

**Технические требования АО «Янтарьэнергосбыт» для организаций,  
осуществляющих строительство многоквартирных домов,  
(застройщиков)**

## Оглавление

<b>Условные обозначения и сокращения .....</b>	<b>3</b>
<b>Введение .....</b>	<b>4</b>
<b>Общие требования .....</b>	<b>5</b>
<b>Общие технические требования .....</b>	<b>6</b>
<b>Требования к системе учета электроэнергии .....</b>	<b>6</b>
<b>Общие требования к системе учета электроэнергии .....</b>	<b>6</b>
<b>Требования к ИИК .....</b>	<b>9</b>
<b>Требования к трансформаторам тока .....</b>	<b>10</b>
<b>Предварительные испытания .....</b>	<b>11</b>
<b>Приемочные испытания систем учета электроэнергии .....</b>	<b>11</b>
<b>Требования к системе организации единого времени .....</b>	<b>11</b>
<b>Требования к ВЦУ .....</b>	<b>11</b>
<b>Требования к ИВКЭ .....</b>	<b>13</b>
<b>Требования к надежности и безопасности .....</b>	<b>14</b>
<b>Метрологические и другие требования к оборудованию .....</b>	<b>14</b>
<b>Требования к электромагнитной совместимости .....</b>	<b>15</b>
<b>Требования к информационному обмену между уровнями системы .....</b>	<b>15</b>
<b>Типовые технические решения .....</b>	<b>15</b>
<b>Требования по стандартизации и унификации .....</b>	<b>18</b>

### Условные обозначения и сокращения

- АРМ** - автоматизированное рабочее место;
- АСТУ** - автоматизированные системы технологического управления;
- ВЩУ** - выносной щит учета электроэнергии;
- ИВК** - информационно - вычислительный комплекс;
- ИВК ВУ** - информационно-вычислительный комплекс верхнего уровня (ИВК «Пирамида-сети» или существующий в Сетевой организации ИВК, выбранный в качестве целевого до запуска в промышленную эксплуатацию ИВК «Пирамида-сети»);
- ИВКЭ** - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (УСПД, концентратор и т.п.);
- ИИК** - измерительно-информационный комплекс точки учета;
- МЭК** - международная электротехническая комиссия;
- ПО** - программное обеспечение;
- СПОДЭС** – спецификация протокола обмена данными электронных счетчиков;
- СОЕВ** - система обеспечения единого времени;
- СО** – Сетевая организация АО «Янтарьэнерго»;
- ЖК** – жидкокристаллический;
- ТН** - трансформатор напряжения;
- ТТ** - трансформатор тока;
- УСПД** - устройства сбора и передачи данных.
- Com** - технологический стандарт от компании Microsoft, предназначенный для создания программного обеспечения на основе взаимодействующих распределенных компонентов;
- DCom** - распределенная Com технология;
- Fieldbus** - промышленная сеть передачи данных;
- GSM** - глобальный цифровой стандарт для мобильной сотовой связи;
- GPRS** - надстройка над технологией мобильной связи GSM, осуществляющая пакетную передачу данных;
- RSSI** - индикатор уровня мощности принимаемого модемом сигнала;
- RF** – радиочастоты (radio frequency)
- SMTP** - сетевой протокол, предназначенный для передачи электронной почты в сетях TCP/IP;
- NB-FI** - открытый протокол беспроводной передачи данных малого объема на больших расстояниях при низких затратах энергии LPWAN;
- Zigbee** - стандарт для набора высокоуровневых протоколов связи
- SNMP** - протокол управления сетями связи на основе архитектуры TCP/IP.

## Введение

Технические требования разработаны в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 19.06.2020 № 890 «О порядке предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учёта электрической энергии (мощности), учитывая требования постановления Правительства РФ от 21.12.2020 № 2184 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации в части урегулирования вопроса передачи установленных застройщиком приборов учёта электрической энергии гарантирующим поставщикам». Выбранный застройщиком вариант типового технического решения должен соответствовать нормам, правилам и требованиям правовых актов, государственных стандартов и технических регламентов.

### Типовые технические решения возможных способов присоединения приборов учета электрической энергии к ИСУЭ для застройщиков многоквартирных жилых домов

Типовые решения	Канал передачи данных	Требования к УСПД
Типовое решение № 1*	LPWAN	Для определения требований к основным техническим характеристикам УСПД необходимо руководствоваться СТО 34.01-5.1-010-2021 «Устройства сбора и передачи данных. Общие технические требования» (за исключением требований к заводу-изготовителю и сервисным центрам). Форматы и протоколы передачи данных ИВКЭ должны иметь открытые протоколы обмена данными.
Типовое решение № 2*	Zigbee (RF)	Поддержка протокола обмена данными с приборов учета в соответствии со спецификацией СПОДЭС. Выносной щит с УСПД должен быть оснащен сигнализацией о вскрытии. События вскрытия щита должны инициативно передаваться через УСПД в ИВК ВУ.
Типовое решение № 3	GSM (NB-IoT)	Функционал ИСУЭ должен официально поддерживаться в полном объеме программным обеспечением верхнего уровня ПО «Пирамида-сети».

\*На всех устанавливаемых приборах учета необходимо предусмотреть возможность подключения GSM (NB-IoT) модема для приема-передачи данных и управления прибором учета.

## Общие требования

Приборы учёта электроэнергии, а также иное оборудование, используемые застройщиком при оснащении жилых и нежилых помещений в многоквартирном жилом доме, совместно должны обеспечивать возможность их присоединения к ИСУЭ АО «Янтарьэнергосбыт», а также приём, обработку и передачу измерительной информации, учётных данных, управляющих сигналов (команд), сигналов оповещения о наступлении штатных и срочных событий между измерительным комплексом ИСУЭ.

Выбранный застройщиком вариант технического решения, используемого застройщиком при оснащении жилых и нежилых помещений в многоквартирном доме, должен обеспечить гарантированный приём, обработку и передачу измерительной информации, учётных данных, управляющих сигналов (команд), сигналов оповещения о наступлении штатных и срочных событий со всех средств измерения в ИСУЭ АО «Янтарьэнергосбыт».

Применяемые застройщиком технологии и интерфейсы связи, спецификации и протоколы информационного обмена должны быть ратифицированы в Российской Федерации, открытыми и стандартизированными в виде совокупности унифицированных аппаратно-программных средств, методов взаимосвязи и взаимодействия, а также поведения функциональных устройств организации каналов (линий) связи и средств информационного обмена, необходимых для гарантированной взаимосвязи с функциональными элементами интеллектуальной системы учёта электрической энергии (мощности) АО «Янтарьэнергосбыт».

Используемые застройщиком в жилых и нежилых помещениях многоквартирного дома технологии и интерфейсы связи, спецификации и протоколы информационного обмена между измерительным комплексом нижнего уровня, УСПД и верхним уровнем ИСУЭ должны быть защищены от несанкционированного вмешательства в процесс приёма, обработки и передачи измерительной информации, учётных данных, управляющих сигналов (команд), сигналов оповещения о наступлении штатных и срочных событий. Должны учитывать риски информационной безопасности и оценки угроз, предоставлять возможность создавать защищённые сети информационного обмена данными, в соответствии с требованиями базовой модели угроз, опубликованной на сайте Минэнерго России, определяющей методы защиты информации с использованием сегментации пользователей, идентификации и аутентификации доступа, а также сквозного шифрования каналов (линий) связи.

