



**Некоммерческое партнерство
«НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ СОВЕТ
Единой энергетической системы»**

109044 г.Москва, Воронцовский пер., дом 2
Тел. (495) 912-1078, 912-5799, факс (495) 632-7285
E-mail: dtv@nts-ees.ru, <http://www.nts-ees.ru/>
ИНН 7717150757

УТВЕРЖДАЮ
Председатель Научно-технической
коллегии, д.т.н., профессор

Н.Д. Рогалев

29 марта 2019 г.

ПРОТОКОЛ № 2

заседания секции «Активные системы распределения электроэнергии и
распределенные энергетические ресурсы» НП «НТС ЕЭС»

для рассмотрения доклада по теме:

**«Аппаратно-программные решения системы управления энергорайонов
с распределенной генерацией»**

26 февраля 2019 года

г. Москва

Присутствовали: члены секции «Распределенные источники энергии» НП «НТС ЕЭС», сотрудники АО «Концерн «Автоматика» ГК «РОСТЕХ», филиала «Русатом – Электротехника», ООО «НПП ЭКРА», АНО «НИЦ АТМОГРАФ», сотрудники ФГБОУ ВО «НИУ МЭИ», АО «РТСофт», АО «НТЦ ФСК ЕЭС», АО «Техническая инспекция ЕЭС», ФГБОУ ВО «Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева», ФГАОУ ДПО «ПЭИПК», Общественная организация «Деловая Россия», всего 18 чел.

Со вступительным словом выступил председатель секции «Активные системы распределения электроэнергии и распределенные энергетические ресурсы», проректор по научной работе ФГАОУ ДПО «ПЭИПК», к.т.н. Илюшин П.В.

Во вступительном слове отмечено, что интерес к распределенной генерации (далее – РГ) у российского предпринимательского сообщества колossalный, так как его представители активно ищут пути получения более дешевых энергоресурсов и РГ – один из действенных инструментов, который позволяет достичь этой цели. Необходимость обеспечения надежного электроснабжения особенно ответственных потребителей, перерывы электроснабжения которых являются недопустимыми по условиям технологии производства, также является стимулом для строительства собственной

генерации крупными промышленным предприятиями.

Объем капитальных вложений в объект РГ зависит от его мощности и варианта реализации, однако укрупненно стоимость 1 кВт установленной мощности экспертно оценивается в 2–5 раз меньше по сравнению со стоимостью строительства электростанций в большой энергетике. Сроки реализации проекта строительства объекта РГ составляют от начала проектирования и до ввода в эксплуатацию от 9 до 12 месяцев, а для объектов большой энергетики не менее 3–5 лет. Условием, оказывающим существенное влияние на снижение срока окупаемости объекта РГ, является возможность использования попутно вырабатываемой тепловой энергии в течение всего календарного года.

Развитие РГ в последние годы происходило в большинстве случаев за счет строительства объектов РГ малой и средней мощности на базе: газотурбинных, газопоршневых и дизельных двигателей, которые подключаются к распределительным электрическим сетям и/или к сетям внутреннего электроснабжения промышленных предприятий.

По данным АО «СО ЕЭС» в ЕЭС России объекты РГ в 2017 г. выработали на 1,2 % больше электроэнергии, чем в 2016 г. – 60,2 млрд. кВт*ч (\approx 6 % от общего объема), а в 2018 г. на 3,0 % больше, чем в 2017 г. – 62,0 млрд. кВт*ч. Суммарная установленная мощность генерирующих установок (ГУ) объектов РГ в России (без учета ВИЭ) по оценкам экспертов составляет около 17,5–18 ГВт (\approx 8 % от общего объема). Производство электроэнергии объектами РГ в 2018 г. больше объема производства таких крупных генерирующих компаний как ПАО «Т Плюс» (55,1 млрд. кВт*ч), ПАО «Юнипро» (46,7 млрд. кВт*ч) и ПАО «Энел Россия» (41,3 млрд. кВт*ч).

В связи с этим следует отметить многообразие различных схемно-режимных ситуаций в энергорайонах, в составе которых имеется значительная доля объектов РГ, в том числе на базе возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Организация автоматического управления режимами энергорайонов, особенно учитывая перспективы развития микрогенерации в России, является крайне актуальной задачей, которую необходимо решать на принципиально новом научно-технологическом уровне, с использованием современных аппаратно-программных комплексах.

