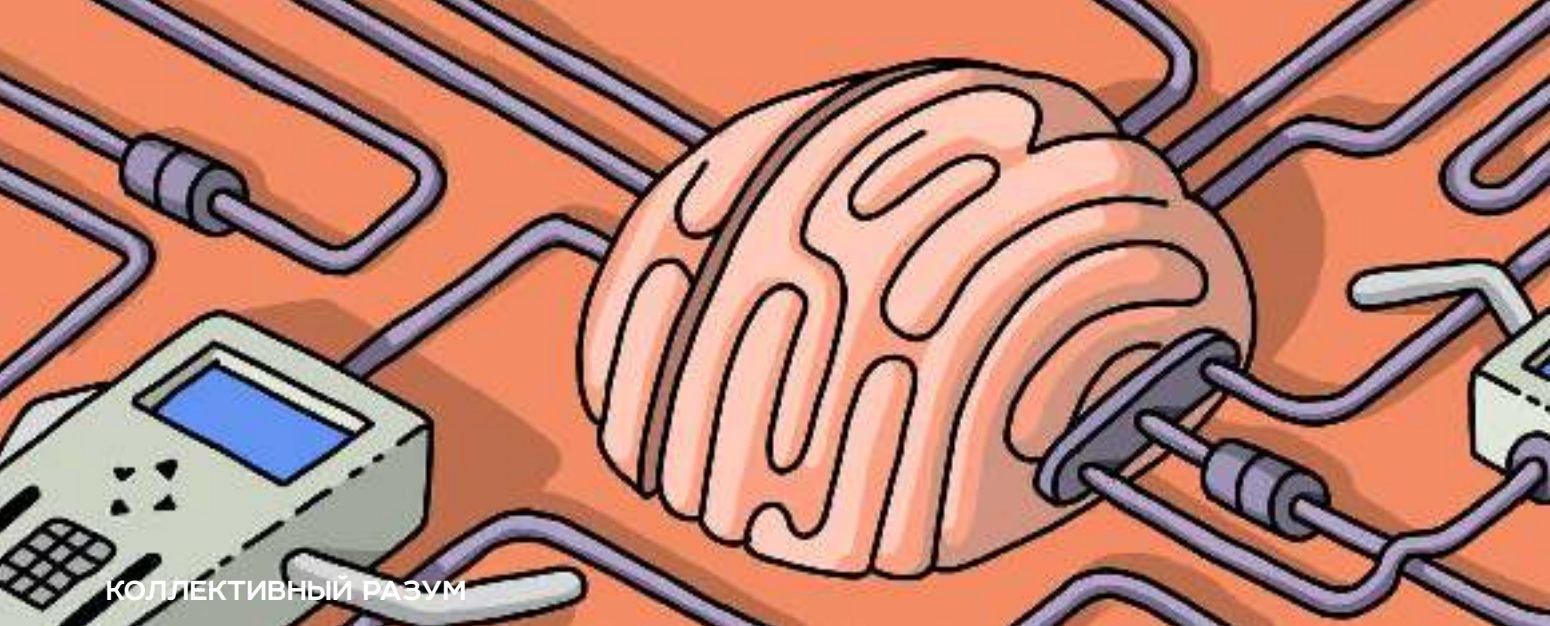


Рис. 2. Выведенный из действия старый щит управления



Рис. 3. Кластер интеллектуальных электронных устройств защиты и управления подстанции



КОЛЛЕКТИВНЫЙ РАЗУМ

«Коллективный разум» – уникальная рубрика на страницах журнала «Цифровая подстанция» и одноименного сайта! Ее цель – привлечь максимальное количество специалистов из России и мира для решения острых вопросов, с которыми не справиться в одиночку! Все тексты, приведенные в данной рубрике, – личные мнения специалистов и никак не отражают позиции компаний по рассматриваемым вопросам.

КАК ВЫ ДЕЛАЕТЕ ЦИФРОВОЙ ПРОЕКТ?

Ну слава тебе, господи, процесс цифровизации, кажется, пошел! Цифровых подстанций в стране становится все больше, но пока еще не как грибов после дождичка. Зато со второго квартала этого года ПАО «Россети», по заявлению ее главного инженера Андрея Майорова, и вовсе перейдут на проектирование только цифровых подстанций. Будет и на нашей улице цифровая подстанция, радостно потирают руки сетевики. Но ведь, наверное, это не просто – сотворить цифровой проект! Нам показалось интересным спросить об этом самих проектировщиков, и мы задали им пять вопросов:

1. Какой опыт вы имеете в разработке электронных проектов цифровых подстанций?
2. Какие программные инструменты вы используете для разработки цифрового проекта на разных стадиях: на стадии ОТП/ПД (разработка SSD) и РД (разработка SCD)?
3. С какими проблемами сталкивались при разработке цифрового проекта на различных стадиях, и как удавалось их решать?
4. Какая реакция на разработанные цифровые файлы была от заказчика: выдавались ли замечания по ним или документация принималась формально?
5. В каких направлениях, на ваш взгляд, требуется совершенствование, и в чем оно должно заключаться например, в области нормативного регулирования, разработки программных инструментов и т.д.?)

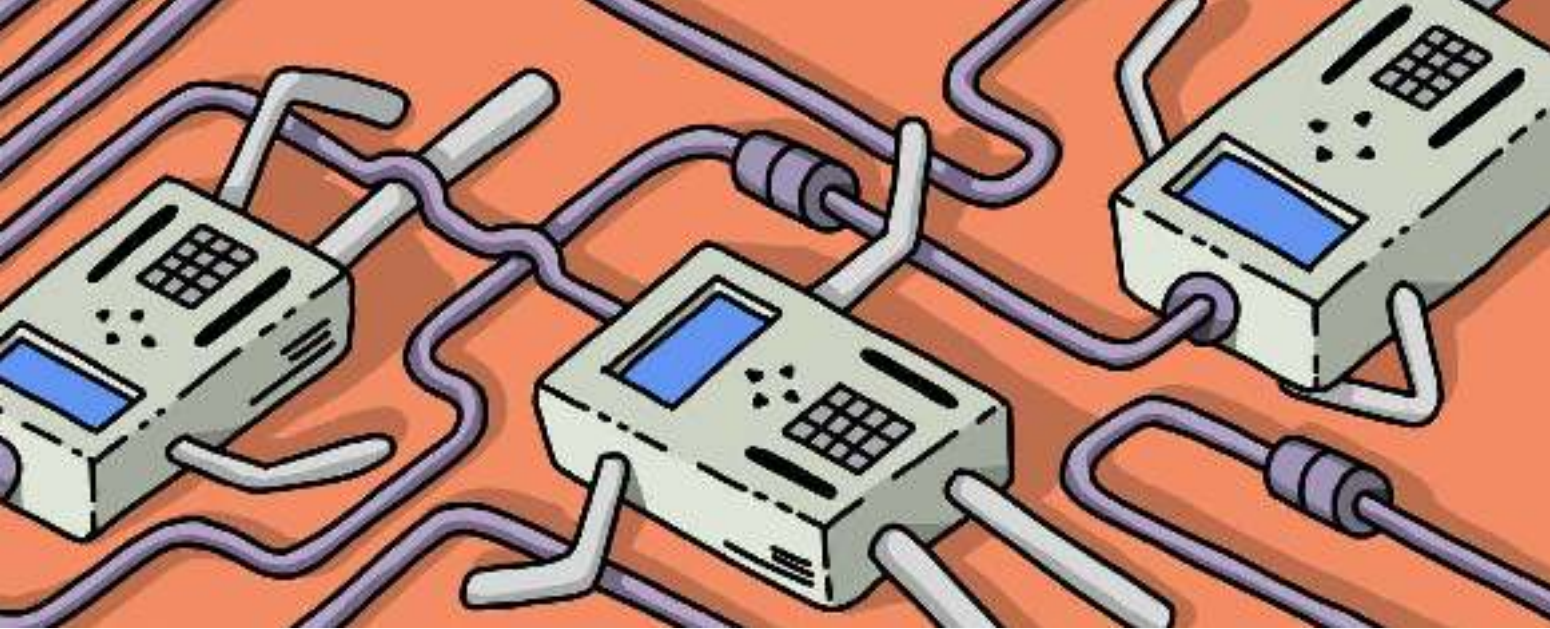


Андрей Майоров

«Россети»

Мы подготовили основополагающий документ по стандарту цифровой подстанции. Он сейчас находится на рассмотрении и согласовании в Минэнерго. Все наши дочерние общества и компании энергетического сообщества «прошли» этот стандарт. Мы получили порядка 400 замечаний и предложений, практически все их учли и отдали в Минэнерго для согласования и подтверждения легитимности документа.

На основе этого документа со второго квартала все новое проектирование будет базироваться на новом стандарте. Все подстанции, которые в настоящее время строятся в аналоговом формате, будут переоборудованы под цифровые в 2020–2021 годах. Все то, что проектировали раньше – мы достраиваем в этом или следующем году. Вводим в эксплуатацию и переоборудуем в период 1–1,5 года, доводим до цифровой подстанции.



Андрей Арсентьев

Главный специалист – заведующий сектором автоматизированных систем ООО «НПП ЭКРА»

1. Разработку SSD/SCD по требованию заказчика в проектах мы ведем с 2017 года.

2. Первые опыты внедрения оборудования с поддержкой SV-токов со стороны НПП «ЭКРА» начались в 2014 году. На тот момент стало понятным, что в скором времени потребуются проекты полностью цифровых подстанций. Так как НПП «ЭКРА» помимо оборудования также занимается и разработкой программных продуктов, был разработан свой программный продукт. Он и был использован в последних проектах по цифровым подстанциям для разработки SSD/SCD. В «ознакомительных» целях мы, как проектировщики, также использовали программное обеспечение стороннего производителя для создания документа SSD. В последующем открывали файл при помощи собственного программного продукта, тем самым оценивали возможные вопросы со стороны будущих заказчиков, которые могут использовать сторонние программные продукты.

3. Начнем с простого. При наличии программного обеспечения разработать SSD не сложно. Зная правила создания файла формата xml, можно даже попытаться, как настоящий программист, написать код в «блокноте», но при наличии пробных версий ПО, такой подход уже не разумен. Условно проблемой можно выделить наличие согласованной схемы распределения ИТС. Файл описания спецификации системы не отменяет существующие нормы проектирования. Все знают, что с внедрением электронного документооборота расход бумаги не уменьшается, а бывает, и увеличивается, так как каждый начинает делать

рования системы создать файл .SCD, но в последующем «Plug and Play», чего хочет заказчик, не удастся. Проблема или нет решает каждый, но проектировщик должен расширить требования к себе, и знать основы наладки.

4. Если говорить о двух проектах, по которым в настоящее время на подстанциях идет опытная эксплуатация, то они проходили в рамках НИОКР и заказчик контролировал весь процесс, начиная с написания технического задания. Файл .SCD проверялся ПО стороннего разработчика, и в первых редакциях замечаний было много. При их исправлении мы набирались опыта, что в последую-

Условно проблемой можно выделить наличие согласованной схемы распределения ИТС. Файл описания спецификации системы не отменяет существующие нормы проектирования. Мысль заказчика и эксплуатации ясна: файл SSD – хорошо, но схема ИТС с подписями не помещает.

себе бумажную копию письма. Мысль заказчика и эксплуатации ясна: файл SSD – хорошо, но схема ИТС с подписями не помещает.

Второй шаг – разработка SCD-файла описания конфигурации подстанции: здесь потребовалась совместная работа специалистов РЗА и АСУ, как проектировщиков, так и наладчиков. Есть вариант взять файлы .ICD и файл .SSD, при помощи ПО для конфигури-

щем поможет нам сэкономить время в проектировании новых ЦПС.

5. Сам вопрос подсказывает ответ – совершенствование нужно в области нормативного регулирования. К примеру, ФСК ЕЭС проделана большая работа, разработаны:

- типовые архитектуры АСУ ТП для ЦС,
- требования к типовым шкафам АСУ и РЗА,

- требования к оборудованию ЦПС,
- свой профиль по МЭК 61850.

ПАО «Россети» разрабатывает свои стандарты по проектированию ЦПС напряжением 110-220 кВ. Однако при проектировании ЦПС возникает множество вопросов, ответы на которые отсутствуют в существующих стандартах. Необходимо согласование с различными службами заказчика на стадии проектирования. Но после начала наладки ЦПС возникают вопросы со стороны эксплуатации, у них свое видение, как все должно работать. Происходит уход от первоначальной версии SCD-файла. Интересный пример – АИИС КВЭ в случае применения шины процесса. Данная система должна быть отдельно от АСУ и РЗА, в то время как электронные ТТ и ТН общие. Должна ли присутствовать АИИС КВЭ в файле SCD и в каком объеме, также остается под вопросом ●



Денис Афанасьев

Системный архитектор МЭК 61850
ООО «ТЕКВЕЛ»

1. Наш опыт разработки электронной проектной документации достаточно обширен, и на сегодняшний день включает разработку электронной проектной и рабочей документации для 15 проектов ПС классом напряжения 110 кВ, среди которых для 10 ПС была разработана электронная проектная документация для стадии ПД (SSD-файлы) и для 5 проектов как ПД (SSD-файлы), так и РД (SCD-файлы). Стоит отметить, что многие из этих работ мы выполняем по подряду и в тесном сотрудничестве с проектными организациями, разрабатывающими полный проект ЦПС и не имеющими достаточной квалификации в выполнении цифрового проекта.

Кроме проектирования под конкретные проекты, наша компания выполняла целый ряд НИОКР по теме цифрового проектирования по заказу ПАО «ФСК ЕЭС» и ДЗО ПАО «Россети», в рамках которых разрабатывались наборы типовых элементов SSD-файлов. Также следует отметить, что в рамках внутренних НИОКР компании «ТЕКВЕЛ», проводившихся в 2013-2014 гг., выполнялись работы по проектированию элементов ПС 500 кВ в соответствии с принципами выполнения электрон-

жения SSD-файлов, размещенного на ресурсе iec61850.ru. Как правило, этот же инструмент мы предлагаем нашим заказчикам для осуществления приемки.

Разработка SCD-файла – это существенно более сложная задача, для которой в работе, помимо собственных инструментов, применяются также и инструменты отдельных производителей (в частности, для выполнения специфических задач параметрирования, характерных для конкретных устройств). В качестве

На этапе разработки SSD-файла проблемы минимальны, с SCD-файлом проблем значительно больше. Также при описании модели данных устройства как проблему хотелось бы выделить частое использование производителями логических узлов GGIO. Подобный подход не позволяет описать устройство и его функциональные возможности так, как этого требует стандарт IEC 61850.

ного проекта по стандарту МЭК 61850 с использованием специализированных САПР. Эти работы еще на ранних стадиях позволили выявить особенности проектирования объектов в «цифре» и сформировать необходимые компетенции, использующиеся сегодня в конкретном проектировании.

2. В рамках создания SSD и SCD-файлов мы используем комбинацию инструментов, поскольку, по нашим наблюдениям, на сегодняшний день на рынке, к сожалению, отсутствует программный инструмент, который бы позволил решить все возникающие задачи «из коробки».

Основой для создания SCL-файлов на стадии ПД, в ходе которой разрабатываются SSD-файлы, являются инструменты собственной разработки компании, и частично выполняется «ручная» доработка SSD-файлов. Внутренняя приемка файлов на этапе SSD выполняется с использованием разработанного нами же инструмента для структурированного отобра-

инструмента для внутренней приемки SCD-файлов мы используем «Теквел Парк».

3. Как правило, на этапе разработки SSD-файла проблемы минимальны, так как, по своей сути, SSD файл описывает однолинейную схему энергообъекта с присвоенными логическими фикциями (типами логических узлов). Единственная трудность, которую хотелось бы выделить, это определение перечня проектируемых логических функций отдельных участков и элементов энергообъекта в соответствии со стандартом IEC 61850. Данная проблема возникает на ранних стадиях проектирования и разрешается запросом дополнительной информации по проекту или согласованием перечня логических функций с ответственным лицом проектной организации.