Выбранный застройщиком вариант технического решения должен содержать элементы информационной безопасности, действующие до, во время и после возникновения угроз, позволяющие обнаруживать вредоносные программы, сетевые угрозы и своевременно предотвращать возникающие угрозы, а также уменьшать теоретические возможности совершения атак (преднамеренных действий злоумышленников), направленных на нарушение любого из свойств доступности, целостности и конфиденциальности установленных застройщиком в жилых и нежилых помещениях жилого дома средств измерений и иного оборудования.

Выбор любого варианта технического решения застройщик должен обосновывать результатами инструментального обследования жилых и нежилых помещений в многоквартирном доме, выполненного для целей установления фактических значений показателя полной мощности принимаемого приёмником сигнала RSSI, обеспечивающих гарантированный приём, обработку и передачу измерительной информации, учётных данных, управляющих сигналов (команд), а также сигналов оповещения о наступлении штатных и срочных событий.

### **Общие технические требования**

Поставляемое оборудование и материалы должны быть новыми, ранее не использованными, приборы учета электроэнергии должны иметь дату поверки не более 6 месяцев на дату установки.

Типы применяемых компонентов систем учета электроэнергии (приборы учета, измерительные трансформаторы и т.д.) должны быть утверждены Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии (РОССТАНДАРТ), внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

Состав оборудования по точке учета и его технические характеристики должны быть определены в результате обследования объектов, а также при составлении спецификации оборудования и работ. Компоновка точки учета должна соответствовать типовым техническим решениям ПАО «Россети» по организации учета электроэнергии.

### **Требования к системе учета электроэнергии**

#### **Общие требования к системе учета электроэнергии**

Технические характеристики применяемого оборудования должны соответствовать требованиям постановления Правительства Российской Федерации от 19.06.2020 № 890

«О порядке предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности)».

Технические характеристики приборов учета должны соответствовать требованиям, указанным в СТО 34.01-5.1-009-2021 «Приборы учета электроэнергии. Общие технические требования» (за исключением требований к заводу-изготовителю и сервисным центрам); характеристики УСПД должны соответствовать требованиям, указанным в СТО 34.01-5.1-010-2021 «Устройства сбора и передачи данных. Общие технические требования» (за исключением требований к заводу-изготовителю и сервисным центрам); технические характеристики коммуникационных шлюзов и контроллеров для передачи данных учета электроэнергии должны соответствовать требованиям, указанным в СТО 34.01-5.1-011-2022 «Коммуникационные шлюзы, контроллеры для передачи данных учета электроэнергии (мощности). Общие

технические требования», технические характеристики распределительных щитов учета в соответствии с разделом 4 настоящего технического задания.

Для приборов учета электрической энергии непосредственного включения необходимо предусмотреть наличие возможности физической (аппаратной) блокировки срабатывания встроенного коммутационного аппарата с возможностью опломбирования, используемого для полного и (или) частичного ограничения (возобновления) режима потребления электрической энергии, приостановления или ограничения предоставления коммунальной услуги (управление нагрузкой) (в соответствии с требованиями п. 29 Правил предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности), утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 19 июня 2020 г. № 890). Также допускается вариант исполнения прибора учета со съёмными реле нагрузки, которые при необходимости извлекаются из прибора учета с обеспечением шунтирования (замена на блок с перемычками) силовых контактов прибора учета (с возможностью опломбирования) и фиксацией данного факта в журнале событий прибора учета.

Дополнительно при построении интеллектуальных систем учета электроэнергии в соответствии с требованиями постановления Правительства Российской Федерации от 17 июля 2015 г. № 719 «О подтверждении производства промышленной продукции на территории Российской Федерации», постановления Правительства Российской Федерации от 10 июля 2019 г. № 878 «О мерах стимулирования производства радиоэлектронной продукции на территории Российской Федерации при осуществлении закупок товаров, работ, услуг для обеспечения государственных и муниципальных нужд, о внесении изменений в постановление Правительства Российской Федерации от 16 сентября 2016 г. № 925 и признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации» и также Единой технической политики ПАО «Россети» запрещается применять технологии и решения, которые обладают следующими особенностями:

1) Иностранное происхождение встроенного программного обеспечения оборудования (устройств), как следствие полная зависимость в части его модификации и обслуживания;

2) Наличие промежуточного серверного ПО для обеспечения обмена данными между ИВК ВУ (Пирамида-сети) и оконечными устройствами (УСПД, контроллеры, базовые станции, приборы учета и т.д.).

Технические средства создаваемой системы учета электроэнергии должны быть изготовлены производителем в виде законченных укомплектованных изделий, для установки которых на месте эксплуатации достаточно указаний, приведенных в эксплуатационной документации, в которой нормированы метрологические характеристики измерительных каналов системы.

Система учета электроэнергии должна обеспечивать:

- предоставление результатов измерения, информации о состоянии средств измерения, информации о состоянии объектов измерения (при использовании данной информации для расчета значений учетных показателей) в ИВК ВУ (без применения промежуточного программного обеспечения) и доступ к ним соответствующих АРМ;

- управление и параметрирование входящих в нее компонентов;
- удаленный доступ к приборам учета и УСПД со стороны СО, Заказчика на базе ИВК «Пирамида-сети»;

- сохранность информации на уровнях ИВКЭ, ИВК ВУ при возникновении любых нештатных ситуаций;

- после восстановления электропитания должна быть обеспечена процедура восстановления требуемого объема информации по иерархии системы.

Все оборудование создаваемой системы учета электроэнергии должно иметь схему электропитания, обеспечивающую сохранение работоспособности (с передачей аварийной сигнализации и сохранением измерительной информации) при кратковременных перерывах электропитания и перепадах напряжения.

Должна осуществляться поддержка протокола обмена данными с приборов учета в соответствии со стандартом СПОДЭС.

Программное обеспечение, применяемые протоколы ИИК и ИВКЭ системы учета электроэнергии должны быть открытыми, соответствующими стандартным протоколам, применяемым в ПАО «Россети».

Смонтированное оборудование (ИИК / ИВКЭ) должно быть интегрировано в целевой ИВК ВУ «Пирамида - Сети» СО, без применения промежуточного программного обеспечения

Система учета должна осуществлять следующие функции:

- учет электрической энергии;

- контроль параметров качества электрической энергии (медленное изменение напряжения и перенапряжение). Параметр медленного изменения напряжения, определяемый суммарной продолжительностью времени положительного и отрицательного отклонения уровня напряжения в точке измерения электрической энергии считается нарушенным, если отклонение произошло на величину более 10% от номинального напряжения в интервале измерений, равном 10 минутам. Параметр перенапряжения, определяемый количеством фактов положительного отклонения уровня напряжения в точке поставки электрической энергии считается нарушенным, если отклонение произошло на величину 20% и более от номинального напряжения;

- управление и параметрирование входящих в нее компонентов.

Система должна обеспечивать возможность проведения автоматического сбора и хранения информации в базе данных ИВК ВУ «Пирамида - Сети» в течение 3,5 лет с регулярным резервированием на внешних носителях информации, обеспечивать ведение системы единого времени с погрешностью не более  $\pm 5$  секунд в сутки.

Состав оборудования на уровне ИВКЭ определяется в проектной документации.



Дальнейшее расширение существующей системы учета - добавление новых приборов учета электроэнергии, УСПД, не должно вызывать необходимости доработки созданной системы.