Под микрогенерацией понимается объект по производству электроэнергии мощностью до 15 кВт включительно, работающий, в том числе, на базе возобновляемых источников энергии (далее – ВИЭ), который используется потребителем для собственного энергоснабжения (бытовые и/или производственные нужды), причем мощность такого объекта не должна превышать максимальную мощность всех энергопринимающих устройств

потребителя, использующих электроэнергию.

В связи с этим особенно актуально создание методов автоматического управления для будущего перспективного подкласса систем электроснабжения – микроэнергосистем (энергорайонов), поскольку, во-первых, в этих сетях, обладающих значительно большим количеством управляемых элементов, активных потребителей (в т.ч. электротранспорта), чем в традиционных сетях, во-вторых, скорость развития нарушений нормального режима здесь значительно выше, учитывая малые значения механических постоянных инерции генерирующих установок микрогенерации и распределенной генерации, в-третьих, в сетях энергорайонов будут допускаться реверсивные потоки мощности при многоконтурной топологии, что создаст сложности для визуального распознавания режимов и ручного управления ими. Поэтому микроэнергосистемы (энергорайоны) должны стать лидером в развитии средств автоматизации управления режимами.

С докладом «**Аппаратно-программные решения системы управления энергорайонов с распределенной генерацией**» выступил Директор управления перспективных разработок АО «Научно-исследовательское предприятие общего машиностроения» (АО «НИПОМ») В.М. Зинин.

Основные положения доклада приведены ниже. Презентация доклада прикладывается (**Приложение 1**).

1. Отмечена актуальность и своевременность рассматриваемых вопросов с учетом принятия ряда основополагающих документов по развитию электроэнергетической отрасли РФ, а именно:

➤ 21 декабря 2018 года в рамках очного заседания Совета директоров "Россетей" утверждена концепция «Цифровой трансформации 2030». Концепция предполагает полное преобразование энергетической электросетевой инфраструктуры до 2030 года посредством внедрения цифровых технологий;

➤ в системе обеспечения законодательной деятельности Государственной Думы РФ под номером № 581324-7 зарегистрирован внесенный Правительством Российской Федерации Законопроект «О внесении изменений в Федеральный закон «Об электроэнергетике» в части развития микрогенерации», который прошел первое чтение 6 февраля 2019 года.

2. Представлены особенности электроэнергетического производства в России, заключающиеся в:

➤ больших расстояниях и низкой плотностью нагрузки – на 1 кВт потребления мощности в России требуется в 1,5–3 раза больше сетевых активов, чем в большинстве других стран;

- высокой стоимости капитала – в 2–3 раза выше, чем в Европе;
- высокой стоимости строительства – на 20-40 % выше, чем в Европе;
- низкой загрузкой сетевых (средняя загрузка сетевых активов магистрального сетевого комплекса составляет 26 %, а распределительного – 32 %) и генерирующих мощностей (среднегодовой коэффициент использования установленной мощности [КИУМ] – около 50 %);
- низкой производительности труда – на 1 МВт установленной мощности в России приходится в 10 раз больше работников отрасли, чем в США. Даже с учетом корректировки на наличие комбинированной выработки в России этот разрыв остается на уровне 5–7 раз.

3. Отмечена продолжающаяся негативная тенденция на дальнейшее неэффективное развитие отечественной электроэнергетической инфраструктуры, связанная с:

- низким технологическим уровнем тепловых электростанций, составляющих 68 % генерирующих мощностей Российской Федерации;
- постепенной «деградацией» тепловой энергетики, что приводит к снижению эффективности использования тепловых мощностей (28 % когенерационной выработки в настоящее время против 34 % в 1991 году);
- низкой топливной эффективностью (53 % в России против 80 % в Скандинавии);
- большими потерями тепла (60 % в России против 20 % в Финляндии);
- продолжающимся старением основного оборудования.

