АППАРАТНО-ПРОГРАММНЫЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМАМИ ЭНЕРГОРАЙОНОВ С РАСПРЕДЕЛЁННОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ

НИПОМ

ЭНЕРГИЯ ДОВЕРИЯ

Зинин В.М. - АО «НИПОМ»
Куликов А.Л. - НГТУ им. Р.Е. Алексеева

Научно-практическая конференция «ИННОВАЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ И ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ В РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ЭНЕРГЕТИКЕ» 23 октября 2019 года, г. Москва (МВЦ «Крокус Экспо»)

Актуальность и своевременность обсуждаемых вопросов

- **21 декабря 2018 года** в рамках очного заседания Совета директоров ПАО "Россети" была утверждена концепция "Цифровой трансформации 2030", которую представил Генеральный директор компании Павел Ливинский. Концепция предполагает полное преобразование энергетической электросетевой инфраструктуры до 2030 года посредством внедрения цифровых технологий. (https://cntd.ru/news/read/utverjdena-koncepciya-cifrovizacii-rossetey)
- **6 февраля 2019 года** Законопроект «О внесении изменений в Федеральный закон "Об электроэнергетике" в части развития микрогенерации» прошел первое чтение в Государственной Думе РФ (http://sozd.duma.gov.ru/bill/581324-7)
- **29 марта 2019 года** Приказом ПАО «Россети» № 64 **впервые введены в действие** **СТО 34.01-21-004-2019** «Цифровой питающий центр. Требования к технологическому проектированию цифровых подстанций напряжением 110-220 кВ и узловых цифровых подстанций напряжением 35 кВ», **СТО 34.01-21-005-2019** «Цифровая электрическая сеть. Требования к проектированию цифровых распределительных электрических сетей 0,4-220 кВ».
- **13 мая 2019 года** Указом Президента РФ № 216 утверждена обновлённая «Доктрина энергетической безопасности Российской Федерации», в которой: **одной из основных трансграничных угроз** обозначено «противоправное использование ИКТ, в том числе осуществление компьютерных атак на объекты КИИ, способное привести к нарушениям функционирования инфраструктуры и объектов ТЭК; **одним из основных рисков** названо «несоответствие технологического уровня российских организаций ТЭК современным мировым требованиям и чрезмерная зависимость их деятельности от импорта некоторых видов оборудования, технологий, материалов и услуг, ПО, усугубляющаяся монопольным положением их поставщиков».
- **7 октября 2019 года** Комитет Госдумы РФ по бюджету и налогам рекомендовал нижней палате парламента принять в первом чтении законопроект, освобождающий граждан от уплаты налога на доходы физических лиц (НДФЛ), полученные в результате продажи излишков электроэнергии, произведенной на собственных электростанциях малой мощности (до 15 кВт) на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ). (https://tass.ru/ekonomika/6970081)

Отличительные особенности энергорайонов с распределенной генерацией

Электрические сети энергорайонов (Microgrid) с распределённой генерацией относятся к сетям среднего (СН) напряжения (6 – 35 кВ) и низкого (НН) напряжения (0,4 кВ).

В отличие от электрических сетей высокого напряжения (ВН), которые характеризуются относительным постоянством режима сети, энергорайоны с распределенной генерацией характеризуются часто меняющимися режимами, вызванными большим количеством генерирующих установок (ГУ), присоединенных к сети на НН и СН, с неравномерной выдачей мощности (в основном относится к ВИЭ).

Присоединение большого количества ГУ к сетям НН и СН приводит к росту токов короткого замыкания, а изменение направления потоков мощности в зависимости от режима генерации и потребления усложняет организацию защиты и управления, т.к. необходимость обеспечивать эти функции появляется на стороне каждого активного потребителя. Следует также отметить, что каждый такой активный потребитель является собственником ГУ, что добавляет к техническим сложностям еще и организационно-правовые аспекты.

В общем случае подключение энергорайонов с распределенной генерацией к электрическим сетям общего назначения осуществляется через одну или несколько цифровых подстанций (ЦПС) напряжением до 110 кВ. Энергорайоны с распределённой генерацией могут являться составляющими Цифровых РЭС, электрических сетей промышленных предприятий и объектов ТЭК, подключенных к электрическим сетям общего назначения.

Перечисленные отличительные особенности определяют требования к аппаратно-программной платформе системы управления энергорайонов с распределённой генерацией.