Передача данных с ИИК на сервер ИВК ВУ «Пирамида - Сети» должна осуществляться непрерывно по заданному оператором расписанию в настраиваемом диапазоне (от 1 раза в 3 минуты до 1 раза в месяц), инициативно по факту возникновения событий или по запросу оператора.

Система должна обеспечивать контроль полноты и объема собранной информации со всех контролируемых ИИК.

Система должна обеспечивать диагностику функционирования технических и программных средств.

Система должна обеспечивать получение в стандартном наборе данных по расписанию, помимо текущих данных учета, данные о показателях качества электрической энергии, состоянии реле, электронных пломб (датчиков воздействия), лимитов энергии и мощности, температуре внутри прибора учета, параметрах радиосети.

Система должна обеспечивать возможность удаленного сбора данных и конфигурирование приборов учета с помощью обходчиков с локальным компьютерным программным обеспечением и мобильными устройствами сбора данных с последующей выгрузкой данных в систему учета.

Система должна обеспечивать сбор, хранение и целостность данных на уровне ИВКЭ при перебоях или пропадании каналов связи от ИВКЭ до ИВК на срок до 1 (одного) месяца автономной работы.

Система должна обеспечивать возможность организации дистанционного режима сквозного канала с ИИК без физического доступа к нему, для расширенного конфигурирования, съема данных и дополнительных параметров прибора учета.

Система должна обеспечивать дистанционное конфигурирование и настройку параметров выполнения измерений и иных действий.

Система учета должна обеспечивать успешность автоматического опроса приборов учета не менее 95 % автоматического суточного опроса.

### **Требования к ИИК<sup>1</sup>**

По способу установки прибора учета допускается монтаж в щит учета, или на DIN-рейку. Для отображения показаний и наблюдения за индикатором функционирования, прибор учета электрической энергии должен быть оборудован встроенным дисплеем и/или укомплектован удаленным (выносным) дисплеем.

Для определения требований к приборам учета электроэнергии руководствоваться СТО 34.01-5.1-009-2021 «Приборы учета электроэнергии. Общие технические требования» (за исключением требований к заводу-изготовителю и сервисным центрам).

Помимо этого, необходимо предусмотреть:

---

<sup>1</sup> Отнесение ИВКЭ (УСПД) и приборов учета к объектам критической информационной инфраструктуры и присвоение им категории значимости по результатам утверждения в ПАО «Россети» методики угроз и нарушителя информационной безопасности.

- наличие универсального крепления для однофазных приборов учета электроэнергии, позволяющего осуществлять монтаж прибора как на плоскую поверхность, так и на DIN-рейку, при этом ЖК-дисплей смещен вверх относительно оси DIN-рейки (DIN-рейка - тип TH35 согласно ГОСТ Р МЭК 60715-2003);

- исполнение однофазного прибора учета электроэнергии в малогабаритном корпусе с расположением ЖК-дисплея (допустимая высота информационной лицевой выступающей части прибора учета (дисплея) не более 45 мм) на одной оси с DIN-рейкой (DIN-рейка - тип TH35 согласно ГОСТ Р МЭК 60715-2003) и возможностью установки в однорядный распределительный щит модульного исполнения (с внутренними габаритными размерами щита: высота 190 мм, ширина 250 мм и глубина 93 мм) на DIN-рейку рядом с 4 модулями DIN (однополюсными модульными автоматическими выключателями серии ВА 47 или аналогичными по своим габаритным и установочным размерам);

- наличие кнопки для просмотра запрограммированного набора текущих данных и функциональной информации с прибора учета электрической энергии (в случае если с помощью указанной кнопки возможно осуществлять настройку и параметрирование метрологически незначимой части прибора учета электрической энергии, то необходимо предусмотреть конструктивную возможность установки контрольной одноразовой пломбы на такую кнопку в корпусе прибора учета).

Функциональность программного обеспечения достаточна для реализации следующих задач:

- программирования прибора учета на месте установки по интерфейсам связи и удаленно;

- документирования данных с возможностью конвертации информации в один или несколько распространенных форматов (\*.xls, \*.csv, \*.txt, \*.xml);

- экспорт журнала событий;

- мониторинг состояния системы учета;

- анализ полученных данных;

- защита от потери зафиксированных данных при отсутствии основного питания от электрической сети.

- экспорт журнала событий;

- мониторинг состояния системы учета;

- анализ полученных данных;

- защита от потери зафиксированных данных при отсутствии основного питания от электрической сети.

### **Требования к трансформаторам тока**

Тип, коэффициенты трансформации определяются проектом.

Класс точности применяемых трансформаторов тока не ниже 0,5S.

Трансформаторы тока должны быть поверены, иметь свидетельство о поверке, действующее на полный период межповерочного интервала на момент приобретения или отметку в паспорте о первичной заводской поверке.

Трансформаторы тока устойчивы к воздействию внешних механических

факторов для группы механического исполнения М2 ГОСТ 30631-99. Исполнение трансформаторов тока по условиям установки на месте работы — встраиваемые, допускают установку в пространстве в любом положении. Контактные зажимы вторичной обмотки закрыты прозрачной пластмассовой крышкой, с возможностью опломбирования. По способу защиты от поражения электрическим током трансформаторы относятся к классу 0 по ГОСТ 12.2.007.0-75 и имеют степень защиты IP00 по ГОСТ14254-96.

Коэффициенты трансформаторов тока должны быть выбраны из фактической нагрузки по условиям ПУЭ.

### **Предварительные испытания**

- проверка настроек приборов учета;
- проверка доступа с уровня ИВК ВУ для автоматизированного сбора данных с системы учета электроэнергии;
- проверка функционирования системы учета электроэнергии в соответствии с методикой испытаний;
- оформление результатов испытаний.

### **Приемочные испытания систем учета электроэнергии**

Приемочные испытания проводятся в соответствии с Программой проведения проверки оборудования и технических решений учета электроэнергии приложение № 1 к настоящему документу.

### **Требования к системе организации единого времени**

СОЕВ должна выполнять законченную функцию измерения времени, иметь нормированные метрологические характеристики и обеспечивать автоматическую синхронизацию времени устройств системы учета в системе при проведении измерений количества электроэнергии с точностью не хуже 5 с.

СОЕВ должна обеспечивать подачу синхронизирующих сигналов на все устройства системы учета (приборы учета электроэнергии, УСПД). При синхронизации должны учитываться временные характеристики (задержки) линий связи между устройствами.

Приемник сигналов точного времени должен подключаться к системе по цифровому интерфейсу.

В СОЕВ должны входить все средства синхронизации и измерения времени (приборы учета электроэнергии, контроллеры, приемник сигналов точного времени), которые используются при синхронизации времени, и учитываться временные характеристики (задержки) линий связи между ними.

### **Требования к ВЩУ**

ВЩУ (выносной щит учета) предназначен для применения в качестве конструкции выносной системы учета электроэнергии, устанавливаемого на

опорах ВЛ 0,4 кВ, на стенах ВРУ-0,4 кВ, на наружных стенах жилых, общественных и производственных зданий.

ВЩУ должен соответствовать экологическим, санитарно-гигиеническим, противопожарным и другим нормам, действующим на территории Российской Федерации, и обеспечивать безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию Объекта. По безопасности эксплуатации ВЩУ должен удовлетворять требованиям для класса защиты II по ГОСТ Р 51628-2000, ГОСТ Р 51321.1-2000.

Комплектация креплений ВЩУ должна предусматривать возможность установки щитов как на опоры, так и на наружных стенах зданий (наличие бандажной ленты, крепежных планок, дин-рейки, дюбелей и т.д.).