4. Отмечено, что ключевым вызовом для отрасли является растущая неэффективность электроэнергетической инфраструктуры, приводящая к повышению тарифов и цен на электроэнергию для промышленных и коммерческих потребителей. Увеличение тарифной нагрузки на потребителя за счет, например, реконструкции сетевых мощностей, необходимых для обеспечения 1 кВт потребительской мощности, приводит к 3–5-кратному превышению стоимости мощности для потребителя в России по сравнению с европейскими странами. Адекватным ответом на этот вызов является переход к технологиям новой энергетики. Востребованы будут решения, связанные с использованием релейной защиты и автоматики, систем интеллектуального управления, собственной генерации, систем накопления электроэнергии, что отмечается и в концепции ПАО «Россети», где выделены следующие основные направления:

- создание единой информационной модели сети;
- создание вертикально-интегрированной цифровой системы Центров управления сетями (далее – ЦУС);
- переход к цифровым подстанциям различного класса напряжения;

- переход к цифровым РЭС, с изменением самой системы эксплуатации сети;
- переход к ЛЭП, оснащенным цифровыми системами мониторинга (цифровые ЛЭП).

5. Сформулированы отличительные особенности энергорайонов с РГ. Электрические сети энергорайонов (далее – Microgrid) с РГ относятся к сетям среднего (далее – СН) напряжения (6 – 35 кВ) и низкого (далее – НН) напряжения (0,4 кВ).

В отличие от электрических сетей высокого напряжения (далее – ВН), которые характеризуются относительным постоянством режима, сети энергорайоны с РГ характеризуются часто меняющимися режимами, вызванными большим количеством генерирующих установок (далее – 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-собственника ГУ, что добавляет к техническим сложностям еще и организационно-правовые аспекты.

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

Вышеуказанные особенности, определяющие требования к аппаратно-программной платформе системы управления энергорайонов с РГ, представлены в таблице 1:

Таблица 1

<i>1. Требования к каналам передачи данных (далее – ПД) и базовым телекоммуникационным сервисам</i>	
1.1. Использование стандарта МЭК 61850	Стандарт МЭК 61850 является универсальным, позволяющим упорядочить решения различных производителей интеллектуальных электронных устройств (далее – 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	IEEE 1588 – 2008 (Precision Time Protocol v.2) «Стандарт протокола синхронизации точного времени для сетевых

с IEEE 1588 (PTP v.2)	измерительных систем и систем управления» обеспечивает точность синхронизации времени менее 1 мкс (при использовании соответствующего оборудования). Все ИЭУ энергорайонов с распределенной генерацией 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 энергорайона с распределенной генерацией.
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	Достигается использованием для построения ИЭУ стандартизованных аппаратных компонентов АСУ ТП, серийно

аппаратно-программной базы ИЭУ	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 сети энергорайона с РГ	Используемые алгоритмы должны быть адаптивными, т.к. в сети энергорайона с РГ будут появляться и исчезать объекты-генераторы, что является нормальным для таких сетей.
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	Обеспечивается использованием в качестве вычислителей

аппаратных средств и системного ПО (операционной системы)	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

6. Представлена архитектура построения элементов системы управления энергорайонов с РГ на стандартизованных компонентах АСУ ТП, которая характеризуется:

- повышенной надежностью элементов системы (ИЭУ) за счет использования компонентного базиса промышленной автоматизации, обеспеченному многоуровневым контролем качества ведущих производителей вычислительной техники;
- масштабированием и гибкостью программно-аппаратного обеспечения за счёт изначальной стандартизации и совместности 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».

Представленная архитектура позволяет рассматривать систему управления энергорайонов с РГ как набор функций, которые в общем случае могут выполняться (и резервироваться) на любом вычислителе, подключенном к сети передачи данных энергорайона, а не как фиксированный набор ИЭУ (IED). В основу компонентов системы управления энергорайонов с РГ положена архитектура распределенного ИЭУ, полностью базирующегося на информационной модели МЭК 61850, что определяет её открытость. Такой подход позволяет: обеспечить дальнейшую стандартизацию типовых элементов замены ИЭУ; унифицировать элементы логических схем построения защит и автоматики; типизировать подходы к кибербезопасности отдельных ИЭУ и

системы в целом; применять решения с различной степенью централизации функций, повышая экономическую эффективность без снижения надёжности; рационально использовать вычислительные ресурсы других подсистем для взаимного резервирования функций.