1. Требования к каналам передачи данных (ПД) и базовым телекоммуникационным сервисам

1.1. Использование стандарта МЭК 61850	• Стандарт МЭК 61850 является универсальным, позволяющем упорядочить решения различных производителей ИЭУ. В отличие от других стандартов МЭК, он описывает: методы проектирования, информационные модели, коммуникационные сервисы и протоколы (SV, GOOSE, MMS).
1.2. Синхронизация времени в соответствии с IEEE 1588 (PTP v.2)	• IEEE 1588 – 2008 (Precision Time Protocol v.2) «Стандарт протокола синхронизации точного времени для сетевых измерительных систем и систем управления» обеспечивает точность синхронизации времени 1 мкс (при использовании соответствующего оборудования). Все ИЭУ должны быть синхронизированы по времени.
1.3. Информационная безопасность каналов передачи данных (ПД)	• Обеспечение данного требования объективно связано с требованиями регулятора (ФСТЭК) к сетям передачи данных объектов критической информационной инфраструктуры (КИИ) и объектов жизнеобеспечения, с целью недопущения несанкционированного доступа для нарушения работы элементов системы управления
1.4. Достаточная пропускная способность и резервирование каналов передачи данных (ПД)	• Достаточная пропускная способность каналов ПД является определяющей для работы функций РЗА (не более 4 мс) и, прежде всего, обеспечивает работоспособность протоколов SV и GOOSE стандарта МЭК 61850. Резервирование каналов ПД определяет недопущение возникновения ситуации с потерей управления (используются протоколы резервирования с нулевым временем схождения PRP и HSR МЭК 62439-3).
1.5. Обеспечение единства и повторного использования измерений	• Обеспечение единства точек измерения и дискретного преобразования для всех систем в точках измерения с последующей передачей полученных данных множественным ИЭУ-«подписчикам» через цифровую коммуникационную среду и рациональная организация потоков данных на базе протоколов МЭК 61850

2. Требования к отдельным элементам – интеллектуальным электронным устройствам (ИЭУ)

2.1. Реализация технологии Plug and Play	• Подразумевает автоматическое конфигурирование нового оборудования, подключенного к электрической сети (ЦПС и ЦЭС).
2.2. Возможность изменения параметров защиты (управления) без перезагрузки ИЭУ	• Изменение групп уставок в ИЭУ (например, в устройствах РЗА) должно осуществляться «на лету» без предварительного вывода из работы и перезагрузки в зависимости от изменения параметров сети в режиме времени, близком к реальному.
2.3. Обеспечение синхронизированных измерений и принятия решений	• Соответствие данному требованию связано с выполнением требования 1.2. и определяет обязательную поддержку в ИЭУ синхронизации времени по протоколу IEEE 1588 (PTP v.2)
2.4. Аппаратное резервирование ИЭУ и программное резервирование функций защиты (управления)	• Это означает гибкую архитектуру системы с обеспечением резервирования функций защиты(управления) на любом ИЭУ с учётом последовательной деградации вычислительных ресурсов (подробно описано в работах МЭИ)
2.5. Стандартизация и экономичность аппаратно-программной базы ИЭУ	• Достигается использованием для построения ИЭУ стандартизованных аппаратных компонентов АСУ ТП, серийно выпускаемых в большом количестве разными производителями, и серийных операционных систем
2.6. Обеспечение информационной безопасности в ИЭУ	• Кроме защиты каналов ПД (требование 1.3.) обязательным является и защита отдельных ИЭУ от несанкционированного доступа к функциям ИЭУ с целью нарушения работы

3. Требования к алгоритмам

3.1. Возможность реализации сложных ресурсоемких интеллектуальных алгоритмов защиты (управления)

- Снятие ограничений на производительность микропроцессоров, объем оперативной памяти (и т.д.) в ИЭУ позволяет использовать новые более точные и интеллектуальные алгоритмы, которые предъявляют повышенные требования к вычислительным ресурсам ИЭУ.

3.2. Возможность адаптации при развитии распределительной электрической сети

- Используемые алгоритмы должны быть адаптивными, т.к. в распределительной электрической сети будут подключаться и отключаться объекты, оказывающие влияние на изменение режима работы сети, что является нормальным.

3.3. Возможность изменения состава функций защиты (управления) без замены аппаратного обеспечения

- Отчасти связано с требованием 3.2. и означает изменение конфигурации состава функций ИЭУ и/или перераспределения функций между ИЭУ без замены аппаратной части, что является экономически эффективным.

4. Требования по импортозамещению

4.1. Применение отечественной аппаратной базы

- Предполагает использование российской доверенной аппаратной платформы, ключевые компоненты которой (микропроцессор, контроллер периферийных интерфейсов, базовая система ввода-вывода, схемотехнические решения) разработаны в РФ, силами российских специалистов и имеют полную конструкторскую документацию.