С SCD-файлом проблем значительно больше. Так как SCD-файл является точкой сопряжения видений стандарта IEC 61850 различных производителей (как зарубежных,

так и отечественных), то логично предположить, что основной перечень проблем и трудностей возникает именно по этой причине. Также при описании модели данных устройства как проблему хотелось бы выделить частое использование производителями логических узлов GGIO. По-

чения предмета обсуждения. Часто бывает так, что от заказчика выделяется один или несколько специалистов, ответственных за приемку файлов электронной проектной документации. И в первую очередь мы пытаемся связаться с ними, и рассказать, что это такое, как читать элек-

нообразным подходом описания модели данных устройства мы понимаем и единообразное описание функций с использованием логических узлов, и типовые структурные схемы взаимодействия узлов между собой. То есть, по сути, применение единого прикладного профиля стандарта IEC 61850 с учетом всей специфики реализации функций, присущей российской электроэнергетике. Благодаря этому может быть достигнуто упрощение процесса обслуживания и эксплуатации систем энергообъекта ●

В первую очередь надо понять, что IEC 61850 – это, прежде всего, именно «стандарт», и по своей сути подразумевает некую систему требований и единообразный подход к решению поставленных задач. Отсюда следует, что основное направление деятельности, требующее развития, это унификация программных и аппаратно-технических решений от разных производителей.

добный подход не позволяет описать устройство и его функциональные возможности так, как этого требует стандарт IEC 61850. Еще одна проблема – это распознавание конфигурации устройства из SCD-файла специализированным ПО ИЭУ и последующая загрузка CID-файла в само ИЭУ. Данная проблема может возникать из-за программных ограничений, излишнего использования Private элементов в распознавании конфигурационных файлов конфигуратором ИЭУ и прошивкой ИЭУ или из-за индивидуального способа описания конфигурации устройства производителем. Исходя из этого, на данный момент оптимальное решение подобных проблем, во-первых, валидация файлов конфигурации устройств (ICD, IID, CID) перед добавлением в электронный проект и, во-вторых, как ни странно, визуальная проверка содержимого конфигурации с последующим обсуждением спорных моментов с производителем.

4. Нельзя сказать, что реакция всех заказчиков абсолютно идентична, но в основном электронная проектная документация воспринимается ими как нечто новое и неизведанное, то, что перед анализом и формированием перечня замечаний требует изу-

тронную проектную документацию и какими инструментами пользоваться для ознакомления с ней. В случае, если представители заказчика желают более глубокого ознакомления со стандартом IEC 61850, мы довольно-таки часто проводим семинары, где подробно рассказываем и обсуждаем все моменты, связанные с интересующей темой. Отсюда можно сделать вывод, что реакция на электронную проектную документацию напрямую зависит от знаний ответственных представителей заказчика в части стандарта IEC 61850.

5. В первую очередь надо понять, что IEC 61850 – это, прежде всего, именно «стандарт», и по своей сути подразумевает некую систему требований и единообразный подход к решению поставленных задач. Отсюда следует, что основное направление деятельности, требующее развития, это унификация программных и аппаратно-технических решений от разных производителей, а также полная совместимость в части коммуникаций по стандарту IEC 61850. И первый шаг, который обеспечил бы реализацию данных условий, является единообразный подход в описании модели данных устройства вне зависимости от производителя. При этом под еди-



Алексей Костюк

Начальник отдела АСУ ТП и ТМ
ООО «ДонСетьСтройПроект»

1. До сего дня нами проектировались две цифровых подстанции для одного из ДЗО ПАО Россети. При этом вопросы разработки SSD и SCD-файлов заказчик делегировал поставщикам РЗА и АСУ ТП.

2. В настоящий момент наши отделы, разрабатывающие АСУ ТП, РЗА, ПА и т.п., еще только «присматриваются» к существующим средствам САПР для ЦПС.

3. Проблемы возникают, в первую очередь, при использовании оборудования от разных поставщиков, например, РЗА и АСУ ТП/ССПИ, связанные с:

- совместимостью;
- правами на использование ресурсов ЛВС и распределением между системами функционала архивирования/визуализации/ретрансляции.

Все это приводило к открытым конфликтам, зафиксированным в официальных переписках. В связи с тем, что подобные проблемы всплывают на этапе ПНР, решением этих противоречий заказчик занимался сам.

Эта ситуация – следствие отсутствия во всех ДЗО Россетей, кроме, пожалуй, ФСК ЕЭС, практики взаимного согласования проектной документации между Проектировщиком и Поставщиком.

Есть проблемы с разделением зон ответственности за вторичные системы ЦПС, желание служб иметь монопольное право на использование аппаратных средств, что в свою очередь приводит к наличию в составе ЦПС устройств весьма странного назначения и исполнения.

Есть проблемы с разделением зон ответственности за вторичные системы ЦПС, желание служб иметь монопольное право на использование аппаратных средств, что в свою очередь приводит к наличию в составе ЦПС устройств весьма странного назначения и исполнения. К примеру, по требованию разделов РЗА одного из ТЗ на ПС предусматривалась установка Сервера РЗА/Сервера ЦПС/Сервера РАС ЦПС. В другом случае предусматривалась установка Сервера РАС/Сервера мониторинга цифровых потоков/Сервера ЦС. При этом в обоих случаях в ТЗ весьма пространно описывались требования к функционалу этих устройств и полностью игнорировался функционал оборудования АСУ ТП. Как мы по-

Вопросы сбора и передачи неоперативной технологической информации – наиболее, на наш взгляд, болезненные. ЦУС в большинстве не готовы принимать технологическую информацию, в НТД вопросы создания АСТУ разных уровней не проработаны. Непонятно, каким именно службам необходимы данные, к примеру, от СМТО.

нимаем, природа подобных требований проистекает, во-первых, из недоверия эксплуатации (в первую очередь служб РЗА) к новым методам взаимодействия вверенных им устройств и попытки создать в составе ПАК ЦПС некоего «черного ящика», пишущего

все, что происходит в ЛВС ЦПС. При этом доходит до абсурда типа хранения SV-потока за три года! А во-вторых, из необходимости интегрировать ПАК ЦПС с «кустарными и зачаточными» системами обмена НЕОПЕРАТИВНОЙ

ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ информацией (серверы РЗА уровня ЭС, системы сбора данных РАС).

Нужно отметить, что вопросы сбора и передачи неоперативной технологической информации – наиболее, на наш взгляд, болезненные как на практическом, так и на нормативном уровне. (ФСК ЕЭС в этих, как и многих других, вопросах исключение.) ЦУС в большинстве не готовы принимать технологическую информацию, в НТД вопросы создания АСТУ разных уровней не проработаны. Непонятно, каким именно службам необходимы данные, к примеру, от СМТО.

Все это приводит к размытию положения АСУ ТП как средства функционирования единого информаци-

онного пространства всего энергообъекта. Что наиболее заметно при архивировании и визуализации осциллограмм, по которым у каждого раздела ТЗ свое представление.

Хотелось бы отметить, что данная ситуация будет только усложняться,

так как проект ТИПОВОЕ ЗАДАНИЕ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЦИФРОВОЙ ПОДСТАНЦИИ относит создания ЛВС ЦПС к разделам связи. Таким образом, к процессу согласования проектной документации ЦПС подключается еще одна служба!

4. Как мы понимаем, заказчик не обладает программными средствами и людскими ресурсами, чтобы полноценно проверить предоставленные SSD- и CD-файлы. Видимо, с этим связано появление в свежих ТЗ ДЗО ПАО «Россети» следующего требования: «Электронная проектная документация формата SCL должна в обязательном порядке сопровождаться визуально-графическим материалом с описанием всех значимых параметров конфигурации, а также путями передачи данных» (проект ТИПОВОЕ ЗАДАНИЕ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЦИФРОВОЙ ПОДСТАНЦИИ 110 кВ ДЗО ПАО «Россети», п. 5).

5. Требуется значительная доработка НТД в части конкретизации требований к архитектуре и функционалу ЦПС (вплоть до разработки типовых проектов). На текущий момент НТД содержат множество противоречий даже внутри отдельных документов. Пример: проект СТО 34.01-xx.x-00x-2019 «ЦИФРОВОЙ ПИТАЮЩИЙ ЦЕНТР. ТРЕБОВАНИЯ К ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ ПРОЕКТИРОВАНИЮ ЦИФРОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 110-220 кВ И УЗЛОВЫХ ЦИФРОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 35 кВ» v3.0 в п. 8.20 предписывает: «При проектировании цифровой ПС в качестве целевой архитектуры должен приниматься вариант с использованием кластера серверов в качестве аппаратной платформы для ПТК уровня присоединения». А в п.22.4.1: «Уровень присоединения АСУ ТП должен образовываться интеллектуальными электронными устройствами (контроллерами присоединений». В разделе 21 (РЗА) подход схожий.

Что касается САПР, то, с точки зрения проектировщиков, перенос вопросов создания SSD- и SCD-файлов

с наладчиков на нас (даже без учета вопросов покрытия дополнительных трудозатрат и издержек) выглядит весьма странным при отсутствии локализованного программного комплекса для проектирования ●



Артем Кашин

Ведущий инженер отдела РЗА
ООО «Северэнергопроект»

1. В данный момент проектируем несколько цифровых подстанций с использованием цифровых интеллектуальных устройств производства ООО «НПП ЭКРА».

2. Для разработки цифрового проекта на разных стадиях (ОТР/

4. В первых наших проектах ЦПС Заказчику выдавалась таблица обмена сигналами (GOOSE, SV, MMS-сообщения) между терминалами защит и преобразователями сигналов (аналоговых, дискретных). Документация тщательно проверялась Заказчиком, который выдавал свои замечания, к примеру, по объединениям нескольких дискретных сигналов в одно GOOSE-сообщение или по присвоению ID-номеров, SV-номеров, MAC-адресов всем терминалам и всем преобразователям аналоговых (дискретных) сигналов.

5. На мой взгляд, требуется совершенствование интеграции работы предприятий-изготовителей и проектных институтов. Таким шагом может являться обучение персонала проектной организации на площадке завода-изготовителя, где проектировщика будут знакомить с окончательным программным продуктом.

Также есть сомнения, что большинство заказчиков смогут прове-

Требуется интеграция работы производителей и проектных институтов. Шагом к этому может стать обучение проектировщиков на площадке завода-изготовителя. Также есть сомнения, что большинство заказчиков смогут проверить правильность составления SSD- и SCD-файлов, поэтому в данные программные продукты необходимо включать функции автоматической проверки.

рять правильность составления SSD- и SCD-файлов, поэтому, на мой взгляд, в данные программные продукты необходимо включать функции автоматической проверки.

3. При разработке проектов возникали проблемы с получением файлов описаний цифровых терминалов в формате icd. Кроме того, возникали проблемы со стабильностью программного обеспечения, а также трудности с алгоритмами работы в данных программных комплексах. Эти проблемы решались по горячей линии с технической поддержкой завода-изготовителя.

Самое главное, к чему необходимо прийти – у конечного заказчика должно выработаться понимание того, какой эффект дает применение технологии ЦПС. Пока что на местах задача цифровизировать «все и вся» стоит как указание сверху.

ритель АО «РАДИУС Автоматика».

Также полезно будет создание библиотек описания цифровых терминалов в формате icd ●



Евгений Лепко

Ведущий инженер департамента
проектирования ООО «Квадро Электрик»

1. В настоящий момент в нашей компании разрабатывается несколько проектов цифровых подстанций. Сейчас мы находимся в стадии разработки проектной документации.

2. В создании цифрового проекта было решено использовать отечественные САПР. Для разработки SSD-файла на одной из подстанций тестировали САПР ЦВК разработки В.А. Трофимова из МЭИ. Основным положительным моментом данного САПР можно отметить, что принципиальная схема для SSD формируется в Autocad (ZWCAD, GstarCAD, BricsCAD), что позволяет брать в работу файл однолинейной схемы, разработанный отделом первичных соединений в формате dwg. Также у программы достаточно простой и удобный интерфейс. Недостаток указанного САПР – несоответствие выходного SSD-файла стандарту IEC 61850. Edition 2. Также в компании «Квадро Электрик» идет тестирование САПР ЦПС РА, разработки ЗАО «РА-

ДИУС Автоматика». О плюсах и минусах данного ПО пока говорить рано.

3. Первая проблема при разработке цифрового проекта, на наш взгляд – корректность файлов и соответствие их требованиям IEC 61850 (будут ли правильно прочитаны файлы xml машиной, а также проверка функциональных связей

между ИЭУ, корректность сообщений GOOSE и MMS проектным требованиям). Но проблема может быть решена применением специальных валидаторов и визуализаторов кода (например, с использованием Теквел Парк).

Вторая проблема – сложность расчета ЛВС на стадии проектирования. Из-за отсутствия нормативных отечественных методик расчета трафика заказчиками предъявляются различные требования по организации горизонтальных связей (GOOSE, как в шине процесса, так и в шине станции и т.д.).

4. К сегодняшнему дню обратной связи от заказчиков еще не получено, документация находится на рассмотрении.

5. На наш взгляд требуется совершенствование по следующим направлениям:

- разработка и внедрение нормативно-технической документации с требованиями к содержанию электронного и традиционного проекта на цифровые подстанции;
- разработка и внедрение типового «эталонного» цифрового проекта;
- разработка и внедрение нормативно-технической документации с требованиями к проектированию цифровых ПС, структурам ЛВС;
- наработка типовых проектных решений, пилотных внедрений и опыта эксплуатации ЦПС.

В идеале, необходимо создать и принять единое типовое решение на каждый класс напряжения для всех дочерних компаний ПАО «Россети», которое можно будет мультиплицировать во все объекты строительства и реконструкции, создать учебный полигон, и на его базе обучать специалистов сетевых организаций для выработки необходимых компетенций и повышения квалификации.

Но самое главное – у конечного заказчика должно выработаться понимание того, какой эффект дает применение технологии ЦПС. Пока что на местах задача цифровизировать «все и ся» стоит как указание сверху ●



Олег Кузнецов

Главный инженер
ООО «Самарский Электропроект»



Дмитрий Тюрин

Главный специалист отдела электроснабжения
ООО «Самарский Электропроект»

1–5. Мы выполняем проектные работы реконструкции объекта для одной из дочерних компаний ПАО «Россети». Согласно техническому заданию на проектирование очевидно, что сетевые организации до сих пор официально не определились с идеологией построения архитектуры цифровой подстанции (ЦПС), так как перед выполнением проектной документации требуется рассмотреть девять различных вариантов построения ЦПС с оценкой капитальных затрат и надежности в части вероятности безотказной ра-

боты. Уже после выбора варианта построения ЦПС актуальные вопросы проектирования не завершаются, так как появляются новые, в том числе согласование, работы систем и устройств различных интеграторов

и изготовителей, другие вопросы. На наш взгляд, в дочерних компаниях ПАО «Россети» отсутствует единый подход по построению архитектуры ЦПС, что отрицательно влияет на вектор развития построения надежной структуры ЦПС и развития новых технологий в данной сфере. Гарантия успешного внедрения цифровых подстанций – в едином подходе, который должен рождаться в совместных обсуждениях ведущих специалистов дочерних компаний ПАО «Россети» и НТЦ ЕЭС.

Кроме того, нельзя забывать о человеческом факторе, так как мало реализовать и запустить ЦПС инжиниринговыми компаниями, важнее обеспечить надежную эксплуатацию подстанции. При этом обострится вопрос готовности кадров – в каждой электросетевой службе должны быть подготовлены (обучены) соответствующие специалисты, требования и уровень их компетенций во многом зависит от того варианта построения, который будет в итоге принят. А учитывая, что специалисты РЗА и область релейной защиты достаточно консервативны, а их профессиональные навыки, принципы и опыт работы обеспечивают высокую надежность электроустановки и электрической сети, важно не устраивать в этой сфере революций, а последовательно двигаться по эволюционному пути цифровизации электроэнергетики.