В состав ВЩУ входят:

- приборы учета электроэнергии непосредственного или трансформаторного включения;
- рубильник (выключатель нагрузки) до прибора учета, выбранный в соответствии с проектной документацией;
- автоматический выключатель нагрузки для прибора учета непосредственного включения, установленный после прибора учета;
- испытательная клеммная коробка (для трехфазных приборов учета трансформаторного включения);
- трансформаторы тока (только для ВЩУ трансформаторного включения не более 400 А);
- электрические провода цепей измерения электроэнергии;
- электрические провода цепей ТС;
- концевой выключатель;
- защитный экран для опломбировки первичных цепей напряжения, выключателя нагрузки и трансформаторов тока (только для ВЩУ трансформаторного включения не более 400 А).

Конструкция щита учета должна предусматривать возможность:

- визуального снятия показаний прибора учета без отпираания дверцы (наличие прозрачного окна);
- воздействовать на автоматический выключатель, расположенный после прибора учета электроэнергии, без возможности оперирования выключателем нагрузки, устанавливаемым до прибора учета электроэнергии;
- установки однофазного или трехфазного прибора учета в зависимости от спецификации и автоматических выключателей на дин-рейку;
- установку модема и выносной антенны.

Для исключения несанкционированного доступа к прибору учета, на корпусе должно быть предусмотрено место для опломбирования дверцы ВЩУ.

ВЩУ устанавливаемый в помещениях многоквартирного дома должен иметь степень защиты не менее IP – 54.

ВЩУ устанавливаемый на наружных стенах многоквартирных домов (открытом воздухе) должны иметь степень защиты не менее IP – 55, антивандальное исполнение, защиту от коррозии и УФ-излучения.

ВЩУ должны быть укомплектованы гермовводами в количестве не менее 2 шт.

Дверца щита устанавливается на петлях, при открытии должна быть неотделимой от корпуса, смотровое окно несъемное, крышка коммутационной аппаратуры поворотно-откидная.

Средний срок службы ВЩУ - не менее 15 лет.

Гарантийный срок хранения и эксплуатации ВЩУ - не менее 60 месяцев.

## **Требования к ИВКЭ<sup>2</sup>**

Для определения требований к основным техническим характеристикам УСПД руководствоваться СТО 34.01-5.1-010-2021 «Устройства сбора и передачи данных. Общие технические требования» (за исключением требований к заводу-изготовителю и сервисным центрам).

ИВКЭ (УСПД) выполняет функции промежуточного сбора и хранения данных учета электроэнергии, а также предоставление интерфейса доступа к собранной информации.

Форматы и протоколы передачи данных ИВКЭ должны иметь открытые протоколы обмена данными. При передаче данных должна быть обеспечена их защита от несанкционированного доступа.

Применяемые ИВКЭ должны обеспечивать:

- интерфейсы связи с приборами учета;
- интерфейсы для подключения оборудования связи и технологических соединений;
- сбор и передачу накопленных данных (профилей, суточных показаний, параметров энергопотребления, качества электрической сети и служебной информации с приборов учета) в программно-аппаратный комплекс верхнего уровня СО и/или Заказчика для их дальнейшей обработки и хранения;
- автоматическую коррекцию (синхронизацию) времени обслуживаемых счетчиков электрической энергии.
- Выносной щит с УСПД должен быть оснащен сигнализацией о вскрытии. События вскрытия щита должны инициативно передаваться через УСПД в ИВК ВУ.

При параметрировании ИВКЭ в «Журнале событий» автоматически должно фиксироваться это событие с указанием даты и времени и отправляться на ИВК ВУ без применения промежуточного программного обеспечения.

---

<sup>2</sup> Отнесение ИВКЭ (УСПД) и приборов учета к объектам критической информационной инфраструктуры и присвоение им категории значимости по результатам утверждения в ПАО «Россети» методики угроз и нарушителя информационной безопасности.

Отнесение ИВКЭ (УСПД) и приборов учета к объектам критической информационной инфраструктуры и присвоение им категории значимости по результатам утверждения в ПАО «Россети» методики угроз и нарушителя информационной безопасности.

Оборудование ИВКЭ должно быть выполнено в промышленном исполнении, предназначенном для непрерывного функционирования в помещениях с повышенной опасностью, с возможностью их установки в ограниченных пространствах (в щитах, отсеках, панелях и т.п.).

### **Требования к надежности и безопасности**

Комплекс технических средств системы учета с удаленным сбором данных по показателям надежности должны соответствовать требованиям ГОСТ 27883-88 и требованиям технического регламента Таможенного союза ТС 004/2011 «О безопасности низковольтного оборудования».

Система учета электроэнергии должна удовлетворять требованиям международных и российских нормативных документов по безопасности.

Все элементы системы учета должны быть защищены:

- от внезапных отключений напряжения питания аппаратуры;
- от помех и искажений при передаче информации;
- от влияния отклонений температурных параметров, влажности, электромагнитных полей по условиям работы аппаратуры;
- от несанкционированного доступа.

Программные средства должны обеспечивать многоуровневую систему защиты, как функционального программного обеспечения, так и защиты данных. Пользователи должны быть авторизованы, то есть каждый пользователь должен иметь идентификатор и пароль для входа в систему. Права пользователей должны быть строго разграничены и фиксированы.

### **Метрологические и другие требования к оборудованию**

- Средства измерения, входящие в состав системы учета электроэнергии, должны иметь:
  - свидетельство об утверждении типа средств измерений Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (РОССТАНДАРТ) и описание типа средств измерений при вводе в опытную эксплуатацию;
  - паспорта (формуляры) на приборы учета с указанием сроков поверки при вводе в опытную эксплуатацию;
  - руководство по монтажу;
  - руководство по эксплуатации;
  - руководство пользователя (для программного обеспечения).

## **Требования к электромагнитной совместимости**

- Устройства системы учета электроэнергии должны удовлетворять требованиям Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 020/2011 «Электромагнитная совместимость технических средств».

## **Требования к информационному обмену между уровнями системы**

К средствам коммуникаций между устанавливаемыми компонентами систем учета электроэнергии предъявляются следующие требования:

- поддержка протокола обмена данными с приборов учета в соответствии со спецификацией СПОДЭС;
- поддержка международных стандартных протоколов серий ГОСТ Р МЭК 61850 (при необходимости ГОСТ Р МЭК 60870-5-104), Fieldbus (Profibus, Modbus) и др. (перечень необходимых интерфейсов и протоколов определяется на стадии проектирования);
- обеспечение синхронизации компонентов системы с местным временем;
- формирование служебной информации (результаты внутренней самодиагностики, синхронизации и т.п.).

Дополнительные требования к информационному обмену между уровнями системы при совмещении в одном устройстве приборов учета и измерений (в т.ч. виртуальных) определяются соответствующими действующими нормативно-техническими документами в области назначения применяемого прибора измерений.