4.2. Применение отечественных ОС (сертифицированных ФСТЭК)

- Предполагает использование отечественных операционных систем, гарантирующих отсутствие недокументированных возможностей, защиту от несанкционированного доступа и имеющих сертификацию по требованиям ФСТЭК.

4.3. Применение Российских (ГОСТ) алгоритмов криптографии и шифрования

- Обязывает руководствоваться серией стандартов ISO/IEC 27000 в части общих принципов обеспечения безопасности цифровых систем управления и ГОСТ-Р МЭК 62443-3-3-2016, использовать Российские (ГОСТ) алгоритмы шифрования и криптозащиты как для каналов ПД (требование 1.3.), так и для отдельных ИЭУ (требование 2.6.) и возможности двухфакторной аутентификации в системе управления.

5. Требования к надежности

5.1. Надежность каналов передачи данных (ПД)

- Обеспечивается выполнением требования резервирования каналов ПД (1.4.) и использованием телекоммуникационного оборудования для промышленных условий применения

5.2. Надежность аппаратных средств и системного ПО (операционной системы)

- Обеспечивается использованием в качестве вычислителей аппаратных средств промышленной автоматизации (промышленных ПК) и соответствующих операционных систем

5.3. Надежность работы алгоритмов и функционального ПО

- Обеспечивается многократным моделированием работы в различных режимах (с использованием специализированных комплексов, например, RTDS), оптимизацией и идентичностью программного кода для разных вычислительных платформ, испытаниями элементов системы управления на реальных объектах, резервированием с применением МЭК 61850

Особенности системы управления энергорайонов с распределенной генерацией

Система управления энергорайонов с распределенной генерацией на стандартизованных компонентах АСУ ТП характеризуется:

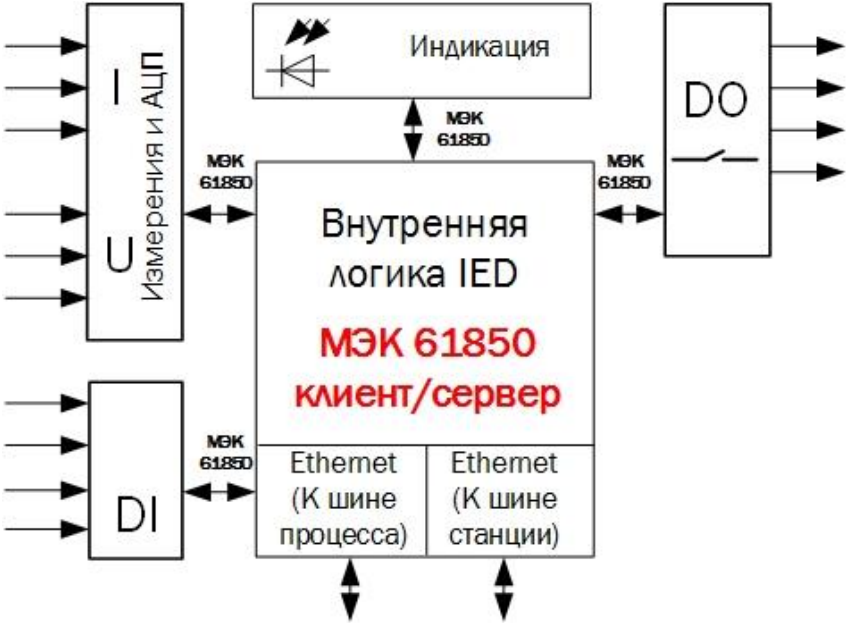
- повышенной надежностью элементов системы (ИЭУ) за счет использования компонентного базиса промышленной автоматизации, обеспеченного многоуровневым контролем качества ведущих производителей вычислительной техники
- масштабированием и гибкостью программно-аппаратного обеспечения за счёт изначальной стандартизации и совместимости средств АСУ ТП различных производителей, кроссплатформенности ПО и его соответствия МЭК 61850, одновременным совместным функционированием централизованной и распределенной модели построения её элементов
- возможностью гибкого изменения логики работы, расширения функций элементов (ИЭУ) без изменения основного конструктива элементов, встраиванием в работу действующих ПС без их масштабной реконструкции
- решением государственной задачи по импортозамещению, обеспечению энергетической безопасности РФ и кибербезопасной реализации ИЭУ, а также, снижению зависимости электроэнергетической отрасли РФ от внешних факторов за счёт использования линейки отечественных микропроцессоров и операционной системы «ЭЛЬБРУС»

Перечисленные особенности позволяют рассматривать предложенную технологию как набор функций, которые в общем случае могут выполняться (и резервироваться) на любом вычислителе, подключенном к сети передачи данных ЦПС (энергорайона с РГ), а не как фиксированный набор ИЭУ (IED).