В идеале, необходимо создать и принять единое типовое решение на каждый класс напряжения для всех дочерних компаний ПАО «Россети», которое можно будет мультиплицировать во все объекты строительства и реконструкции, создать учебный полигон, и на его базе обучать специалистов сетевых организаций для выработки необходимых компетенций и повышения квалификации. Именно такое решение, по нашему мнению, обеспечит эффективное развитие цифровой энергетики в России.

Дополнительно хотелось бы обратить внимание на недостаточность нормативной базы и каких-либо руководящих указаний по проектиро-

нию возникающих проблем, поэтому реализуемые в настоящий момент проекты являются, скорее, экспериментальными (или, как их принято

В нормативах МЭК 61850 нет методик расчета нагрузки на сети «шина процесса» и «шина подстанции». По сути, сейчас производители устройств РЗА целиком предлагают структуру ЦПС (в части передачи данных) с учетом функциональных особенностей своего оборудования. Например, сеть «шина процесса» используется только для передачи аналоговых значений тока и напряжения (SV-поток).

ванию ЦПС, разработанных по инициативе сетевых организаций и содержащих конкретные требования по цифровизации электроэнергетических объектов. Вследствие этого не представляется возможным унификация и обоснование технических решений при реализации проектов ЦПС. Иными словами, итоговый результат при выполнении проекта зависит только от компетенции и опыта проектировщика в данном вопросе, а предусматриваемые технические решения зачастую требуют творческого подхода и не подкреплены требованиями нормативных документов, как раз таки по причине отсутствия таких требований.

Ряд нормативных документов, содержащих требования и конкретные рекомендации по реализации ЦПС, еще находятся в стадии разработки, ряд документов (такие как, например, «Концепция Цифровая трансформация 2030» ПАО «Россети») содержат описание основных направлений развития цифровизации, но не ограничивают вариативность подходов для достижения итогового результата. Все вышеупомянутое свидетельствует о том, что в настоящий момент у сетевых организаций отсутствует четкое понимание и представление о том, как именно должна выполняться цифровизация объектов электроэнергетики, отсутствуют общие подходы к реше-

нию возникающих проблем, поэтому реализуемые в настоящий момент проекты являются, скорее, экспериментальными (или, как их принято называть, «пилотными»), содержащими большое количество нетиповых решений. Следствие этого – возникновение серьезных рисков при строительстве и эксплуатации объектов цифровизации ●



Михаил Шемякин

Инженер отдела АСУИИТ
ООО «ВЭК», Самара

1. В рамках компании ООО «ВЭК» имею опыт разработки ЦПС около года.

2. Для разработки файлов SCD и SSD имеем опыт использования ПО «SCT Tool», тестирования – ПО «Atlan Designer».

3. Нет конкретной нормативной документации для обозначения сигналов GOOSE-сообщений срабатывания разных ступней защит и т.п. Решение, считаю, в добавлении области «prefix'a» для разных ступней защит. Возможно, для данной цели использовать «профиль» стандарта МЭК-61850 ПАО «Россети», но его нет в открытом доступе.

В нормативах МЭК 61850 нет методик расчета нагрузки на сети «Шина процесса» и «Шина подстанции».

По сути, сейчас производители устройств РЗА целиком предлагают структуру ЦПС (в части передачи данных) с учетом функциональных особенностей своего оборудования. Например, сеть «шина процесса» используется только для передачи аналоговых значений тока и напряжения (SV-поток).

4. Заказчик не умеет обрабатывать SSD-файлы (и тем более SCD), т.к. это тема для него является новой. Поэтому реакция была соответствующей.

5. Требуется усовершенствование в части «прозрачности» применения норматива для проектировщика – типовые расчеты нагрузки на ЛВС, обозначения сигналов и т.п. доступности программных продуктов для создания SSD- и SCD-файлов ●



Ольга Абросимова

Главный специалист ОРЗА
ООО «Альянсэнергостройпроект»

1. Мы впервые сталкиваемся с разработкой цифровой ПС «Выездное». Для нас, релейщиков, это довольно-таки сложно. И пока мы дошли только до проекта.

2. В настоящее время никаких программных инструментов у нас нет. SSD-файл нам помог сделать завод-изготовитель систем АСУ ТП.

3. Основная проблема – нет нормативного регулирования, типовых решений. Заказчик сам пока в ступоре, не понимает, как сделать лучше.

4. Замечаний практически нет, поскольку, как было сказано выше, все еще плохо ориентируются в этом.

5. Сейчас наш заказчик приостановил работы по проектированию цифровой ПС до выхода норм по цифровым ПС. В общем, мы пока тыкаемся как слепые котятка ●

СИНХРОНИЗАЦИЯ ИЗМЕРЕНИЙ В ИНФРАСТРУКТУРЕ ЦПС



Олег Большаков

Главный метролог ПАО «ФСК ЕЭС»

На подстанциях ПАО «ФСК ЕЭС» реализовано много различных систем, отслеживающих и регулирующих технологические процессы собственно транспорта электроэнергии и сопутствующих технологических процессов – диагностики, ведения режима ОИК, различных защит оборудования, учет электроэнергии, определение места повреждения, фазовые измерения напряжения, измерение параметров качества электроэнергии и т.д. Требования к анализируемым временным интервалам, синхронизации и точности измерений для вышеозначенных задач определены для обычных аналоговых подстанций и различаются на порядки. Определить требования к ЦПС, при которых будут реализованы параметры хуже, чем для аналоговой ПС – шаг назад, поэтому можно принять, что *требования к синхронизации измерений на ЦПС должны быть не хуже, чем на аналоговых ПС.*

В литературе и утвержденных зарубежных и отечественных стандартах уделяется большое внимание возможностям различных синхронизирующих протоколов, но часто обеспечение синхронизации зависит от загрузки сети, нормированных задержек, вероятности потерь информации и т.д. Кроме того, необходимо проследить всю цепочку синхронизации до результата. *Результат – единичное измерение физической вели-*

ны (тока или напряжения), маркированное временем. Большое значение при этом имеет не только точность измерения величины, но и точность маркирования временем. Для определения точности маркирования данных временной меткой нужно проследить процесс маркирования временем результата измерения и временных погрешностей от спутниковой группировки и до факта позиционирования единичного отсчета в SV-поток терминала.

Общая погрешность будет складываться из следующих факторов:

1. Погрешности синхронизации сервера времени $\Delta 1$ с единым временем (системы GPS, ГЛОНАСС и погрешность синхронизации с ними);

2. Погрешности ежесекундной синхронизации внутренних часов терминалов сервером времени на ЦПС $\Delta 2$;

3. Погрешности организации сетки времени $\Delta 3$ из 14 400 позиций между секундными отсчетами (определяется внутренними часами терминала и алгоритмом подстройки сетки времени);

4. Временная погрешность выполнения измерения $\Delta 4$ по отношению к сетке времени терминала (14 400 точек между секундными синхронизациями).

Погрешность $\Delta 1$ определяется погрешностями часов на спутниках относительно мирового времени, погрешностью позиционирования спутников в пространстве, погрешностями длины пути в ионосфере и тропосфере, а также погрешностями астральных факторов (например, замедление вращения Земли). На все эти влияющие факторы вводятся поправки, передаваемые от спутников наземному приемнику, и общие погрешности при этом в идеале не превосходят

10–20 нс. Погрешность часов сервера времени относительно часов спутниковой группировки при использовании профессионального оборудования, учитывающего все поправки, может быть уменьшена до 50 нс. Она будет зависеть также от метеоусловий и числа видимых спутников.

Для синхронной работы оборудования на одной ЦПС погрешность сервера времени относительно единого времени не имеет значения, потому что все терминалы одной ЦПС синхронизуются одним сервером времени. Поэтому, погрешность измерения активной и реактивной мощностей, вычисляемых по измерениям напряжения и тока на одной ПС, не зависит от рассинхронизации сервера времени с единым временем. Но при сравнении фазовых измерений напряжения, поступающих с разных подстанций, взаимная синхронизация серверов времени внесет свой вклад в погрешность определения сдвига фаз. Это скажется на системах фазовых измерений СМРР и системах определения места повреждения, работающих по обоим концам линии. Впрочем, как показывает оценка, величину этой погрешности ($\Delta 1$) можно оценить не превышающей 100 нс, что значительно меньше допустимых сдвигов фаз в аналоговых ТН на классических подстанциях. Это значение, как технически вполне реализуемое на современной аппаратной базе, можно узаконить в виде задаваемого и контролируемого параметра при построении ЦПС.

Погрешности синхронизации $\Delta 2$ – $\Delta 4$ вносят вклад в рассинхронизацию терминалов между собой на одной ЦПС и в несинхронность выполнения любых измерений, выполняемых различными терминалами.

Погрешность синхронизации $\Delta 2$ определяется способом синхронизации терминала с сервером времени (выбор интерфейсов, скорости передачи и протоколов, а также расстояниями) в пределах одной ЦПС. Расстояния от сервера времени до цифровых ТТ и ТН с расположением электронных модулей на ОРУ может достигать 2 км. При таких расстояниях самый простой метод синхронизации – по сигналу PPS создаст огромную погрешность вследствие задержки распространения электрического сигнала по электрическому кабелю такой длины (время составит 10 мкс для 2 км). Использование такого механизма синхронизации допустимо для расстояний не более 20 м (при этом задержка составит около 100 нс). Оптические кабели, соединяющие электронные блоки ТТ на ОРУ и терминалы обработки прикладных задач при длине 200 м создадут аналогичную задержку распространения световых сигналов с учетом показателя преломления около 1нс/20см. Диапазон достижимых погрешностей синхронизации при использовании протокола двустороннего обмена RTP v2 составляет по разным источникам от 1 мкс до 20 нс, поэтому такой способ синхронизации является наиболее эффективным на объектах ПАО «ФСК ЕЭС», учитывая их размеры и удаленность измерительных трансформаторов и терминалов различного функционала. Конечно, достигнуть на практике рассогласования часов терминалов не более 20 нс – задача дорогостоящая и технологически трудная, но, судя по литературным данным, с применением аппаратной поддержки фиксации времени получения пакетов во всех устройствах сетевой инфраструктуры и эффективных механизмов фильтрации при обработке коррекции времени погрешность синхронизации в преде-

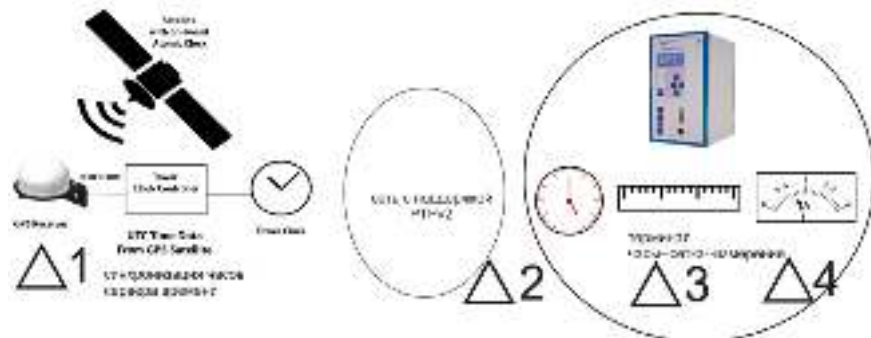


Рис. 1.

лах 100 нс вполне достижима при небольших затратах на оборудование.

Погрешность $\Delta 3$ определяется отклонением генерируемой в измерительных ТТ и ТН сетки времени для выполнения измерений от идеального деления секундного интервала на 14400 (число отсчетов). При самом распространенном алгоритме – генерации сетки с автоподстройкой частоты, кратковременная погрешность определяется квантом автоподстройки генератора сетки, а долговременная (при пропадании синхронизации от сервера времени) определяется стабильностью частоты встроенного генератора. Квант автоподстройки частоты может иметь длительность 10–30 нс и кратковременная погрешность (достижимая точность автоподстройки) будет иметь такую же величину. Долговременная относительная стабильность генератора 3×10^{-8} и её температурная зависимость 10^{-9} на градус Цельсия обеспечат работу с ошибкой синхронизации не более 1 мкс в течение не менее 100 секунд без внешней синхронизации (даже при резком изменении температуры на 10°C). Такая точность обеспечивается, например, термостатированным генератором ГК137-ТС, а ГК142-ТС еще на порядок точнее. Этого времени вполне достаточно для перехода на синхронизацию от резервного сервера времени с отклонением времени не более 100 нс.

Погрешность $\Delta 4$ определяется отклонением момента измерения (сра-

батывания устройства выборки хранения АЦП) от реализованной в ТТ и ТН сетки времени. Параметры допустимой ошибки для погрешностей $\Delta 3$ и $\Delta 4$ определяются свойствами конкретного средства измерения и должны быть указаны в его спецификации (для ТТ, ТН и т.д.).

Из приведенных рассуждений следует, что вполне (при умеренных финансовых затратах) технически достижимой является рассинхронизация измерений на уровне 0,5 мкс. Поэтому в стандартах ПАО «ФСК ЕЭС» установлено требование синхронности измерений не хуже 1 мкс. Учитывая, что период основной частоты $20 \text{ мс} = 20\,000 \text{ мкс} = 360 = 360 \times 60' = 21600'$, получим, что задержка в 1 мкс эквивалентна угловому сдвигу $1,08'$. Следовательно, аналог требования максимального допустимого фазового сдвига для аналогового ТТ класса 0,2S ($10'$) составит 9,25 мкс, а для класса 0,1 ($5'$) эквивалентная задержка составит 4,6 мкс. Как видно, для ЦПС предельно допустимая несинхронность измерений равная сумме погрешностей синхронизации по всем пунктам 1–4 и составляющая 1 мкс лучше значений, получаемых для аналоговых подстанций приведением угловой погрешности.

Конечно, приведенная норма допустимой рассинхронизации измерений обеспечивается только при тщательном выборе сервера времени, сетевой инфраструктуры и средств измерений ●

ОБ АВТОРЕ:

Олег Большаков // Главный метролог ПАО «ФСК ЕЭС». ▶ Работал на разных должностях с 2010 года. ▶ В 1979 году окончил Физфак МГУ. ▶ 10 лет работал в институте физики АН в Молдавии. ▶ 9 лет руководил фирмой Ege-plus исполнявшей различные проекты в энергетике в Молдове. ▶ 6 лет работал в Elster Metronica.

Первичные эталоны времени способны обеспечить отклонение частоты не более 10^{-14} – 10^{-15} , то есть ошибку не более 1 секунды за 30 млн. лет. А какие требования к точности синхронизации с национальной шкалой времени предъявляются в системах автоматизации подстанций? Что стоит за сухими цифрами технических требований, насколько они оправданы? Позволяют ли заданные пределы синхронизации внутренних часов интеллектуальных электронных устройств (ИЭУ) соотносить значения и события во времени настолько точно, насколько это необходимо для ведения режимов в реальном времени, анализа текущих процессов, регистрации аварий, учета электроэнергии?

СИНХРОНИЗАЦИЯ ВРЕМЕНИ НА ПОДСТАНЦИЯХ: ТРЕБОВАНИЯ К ТОЧНОСТИ, ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ И МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ



Павел Сеитов

Начальник отдела технической поддержки
ООО «Инженерный центр «Энергосервис»



Роман Плакидин

Ведущий инженер по метрологии
ООО «Инженерный центр «Энергосервис»

Рассмотрим, какие требования предъявляются к точности синхронизации часов ИЭУ, применяемых в автоматизированных системах управления подстанций.

АИИС КУЭ должна обеспечивать синхронизацию времени от источника точного времени при проведении измерений количества электроэнергии с точностью не хуже $\pm 5,0$ с (Приложение 11.1 к «Положению о порядке получения статуса субъекта оптово-

го рынка»). Очевидно, что в случае применения традиционных средств учета (микропроцессорные счетчики) указанная погрешность не окажет существенного влияния на объем учтенной электроэнергии за расчетный период.