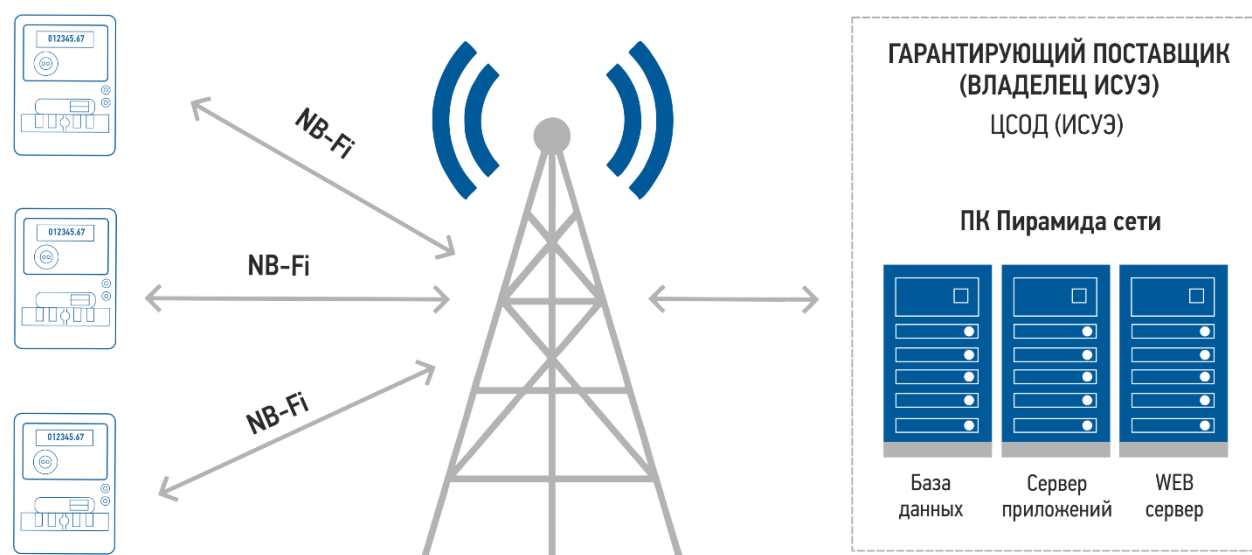
## **Типовые технические решения**

**Типовое решение № 1.** Оснащения жилых и нежилых помещений в МКД приборами учета электроэнергии, а также иным оборудованием на основе технологий LP-WAN.

Все приборы в составе измерительного комплекса (нижний уровень) должны поддерживать двухстороннюю связь с NB-Fi устройствами, обеспечивающим гарантированный прием, обработку и передачу измерительной информации, учётных данных, управляющих сигналов (команд), а также сигналов оповещения о наступлении штатных и срочных событий на УСПД. Обмен измерительной информацией, учётными данными, управляющими сигналами (командами) и сигналами оповещения о наступлении штатных и срочных событий между измерительным комплексом (нижний уровень) и УСПД осуществляется с использованием радиочастотного спектра.

УСПД должны быть оснащены на входе универсальными приема-передатчиками технологии LP-WAN, а на выходе – проводным соединением

через Интернет-провайдера (предпочтительно) и/или мультимедийными GSM-модемами, поддерживающими стандарты GPRS, EDGE и LTE, обеспечивающими прием, обработку и передачу измерительной информации, учётных данных, управляющих сигналов (команд) и сигналов оповещения о наступлении штатных и срочных событий на верхний уровень ИСУЭ АО «Янтарьэнерго» и обратно.



**Типовое решение № 2.** Оснащение жилых и нежилых помещений в МКД приборами учета электроэнергии, а также иным оборудованием на основе технологий Zigbee/RF.

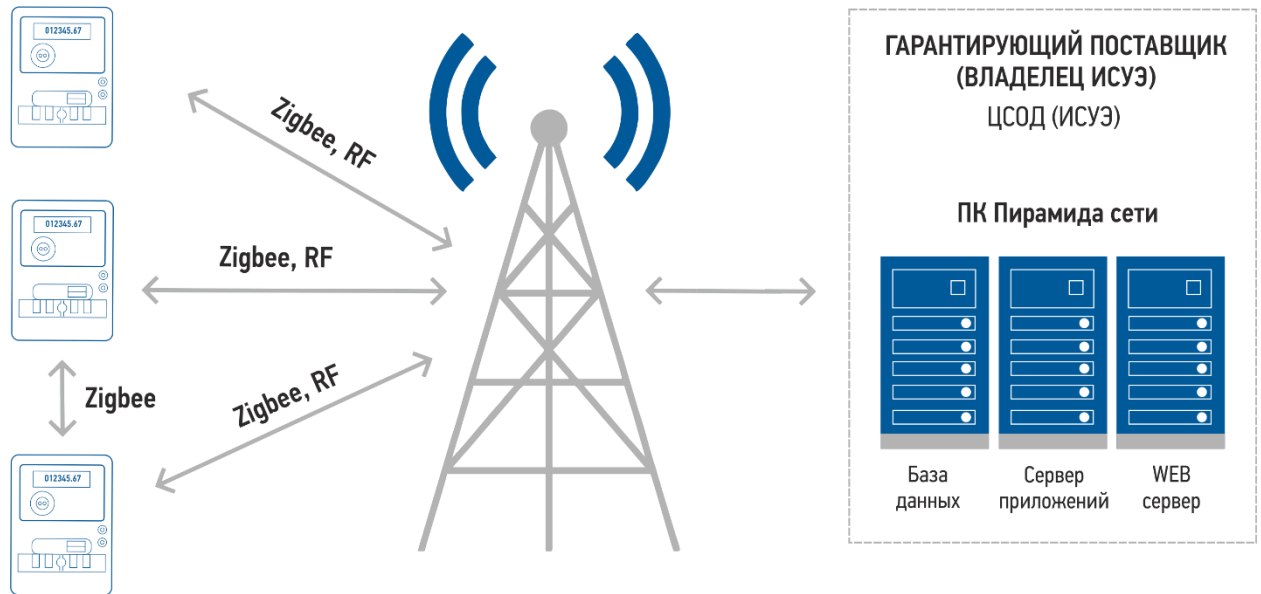
Все приборы в составе измерительного комплекса должны быть оснащены универсальными модулями информационного обмена технологии Zigbee/RF, обеспечивающими гарантированный прием, обработку и передачу измерительной информации, учётных данных, управляющих сигналов (команд), а также сигналов оповещения о наступлении штатных и срочных событий на УСПД. Обмен измерительной информацией, учётными данными, управляющими сигналами (командами) и сигналами оповещения о наступлении штатных и срочных событий между измерительным комплексом и УСПД осуществляется по радиоканалам используемых технологий Zigbee/RF.

УСПД должны быть оснащены на входе универсальными приема-передатчиками технологии Zigbee/RF, а на выходе – проводным соединением через Интернет-провайдера (предпочтительно) и/или мультимедийными GSM-модемами, поддерживающими стандарты GPRS, EDGE и LTE, обеспечивающими прием, обработку и передачу измерительной информации, учётных данных, управляющих сигналов (команд) и сигналов оповещения о наступлении штатных и срочных событий на верхний уровень ИСУЭ АО «Янтарьэнерго» и обратно.