Архитектура распределенного ИЭУ – основа компонентов системы управления энергорайонов с РГ

Использование МЭК 61850 внутри ИЭУ формирует основу для:

- дальнейшей стандартизации типовых элементов замены ИЭУ;
- унификации элементов логических схем построения защит;
- типизации подходов к кибербезопасности отдельных ИЭУ и ЦПС в целом
- Применения децентрализованных и централизованных ИЭУ в составе ЦПС
- использования других подсистем ЦПС (например, контроллеров присоединений, АСУ ТП) для резервирования функций РЗА, повышая надежность системы в целом



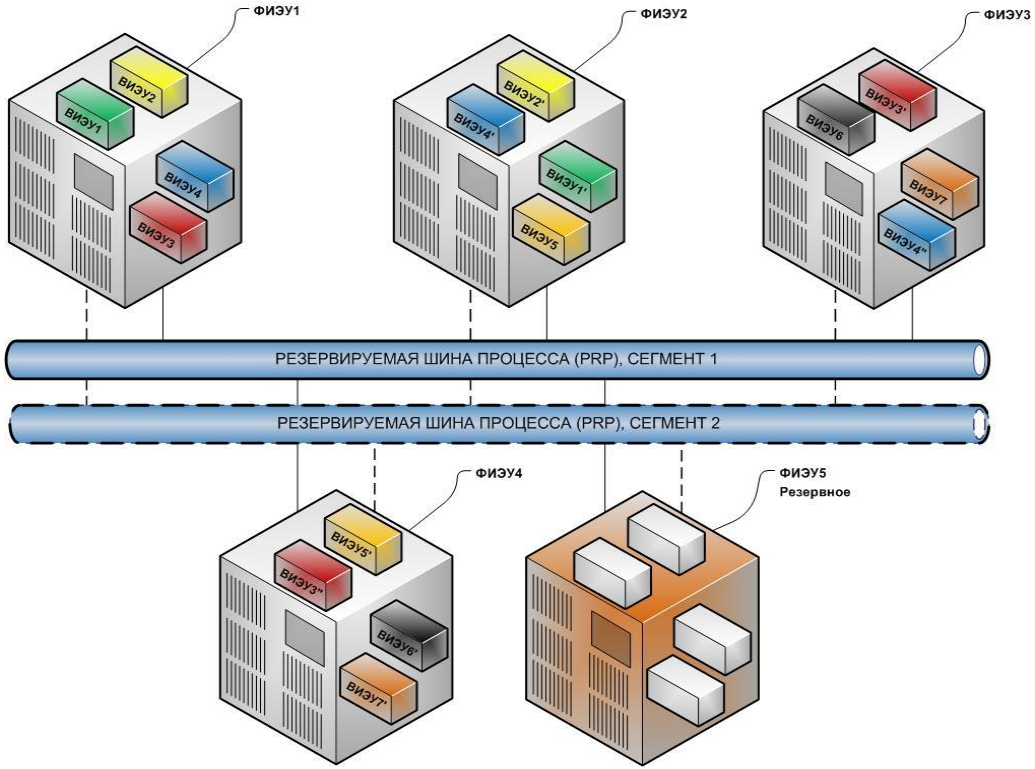
Наличие в ИЭУ элементов DI и DO обеспечивает совместимость с цифровым оборудованием действующих ПС, не поддерживающим стандарт МЭК 61850. Совокупность измерительных органов ИЭУ рассматривается как Analog Merging Unit (AMU).

Синтез элементов для системы управления энергорайонов с РГ (на примере ЦПС) – разные подходы к реализации

Существующие сегодня программные средства для проектирования и конфигурирования ЦПС в основном предполагают создание конфигурационных файлов и создание проектной документации, исходя из заданного предопределенного набора функций конкретных ИЭУ. Такой подход можно назвать проектированием «ЦПС со статичной архитектурой».

При синтезе ЦПС с использованием технологии на стандартизованных компонентах АСУ ТП исходно учитывается, что функции отдельных ИЭУ могут дублироваться (резервироваться) другими ИЭУ с учетом утилизации и/или деградации системы в целом. Такой подход не противоречит построению распределенной и централизованной архитектуры ЦПС и позволяет говорить о проектировании «ЦПС с динамичной архитектурой».

Кроссплатформенная ЦПС с задаваемой степенью интеграции («динамичной архитектурой») как элемент системы управления энергорайона с РГ



ЦПС с задаваемой степенью интеграции (централизации) функций представляет собой систему технологического управления ПС, где одно физическое ИЭУ с фиксированным набором функций (например, ИЭУ РЗА) защищает несколько присоединений, а резервирование функций выполняется в другом (или других) ИЭУ. Степень интеграции (централизации) функций и сценарии резервирования определяются на этапе проектирования ЦПС.