7. Представлен вариант построения ИЭУ на предложенной архитектуре, где в качестве примера продемонстрирован терминал РЗА АО «НИПОМ», как ИЭУ на стандартизованных компонентах АСУ ТП, и примеры построения цифровых подстанций (центров питания энергорайона с РГ) различной архитектуры с использованием таких ИЭУ. Предложен оптимальный вариант.

8. Представлены результаты опытно-промышленной эксплуатации ИЭУ (на примере ряда терминалов РЗА для различных уровней напряжения и различных типов защищаемых элементов).

7. Представлены итоги функциональных испытаний, которые были завершены в середине марта 2018 в АО «НТЦ ФСК ЕЭС», где по ряду параметров получились следующие результаты:

- время срабатывания ДЗЛ (с учетом времени срабатывания выходного контакта) – 22 мс;
- время срабатывания БНН (для некоторых случаев без учета времени срабатывания выходного контакта) – 5 мс;
- среднее время прохождения GOOSE-сообщений 1,4 мс (при нормативе 2,4 мс), что позволяет утверждать, что добавление имитовставки к GOOSE-сообщению не ухудшит быстродействие основных функций.

Терминалы РЗА, разработанные с использованием представленной оригинальной технологии, позволяют применять изменения групп уставок в процессе эксплуатации без перезагрузки терминала, что является уникальной возможностью и позволяет использовать изделия в качестве элементов системы управления энергорайонов с РГ.

9. Представлены первые результаты опытной эксплуатации терминалов РЗА АО «НИПОМ» в централизованном исполнении на Цифровом полигоне Нижегородской ГЭС (ПАО «РусГидро»), который был введен в опытную эксплуатацию в начале декабря 2018 года. Заказчиком были определены технические требования к терминалам РЗА АО «НИПОМ», а именно: изделия должны быть полностью соответствующими стандарту МЭК 61850, т.к. аналоговые измерительные цепи, входные и выходные дискретные цепи в традиционном исполнении на цифровом полигоне не используются. В качестве источников информации для РЗА на цифровом полигоне используются оптические трансформаторы производства «Профотек» и Analog Merging Units (AMU). АО «НИПОМ» представило на полигон два цифровых функционально идентичных терминала РЗА на аппаратных платформах Intel и «Эльбрус», в

одном физическом устройстве сочетающих функции двух наборов защит: «Комплект ступенчатых защит линий (Р0301)» и «Основных защит трансформатора (Р0101)».

10. Представлены интерфейсы ИЭУ (на примере терминалов РЗА) для централизованных и децентрализованных вариантов исполнения, взаимодействия ИЭУ с АСУ ТП, а также информация о международной сертификации изделий и отраслевой аттестации в ПАО «Россети».

11. Представлена архитектура программного обеспечения в системе управления энергорайонов с РГ (на примере ЦПС) с учетом разделения функций между различными категориями эксплуатационного и оперативного персонала. Разработанное ПО позволяет во время эксплуатации аппаратно-программной платформы для энергорайонов с РГ совместно оперировать в терминах единой семантической модели предметной области и стандарта МЭК 61850, в то же время избавляет эксплуатационный и оперативный персонал от ручного редактирования параметров конфигурационных файлов, обязательных для МЭК 61850, исключая связанные с этим ошибки персонала.

12. Представлены отечественные микропроцессоры «Эльбрус», которые наряду с другими платформами используются в качестве доверенной среды для создания ИЭУ – элементов системы управления энергорайонов с РГ с учетом требований импортозамещения.

13. Отмечено, что необходимый минимум реализации функций криптографии и шифрования в системе управления энергорайонов с РГ должен быть выполнен именно на доверенной отечественной платформе «Эльбрус» и включать в себя следующие функции:

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

14. Показаны перспективы применения и развития представленной технологии на примере синтеза элементов системы управления энергорайонов с РГ на стандартизованных компонентах АСУ ТП (для ЦПС) и раскрыты отличия «ЦПС со статичной архитектурой» от «ЦПС с динамичной архитектурой».