Требования к АСУ ТП ПС явно указывают (СТО 56947007-29.240.10.256-2018), что точность синхронизации устройств должна быть не хуже 1 мс – такая точность нужна для фиксации меток времени событий (изменение состояния коммутационных аппаратов, сигналы срабатывания защит и автоматики), в меньшей степени – для измерений. Для синхронизации времени в сети Ethernet АСУ ТП, как правило, используют протокол NTP (SNTP) или синхронизацию по выделенным линиям (PPS, IRIG).

NTP и его вариант SNTPv4 (Simple Network Time Protocol, RFC 4330) обеспечивает точность порядка 1–10 мс. Этого достаточно для большинства интеллектуальных электронных устройств, но гарантировать более высокую точность по NTP не представляется возможным из-за непредсказуемых сетевых задержек.

На примере многофункционального измерительного преобразователя ЭНИП-2 проверим, насколько точно синхронизируется устройство по SNTP, и с какой точностью фиксируются события. Для этого соберем схему, изображенную на рис. 1.

С помощью блока коррекции времени осуществляется синхронизация электронного устройства по протоколу SNTP. Через транзисторный ключ производится подключение выхода «PPS» блока коррекции времени к дискретному входу синхронизируемого устройства. Таким образом, приблизительная точность синхронизации устройства рассчитывается как разность между меткой времени срабатывания дискретного сигнала от «PPS» – сигнала и меткой времени, полученной синхронизируемым устройством по протоколу SNTP. Результат испытания представлен на рис. 2.

Фронт сигнала PPS составляет 500 мс. Из результатов опыта видно, что в ненагруженной трафиком сети SNTP вполне уверенно обеспечивает точность не хуже 1 мс.

Цифровая подстанция, а также системы мониторинга переходных режимов (СМНР) повышают требование

до микросекундной точности синхронизации устройств сопряжения с шиной процесса. В целом для ЦПС принято считать, что устройства уровня подстанции должны быть синхронизированы с точностью до 1 мс, а устройства, работающие на шину процесса (генерация SV потоков), должны быть синхронизированы с точностью до 1 мкс (СТО 56947007-29.240.10.265-2019 «Общие требования к метрологическому контролю измерительных каналов ЦПС», СТО 59012820.29.020.011-2016 «Релейная защита и автоматика. Устройства синхронизированных векторных измерений. Нормы и требования»).

Для обеспечения такой точности также могут использоваться выделенные каналы (по протоколам IRIG и сигналам PPS), но IEC/IEEE 61850-9-3 предлагает более эффективный и удобный способ – синхронизации по сети Ethernet с применением протокола PTPv2 (IEEE 1588—2008).

PTPv2 использует сеть Ethernet и топологию главного-подчиненного устройства, в которой все подчиненные часы синхронизируются от единых для всех часов, называемых гроссмейстерскими (их может быть несколько в сети). Гроссмейстерские часы обычно синхронизируются от приемников

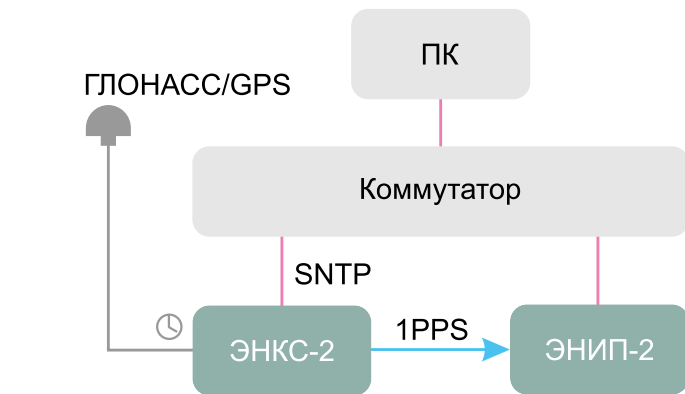


Рис. 1. Схема проверки точности синхронизации и фиксации меток времени в ЭНИП-2

GPS/ГЛОНАСС. PTPv2 позволяет точно учитывать задержку распространения пакетов в сети Ethernet. При построении сети применяются Ethernet-коммутаторы с поддержкой PTP, так называемые прозрачные часы. Прозрачные часы добавляют свои метки времени в PTP-пакеты на входе и выходе. С этого момента время пребывания пакета внутри коммутатора рассчитывается и добавляется в поле соответствующего пакета данных или последующее сообщение.

PTP довольно общий стандарт, конкретизировать который призваны специальные профили, разработанные для разных отраслей. Профиль для электроэнергетики, названный Power Profile, первоначально

был описан в документе IEEE C37.238-2011. При разработке серии стандартов IEC 61850 был представлен профиль Power Profile Utility в документе IEC/IEEE 61850-9-3:2016. Не так давно вышла новая редакция профиля Power Profile для электроэнергетики – IEEE C37.238-2017 призванная решить проблемы совместимости первой редакции Power Profile с Power Profile Utility.

В оборудовании тот или иной профиль может явно задаваться в настройках или назначаться путем настройки отдельных параметров. Т.е. при построении сети с PTP в соответствии с определенным профилем нужно обращать внимание на подробности реализации PTP в применяемых устройствах.

№	Событие	Описание	Метка времени UTC	Состояние ТС	Флаги ТС
1	DIO9 -> OFF	HW TS1 DC	22.05.2019 12:00:12:500	0x00000000	
2	DIO9 -> ON	HW TS1 DC	22.05.2019 12:00:11:999	0x00000100	
3	DIO9 -> OFF	HW TS1 DC	22.05.2019 12:00:11:500	0x00000000	
4	DIO9 -> ON	HW TS1 DC	22.05.2019 12:00:10:999	0x00000100	
5	DIO9 -> OFF	HW TS1 DC	22.05.2019 12:00:10:500	0x00000000	
6	DIO9 -> ON	HW TS1 DC	22.05.2019 12:00:09:999	0x00000100	
7	DIO9 -> OFF	HW TS1 DC	22.05.2019 12:00:09:499	0x00000000	
8	DIO9 -> ON	HW TS1 DC	22.05.2019 12:00:09:000	0x00000100	
9	DIO9 -> OFF	HW TS1 DC	22.05.2019 12:00:08:500	0x00000000	

Рис. 2. Оценка точности синхронизации ЭНИП-2 по меткам в журнале событий

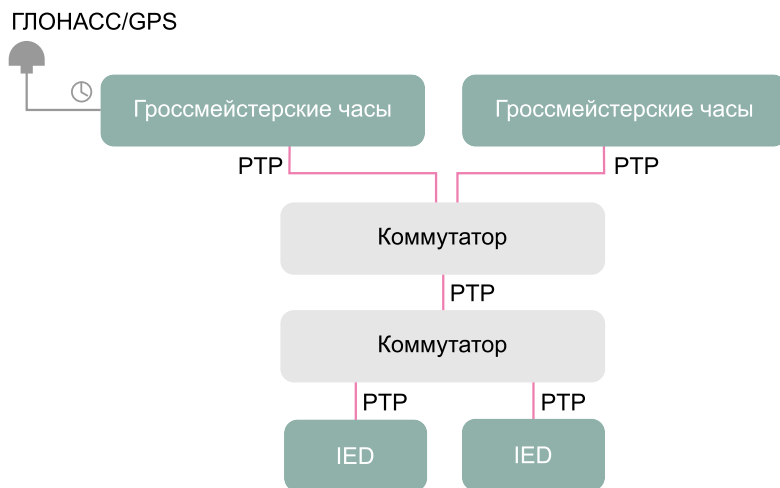


Рис. 3. Структурная схема синхронизации устройств по локальной сети с поддержкой PTPv2

Стандарт на объединяющие устройства (преобразователи аналоговых сигналов) IEC 61869-9 (п.6.904.1) уточняет:

«Объединяющее устройство (merging unit) может использовать (для синхронизации часов) один импульс в секунду (1PPS) или PTP. В любом случае точность синхронизации времени (средняя ошибка относительно абсолютного времени), как ожидается, будет лучше, чем ± 1 мкс».

Т.е. использование протокола PTP и его Power Profile, при соблюдении требований к организации сети, позволяет утверждать, что точность меток времени на входе устройства будет не хуже, чем ± 1 мкс.

Таким образом, применение PTP для синхронизации источников SV – это задача правильного проектирования и настройки сети (количество коммутаторов, топология, количество гроссмейстерских часов и т.д.), а также безусловной поддержки всеми сетевыми устройствами выбранного профиля PTP, например Power Profile. Только в этом случае гарантирована точность не хуже ± 1 мкс.

Попробуем разобраться – почему для ЦПС важна 1 мкс? Как можно проверить такую точность синхронизации времени в оконечном устройстве?

Предварительно выскажем мнение – для преобразователей аналого-

вых сигналов (ПАС) возможна только косвенная оценка, в частности, по погрешности преобразования абсолютного угла.

Обычно легитимность системы синхронизации времени основывается на параметрах применяемого источника синхронизации. Т.е. мы применяем сертифицированный источник времени (средство измерения), а фактическую оценку точности синхронизации времени в устройствах определяем косвенно, зачастую без возможности получения конкретных цифр.

В случае с PTP мы уже можем проверить работу системы синхронизации и связанной с ней сетевой инфраструктуры, используя эталонные приемники протокола PTPv2 с выходами PPS, но об этом ниже.

Для начала определим, какие погрешности могут быть при проблемах с определением времени выборки (SV, sampled values). Например, для SV256 замена значения выборки на соседнюю в случайном порядке дает погрешность по RMS до 0,25 %. Это равнозначно отклонению времени измерений на величину от минус 78,125 мкс до плюс 78,125 мкс.

Такое поведение СИ оказывало бы заметное влияние на амплитуду гармоник высокого порядка. Однако описанная ситуация чисто теоретическая. Фактически же, если измерения будут отставать из-за точ-

ности синхронизации, то выборки будут сдвигаться все вместе (т.е. измеренные значения будут сдвинуты относительно реальной кривой оцифрованного сигнала на одинаковое время).

Традиционные электромагнитные трансформаторы тока и напряжения подключены непосредственно к измерительным приборам (терминалам, IED), измерительная информация от ТТ и ТН поступает в реальном времени процесса. На цифровой подстанции измерительная информация передается только в цифровом виде, а значит, чтобы сопоставить полученные SV от разных ПАС, требуется, как минимум, синхронизировать их внутренние часы (привязать к одной системе отсчета – например, к всемирному координированному времени UTC).

В ПАС необходимо запускать АЦП в моменты времени, строго соответствующие выбранному значению SV, а затем маркировать измерения (SmpCnt). В таком случае ПАС будут делать выборки в условно одинаковые моменты времени (с погрешностью синхронизации). Однако передаваемые выборки доставляются до подписчиков SV с задержками, определяемыми быстродействием ПАС, характеристиками и режимом работы локальной сети. Устройства, подписанные на SV, упорядочивают полученные значения по значению SmpCnt, тем самым «восстанавливают» во времени кривые потоков друг относительно друга. Ошибка синхронизации времени ПАС в 1 мкс соответствует абсолютной погрешности равной 1,08 угловых минут.

Таким образом, точность синхронизации времени в устройствах ПАС напрямую влияет на их угловую погрешность, от которой в свою очередь зависит измерение мощности, учет электроэнергии, точность векторных измерений в устройствах подписчиках SV.

Стандарт IEC 61869-9 устанавливает требование – при потере син-

хронизации ПАС должен выдавать SV с точностью 1 мкс в течение 5 секунд. Переход с одних гроссмейстерских часов на другие, как правило, занимает не более 3 секунд (3 интервала announce frame). Согласно вышеуказанному требованию на время перехода ПАС продолжит выдавать SV без ухудшения качества синхронизации потока.

Заметим, что точность в 1 мкс исключительно важно именно для публикаторов SV, а для приемников SV (счетчики, устройства контроля параметров качества, РЗА, РАС) достаточно синхронизации с точностью 1 мс (например, NTP), т.к. сам поток SV уже несет информацию о времени в пределах 1 секунды (SmrCnt). Точность в 1мс достаточна для формирования меток времени в журналах событий.

Вследствие вышесказанного логично, что в процессе наладки и сдачи в эксплуатацию цифровой подстанции следует уделять особое внимание проверке системы синхронизации времени. Для этого на исследуемом участке сети (например, на самом удаленном, находящемся за максимальным количеством коммутаторов от гроссмейстерских часов) необходимо принять сигнал PTP и сравнить с эталонным значением всемирного координированного времени:

- использовать эталонное устройство с приемником GPS\ГЛОНАСС, которое также может принять PTP сигнал и определить погрешность синхронизации;
- использовать эталонное устройство с приемников GPS\ГЛОНАСС и импульсным выходом (PPS), устройство преобразователь сигналов PTP в PPS и осциллограф для сравнения двух сигналов PPS.

Если точность синхронизации в результате проверки окажется не хуже 1 мкс, можно сделать вывод, что сеть организована и настроена правильно. Если в дальнейшем сеть не будет перестроена, то можно допустить, что со временем точность синхронизации не изменится.



Рис. 4. Схема проверки локальной сети с поддержкой PTPv2



Рис. 5. Результат измерения абсолютной погрешности синхронизации

Заметим, что источники SV (ПАС), как правило, не имеют выхода PPS, поэтому определить погрешность синхронизации в этих устройствах напрямую невозможно.

Обратимся к стандарту на устройства сопряжения IEC 61869-13, который в п. 5.6 поясняет: «Требования к точности SAMU (ПАС) напрямую включают все погрешности, связанные с синхронизацией времени». Т.е. угловая погрешность напрямую зависит от погрешности синхронизации времени и, следовательно, судить о точности синхронизации устройства можно только косвенно – по угловой погрешности.


IEC 61869-13 устанавливает различные классы точности для измерительных каналов тока и напряжения. Например, для такого распространенного класса точности, как 0,2, по угло-

вой погрешности напряжения требуется уложиться в 10 угловых минут. Это значение включает и возможную погрешность синхронизации, которая при требовании к точности синхронизации 1 мкс (1,08 угловых минут) составляет 1,08 % от общей погрешности.

Выводы

Синхронизация времени чрезвычайно важна для обеспечения точности измерения на цифровых подстанциях.

Оценка точности системы синхронизации времени может быть осуществлена с помощью эталонных приемников сигналов синхронизации с импульсными выходами и должна проводиться в рамках приемо-сдаточных испытаний системы ●



**«ЧТОБЫ БЫТЬ В АВАНГАРДЕ
ТЕХНОЛОГИЙ, НУЖНО ДЕЛАТЬ
ВКЛАД В ИХ РАЗВИТИЕ,
И ЭТО МОЖНО СДЕЛАТЬ ЧЕРЕЗ
СТАНДАРТИЗАЦИЮ»**

Кристофер Брюннер – общепризнанный эксперт, стоявший у истоков разработки стандарта МЭК 61850. В очередном эпизоде проекта «Большая энергетика», спродюсированного компанией «Теквел», у технического директора Александра Головина представилась возможность пообщаться с ним. Наш журнал публикует их беседу.

Александр Головин: Кристоф, спасибо за возможность встретиться с вами.

Кристофер Брюннер: Всегда рад.

АГ: МЭК 61850 – это первый стандарт, представивший что-то новое для релейной защиты и автоматики, прежде всего, передачу данных согласно коммуникационным сервисам GOOSE и Sampled Values. Была ли такая идея изначально? И кто ее выдвинул?

КБ: Я бы не сказал, что мы задумали это изначально, когда приступили к разработке стандарта МЭК 61850. Была идея стандартизировать коммуникационные интерфейсы, которые могли бы быть использованы при реализации автоматизированной системы управления подстанцией. Основная идея состояла в стандартизации того, что мы уже имели. Затем начали получать развитие нетрадиционные измерительные преобразователи. И они требовали наличия нового типа выходного сигнала, например, низко-

вольтного аналогового сигнала или какого-либо другого. И именно тогда родилась идея разработки коммуникационного сервиса Sampled Values.

С другой стороны, возникла идея замена проводных электрических связей, например, в схемах релейной защиты и автоматики, на новый способ информационного обмена – и им стал сервис GOOSE. Идея же разработки GOOSE изначально родилась не в рамках Международной Электротехнической Комиссии, она принадлежит организации UCA 2.0, работавшей в США.