Такой подход к построению ЦПС с учетом создания резервируемой шины процесса (PRP или HSR) является экономически целесообразным, т.к. позволяет сократить число физических ИЭУ на ЦПС и частично снизить требования к оборудованию шины процесса МЭК 61850.

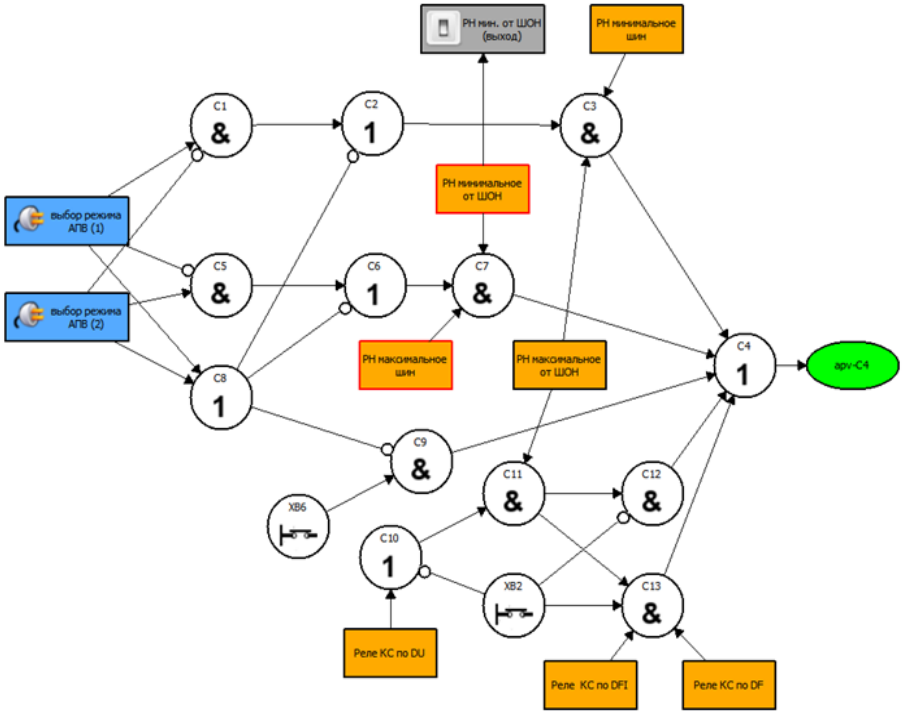
ЦПС с задаваемой степенью интеграции функций соответствует действующим отраслевым СТО и обеспечивает требуемую надежность.

Кодогенератор управляющего ПО основной элемент в создании компонентов системы управления энергорайонов с РГ

Кодогенератор управляющего ПО – основной инновационный инструмент создания ИЭУ – элементов системы управления энергорайонов с РГ . Он позволяет в режиме WYSIWYG создать логическую схему ИЭУ, проверить ее корректность, взаимодействие с другими ИЭУ, сгенерировать программный код на языке «Си» и конфигурационные файлы стандарта МЭК 61850. Среди его возможностей следует отметить поддержку распределенных вычислений и независимость генерируемого программного кода от операционной системы и процессора, применяемого в ИЭУ.

С помощью кодогенератора создаются:

- ИЭУ РЗА для 6-220 кВ
- ИЭУ АСУ ТП, оперативной блокировки, автоматики управления нормальными и аварийными режимами
- ИЭУ контроллеры присоединений
- ИЭУ технического учета ЭЭ и контроля качества ЭЭ



Функциональность кодогенератора расширяется путем добавления библиотек функций требуемых ИЭУ

Результат использования кодогенератора - централизованное многофункциональное ИЭУ РЗА для 6-35 кВ (интерфейс пользователя)