Допускается комбинирование технических решений при организации связи между измерительным комплексом и УСПД на основе технологий



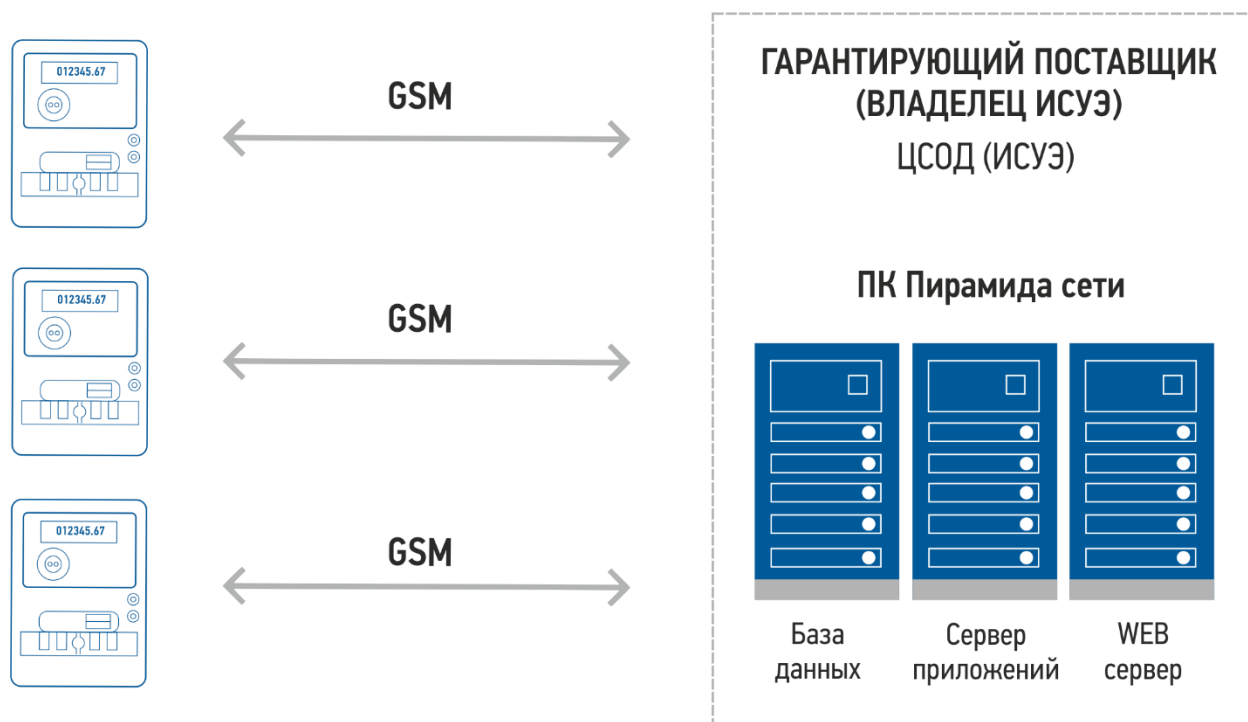
беспроводной передачи данных (RF) в частотном диапазоне ISM в целях обеспечения отказоустойчивости.



**Типовое решение № 3.** Оснащения жилых и нежилых помещений в многоквартирном доме средствами измерений, оборудованием и нематериальными активами на основе технологии GSM стандартов GPRS, EDGE и LTE.

Все приборы в составе измерительного комплекса должны быть оснащены универсальными мультичастотными модулями информационного обмена технологии GSM стандартов GPRS, EDGE и LTE, обеспечивающими гарантированный прием, обработку и передачу измерительной информации, учётных данных, управляющих сигналов (команд) и сигналов оповещения о наступлении штатных и срочных событий.

Обмен измерительной информацией, учётными данными, управляющими сигналами (командами), сигналами оповещения о наступлении штатных и срочных событий между ИИК (нижний уровень) и ИБК ВУ (верхний уровень) осуществляется по одному из организованных каналов (линий) связи с использованием технологии GSM стандартов GPRS, EDGE и LTE.



### Требования по стандартизации и унификации

Система учета электроэнергии создается в соответствии с требованиями действующих нормативных правовых документов:

- Федеральный закон от 27.12.2018 № 522-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с развитием систем учета электрической энергии (мощности) в Российской Федерации»;

- Постановление Правительства Российской Федерации от 4 мая 2012 г. № 442 «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии»;

- Постановление Правительства Российской Федерации от 03.02.2012 г. № 79 «О лицензировании деятельности по технической защите конфиденциальной информации»- постановление Правительства Российской Федерации от 08.02.2018 № 127 «Об утверждении Правил категорирования объектов критической информационной инфраструктуры Российской Федерации, а также перечня показателей критериев значимости объектов критической информационной инфраструктуры Российской Федерации и их значений»;- ГОСТ 19.101-77 «Единая система программной документации (ЕСПД). Виды программ и программных документов»;

- ГОСТ 1983-2001 (2015) «Трансформаторы напряжения. Общие технические требования»;

- ГОСТ 7746-2001 (2015) «Трансформаторы тока. Общие технические условия»;

- ГОСТ Р МЭК 60044-8-2010 «Трансформаторы измерительные. Электронные трансформаторы тока»;

- ГОСТ Р МЭК 60044-7-2010 «Трансформаторы измерительные. Электронные трансформаторы напряжения»;
- ГОСТ 34.201-89 «Информационная Технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы»;
- ГОСТ 34.601-90 «Информационная Технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания»;
- ГОСТ 34.602-89 «Техническое задание на создание автоматизированной системы»;
- ГОСТ 34.603-92 «Виды испытаний автоматизированных систем»;
- МЭК 61850-9-2 «Системы автоматизации и сети связи на подстанциях. Часть 9-2. Схема особого коммуникационного сервиса (SCSM). Значения выборок по ISO/IEC 8802-3»;
- ГОСТ 14254-2015 «Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (Код IP)»;
- ТР ТС 020/2011 «Электромагнитная совместимость технических средств»;
- ГОСТ Р 8.563–2009. ГСИ. «Методики (методы) измерений»;
- ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. «Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения»;
- ГОСТ Р 51583-2014 «Защита информации. Порядок создания автоматизированных систем в защищенном исполнении. Общие положения»;
- ГОСТ Р МЭК 60715-2003 «Аппаратура распределения и управления низковольтная. Установка и крепление на рейках электрических аппаратов в низковольтных комплектных устройствах распределения и управления»;
- РД 34.09.101-94. Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении;
- РД 34.11.502-95. «Методические указания. Организация и порядок проведения метрологической экспертизы документации на стадии разработки и проектирования»;
- РД 34.11.202-95. «Методические указания. Измерительные каналы информационно-измерительных систем. Организация и порядок проведения метрологической аттестации»;
- РД 34.11.333-97. «Типовая методика выполнения измерений количества электрической энергии»;
- РД 34.11.334-97. «Типовая методика выполнения измерений электрической мощности»;
- РД 34.11.114-98. «Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и мощности. Основные нормируемые метрологические характеристики. Общие требования»;
- РД 50-34.698-90 «Автоматизированные системы. Требования к содержанию документов»;
- РД 153-34.0-11.209-99. «Рекомендации. Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и мощности. Типовая методика выполнения измерений электроэнергии и мощности»;

- МИ 222-80. «Методика расчета метрологических характеристик ИК ИИС по метрологическим характеристикам компонентов»;
- МИ 2168-91 ГСИ ИИС. «Методика расчета метрологических характеристик измерительных каналов по метрологическим характеристикам линейных аналоговых компонентов»;
- МИ 2439-97 ГСИ. «Метрологические характеристики измерительных систем. Номенклатура. Принцип регламентации, определения и контроля»;
- МИ 2440-97 ГСИ. «Методы экспериментального определения и контроля характеристик погрешности измерительных каналов измерительных систем и измерительных комплексов (с изменением № 1)»;
- Приказ ФСТЭК России от 25.12.2017 № 239 «Об утверждении Требований по обеспечению безопасности значимых объектов критической информационной инфраструктуры Российской Федерации»;
- Инструкция по проверке трансформаторов напряжения и их вторичных цепей - М.: СПО Союзтехэнерго, 1979.