АГ: И все-таки интересно, работу по разработке сервиса GOOSE курировали специалисты по релейной защите и автоматике или это были специалисты АСУ ТП?

КБ: Полагаю, что сервис GOOSE разрабатывали, в основном, специалисты по релейной защите и автоматике. Но, как я говорил, эта идея была первоначально выдвинута в рамках организации UCA в США.

Кристофер Брюннер



Александр Головин



АГ: Что представляет собой рабочая группа в целом? Сколько людей участвовало в создании исходной серии стандарта МЭК 61850?

КБ: Мы приступили к разработке стандарта тремя рабочими группами. У нас были рабочие группы десять, одиннадцать и двенадцать. Так, рабочая группа десять отвечала за системные аспекты. Рабочая группа одиннадцать – за то, что мы тогда называли шиной станции, а рабочая группа двенадцать – за так называемую шину процесса. В каждой группе было от тридцати до пятидесяти человек.

АГ: В каком году все началось?

КБ: Официально в 1995 году. До этого существовала специальная рабочая группа в 94-95 годах, если не ошибаюсь. Она носила исследовательский характер, и было предложено создать три рабочих группы, чтобы углубиться в эту тему. В ноябре 2005 года у нас была первая встреча в Бадене, в Швейцарии.

АГ: У нас в России большинство считает, что МЭК 61850 был специально разработан основными производителями в их собственных интересах для того, чтобы выйти на местные рынки, например, на российский. Чья это была инициатива на самом деле?

КБ: Инициатива была выдвинута в 1993 году Немецким национальным комитетом, за которым стояли немецкие энергетические предприятия. Тогда состоялось пленарное заседание Технического Комитета Пятьдесят Семь (TK57) в Сиднее, где это предложение было высказано впервые. Затем мы создали специальную рабочую группу для проработки данного вопроса. Но изначальный запрос исходил от конечных пользователей, энергетических предприятий Германии.

АГ: В этих группах были производители или представители производителей?

КБ: Когда мы создали рабочие группы, их членами были, в основном, производители. И несколько энергетических предприятий. Но ра-

боту в этих группах в целом осуществлялась производителями и консультантами. Что естественно, поскольку представителям энергетических компаний трудно выезжать за пределы своей страны. Поэтому у нас в группах были в основном производители и консультанты.

группу одиннадцать. Позже я сменил работу, перешел в компанию ABB, где занимался разработкой коммуникационной архитектуры в части сопряжения с первичным оборудованием, в том числе с измерительными трансформаторами тока и напряжения. Тогда я стал руководителем рабочей группы двенадцать, которая отвечала за разработку шины процесса. Тогда мы и создали коммуникационный сервис Sampled Values. Как только первая редакция стандарта МЭК 61850 приобрела более-менее законченный вид в 2004 году, было решено объединить рабочие группы десять, одиннадцать и двенадцать в одну для завершения работы над первой редакцией и последующей поддержки стандарта. Тогда я стал руководителем рабочей группы десять. Из трех руководителей групп десять, одиннадцать и двенадцать только я продолжил активное участие в работе над стандартом.

АГ: И все это время вы участвовали в разработке стандарта МЭК 61850. Что вы считаете самыми важными шагами на этом пути?

КБ: Я думаю, особенно важным решением был выход за рамки подстанций, это случилось около 2003–2004 года. Начальные рамки работ по стандарту 61850 были ограничены подстанцией, поскольку были другие стандарты МЭК, например, серия 60870-5 для связи с центром управления. Существовали и другие стандарты, описывавшие коммуникации между подстанциями. Но где-то в 2003–2004 годах Швейцарский национальный комитет запланировал два новых направления и предложил выйти за рамки подстанций. Именно тогда мы расширили сферу использования. Сначала для связи вне

подстанций, и параллельно были две другие отрасли, которым нужна была стандартизация некоторых элементов. Гидроэнергетики также заинтересовались МЭК 61850. Так же как и модели для распределенных энергоресурсов. Оба процесса начались в 2004-м году. Когда мы, с одной стороны, объединили рабочие группы десять, одиннадцать и двенадцать для дальнейшей поддержки стандарта, мы создали две новые рабочие группы семнадцать и восемнадцать, чтобы работать с другими областями применения. К тому же до этого индустрия ветряной энергии уже начала адаптировать эту концепцию к своим стандартам серии 61400. Так, они использовали принципы стандарта 61850, но с небольшими отклонениями, уйдя на пару шагов вперед. А тогда координация была не идеальной. В первую очередь, они использовали старые серии стандартов и некоторые концепции отличались.

АГ: А если обратиться к прогнозам на будущее, что придет на смену МЭК 61850? Какие ключевые улучшения уже видны?

КБ: В текущей работе много усилий направлено на улучшение инженерной совместимости. И в первоначальной нашей работе по стандарту 61850 акцент был сделан на связи. И немного на семантических моделях, которые были нами представлены по-новому. Я думаю, действительно значимым шагом будет введение того, что мы тоже делали изначально – внедрение SCL. Ведь в то время мы еще не имели реального опыта в этом вопросе, это было совершенно новым направлением в отрасли. Мы поняли, что, хотя концепции были хорошо разработаны, способов их использования разными поставщиками и посредством разных технических средств все еще было довольно много. То есть на самом деле стандарт не дотягивал до уровня, которого мы ожидали.

За последние 5–8 лет мы получили обратную связь от пользователей,

Инициатива по разработке МЭК 61850 стоит за немецкими сетевыми компаниями.

таких как ENTSO-E – Европейская сеть операторов и систем передачи электроэнергии. Мы посвятили много времени улучшению этих аспектов. И до сих пор посвящаем, чтобы улучшать инженерные характеристики.

АГ: А энергокомпании по всему миру действительно проектируют при помощи SCL?

КБ: Еще не так много энергокомпаний сами делают проектирование. Сегодня в большинстве случаев использования МЭК 61850 речь идет о проектировании подстанции поставщиком под ключ или в некоторых случаях системными интеграторами. В случае проектирования поставщиками, в зависимости от имеющихся у них средств, многие из них используют в разработке SCL в полном объеме. Иногда он используется с упрощениями, что, как правило, дорого обходится впоследствии. По примеру членов Европейского сообщества операторов магистральных сетей в области электроэнергетики ENTSO-E все больше и больше энергокомпаний погружаются в использование стандарта МЭК 61850 и хотят осуществлять проектирование самостоятельно. И они смотрят в сторону доступных программных инструментов, которые могут использоваться для решения этой задачи.

АГ: И эти энергокомпании выдвигают такие требования – разрабатывать файлы SSD и SCD в соответствии со стандартом?

КБ: Да, они это делают. Файлы SCD точно используются и предъявляются соответствующие требования. Разработка спецификации системы в виде файла SSD пока еще не так распространена. Сейчас в Европе реализуется интересная научно-исследовательская работа под названием OSMOSE, при участии нескольких энергокомпаний и поставщиков оборудования, в рамках которой мы проводим исследование в части реализации полноценного процесса проектирования – начиная со спецификации и заканчивая рабо-



чим проектированием с использованием языка SCL. Мы хотим расширить охват спецификации системы, чтобы иметь возможность специфицировать не только функции, но и информационный обмен между ними. Так, чтобы энергокомпании могли использовать подобную спецификацию в качестве технического задания на проектирование, не привязываясь к каким-то конкретным техническим решениям. Помимо этого, наличие такой спецификации может предоставить энергокомпаниям возможность использовать программные симуляторы для проверки предусмотренных технических решений перед тем, как разыгрывать конкурс на проектирование и поставку. Именно эти возможности мы и исследуем в упомянутой работе.

АГ: В России проектирование осуществляется, в основном, независимыми компаниями, по договору с энергокомпаниями. У нас также есть требования, согласно которым файлы SSD и SCD должны разрабатываться при проектировании. И основной вопрос от проектных организаций: какие программные инструменты следует использовать? На ваш взгляд, рынок готов обеспечить нас такими инструментами?

КБ: Определенно, на рынке есть несколько программных инструментов, и они достаточно прогрессивные. Полагаю, что такой рынок есть, но пока на нем не так много разных поставщиков. Не стоит также надеяться, что на нем появятся десятки поставщиков, поскольку это в целом ограниченный рынок, а разработка таких инструментов требует больших инвестиций. Но уже сейчас есть несколько доступных инструментов, которые можно использовать.

АГ: Команды, которые разрабатывают эти инструменты, работают с электросетевыми компаниями? Может быть, с европейскими или американскими энергокомпаниями? Есть такой опыт?

КБ: Примеры такого взаимодействия есть. Не буду называть эти инструменты, чтобы не делать никому рекламу. Некоторые из них разработаны на основе обратной связи, по итогам совместной работы с проектными организациями и энергокомпаниями. От проекта к проекту в инструментах реализуются новые функции. Все это стимулируется требованиями конечных пользователей.

АГ: Тогда последний вопрос по электронной проектной

документации в формате языка SCL: по вашему мнению, каков основной эффект от использования электронных проектов согласно стандарту МЭК 61850 для энергокомпаний? Что это может дать им в конечном итоге?

КБ: Зависит от того, как устроен процесс проектирования. Когда энергокомпания не выполняет проектирование самостоятельно, электронная проектная документация по-

На текущий момент я не вижу технологии, которая станет заменой стандарта МЭК 61850 в отношении подстанций.

зволяет им, в конечном счете, иметь представление о том, как работает система. Позднее, в процессе эксплуатации, они могут применять стандартные подходы к обслуживанию системы, основанные на этой документации. Энергокомпании становятся независимыми от поставщиков оборудования, сохраняя возможность в любой момент заменить одного поставщика на другого и интегрировать их в ранее разработанный проект. Они имеют возможность масштабировать проект при необходимости. Это определено один из аспектов.

Другой аспект использования электронной проектной документации на основе языка SCL, и мы исследовали его в проекте OSMOSE, состоит в способности осуществлять симуляцию работы и взаимодействия устройств в проекте. Даже если какое-то оборудование еще отсутствует, его можно симулировать.

Появляются новые возможности при процедурах обслуживания и тестирования. Например, при выходе из строя интеллектуального электронного устройства, перед включением его в действующую систему, появляется возможность его симулировать и проверить его взаимодействие с другими устройствами.

Существует целый ряд новых возможностей при использовании электронной проектной документации.

АГ: Один из актуальнейших вопросов: что вы считаете цифровой подстанцией? Есть ли у вас какое-либо универсальное определение?

КБ: Этот вопрос аналогичен вопросу о Smart Grid. Если вы спросите 10 инженеров, вы, вероятно, получите 11 ответов. Некоторые считают подстанцию цифровой при наличии систем передачи данных, при использовании микропроцессорных устройств релейной защиты. Другие – при наличии полно-

масштабной шины процесса, использовании преобразователей аналоговых и дискретных сигналов и, соответственно, коммуникационных сервисов Sampled Values и GOOSE. Не думаю, что существует однозначный ответ. Помогает, когда мы говорим о цифровой подстанции, большинство людей чаще всего имеет в виду подстанцию, на которой сопряжение с первичным оборудованием осуществляется в цифровом формате, по шине процесса.

АГ: А вы можете назвать самое передовую энергокомпанию в мире по внедрению цифровых подстанций?

КБ: Не видел лично, но, говорят, в Китае есть множество подстанций, использующих, шину процесса и коммуникационный сервис Sampled Values. Насколько мне известно, большинство других энергокомпаний реализуют пилотные проекты. Некоторые из них уже реализовали первую полностью цифровую подстанцию, например, компании Electricite de France или RTE. Полагаю, именно RTE имеет полностью цифровую подстанцию, с реализацией которой они сделали достаточно большой шаг вперед. При этом, когда мы говорим о полноценной цифровой подстанции, надо понимать, что глубина ее цифровизации может отличать-

ся. Мне, к примеру, известны некоторые поставщики, которые «оцифровали» комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией не просто на уровне команд и сигналов коммутационных аппаратов, но также и в части измерения других параметров, например, плотности газа, но не ограничиваясь этим. Все оборудование интегрируется в систему управления. Полагаю, что RTE имеет одну из таких подстанций в уже готовом виде. Но, как я уже сказал, в основном энергокомпания находятся на стадии, когда они только начинают задумываться о реализации цифровой подстанции.

АГ: А какой из проектов, в котором вы участвовали, произвел на вас наибольшее впечатление?

КБ: Есть пара интересных проектов, правда, правда, я был задействован не во всех. Один интересный проект, в котором я участвовал, не был связан с реализацией полноценной цифровой подстанции. Это проект модернизации вторичного оборудования на одной из подстанций в Нью-Йорке, принадлежащей компании ConEd. Они модернизируют подстанцию, которая имеет восемь высоковольтных фидеров, включенных по схеме многоугольника, с большим количеством фидеров низкого напряжения. Довольно большая подстанция, которую сейчас переводят на использование стандарта МЭК 61850. Модернизация проходит в достаточно жестких условиях, так как оперативное отключение возможно только весной или осенью и только на ограниченное время, поскольку это одна из ключевых подстанций, обеспечивающих электроснабжение Манхэттена. Там не используется шина процесса. Применяются традиционные измерительные трансформаторы, поскольку замена первичного оборудования не производится.

АГ: Используется ли там передача данных по GOOSE и MMS?

КБ: Для реализации функций релейной защиты и автоматики используется GOOSE. Все сигналы, которые

передаются от одной ячейки, от одной секции к другой, передаются именно согласно коммуникационному сервису GOOSE. Используются устройства с дублированным сетевым интерфейсом, дублированная сетевая инфраструктура, дублированные комплекты релейной защиты и автоматики и преобразователи дискретных сигналов.

АГ: Существует ли риск того, что стандарт МЭК 61850 будет заменен каким-либо другим стандартом, как это случилось с протоколом Modbus, протоколами семейства МЭК 60870 и так далее? И что предпринимается, чтобы не допустить этого и сохранить лидерство?

КБ: Я думаю, замена одного стандарта на другой всегда обусловлена определенными причинами, драйверами. И если мы говорим о бизнесе по автоматизации подстанций, все основные поставщики на сегодняшний день достаточно много инвестировали в реализацию поддержки стандарта МЭК 61850. Я бы не ждал замены в ближайшем будущем. В стандарте мы реализовали концепцию, которая предусматривает независимость от коммуникационных технологий. Мы отделили модели данных и информационного обмена от используемых для их реализации коммуникационных технологий, что позволяет нам интегрировать в стандарт любую новую коммуникационную технологию, без потери всего

остального и значимого. В целом, на текущий момент я не вижу технологии, которая станет заменой стандарта МЭК 61850 в отношении подстанций.

АГ: А в других областях применения?

КБ: Что касается других областей применения, в частности, в малой генерации и других компонентах интеллектуальной сети Smart Grid, то здесь стандартизация еще продолжается, поэтому есть альтернативы стандарту МЭК 61850. Я думаю, что многие энергокомпании сейчас видят ценность стандарта МЭК 61850 в том, что это может стать универсальным решением для различных областей применения. Я думаю, это тоже может гарантировать долголетие МЭК 61850.

АГ: А почему MMS и Ethernet были выбраны в качестве основы для использования в стандарте?

КБ: Интересный вопрос. Разработка стандарта МЭК 61850 была инициирована европейскими странами. Я упоминал, что сервис GOOSE изначально был разработан организацией USA в США, но в начале пути это была их инициатива. А за стандартом МЭК 61850 стояли, в основном, европейские страны, европейские пользователи, а также европейские производители. В то время каждый производитель имел свой собственный протокол, используемый на подстанциях, например, протокол LON от компании

ABB, протокол Profibus от компании Сименс, протокол ФИТ от компании АРЕВА (тогда они так назывались). Таким образом рассматривались протоколы, которые были у компаний изначально, и, конечно, каждый поставщик хотел, чтобы именно его протокол был взят за основу. В какой-то момент мы поняли, что такой сценарий развития событий – это не то, что мы хотим. И тогда мы начали консультации с Научно-исследовательским институтом электроэнергетики EPRI, расположенного в США, по объединению наших усилий и компетенций. В США организация USA ориентировалась на использование протокола MMS, поскольку он уже использовался для протокола TASE 2, который является протоколом связи с центрами управления, и также является стандартом МЭК. Ими и было предложено использовать MMS и Ethernet как компромисс, чтобы избежать необходимости использовать вариант, предлагавшийся тем или иным поставщиком. В этом причина такого решения.