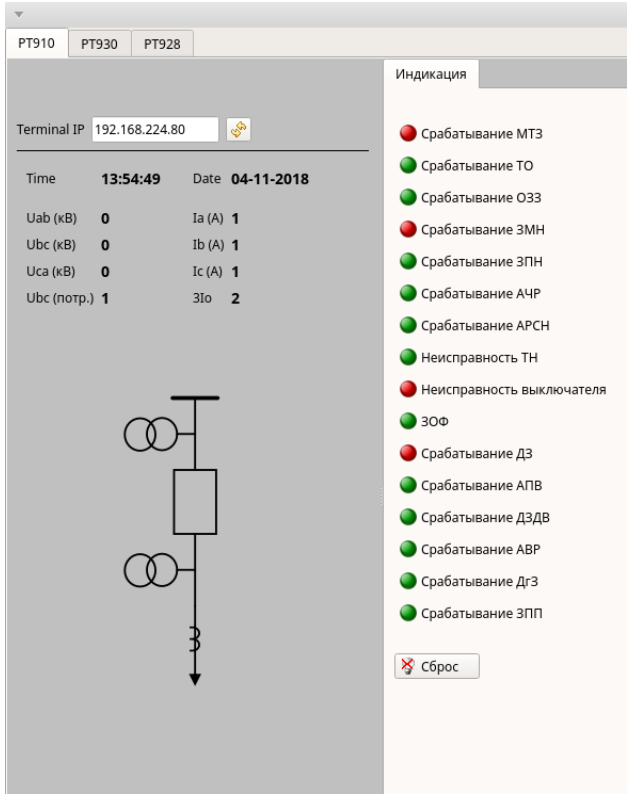


Рис.1

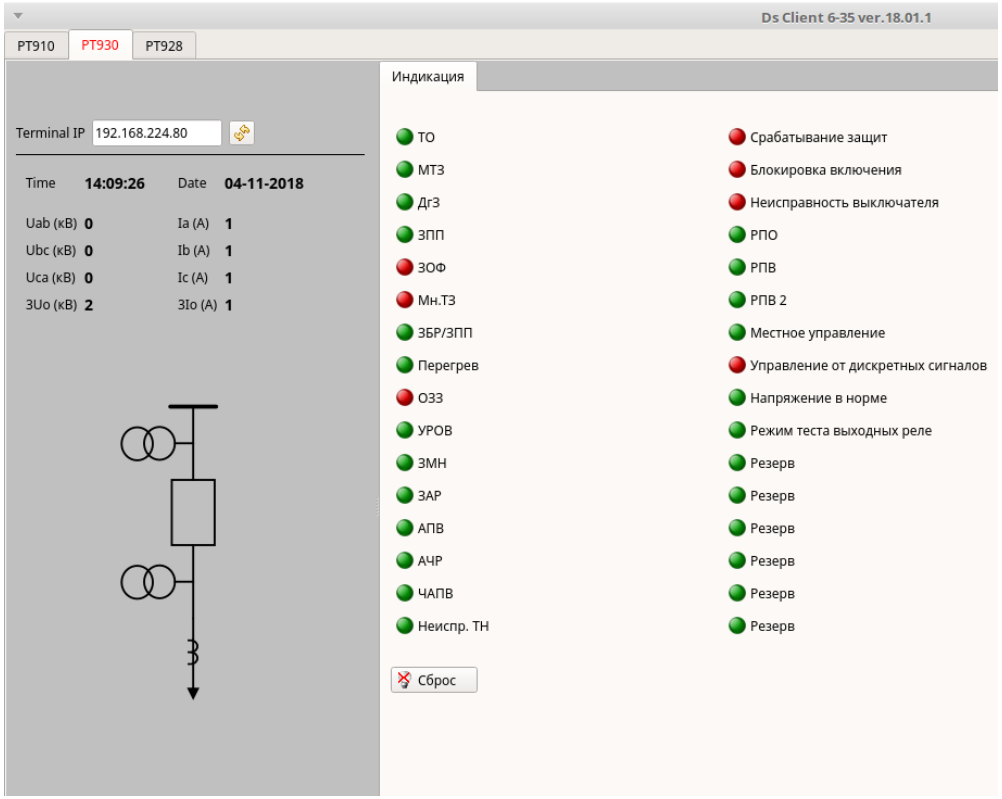


Рис.2

Результат использования кодогенератора – ОПЭ децентрализованного ИЭУ РЗА (ПС-110 кВ «Пиголи», ВЛ-110 кВ «Пиголи-Нармонка»)

Главный экран управления комплектом РЗА (**РОЗ11** КСЗ с АУВ), установленным на ПС 110 кВ «Пиголи», защищаемый элемент ВЛ-110 кВ «Пиголи-Нармонка». За время опытно-промышленной эксплуатации (с 03.11.2017 г. по настоящее время) было зафиксировано 5 событий: 3 в пределах защищаемой комплектом РЗА зоны, 2 за пределами защищаемой зоны. Во всех случаях комплект РЗА **РОЗ11** показал корректную работу.

Опытно-промышленная эксплуатация многофункциональных ИЭУ РЗА 6-35 кВ на объектах единой энергосистемы РФ

ИЭУ РЗА 6-35 кВ, установленные в отдельные шкафы перед установкой в опытно-промышленную эксплуатацию

Опытно-промышленная эксплуатация ИЭУ РЗА 6-35 кВ на ПС «Моховые горы»

- Представленные на фотографиях ИЭУ РЗА сертифицированы в ПАО «Россети» и полностью соответствует СТО ПАО «ФСК ЕЭС» 56947007 29.120.70.241-2017.