## Программа проведения проверки оборудования и технических решений учета электроэнергии

**1 Этап:** Ознакомление с документацией на реализованный проект, технические решения, систему передачи данных, оборудование и программное обеспечение.

### Перечень предоставляемой документации:

- документация и описание на установленное оборудование и техническое решение учета электроэнергии в целом;
- скан-копии образцов паспортов (формуляров) на все типы смонтированных приборов учета электроэнергии и УСПД (базовые станции);
- акт технической готовности электрооборудования (при наличии);

**2 Этап:** Тестирование технического решения учета электроэнергии по полноте и качеству передачи данных (при необходимости через УСПД (базовые станции)) с оборудования, дистанционной возможности управления, конфигурирования оборудования системы учета и моделирования различных событий. Проверка соответствия информационной модели приборов учёта стандарту СПОДЭС с помощью сертификационной утилиты (в соответствии с этапом 1 программы проверки функциональных характеристик оборудования (приложение 1 к настоящей программе)).

Проверка проводится посредством опроса ИВК «Пирамида-сети» (далее - ИВК ВУ) всех установленных приборов учета. При отсутствии возможности опроса через ИВК ВУ комиссия вправе принять решение об использовании программного обеспечения производителей приборов учета. При тестировании проверяется автоматический опрос данных с приборов учета (по стандартному расписанию), без ручного дозпроса данных. Во время проведения тестирования выполняется отключение УСПД (базовых станций) от питающей сети (на сутки и на одну неделю) с выполнением фиксации и опломбированием. После включения УСПД (базовой станции) проверяется автоматизированное восстановление пропущенных данных (без ручного дозпроса). В случае отсутствия сбора данных после восстановления в автоматическом режиме в указанные сроки проверяется сбор данных в режиме дозпроса (не более 2-х запусков до достижения требуемого программой проверки результата) с отражением в протоколе испытаний.

**3 Этап:** Проверка системы учета электроэнергии на предмет наличия промежуточных серверов или программного обеспечения при осуществлении удаленного обмена данными с использованием ИВК ВУ (в соответствии с Методикой проверки в приложении 2 к настоящей программе).

**4 Этап:** Комплексные испытания системы учета электроэнергии с визуальным обследованием оборудования на объектах установки (в соответствии с этапом 2

программы проверки функциональных характеристик оборудования (приложение 1 к настоящей программе).

**5 Этап:** Проверка организационных и технических мер по обеспечению безопасности инфраструктуры сети связи.

#### **Оформление акта и заключения**

По результатам проверки составляется акт, который подписывается всеми участниками проверки.

В акт проверки включается следующая информация:

- Модель и серийный номер проверяемых приборов учета, УСПД, базовых станций и прочего оборудования;
- Версия приложения пользователя ИВК ВУ;
- Версии встроенного ПО всех типов (видов) используемых приборов и оборудования, а также иного ПО (в случае его применения);
- Версия ПО используемых конфигураторов, утилит и тестеров;
- Перечень выполненных проверок и их результат;
- Период проведения проверок;
- Документацию на реализованные проекты, технические решения, систему передачи данных, оборудование и программное обеспечение;
- Промежуточные и итоговое заключения (при необходимости с описанием мероприятий и рекомендаций).

### Программа проверки функциональных характеристик оборудования

№ п/п	Наименование проверяемого параметра (критерий успешности)	Примерный способ проверки	Результат проверки, дата проверки
<b>Этап 1. Тестирование технического решения учета электроэнергии по полноте и качеству передачи данных (при необходимости с использованием УСПД (базовых станций)) с оборудования (с визуальным обследованием на месте установки) по сети передачи данных, дистанционной возможности управления, конфигурирования оборудования системы учета и моделирования различных событий. Проверка соответствия информационной модели приборов учёта стандарту СПОДЭС с помощью сертификационной утилиты.</b>			
1.	<p>Считывание (как непосредственно, так и через УСПД (базовую станцию)) с приборов учета текущих значений следующих параметров:</p> <p>Энергия А- текущая, кВт*ч</p> <p>Энергия А+ текущая, кВт*ч</p> <p>Энергия Р- текущая, кВт*ч</p> <p>Энергия Р+ текущая, кВт*ч</p>	<p>В разделе «Управление» выбрать необходимые параметры, интервал следует указать «Текущие сутки».</p> <p>Произвести чтение текущих показаний. Произвести сравнение считанных показаний с показаниями ПУ.</p> <p>Подать на ПУ номинальную нагрузку до изменения показаний не менее, чем на 10 единиц младшего индицируемого разряда.</p> <p>Произвести повторное чтение показаний через 2 мин после прекращения подачи нагрузки на ПУ. Сравнить считанные показания с показаниями ПУ.</p>	
2.	<p>Считывание (как непосредственно, так и через УСПД (базовую станцию)) с приборов учета профилей мощности дискретностью в 60 (или 30) минут.</p>	<p>В разделе «Управление» выбрать параметр «Энергия за 60 (или 30) мин, кВт*ч», установить начало интервала. Сверить считанные показания последних 60 (или 30) мин. с энергией, поданной на ПУ в предыдущем тесте.</p>	
3.	<p>Считывание (как непосредственно, так и через УСПД (базовую станцию)) с приборов учета значения параметра «Энергия на начало суток, кВт*ч»</p>	<p>В разделе управление выбрать параметр «Энергия на начало суток, кВт*ч», установить начало интервала (180 суток).</p>	

№ п/п	Наименование проверяемого параметра (критерий успешности)	Примерный способ проверки	Результат проверки, дата проверки
4.	Считывание (как непосредственно, так и через УСПД (базовую станцию)) с приборов учета данных о состоянии реле нагрузки и установленных лимитов мощности	В разделе «Управление» выбрать пункт «Нагрузка». Прочитать состояние реле нагрузки с прибора учёта. Проверить данные на приборе учета через конфигуратор. Считать события в системе.	
5.	Передача управляющих команд (через УСПД (базовую станцию)) на включение/ отключение реле управления нагрузки на приборе учета.	В разделе «Управление» выбрать пункт «Нагрузка». Прочитать состояние нагрузки. Далее выбрать «Отключить нагрузку». Зафиксировать время отработки команды в ПУ на месте и через конфигуратор. Включить нагрузку, зафиксировать время отработки. Считать события в системе.	
6.	Считывание (как непосредственно, так и через УСПД (базовую станцию)) системного времени с прибора учёта	В разделе «Управление» выбрать пункт «Синхронизация». Прочитать время с прибора учёта.	
7.	Коррекция (через УСПД (базовую станцию)) системного времени прибора учёта	В разделе «Управление» выбрать пункт «Синхронизация». В меню установки времени выбрать пункт «Корректировать время устройства». Считать события в системе.	
8.	Считывание (как непосредственно, так и через УСПД (базовую станцию)) мгновенных значений параметров электрической сети с прибора учёта	В разделе «Управление» выбрать пункт «Параметры сети», подать на ПУ номинальную нагрузку и нажать кнопку «Прочитать данные». Сравнить считанные данные с данными ПУ.  Изменить нагрузку (предпочтительно ток, напряжение и характер (емкостная\ индуктивная).  Через 2 минуты считать данные и сравнить с показаниями ПУ.	
9.	Дистанционное установление (как непосредственно, так и через УСПД (базовую станцию)) на приборе учета ограничения мощности нагрузки	Записать в ПУ (или предустановить с помощью конфигуратора ПУ) режим реле б, период измерения мощности и время до включения 60 сек.  В разделе «Управление» выбрать пункт «Нагрузка». В специальном поле ввести необходимое значение в кВт*ч. Записать данное значение в ПУ.	