АГ: Хорошо, тогда такой вопрос. Организация USA отвечает за аккредитацию испытательных лабораторий по проверке технических решений на соответствие стандарту МЭК 61850 во всем мире. Можете ли вы объяснить, кто уполномочил USA проводить такую аккредитацию? И может ли возникнуть



Кристоф Брюннер окончил Швейцарский федеральный технологический институт с дипломом инженера в 1983 году. Обладает опытом работы в области электроэнергетики более 30 лет, является признанным экспертом по стандарту МЭК 61850.

Президент консалтинговой компании it4power, базирующейся в Швейцарии и работающей в электроэнергетической отрасли.

Занимал должность менеджера проектов сектора продуктов для электроэнергетики в АББ (Цюрих, Швейцария), где был ответственен за разработку коммуникационной архитектуры системы автоматизации подстанции в части сопряжения с первичным оборудованием.

Председатель рабочей группы 10 Технического комитета 57 Международной Электротехнической Комиссии, а также член рабочих групп 17, 18 и 19. Заслуженный член IEEE, член IEEE по электроэнергетическим системам (IEEE-PES) и системной автоматике (IEEE-SA). Активный член нескольких рабочих групп комитета по релейной защите и автоматике в электроэнергетике (IEEE-PSRC). Советник правления международной ассоциации USA ●



другая организация, которая возьмется за такую работу и перехватит инициативу?

КБ: Организация USA возникла в результате деятельности Научно-исследовательского института электроэнергетики EPRI в США. Существовала группа пользователей, на основе которой и создали группу пользователей для МЭК 61850 и нескольких других стандартов. Это сообщество пользователей в рамках организации USA разработало аккредитационную программу для испытательных лабораторий, а также сами методики проведения испытаний. Данное решение было согласовано инженерным сообществом. Сама же Международная Электротехническая Комиссия не определяет органов, выполняющих аккредитацию. Соответственно, она не может и требовать использования какой-либо конкретной программы аккредитации в качестве единственной. В принципе, все эти решения находятся в руках инженерного сообщества, и зависят от того, какие группы пользователей их поддерживают.

АГ: В разработку стандарта МЭК 61850 вовлечено достаточно много людей, а рабочая группа десять является самой большой в ТК57, насколько мне известно...

КБ: Это самая большая рабочая группа в рамках МЭК. На сегодняшний день в ней состоит 265 членов.

АГ: На ваш взгляд, что заставляет компании и отдельных людей тратить время и деньги на стандартизацию? Что является основным стимулом для них?

КБ: Основной стимул с точки зрения компании такой – чтобы быть в авангарде технологий, нужно делать вклад в их развитие, и это можно сделать через стандартизацию. Очень большую роль играет наличие пользователей. И это хорошо, что у нас снова много активных пользователей, их число растет. У них свои интересы, которые влияют на развитие стандарта так, чтобы он отвечал их потребностям. Ранее я упоминал ситуацию с функциональной совместимостью программных инструментов для проектирования. В какой-то момент у нас не было пользователей, которые делали вклад в стандарт в этой части. При стандартизации интересы поставщиков отличаются от интересов конечных пользователей. Обеспечение функциональной совместимости при проектировании не основной интерес для производителей оборудования, но важнейший момент для пользователей, которые

хотят делать проектирование своими силами. В определенный момент пользователи поняли, что им нужно участвовать в процессе разработки стандарта, чтобы в конечном итоге получить стандарт, удовлетворяющий их требованиям.

АГ: И последний вопрос, Кристоф. Сколько времени в своей жизни вы уделяете стандарту МЭК 61850?

КБ: Лучше не считать... Очень много! С точки зрения ведения бизнеса, очень много времени. Трудно оценить, но, пожалуй, около 20 %, если не больше, от всего рабочего времени.

АГ: Ощущаете ли вы какой-то результат от затраченного времени? Какой-то эффект?

КБ: В какой-то степени, да. У меня есть своя консалтинговая компания, и участие в разработке стандарта помогает вести этот бизнес. Это также хороший маркетинг для меня, другим образом маркетинговую активность я не проявляю. С другой стороны, это действительно интересная и сложная работа – руководить рабочей группой и видеть результаты нашей работы спустя годы. Это вдохновляет.

АГ: Спасибо за ответы, Кристофер.

КБ: Приглашаю всех на наш совместный с компанией «Теквел» технический семинар по МЭК 61850, который состоится в Москве осенью ●

Видеоверсия интервью:





ВТОРАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

«ЦИФРОВАЯ ПОДСТАНЦИЯ. СТАНДАРТ IEC 61850
ЦИФРОВИЗАЦИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ»
МОСКВА

2019

2-4 ИЮЛЯ



ЦЕЛИ КОНФЕРЕНЦИИ:

- Международный обмен информацией по широкому кругу вопросов «Цифровизации электрических сетей».
- Продвижение передового опыта.

В РАМКАХ КОНФЕРЕНЦИИ:

- встреча европейской группы пользователей стандарта IEC 61850;
- совместное обсуждение отечественными и специалистами европейской группы пользователей актуальных тем:
 - национальный профиль стандарта IEC 61850, вопросы сертификации оборудования;
 - тенденции в создании оборудования для реализации технологии «ЦПС», вопросы типизации оборудования;
 - вопросы проектирования «цифровых подстанций» с применением типовых проектных решений, разработанных на базе доступных наилучших технологий;
 - виды испытаний оборудования для ЦПС, инструментальные средства;
 - технологии применения промышленного интернета энергии и использование технологии «больших данных» в рамках цифровизации электрических сетей;
 - технологии «цифровых двойников» подстанций для обеспечения их надежности и эффективной эксплуатации (на всех стадиях жизненного цикла оборудования);
- выставка продукции российских и зарубежных компаний, оборудование которых реализовано на базе стандарта IEC 61850.

ЦИФРОВАЯ ПОДСТАНЦИЯ СТАНДАРТ IEC 61850

ЦИФРОВИЗАЦИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

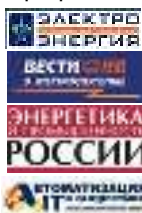
Генеральный партнер:



Организаторы:



Главные отраслевые партнеры:



Информационные партнеры:



Генеральные информационные партнеры:



115201, г. Москва,
Каширское шоссе, д. 22, корп. 3
IEC61850@ntc-power.ru
Тел.: (495) 727-19-09, (495) 981-94-00
Факс: (495) 727-19-08, (495) 981-94-01
WWW.IEC61850RU.RU

БАЗОВЫЕ ПРИКЛАДНЫЕ ПРОФИЛИ В МЭК 61850. КТО ИХ НАПИШЕТ И НУЖНЫ ЛИ ОНИ ВООБЩЕ?



Алексей Аношин

ООО «Теквел»



Александр Головин

ООО «Теквел»

Профили стандарта напишут энергокомпании и да — они необходимы. Специалисты Теквел приняли участие в заседании рабочей группы 10 ТК 57 МЭК, и в этой статье рассказывают о работе над второй редакцией руководства по разработке базовых прикладных профилей стандарта МЭК 61850.

Первая редакция технического отчета IEC TR 61850-7-6 «Communication networks and systems for power utility automation – Part 7-6: Guideline for definition of Basic Application Profiles (BAPs) using IEC 61850» была опубликована 16.01.2019, хотя голосование по нему в МЭК завершилось в августе 2018 года, а работа над ним велась еще с 2014 года.

Не успела международная электротехническая комиссия опубликовать первую редакцию, а рабочая группа уже полным ходом ведет работу над второй редакцией этого чрезвычайно важного документа. Во второй редакции с одной стороны

должны быть устранены замечания, полученные к первой редакции, а с другой, должны быть даны еще более четкие указания для энергокомпаний по тому, как должен быть сформулирован базовый прикладной профиль для того, чтобы он в максимальной степени отражал требования компании или группы компаний.

Технический отчет IEC TR 61850-7-6:2019 — это руководящие указания по созданию прикладных / функциональных профилей в рамках создания базовых прикладных профилей (БПП). Такие базовые прикладные профили представляют собой фундамент для построения совместимых систем при реализации типовых функций в рамках подстанции или при взаимодействии функций между подстанциями. БПП предназначены для того, чтобы определить необходимый набор обязательных атрибутов функций из общего множества возможностей, предоставляемых стандартом, для обеспечения совместимости решений на отдельных рынках.

С этой целью документ представляет обобщенную инструкцию по описанию взаимодействия функциональных модулей (логических узлов) при реализации конкретной прикладной функции в электроэнергетике. При этом функциональное взаимодействие, определенное профилем, должно считаться единственно возможным и правильным в рамках рассматриваемого профиля.

Что такое BAP и зачем он нужен?

Говоря упрощенно, профиль — это сужение всех широких возмож-

ностей стандарта до минимума, необходимого для описания конкретных функций для конкретных рынков, где под «рынком» понимается отдельная энергетическая компания или объединение таких компаний, которые договорились о применении единого профиля.

«Строительными элементами» для построения структурно-функциональных схем в соответствии с МЭК 61850 являются логические узлы. Фактически логические узлы представляют собой наименьшие элементы, на которые можно разбить комплексные функции, так, что каждый из логических узлов выполняет одну законченную функцию, а взаимодействие множества узлов между собой обеспечивает реализацию прикладной функции.

Рассмотрим такое взаимодействие на примере реализации функции защиты простейшего присоединения среднего напряжения. Предположим, что на присоединении нам требуется реализовывать функцию максимальной токовой защиты и токовой отсечки, моделируемых, соответственно, логическими узлами РТОС и РЮС. Изобразим их на диаграмме (рис. 1).

Можно ли такое обозначение назвать достаточным изображением структурно-функциональной схемы? Очевидно, нет, так как непонятно, как и на что воздействуют эти элементы, откуда получают информацию о токах для срабатывания? Следовательно, схему необходимо дополнить логическими узлами трансформаторов тока (ТСТР) и привода силового выключателя (ХСВР) (рис. 2).

Представленная схема уже гораздо больше похожа на структурно-функциональную и вполне наглядно дает нам описание того, как узлы взаимодействуют между собой:

- измерения от измерительного трансформатора тока (TCTR.AmpSv) поступают в логические узлы токовой отсечки (PIOC) и максимальной токовой защиты (PTOC);
- сигналы срабатывания МТЗ и ТО (PTOC.Ор и PIOC.Ор, соответственно) передаются на логический узел силового выключателя (XCVR), инициируя его отключение.

Итак, полученное описание уже гораздо нагляднее дает нам представление о том, как функционирует схема защиты и, возможно, в простейшем случае мы могли бы довольствоваться и ей, но все же в целях обеспечения более гибкой логики ввода-вывода функций защиты и более прозрачного воздействия на выключатель нам необходимо ввести еще один логический узел: логический узле промежуточного реле — PTRC. Логический узел PTRC объединяет сигналы пуска и срабатывания защит, а сигнал отключения выключателя от защит вводится в логический узел выключателя отдельно от каждого узла защиты, от узла PTRC, как показано на рис. 3.

Такую функциональную схему уже можно считать законченной и однозначной (хотя в будущем мы еще вернемся к ней и рассмотрим дополнительные вопросы). Теперь вернемся на шаг выше и попробуем разобраться, что же нам даёт такое описание функции в профиле?

Во-первых, описание структурно-функциональных схем в профиле позволяет однозначно определить обязательно требуемые объекты данных (или доопределить новые, если они не предусмотрены стандартом). Например, в примере выше мы видим, что из всех объектов данных логического узла PTRC в нашем случае необходимым является только PTRC.

Tr, реализация остальных в рассмотренном случае не требуется.

Во-вторых, по такой схеме мы можем определить объем входных сигналов, которые требуется завести внутрь логических узлов (например, узла XCVR). Причем можем видеть, что рассмотренные варианты с логическим узлом PTRC и без него отличаются в этом смысле: при наличии PTRC мы требуем от ввода в XCVR только одного сигнала (PTRC.Tr), тогда как без узла PTRC нам требуется ввод двух сигналов (PTOC.Ор, PIOC.Ор), а также, очевидно, дополнительная логика «или» внутри самого XCVR.

Почему нельзя было все требования сразу определить стандартом?

Стандарт МЭК 61850 является международным, поэтому он должен отвечать требованиям разных

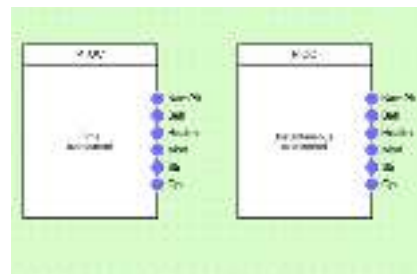


Рис. 1.

организаций из разных стран мира. Этого невозможно достичь, не обеспечив необходимый уровень гибкости, поэтому МЭК 61850 должен быть широким и гибким. В связи с этим требования стандарта так и останутся широкими, предоставляющими максимальный уровень гибкости при реализации для производителей, тогда как отдельные потребители могут накладывать дополнительные ограничения на реализацию стандарта своими локальными требованиями — профилями.

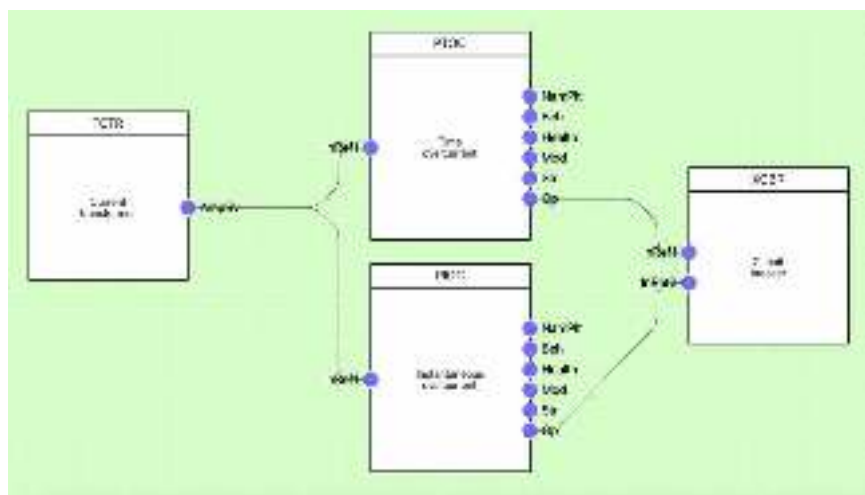


Рис. 2.

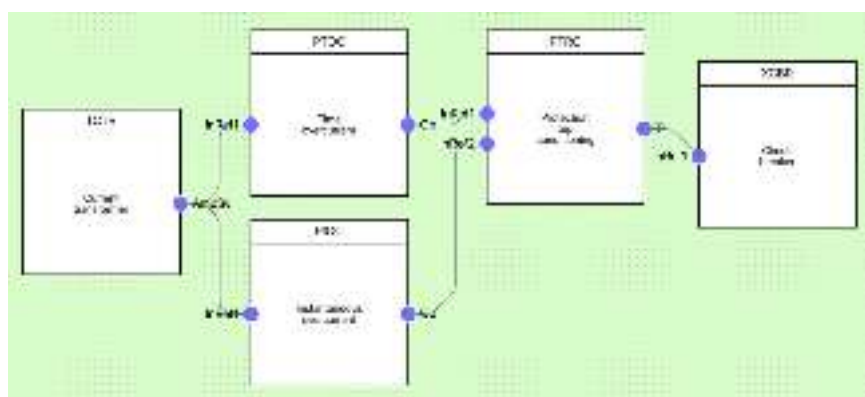


Рис. 3.