Сертификация и аттестация кроссплатформенных многофункциональных ИЭУ РЗА 6-35 кВ, 110-220 кВ

UCA International Users Group

IEC 61850 Certificate Level A[1]

No. 10016112-OPE/INC 16-1641

Issued to:
OJSC NIPOM
10 Zelenaya str.
606007 Dzerzhinsk
Nizhegorodskaya region
Russian Federation

For the server product:
P0301 Line protection relay
Software version: 16.02.1
Windows 7 professional, SP1
S/N: 502327

The server product has not been shown to be non-conforming to:

IEC 61850 First Edition Parts 6, 7-1, 7-2, 7-3, 7-4 and 8-1

Communication networks and systems in substations

The conformance test has been performed according to IEC 61850-10, the UCA International Users Group Server Device Test Procedures version 3.03, the product's protocol, model and technical issue implementation conformance statements: "Protocol Implementation Conformance Statement for the IEC 61850 interface in Line Protection Relay P0301 v1.0", "Model Implementation Conformance Statement for the IEC 61850 interface in Line protection relay P0301 v1.0" and "TISSUES Implementation Conformance Statement for the IEC 61850 interface in Line protection relay P0301 v1.0" and the extra information for testing: "Protocol Implementation eXtra Information for Testing (PIXIT) for the IEC 61850 interface in Line Protection Relay P0301 v1.0".

The following IEC 61850 conformance blocks have been tested with a positive result (number of relevant and executed test cases / total number of test cases):

1	Basic Exchange (21/24)	9a	GOOSE Publish (10/12)
2	Data Sets (3/6)	9b	GOOSE Subscribe (11/11)
2+	Data Set Definition (24/24)	12a	Direct Control (3/11)
4	Setting Group Selection (3/3)	13	Time Synchronization (2/5)
5	Unbuffered Reporting (17/18)	14	File Transfer (6/7)
6	Buffered Reporting (24/27)		

This certificate includes a summary of the test results as carried out at NTC FSK UES in Russia with UniCA 61850 Client Simulator 4.29.03 with test suite 3.29.00 and UniCA 61850 Analyzer 5.29.02. This document has been issued for information purposes only, and the original paper copy of the DNV GL verification report No. 10016112-OPE/INC 16-1640 will prevail.

The test has been carried out on one single specimen of the product as referred above and submitted to DNV GL by OJSC NIPOM. The manufacturer's production process has not been assessed. This certificate does not imply that DNV GL has approved any product other than the specimen tested.

Arnhem, February 18, 2016

M. Adriaensen
Head of Department
Operational Excellence

Issued by:
DNV·GL
DNV KEMA is now DNV GL

R. Schimmel
Verification Manager

[1] Level A - Independent test lab with certified ISO 9001 Quality System

Copyright © KEMA Nederland B.V. Arnhem, the Netherlands. All rights reserved. It is prohibited to update or change this certificate in any manner whatsoever, including but not limited to dividing it into parts.

KEMA Nederland B.V. Utrechtseweg 310, 6812 AR Arnhem, P.O. Box 9035, 6800 ET Arnhem, the Netherlands
T +31 26 356 9111 F +31 26 351 36 83 salesdesk@dnvgl.com www.dnvgl.com

УТВЕРЖДАЮ

Директор Департамента по работе с производителями оборудования ПАО «Россети»

О.Л. Биндар
«12» июля 2018 г.

ПАО "Россети"

ЗАКЛЮЧЕНИЕ
АТТЕСТАЦИОННОЙ КОМИССИИ

№ 73-99/18

Срок действия с 30.07.2018 г. по 19.07.2019 г.

ОБОРУДОВАНИЕ
Шкафы релейной защиты и автоматики с микропроцессорными терминалами защиты линий 110-220 кВ АО «НИПОМ».
Версия ПО 18.05.1 (RZAClient).

ЗАЯВИТЕЛЬ
Акционерное общество «Научно-исследовательское предприятие общего машиностроения» (АО «НИПОМ»)

ИЗГОТОВИТЕЛЬ
Акционерное общество «Научно-исследовательское предприятие общего машиностроения» (АО «НИПОМ»)

СООТВЕТСТВУЕТ
Техническим требованиям ПАО «Россети»

РЕКОМЕНДУЕТСЯ
для применения на объектах ДЗО ПАО «Россети» на ЛЭП 110-220 кВ с электропитанием от постоянного оперативного тока 220 В и климатическим исполнением УХЛ 4

Запрещается передача, перепечатка и публикация материалов настоящего заключения без разрешения ПАО «Россети»

УТВЕРЖДАЮ

Начальник Управления координации строительного контроля и комплектации Департамента капитального строительства ПАО «Россети»

А.В. Юрьев
«19» июля 2019 г.