15. Представлен кодогенератор управляющего ПО – основной элемент САПР в создании элементов системы управления энергорайонов с РГ. Кодогенератор управляющего ПО – основной инновационный инструмент построения логики ИЭУ – элементов системы управления энергорайонов с РГ на стандартизованных компонентах АСУ ТП. Он позволяет в режиме WYSIWYG создать логическую схему ИЭУ, проверить ее корректность, взаимодействие с другими ИЭУ, сгенерировать программный код на языке «С» и конфигурационные файлы стандарта МЭК 61850. Среди возможностей кодогенератора следует отметить поддержку распределенных вычислений и независимость генерируемого программного кода от операционной системы и процессора, применяемого в ИЭУ. Кодогенератор управляющего ПО – модульный расширяемый программный комплекс, который позволяет интегрировать в себя алгоритмы различных производителей и создавать на единой кодовой базе ИЭУ различного функционального назначения для энергорайонов с РГ.

16. Представлен набор терминалов РЗА для уровня напряжения 6-35 кВ, 110-220 кВ (всего более 30 модификаций), созданных с помощью кодогенератора управляющего ПО, обозначены возможности кодогенератора управляющего ПО для создания ИЭУ других технологических подсистем.

17. Отмечено, что представленную технологию целесообразно применять на действующих ПС разных уровней напряжения 6-35 кВ, 110 кВ, в том числе для конвертации аналоговых подстанций в интеллектуальные электрические сети (энергорайоны с РГ), что позволит обеспечить «цифровизацию» электросетевого комплекса России без существенных единовременных затрат за счет текущей реконструкции и ремонтных программ.

В обсуждении доклада и прениях выступили: Илюшин П.В. (председатель секции), Николаев В.Г. (АНО «НИЦ АТМОГРАФ»), Рабинович М.А. (АО «НТЦ ФСК ЕЭС»), Родионов В.А. (филиал «Русатом – Электротехника»), Леонтьев И.Ю. (ООО «НПП ЭКРА»), Зубов Д.А. (АО «РТСофт»), Игнатьев С.Г. (ФГУП «Центральный аэрогидродинамический институт им. Н.Е. Жуковского»).

С экспертными заключениями по тематике доклада **выступили:**

Николаев В.Г. – Директор АНО «НИЦ АТМОГРАФ», д.т.н.

Отметил, что при небольшой доле объектов генерации в отдельном энергорайоне, работающем синхронно с энергосистемой, частота не отличается от частоты в остальной части энергосистемы, однако при выделении энергорайона на электроснабжение нагрузки, частота в нем будет зависеть от величины небаланса между производимой и потребляемой активной

мощностью.

Обратил внимание на особенности интеграции объектов генерации на базе ВИЭ, что связано с необходимостью резервирования их мощности в конкретной энергосистеме объектами традиционной энергетики, или наличия необходимых запасов по перетокам мощности из ЕЭС России, когда их выработка равна нулю.

Отметил, что для успешной интеграции и организации эксплуатации цифровых устройств в отечественной электроэнергетике необходимо обеспечить соответствующих уровень квалификации обслуживающего персонала.

Рабинович М.А. – Главный научный сотрудник АО «НТЦ ФСК ЕЭС», д.т.н.

Обратил внимание, что точность синхронизации времени в устройствах РЗА должна обеспечиваться не менее 1 мкс. При этом каждому измерению должна быть присвоена соответствующая метка времени.

Отметил, что в Федеральной службе по техническому и экспортному контролю сертифицируется программное обеспечение для терминалов, при этом чем больше устройств содержит терминал, тем больше увеличиваются затраты на сертификацию.

Обратил внимание, что для реализации управления энергорайоном с объектами РГ необходимо обеспечить синхронизированное измерение всех параметров электрической сети для проведения оценки установившегося режима. Для этого необходима реализация требований протокола МЭК 61850 и обеспечение точной синхронизации во всех основных и периферийных устройствах.

Родионов В.А. – Главный эксперт филиала «Русатом - Электротехника».

Отметил, что при разработке нового программного обеспечения для отечественного оборудования и цифровых систем необходимо обеспечивать поддержку обновлений ПО на установленном оборудовании.

Обратил внимание, что при росте количества передаваемых по цифровым каналам данных технологическая информация не должна смешиваться с иной передаваемой информацией.

Отметил, что при передаче данных по цифровым каналам связи должны соблюдаться требования в области кибербезопасности.

Леонтьев И.Ю. – Руководитель департамента технического маркетинга ООО «НПП ЭКРА».