Рис. 4. Экранная форма инструмента для управления прикладными профилями МЭК 61850 ENTSO-E

Кто уже делает профили стандарта IEC 61850 и сколько их будет?

Количество возможных профилей никем не определено и их может быть сколько угодно, вплоть до того, что каждая энергокомпания (или ее отдельное структурное подразделение) может иметь свой собственный профиль. С другой стороны, очевидно, что в создании отдельных «мелких» профилей никто не заинтересован: ни энергокомпании, которым удобнее иметь унифицированные требования, ни производителям, которым проще обеспечивать поддержку одного (или малого числа) профилей, а не массы разрозненных профилей.

Сегодня в качестве компаний и объединений, наиболее активно занимающихся разработкой профилей стандарта МЭК 61850 можно отметить следующих:

- ЕЗ (консорциум энергетических компаний Испании, в который входит RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, IBERDROLA, ENDESA DISTRIBUCIÓN, GAS NATURAL FENOSA, HIDRO CANTÁBRICO). Консорциум начал работу в 2008 году и в 2010 году выпустил совместный отчет, содержащий спецификацию по применению стандарта МЭК 61850. Строго говоря, этот документ не является прикладным профилем стандарта МЭК 61850 в понимании сегодняшнего МЭК 61850-7-6 и даёт более широкий охват, определяя также топологию

сетей, требования к синхронизации времени и тп.

- ГСК Китая. К сожалению, у авторов отсутствуют достоверные и подтвержденные данные по текущему статусу профилей в Китае, а также их актуальной версии. Известно, что существует стандарт ГСКК Q/GDW 396 - 2012, определяющий требования к информационной модели IEC 61850 в устройствах. Стандарт, равно как и ЕЗ, не соответствует руководящим указаниям по составлению ВАР (что неудивительно — он издан на 6 лет раньше). Основной упор в стандарте сделан на следующие аспекты: наименования логических устройств в физических устройствах, состав и наименования логических узлов в соответствующих логических устройствах, состав блоков управления и их наименования, расширение состава объектов данных логических узлов и описание новых классов логических узлов.

- ENTSO-E (Европейская сеть операторов магистральных электрических сетей, включающая 43 системных оператора из 36 стран Европы). Основной задачей в рамках создания профиля было обеспечение совместности устройств и систем различных производителей на всём жизненном цикле энергообъекта. Разработка профиля началась с создания инструмента для спецификации полного объема областей, функций и сигналов для всех системных операторов, входящих в объединение. Целью ра-

боты было создание супер-набора функций и сигналов, охватывающего все функциональные области во всех компаниях с целью последующей трансляции этих требований в МЭК 61850. Разработка инструмента (ISTool) была завершена в 2015 году, в 2016 году члены ENTSO-E вносили через инструмент свои функциональные требования. В дальнейшем планировалась работа по формированию из этого профиля, однако, по имеющейся у нас информации, эта работа была временно приостановлена в связи с недостаточностью финансирования.

- RTE (Франция). Профиль МЭК 61850 RTE был опубликован в 2018 году и в наибольшей степени приближен к рекомендациям по составлению профиля, представленным в техническом отчёте 7-6. Для различных функций защиты в профиле RTE приведены схемы взаимодействия логических узлов и определен набор необходимых для такого взаимодействия сигналов.

- ФСК ЕЭС (Россия). Работа по созданию корпоративного профиля МЭК 61850 ПАО «ФСК ЕЭС» началась в 2016 году в рамках НИОКР по созданию типовых шкафов РЗА и АСУ ТП. Профиль ФСК определяет соответствие традиционных наименований функций РЗА и АСУ ТП и логических узлов стандарта МЭК 61850. Профилем вводятся конкретные типы логических узлов заданных классов, позволяющие дифференцировать схожие функции в разных классах напряжений. Помимо этого профиль ФСК уходит глубже в область коммуникационных сервисов и определяет некоторые параметры передачи сообщений по GOOSE/SV/MMS.

Какие проблемы возникают с профилями и что с этим планируется делать?

При разработке профилей в части описания функциональных схем взаимодействия логических узлов разработки сталкиваются с рядом основных проблем, на решение ко-

5.17.5 Description dynamique

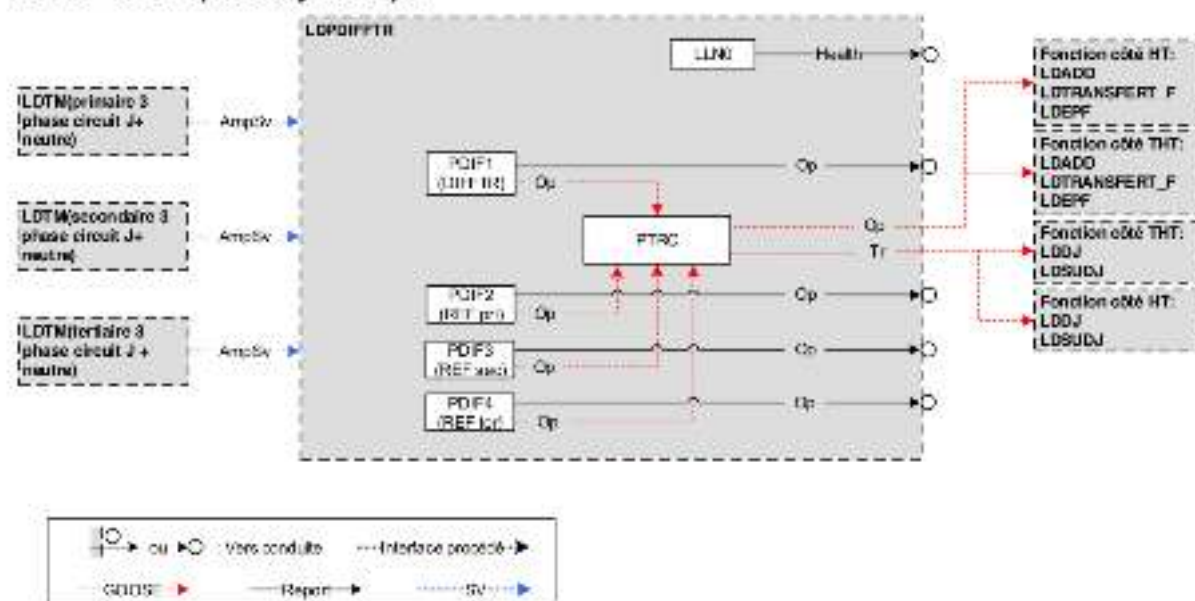


Рис. 5. Образец принципиальной схемы взаимодействия логических узлов из профиля МЭК 61850 RTE

торых будет направлена вторая редакция 7-6.

- Во-первых, существующие профили по сути являются «бумажными», в которых зачастую встречаются нестыковки как между различными элементами профиля, так и исходным стандартом. В качестве решения этой проблемы рассматривается возможность стандартизовать на уровне профиля готовые шаблоны типов данных (DataTypeTemplates), которые должны стать неотъемлемой частью профиля.

- Во-вторых, описание взаимодействия узлов предполагает описание не только выходных и управляемых данных (объектов данных), но и виртуальных входов. Стандарт для описания виртуальных входов предлагает два варианта: использование объектов данных InRef/BlkRef или использование элемента Inputs в SCL-файле. В рамках второй редакции стандарта планируется детализировать требования в части описания виртуальных входов логических узлов.

- В-третьих, для многих функций в профиле может быть определена

множественность входящих сигналов и, как следствие, необходимо определять требования к такой множественности (например, на вход логического узла подаётся строго n сигналов, или возможна подача от 1 до m сигналов, или, например, не меньше k сигналов, а кроме того возможны разные комбинации различных сигналов, например, 1 сигналов типа 1 и p сигналов типа 2. Соответственно, под каждый из таких вариантов должно быть предложено формализованное описание.

- В-четвертых, при определении профиля всегда возникает вопрос о том, где проходит граница одной функции и начинается другая функция, и как определять требования профиля для тех случаев, где один и тот же логический узел попадает в функциональные схемы разных функций.

Решение поставленных вопросов как раз планируется достигнуть в рамках второй редакции стандарта. Путь, который кажется наиболее естественным, пока предполагает создание профиля функций, для которых описываются объекты

данных, являющиеся обязательными в рамках указанного профиля. В дальнейшем если один и тот же узел используется при реализации различных функций из профиля, то требования по обязательности тех или иных сигналов для него должны комбинироваться.

В конечном счете появление формализованных описаний профилей позволит энергетическим компаниям более четко формулировать свои требования, которые они предъявляют к тем или иным функциям устройств и легко транслировать эти требования разработчикам, достигая при этом высокой совместимости на прикладном уровне. Разработчики же смогут создать инструменты, которые позволят автоматизировать адаптацию под требования различных профилей ●

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ УПРАВЛЕНИЯ СПРОСОМ НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ



Виктор Непомнящий

АО «Концерн Росэнергоатом»

Управление спросом на электроэнергию сегодня стало востребованным и значимым инструментом регулирования баланса спроса и предложения на рынках электроэнергии по всему миру. Рынок управления спросом на электроэнергию в последние годы остается стабильным и, как ожидается, будет расти в будущем. Во всем мире рынок управления спросом в 2014 году оценивается более чем в 5 миллиардов долларов США, и ожидается, что к 2022 году он вырастет в пять раз. Потребители участвующие в механизме управления

мероприятий («дорожной карты») «Энерджинет» Национальной технологической инициативы, одобренный Президиумом Совета при Президенте Российской Федерации по модернизации экономики и инновационному развитию России.

Для Госкорпорации «Росатом» развитие механизма управления спросом на электрическую энергию создает условия по фиксации базовой нагрузки АЭС за счет выравнивания общего графика потребления в энергосистеме на уровне суток, что благоприятно сказывается на экономических показателях работы АЭС. Кроме того, появляется новый перспективный вид бизнеса, участие в котором может быть интересно как для энергосбытовых компаний в контуре Госкорпорации «Росатом», так и для компаний – разработчиков цифровых решений для энергетики. А потребители, в свою очередь, получают дополнительный способ снизить свои затраты на электроснабжение.

системных затрат в обмен на стимулирующие выплаты от энергорынка.

Ключевая особенность управления спросом – продажа управляемой нагрузки наравне с генерирующими мощностями. Ведь с точки зрения баланса в энергосистеме один не потребленный кВт*ч равен произведенному кВт*ч, в результате цена оказания услуг по управлению спросом на электроэнергию эквивалентна средневзвешенной цене на мощность на оптовом рынке.

Основные цели управления спросом на электроэнергию – уменьшение пиковой нагрузки в энергосистеме, необходимое как для снижения цен на рынке электроэнергии, так и для предотвращения избыточного капиталоемкого строительства электростанций и электрических сетей, оптимизация управления энергосистемой и интеграция возобновляемых источников энергии [1]. Также управление спросом может способствовать максимизации эффекта от внедрения на стороне потребителя таких инновационных цифровых технологий, как интернет вещей, умный дом, системы энергоменеджмента зданий [2], хотя для потенциального участия в управлении спросом установка дополнительного оборудования на стороне потребителя не требуется.

В управлении спросом могут принимать участие различные виды оборудования промышленных, сельскохозяйственных, коммерческих и бытовых потребителей. Основные возможности участия в управлении спросом для потребителей связаны со смещением графика потребления на периоды более низких цен, остановом или снижением интенсивности производственного процесса, полным или частичным отключением систем освещения, вентиляции и кондиционирования, а также

Управление спросом – изменение потребления электроэнергии и мощности конечными потребителями относительно их нормального профиля нагрузки в связи с изменением цен на электроэнергию для сокращения общесистемных затрат.

спросом получают вознаграждение за возможность корректировки режима потребления электроэнергии.

В России механизм управления спросом работает с 2017 года и продолжает развиваться и совершенствоваться, в том числе в части запуска пилотного проекта для создания возможности участия потребителей розничного рынка в оказании таких услуг. Также стоит отметить, что проект по развитию управления спросом входит в План

Что такое управление спросом на электроэнергию?

Управление спросом (от англ. demand response (DR), механизм получивший в России название «ценозависимое снижение потребления») – изменение потребления электроэнергии и мощности конечными потребителями относительно их нормального профиля нагрузки в связи с изменением цен на электроэнергию для сокращения обще-

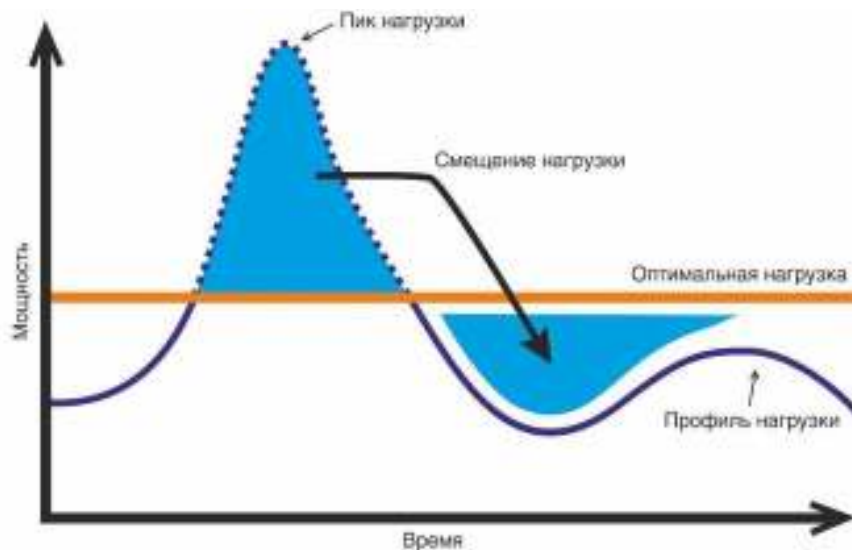


Рис. 1.

с использованием собственных источников, включая запуск резервных источников питания или отключение от сети на изолированную работу с покрытием собственного потребления от резервного источника питания. В общем случае потребители, участвующие в программах управления спросом, не снижают потребление, а смещают его с пиковых периодов на внепиковые. Соответственно, участие потребителя в управлении спросом не должно приводить к снижению отпуска товарной продукции, уменьшению количества или снижению качества оказанных услуг и т.п. [1].

Мировой опыт

За рубежом предпосылкой к созданию программ управления спросом стал всемирный энергетический кризис 1973 года, повлекший за собой рост цен и дефицит первичных ресурсов, следовательно, и повышение цен на электроэнергию [3]. В 1978 году в США был принят закон о национальной политике энергосбережения, с помощью которого разработан комплекс мер по управлению спросом. К середине 1980-х годов программы управления спросом использовались практически во всех штатах, что позволило снизить потребность в строительстве новых линий электропередачи. На сегодняшний день доминирующим рынком остается Северная Америка, а на Азиатско-Тихоокеанский регион приходится более 10 % мирово-

го рынка управления спросом на электроэнергию, причем увеличение числа интеллектуальных приборов учета яв-

ляется важным фактором для дальнейшего роста.

В 2014 году более 50 % общих доходов от программ управления спросом приходилось на промышленный сектор. Жилой сегмент находился на уровне десятков процентов с постоянно растущим числом вовлеченных потребителей. Несмотря на растущий интерес со стороны традиционных коммунальных предприятий и инвесторов, рынок управления спросом по-прежнему сильно фрагментирован и особенно ориентирован на конкретные регионы. Тем не менее, ключевые участники начали расширять своё присутствие во всем мире за счет слияний и поглощений, и предстоящие проекты интеллектуальных сетей (smart grid) в таких странах, как Австралия, Индия, Китай и Япония, могут привлечь больше гло-

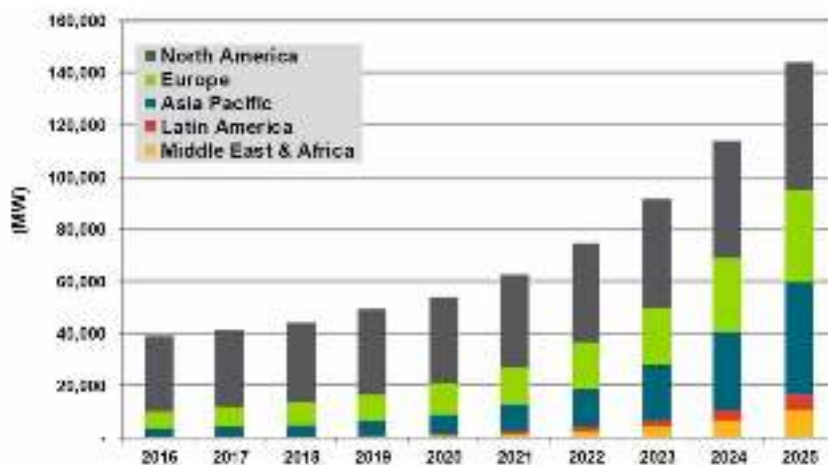


Рис. 2. Объем DR на мировых рынках 2016 – 2025 гг.