ПАО "Россети"

ЗАКЛЮЧЕНИЕ
АТТЕСТАЦИОННОЙ КОМИССИИ

№ 113-22/19

Срок действия с 19.06.2019 г. по 19.06.2020 г.

ОБОРУДОВАНИЕ
Низковольтные комплектные устройства микропроцессорной релейной защиты и автоматики электрической сети 6 - 35 кВ ООО НПП «АЛИМП».
Климатическое исполнение УХЛ 4.
ТУ 27.12.31-002-61356573-2017 (редакция 1.0). Версия ПО 19.03.1.
РТ.9.10.00 - универсальная защита присоединений 6-35 кВ, защита рабочего и резервного ввода, РТ.9.00.00 - защита силового трансформатора 35/6(10) кВ, РТ.9.30.00 - защита двигателя 6(10) кВ, РТ.9.28.00 - защита батареи статических конденсаторов (УКРМ), РТ.9.27.00 - защиты на трансформаторе напряжения, РТ.9.11.00 - защита и автоматика пунктов секционирования, РТ.9.21.00 - дифференциальная защита шин и оптовставки, РТ.9.22.00 - дуговая защита шин, РТ.9.62.00 - обнаружение мест повреждения ОМП, РТ.9.71.00 - управление РНП, РТ.9.63.00 - оперативная блокировка переключения коммутационных аппаратов
ЗАЯВИТЕЛЬ
Общество с ограниченной ответственностью научно-производственное предприятие «Автоматические локационные искатели мест повреждений» (ООО НПП «АЛИМП»), 603086, Нижегородская область, город Нижний Новгород, бульвар Мира, д. 19а
ИЗГОТОВИТЕЛЬ
Общество с ограниченной ответственностью научно-производственное предприятие «Автоматические локационные искатели мест повреждений» (ООО НПП «АЛИМП») 603086, Нижегородская область, город Нижний Новгород, бульвар Мира, д. 19а
СООТВЕТСТВУЕТ
Техническим требованиям ПАО «Россети»
РЕКОМЕНДУЕТСЯ
для применения на объектах ДЗО ПАО «Россети» с электропитанием от постоянного, выпрямленного или переменного оперативного тока 220 В или 110 В

Запрещается передача, перепечатка и публикация материалов настоящего заключения без разрешения ПАО «Россети»

Необходимый минимум реализации функций криптографии и шифрования в системе управления энергорайонов с РГ

При создании системы управления энергорайонов с РГ необходимо реализовать:

- контроль целостности (имитовставку) GOOSE в ИЭУ (УСО, MU, РЗА и т.д.)
- TLS-шифрование применительно к протоколу MMS между ИЭУ шины процесса и АСУ ТП объекта, а также между ЦУС (энергорайоном с РГ)
- двухфакторную аутентификацию на всех УСО, MU, РЗА и АРМ эксплуатационного и оперативного персонала
- ролевой доступ к элементам системы управления и функциям отдельного ИЭУ в зависимости от функциональных обязанностей эксплуатационного персонала
- протоколирование событий безопасности на уровне отдельного ИЭУ, подстанции и ЦУС (энергорайона с РГ)

Примечание: зеленым цветом выделены реализованные функции

Выводы

Возможность функционирования на действующих ПС без полной реконструкции	Да
Возможность эксплуатации в условиях действующей отраслевой нормативной базы	Да
Возможность эксплуатации действующим электротехническим персоналом без фундаментальной переподготовки	Да
Возможность построения цифровых объектов энергорайонов с РГ любой архитектуры, т.к. предлагается «динамичная архитектура»	Да
Соответствие стандарту МЭК 61850	Международная сертификация DNV GL (для РЗА)
Выполнение требований импортозамещения	Да
Независимость программного обеспечения от конкретной аппаратной платформы	Да
Возможность построения киберзащищенного исполнения системы управления	Да

Предложенную технологию экономически целесообразно применять эволюционно на действующих ПС разных уровней напряжения 6-35 кВ, 110 кВ, в том числе и для **конвертации аналоговых подстанций в интеллектуальные электрические сети (энергорайоны с РГ).**

СПАСИБО ЗА ВНИМАНИЕ !

Авторы доклада:

Зинин Владимир Михайлович – Директор Управления перспективных разработок АО «НИПОМ»

Куликов Александр Леонидович – д.т.н., профессор НГТУ им. Р.Е. Алексеева