Обратил внимание, что подстанцию, содержащую элементы АСУ ТП

также можно отнести к элементам цифровой сети, однако для управления объектами РГ, присоединенными к подобной подстанции, необходимо обеспечить синхронное измерение параметров между источниками, присоединенными непосредственно к подстанции, находящимися в энергорайоне, а также электрической сетью.

Обратил внимание, что производители программного обеспечения для ЦУС базируются на СИМ модели электрической сети, в связи с этим переход от протокола МЭК 61850 к СИМ целесообразнее осуществлять через систему АСУ ТП подстанции. Таким образом, алгоритмы систем релейной защиты и автоматики будут работать по протоколу МЭК 61850, а АСУ ТП по СИМ модели.

Обратил внимание, что интеграция большого количества объектов РГ, в том числе на базе ВИЭ, в распределительную сеть влечет за собой рост проблемных вопросов, связанных с управляемостью электрической сетью, ростом уровней токов КЗ и отсутствием наблюдаемости в данной сети.

Зубов Д.А. – Руководитель продуктового направления Технической дирекции ББ АИУСЭ АО «РТСофт».

Обратил внимание, что на базе процессора «Intel» могут быть установлены различные операционные системы, при этом необходимо обеспечить совместимость драйверов данных операционных систем.

Отметил, что в промышленных компьютерах применяются усеченные операционные системы, предназначенные непосредственно для производства вычислений.

Обратил внимание, что в ряде случаев отказы цифровых устройств, а также возникновение системных аварий, происходят по причине ошибок персонала в процессе программирования алгоритмов работы данных устройств.

Илюшин П.В. – Председатель секции, проректор по научной работе ФГАОУ ДПО «ПЭИПК», к.т.н.

Обратил внимание, что при интеграции большого количества цифровых устройств в электрическую сеть могут возникнуть проблемные вопросы, связанные с эксплуатацией данного оборудования по причине отсутствия персонала соответствующей квалификации.

Отметил, что необходима адаптация зарубежного опыта интеграции цифровых систем различных производителей в одну информационную сеть, с учетом особенностей построения отечественных распределительных и информационных сетей.

Обратил внимание на несовершенство действующих нормативно-технических документов в части формирования технических требований к

цифровым устройствам РЗА. Например, для набора необходимых функций при интеграции объекта РГ возникает необходимость в приобретении целого ряда отдельных терминалов РЗА, реализующих каждую функцию или небольшую группу функций отдельно. При этом предлагаемые АО «НИПОМ» устройства позволяют реализовать весь функционал на базе одного терминала, являющегося как терминалом релейной защиты, так и терминалом противоаварийной и режимной автоматики, что представляется экономически целесообразным подходом.

Заслушав выступления и мнения экспертов по результатам дискуссии **заседание секции «Активные системы распределения электроэнергии и распределенные энергетические ресурсы» отмечает:**

1. С учетом возникновения обязанности у электросетевых компаний по присоединению к электрическим сетям общего назначения объектов микрогенерации должны быть созданы условия для функционирования отсутствующих в настоящее время технологических автоматизированных систем управления режимами в энергорайонах с объектами РГ.

2. При создании таких технологических автоматизированных систем управления режимами необходимо учитывать возможность применения многофункциональных ИЭУ, экономическая привлекательность которых обусловлена типизацией программного обеспечения, интерфейсов взаимодействия на базе стандарта МЭК 61850 и максимально возможным использованием серийно выпускаемых в России элементов промышленной автоматизации.

3. Важнейшим технологическим элементом, обеспечивающим возможность функционирования автоматизированных систем управления режимами энергорайонов с РГ, становится сеть передачи данных достаточной пропускной способности. Это необходимо учитывать при реконструкции ЛЭП, закладывая в соответствующие титулы прокладку по опорам волоконно-оптических линий связи.

4. Ключевой особенностью ИЭУ, применительно к функциям РЗА, для работы в составе автоматизированных систем управления режимами энергорайонов с объектами РГ, является возможность изменения групп уставок в режиме on-line, без вывода ИЭУ из работы и их перезагрузки.

5. В связи с тем, что объекты электроэнергетики относятся к элементам критической информационной инфраструктуры, использование доверенной вычислительной среды (включая отечественные микропроцессоры «Эльбрус») при создании ИЭУ является предпочтительным.