Источник: Navigant Research, 2016



Рис. 3. Зависимость фактической доли участия в DR от вознаграждения

* Диаметр круга – объем мощности DR, ГВт

Источник: VYGON Consulting

бальных игроков (объем управляемого потребления по всему миру достиг 39 ГВт в 2016 году с перспективой роста до 144 ГВт в 2025 году) [4].

В зарубежных энергосистемах внедрение механизма управления спросом позволило организовать централизованное управление ресурсами потребителей в объеме 2–6 % от пикового спроса, или 0,5–14 ГВт мощности (США (PJM) – 13,9 ГВт, Южная Корея (KEPCO) – 3,2 ГВт, Онтарио, Канада (IESO) – 0,7 ГВт, Великобритания (National Grid) – 0,5 ГВт), что позволяет потребителям уменьшать платежи за электроэнергию на 0,6–1,7 % [2].

Кроме того, надо отметить, что в зарубежных механизмах управления спросом реализованы различные возможности участия, например:

- прямое управление спросом (применяется прежде всего для обеспечения участия в управлении спросом бытовых потребителей);
- гарантированный сброс нагрузки (применяется для аварийного управления спросом, включаемого в последнюю очередь при крайней необходимости и поэтому оплачивается по сниженной ставке);

В зарубежных энергосистемах внедрение механизма управления спросом позволило организовать централизованное управление ресурсами потребителей в объеме 2–6 % от пикового спроса.

- программа быстрого резерва (применяется для обеспечения стабильности частоты системы в случае непредвиденного роста спроса или снижения предложения и недостаточности частотного регулирования).

А что у нас?

По предварительным оценкам потенциал управления спросом для единой энергетической системы России (в ценовых зонах) может составить 6–10 ГВт для первой ценовой зоны и 2–3 ГВт для второй ценовой зоны, суммарно до 13 ГВт [5].

Механизм ценозависимого снижения потребления действует в России с 2017 года. В настоящее время возможность участия в механизме управления спросом доступна только для потребителей оптового рынка, к участию допускаются потребители с фактической мощностью более 5 МВт. А начиная со второго полугодия 2019 года станет возможным групповое управление изменением нагрузки энергопринимающих устройств потребителей розничного рынка электрической энергии, соответствующее постановление Правительства Российской Федерации утверждено 20 марта 2019 года [6].

За рубежом предпосылкой к созданию программ управления спросом стал всемирный энергетический кризис 1973 года, повлекший за собой рост цен и дефицит первичных ресурсов, следовательно, и повышение цен на электроэнергию.

По результатам конкурентного отбора мощности (КОМ) на 2021 г., проведенного Системным оператором, учтены заявки по снижению мощности на 54 МВт по второй ценовой зоне опто-

вой, а также в бытовом секторе. Однако ресурс управления спросом отдельного розничного потребителя слишком мал, чтобы удовлетворять требованиям, предъявляемым на оптовом рынке, а издержки на взаимодействие с системным оператором и/или оператором оптового рынка слишком высоки. Механизмы трансляции экономического эффекта от снижения нагрузки на оптовом рынке розничному потребителю также отсутствуют. Поэтому использование этого потенциала требует специальных нормативных, организационных и технических решений. В мировой практике решением, обеспечивающим участие

в управлении спросом розничных потребителей, стало создание специализированных организаций – агрегаторов управления спросом.

Агрегаторы управления спросом – это участники оптового рынка электроэнергии, которые управляют изменением нагрузки группы потребителей, чтобы продавать совокупность регулировочных способностей этих потребителей как единый объект в качестве товара/услуги на оптовом рынке и/или на рынке системных услуг. Агрегатор осуществляет прием сигналов на изменение потребления от инфраструктурных организаций в соответствии со всеми предъявляемыми на оптовом рынке требованиями, распределяет необходимый объем разгрузки между потребителями и информирует их в удобном формате – электронное письмо, sms, телефонный звонок или дистанционный сигнал непосредственно в систему управления оборудованием [1].

В соответствии с вышедшим постановлением войти в число агрегаторов смогут сбытовые компании и гарантирующие поставщики, а также независимые компании.

вого рынка (все заявки поданы алюминиевыми заводами компании РУСАЛ в Братске, Саяногорске и Новокузнецке). Эта величина составляет около 0,1 % от совокупной мощности генерации второй ценовой зоны, отобранной на КОМ [5].

Как видно из представленного примера ресурс управления спросом оптовых потребителей ограничен в силу относительно небольшого количества таких потребителей. Значительный потенциал управления спросом сосредоточен у потребителей розничного рынка – средних и малых потреби-

Участие Концерна «Росэнергоатом»

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 20.03.2019 № 287 на 2019–2020 гг. запланировано проведение пилотных проектов по функционированию агрегаторов управления спросом на электрическую энергию в Единой энергетической системе России, в ходе которых агрегаторы управления спросом будут работать на рынке услуг по обеспечению системной надёжности. Опыт пилотных проектов станет базой для разработки нормативной документации, обеспечивающей второй этап – работу агрегаторов управления спросом на оптовом рынке электроэнергии и мощности, начиная с 2021 года.

Объем услуг по управлению спросом на второе полугодие 2019 года запланирован в размере 50 МВт. По предварительным оценкам в 2020 году объем услуг по управлению спросом составит уже 700 МВт для первой ценовой зоны и 200 МВт для второй ценовой зоны. Предельная цена оказания услуг по управлению спросом на 2019 год в объеме 1 МВт мощности может составить порядка 770 тысяч рублей в месяц (на основании величины прогнозной средневзвешенной нерегулируемой цены на мощность на оптовом рынке, сформированной Администратором торговой системы оптового рынка электроэнергии), а окончательная стоимость будет определяться по итогам конкурентного отбора участников Системным оператором.

АО «Концерн Росэнергоатом» будет участвовать в пилотном проекте, соответствующий приказ «О развитии технологии управления спросом на электрическую энергию в ЕЭС России» подписан между АО «Концерн Росэнергоатом» и АО «СО ЕЭС» в сентябре

2018 года. В рамках приказа сформирована совместная рабочая группа по развитию технологии управления спросом на электрическую энергию (ценозависимого потребления). Возглавили рабочую группу заместитель Председателя Правления АО «СО ЕЭС» Федор Опадчий и заместитель Генерального директора – директор по сбыту АО «Концерн Росэнергоатом» Александр Хвалько. Одна из задач рабочей группы – определение условий участия в пилотных проектах по управлению спросом дочерних организаций АО «Концерн Росэнергоатом» и их клиентов.

В ходе натурального эксперимента были выявлены важные нюансы в части разгрузочных способностей потребителей, а также проблемы с фактическим учетом разгрузки, изучение которых поможет более качественно перейти к реализации пилотного проекта. Для оценки объема снижения потребления использовались данные коммерческого учета электроэнергии. Часть потребителей-участников используют для расчетов за потребленную электроэнергию приборы учета, установленные в сетях сетевой компании, входящей в состав ПАО «Россети». Эта особенность стала важной

Для потребителей оптового рынка с 2017 года в России действует механизм ценозависимого снижения потребления, а со второго полугодия 2019 года станет возможным групповое управление изменением нагрузки энергопринимающих устройств потребителей розничного рынка.

В декабре 2018 года Системный оператор и дочерняя компания Концерна «Росэнергоатом» АО «АтомЭнергоСбыт», которая выступила агрегатором управления спросом, провели натуральный эксперимент по управлению спросом розничных потребителей электроэнергии. Натурный эксперимент наглядно продемонстрировал, что управлять своим потреблением могут совершенно разнотипные розничные потребители – предприятия из самых разных отраслей. В эксперименте приняли участие предприятия сельскохозяйственной и металлургической отраслей, самый большой северный судоремонтный завод, а также приборостроительный, авторемонтный и щебеночный заводы, гостиничный комплекс – самое высокое здание за полярным кругом, и предприятия ЖКХ.

частью эксперимента и позволила отработать процедуру получения информации счетчиков электроэнергии от сетевой компании как оператора данных, обеспечивающего независимую верификацию информации коммерческого учета.

Эксперимент признан успешным и стал самым масштабным из серии организованных Системным оператором подобных экспериментов, а также продемонстрировал полную готовность электроэнергетической отрасли к масштабному внедрению управления спросом.

По итогам участия в пилотном проекте планируется закрепить опыт агрегатора управления спросом и в дальнейшем участвовать в новом бизнесе на постоянной основе с привлечением заинтересованных потребителей Госкорпорации «Росатом» ●

ЛИТЕРАТУРА ►1. АО «СО ЕЭС», «Концепция функционирования агрегаторов распределенных энергетических ресурсов в составе Единой энергетической системы России. Агрегаторы управления спросом на электроэнергию», май 2018. ►2. VYGON Consulting, «Demand Response» на Российском рынке: барьеры и перспективы, декабрь 2018. ►3. Паниковская Т.Ю. Возможности снижения платежей потребителей в условиях оптового рынка электроэнергии // Промышленная энергетика. 2011. № 11. ►4. Navigant Research, «Global Demand Response Capacity is Expected to Grow to 144 GW in 2025», 2016. ►5. Энергетический центр Московской школы управления Сколково, «Распределенная энергетика в России: потенциал развития», январь 2018. ►6. <http://static.government.ru/media/files/T12ZBWLlrwSE7qduxvq8Ak6vtvgjAxq97.pdf>.

ОБ АВТОРЕ:

Виктор Непомнящий // Главный специалист Департамента цифровой энергетики и коммерческого диспетчирования АО «Концерн Росэнергоатом». ► Родился в Хабаровске. ► Закончил там же Дальневосточный государственный университет путей сообщения. ► Места работы: ПАО «ФСК ЕЭС» (2008–2016); ООО «ТранснефтьЭлектросетьСервис» (2016–2018); АО «Концерн Росэнергоатом» (2018 – н/вр).

2019 3–6
декабря

Москва
ВДНХ 75
павильон



МФЭС

Международный форум
«ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ»



Крупнейшее XXII
международное событие
в электроэнергетике



Демонстрация
новейшего оборудования
и технологий



Обсуждение ключевых
вопросов цифровой
трансформации отрасли

400+

ЭКСПОНЕНТОВ
ИЗ 27 СТРАН

15 000+

УЧАСТНИКОВ

300+

СПИКЕРОВ

40+

МЕРОПРИЯТИЙ

130+

ПРЕДСТАВИТЕЛЕЙ
СМИ

WWW.EXPOELECTROSETI.RU



[@FORUMELECTROSETI](https://www.facebook.com/forumelectroseti)



При поддержке



РОССЕТИ

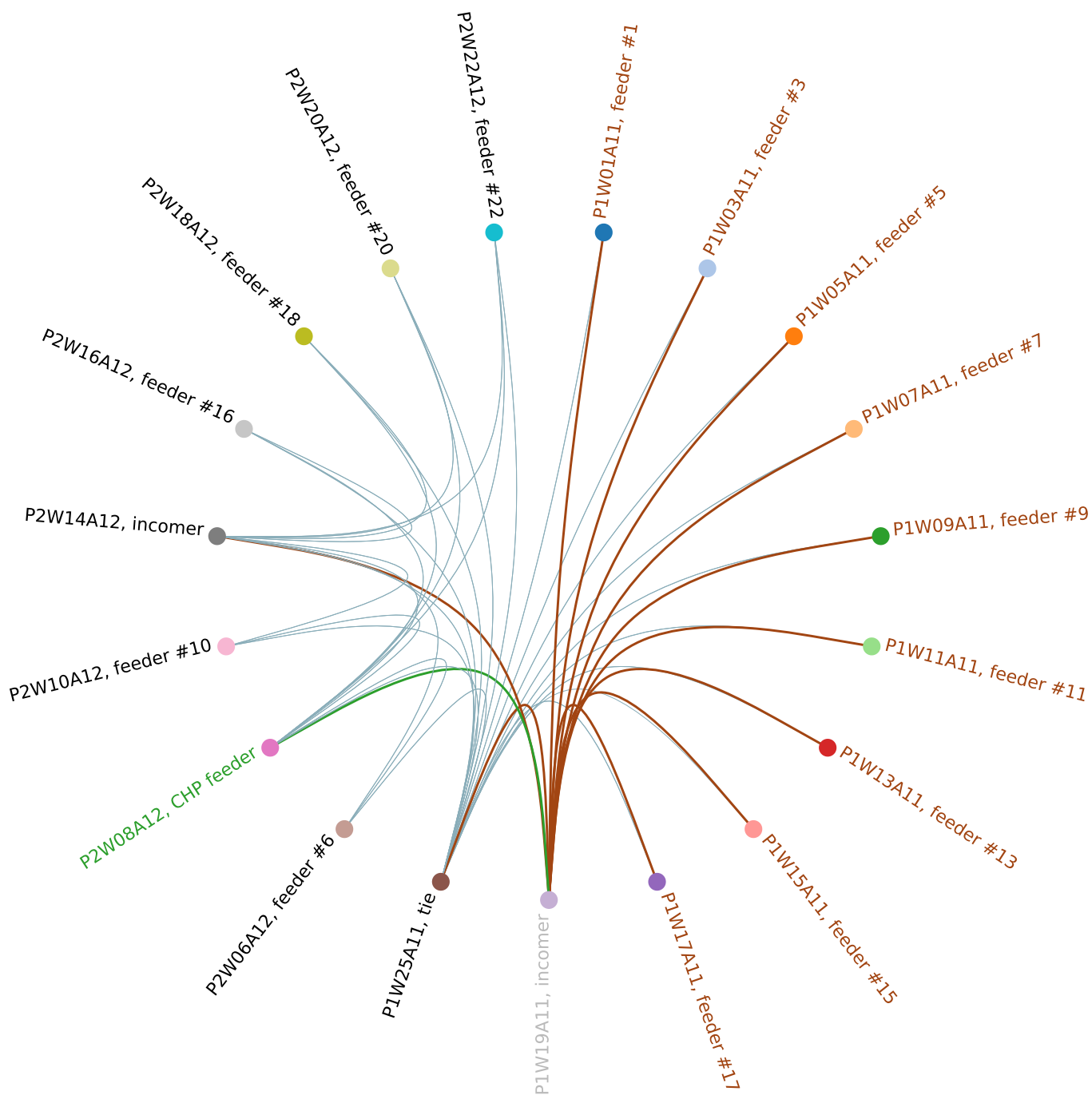
Организатор:

ЗАО
«Электрические
сети»

Оператор:

Grata_{adv}

16+



Так выглядит клеммник
цифровой подстанции



Посмотрите, как выглядят коммуникации
на вашей ЦПС в park.tekvel.com



Мы здесь.

Мы защищаем энергосистемы России.

Со дня своего основания **Релематика** создаёт цифровые решения для электроэнергетики. Одними из первых мы внедрили в свои терминалы поддержку стандартов протокола МЭК 61850. Мы разработали собственную АСУ ТП энергособъектов. Мы создали программные продукты, автоматизирующие рутинные процессы для электросетевого комплекса.

Мы развиваемся и знаем, что время цифровой энергетики — это наше время.

Релематика

Надёжные и нужные защиты

relematika.ru