6. Необходимость изменения подходов к обучению специалистов,

занимающихся проектированием и эксплуатацией технологических автоматизированных систем управления режимами. Требуется проведение специализированной подготовки персонала на начальном этапе внедрения данных систем, а также периодического повышения квалификации, с учетом обновления аппаратных и программных средств.

7. Технология создания элементов автоматизированной системы управления режимами энергорайонов с объектами РГ, представленная в совместном докладе АО «НИПОМ» и ФГБОУ ВО «НГТУ им. Р.Е. Алексеева», является технически зрелой и удовлетворяет современным требованиям.

Заседание секции «Активные системы распределения электроэнергии и распределенные энергетические ресурсы» решило:

1. Положительно оценить опыт АО «НИПОМ» и ФГБОУ ВО «НГТУ им. Р.Е. Алексеева» по разработке технологии создания элементов автоматизированной системы управления режимами энергорайонов с объектами РГ и рекомендовать продолжить исследования в области разработки многофункциональных ИЭУ (централизованного исполнения в частности) для последующей реализации пилотных проектов.

2. Рекомендовать ГИПам проектных организаций при проектировании энергорайонов с объектами РГ, в том числе промышленных, рассмотреть целесообразность перехода от существующих типовых решений с применением отдельных устройств (терминалов) к современным технологическим решениям на базе инновационных аппаратно-программных решений, в части реализации автоматизированной системы управления режимами энергорайонов.

3. Рекомендовать главным инженерам электросетевым компаний и их филиалов рассмотреть возможность использования при конфигурировании цифровых устройств РЗА «кодогенератора управляющего ПО», что позволит существенно упростить выполнение данной процедуры в процессе эксплуатации, снизить трудозатраты и свести к минимуму ошибки персонала.

4. Рекомендовать главным энергетикам промышленных предприятий при интеграции в сети внутреннего электроснабжения объектов РГ, учитывая сложность управления электрическими режимами в зависимости от объемов генерации и потребления электроэнергии, рассмотреть возможность применения для указанных целей аппаратно-программные автоматизированные системы управления режимами энергорайонов, созданные отечественными производителями на базе отечественных промышленных компьютеров с использованием специализированного ПО и протоколом обмена МЭК 61850.

5. Рекомендовать собственникам промышленных предприятий с объектами РГ при внедрении инновационных аппаратно-программных решений

в сети внутреннего электроснабжения планировать проведение переподготовки персонала в специализированных организациях, занимающихся повышением квалификации по данной тематике, и в учебных центрах заводов-изготовителей для снижения риска возникновения аварийных ситуаций по вине персонала.

6. Рекомендовать АО «НИПОМ» и ФГБОУ ВО «НГТУ им. Р.Е. Алексеева» рассмотреть возможность разработки и реализации технических решений по автоматике управления нормальными и аварийными режимами энергорайонов с объектами РГ на базе выпускаемых терминалов релейной защиты с поддержкой протокола МЭК 61850.

С заключительным словом выступил председатель секции «Активные системы распределения электроэнергии и распределенные энергетические ресурсы», к.т.н. Илюшин П.В. в котором отметил, что решение вопросов управления режимами энергорайонов с объектами РГ является крайне актуальной для электроэнергетики России задачей в условиях массового внедрения микрогенерации, в том числе на базе ВИЭ. Успешная реализация пилотных проектов с внедрением автоматизированной системы управления режимами в распределительных сетях низкого и среднего напряжения и в сетях внутреннего электроснабжения промышленных предприятий позволит ускорить процесс перехода от традиционных решений, в части управления режимами, к технологически современным. Именно этот переход позволит обеспечить надежное электроснабжение потребителей электроэнергией надлежащего качества, в соответствии с требованиями межгосударственного стандарта ГОСТ 32144-2013.

Первый заместитель Председателя
Научно-технической коллегии,
д.т.н., профессор

В.В. Молодюк

Председатель секции «Активные
системы распределения ЭЭ и РЭР»
НП «НТС ЕЭС», к.т.н.

П.В. Илюшин

Ученый секретарь Научно-
технической коллегии, к.т.н.

Я.Ш. Исамухамедов

Ученый секретарь секции «Активные
системы распределения ЭЭ и РЭР»
НП «НТС ЕЭС»

Д.А. Ивановский