№ п/п	Наименование проверяемого параметра (критерий успешности)	Примерный способ проверки	Результат проверки, дата проверки
		<p>Подать на ПУ нагрузку, превышающую установленное значение. Контролировать время до первого отключения и включения.</p> <p>Зафиксировать время отработки команды в ПУ и время повторного включения.</p> <p>Проверить установившийся после включения лимит мощности в системе. Проверить данные в ПУ через конфигурактор.</p> <p>Считать события.</p>	
10.	<p>Отправка прибором учета тамперных событий:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- при вскрытии клеммной крышки;</li> <li>- при вскрытии корпуса ПУ;</li> <li>- воздействию магнитным полем;</li> <li>- при перепараметрировании;</li> <li>- превышении максимальной мощности;</li> <li>- отклонении от нормированного значения уровня напряжения.</li> </ul>	<p>В разделе «Управление» выбрать пункт «События», выбрать устройство, произвести действия - вскрытие\закрытие клеммной крышки и корпуса ПУ, воздействие тестовым магнитом, перепараметрирование, превышение максимальной мощности, отклонение напряжения, и через 2 минуты считать события.</p>	
11.	<p>Проверка фиксации значения (или небаланса) тока в нулевом и фазном проводе у однофазных приборов учета.</p> <p>Фиксация событий в журналах приборов учета и передача на уровень ИВК ВУ.</p>	<p>Подключение схемы, обеспечивающей наличие дифференциального тока. Через 2 минуты считать события в ИВК ВУ (или проверить журнал событий ПУ).</p>	
12.	<p>Тестирование приборов учёта на предмет соответствия информационной модели ПУ утверждённому стандарту СТО 34.01-5.1-006-2019 при помощи Сертификационной утилиты ПАО «Россети» (версии 2.0.5) через оптопорт, модем (посредством коммуникатора, УСПД или базовой станции).</p> <p>Отсутствие ошибок в отчете.</p>	<p>Способ проверки подробно описан в Приложении «3» «Процесс тестирования ПУ на соответствие спецификации» в СТО 34.01-5.1-006-2019.</p> <p>В процессе проверки фиксировать логи обмена в канале ИВК - УСПД (базовая станция) и в канале модем (клиент) - ПУ (сервер), произвести сравнение логов и оценить общую задержку в каналах связи.</p>	

№ п/п	Наименование проверяемого параметра (критерий успешности)	Примерный способ проверки	Результат проверки, дата проверки
13.	<p>Тестирование функционирования (выборочно) оборудования (приборов учета, базовых станций и УСПД) с модулями связи различных разработчиков и производителей в существующей сети.</p> <p>Работа оборудования в существующей сети.</p>	<p>Выборочная проверка представленного оборудования с модулями связи различных разработчиков и производителей (при необходимости проверка технической документации). Фиксация результатов.</p>	
14.	<p>Обеспечение прямого доступа к приборам учёта со стороны ИВК ВУ в режиме «прозрачного канала» (в том числе для удалённого изменения конфигурации приборов учёта) без перекоммутации интерфейсных кабелей.</p> <p>Полное соответствие.</p>	<p>Настройка прямого доступа к приборам учёта со стороны ИВК ВУ в режиме «прозрачного канала» (в том числе для удалённого изменения конфигурации приборов учёта) без перекоммутации интерфейсных кабелей.</p>	
<b>Этап 2. Комбинированные испытания системы учета электроэнергии с визуальным обследованием оборудования на объектах установки.</b>			
15.	<p>Удаленный сбор информации в ИВК ВУ с установленных приборов учета, в объеме не менее 95% от установленного количества за прошедшие сутки, не менее 98% - за последние 7 дней и не менее 99% - за последние 30 дней.</p>	<p>Просмотр результатов автоматического (по заданному сценарию) опроса ПУ в ИВК после восстановления питания УСПД (базовых станций) (через 7 или 12 часов).</p>	
16.	<p>Автоматический еженедельный сбор (по заданному сценарию) в ИВК ВУ значений суточной энергии, накопленной с начала месяца суммарно и отдельно по всем тарифам, на основе сбора с прибора учета показаний на начало суток.</p> <p>Успешным считается сбор 100% накопленных данных.</p>	<p>Просмотр результатов опроса ПУ в ИВК после восстановления питания УСПД (базовых станций) (через 7 или 12 часов).</p>	
17.	<p>Автоматический сбор (по заданному сценарию) по всем потребителям значений активной мощности, усредненной за прошедший 60 минутный интервал для физических лиц и 30 минутный интервал для юридических лиц, в ИВК ВУ «Пирамида-сети».</p> <p>Успешным считается сбор 100% накопленных данных.</p>	<p>Просмотр результатов опроса всех ПУ в ИВК после восстановления питания УСПД (базовых станций) (через 7 или 12 часов).</p>	

№ п/п	Наименование проверяемого параметра (критерий успешности)	Примерный способ проверки	Результат проверки, дата проверки
18.	<p>Автоматический сбор (по заданному сценарию) записей журналов событий приборов учета и УСПД в ИВК ВУ, проверка фиксации инициативных сообщений в журнале событий УСПД и ИВК ВУ.</p> <p>Успешным считается сбор 100% накопленных данных, наличие зафиксированных инициативных сообщений.</p>	<p>Просмотр результатов опроса ПУ в журнале событий УСПД и ИВК ВУ после восстановления питания УСПД (базовых станций) (через 7 или 12 часов).</p>	
19.	<p>Сбор мгновенных (текущих) параметров сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- напряжение фазное;</li> <li>- ток (пофазно);</li> <li>- ток в нулевом проводе (для однофазных приборов);</li> <li>- активная, реактивная и полная мощность (пофазно и суммарная величина);</li> <li>- соотношение активной и реактивной мощности;</li> <li>- частота сети;</li> <li>- линейное напряжение (для трехфазных приборов учета);</li> <li>- коэффициент мощности (пофазно и общий);</li> <li>- небаланс токов в фазном и нулевом проводах (для однофазных приборов).</li> </ul> <p>Построение корректных векторных диаграмм посредством ИВК ВУ с единой меткой времени.</p> <p>Успешным считается сбор 98% накопленных данных.</p>	<p>Удаленный (с рабочего места оператора) запроса из ИВК ВУ выбранных приборов учета (подробный перечень текущих параметров сети определен интерфейсами ИВК ВУ).</p> <p>Построение корректных векторных диаграмм по выбранным приборам учета с единой меткой времени.</p>	
20.	<p>Удаленное (с рабочего места оператора) управление (ограничение, отключение) нагрузкой потребления по выбранным присоединениям (наиболее удаленным от УСПД (базовой станции)), оборудованным приборами учета.</p> <p>Успешным считается отсутствие ошибок (сбоев) при установке параметров и исполнении команды, соответствие установленных данных отображаемым на дисплее ПУ.</p>	<p>В разделе «Управление» выбрать пункт «Нагрузка». Прочитать состояние нагрузки. Далее выбрать «Отключить нагрузку». Зафиксировать время отработки команды в ПУ.</p> <p>Включить нагрузку, зафиксировать время отработки.</p>	

№ п/п	Наименование проверяемого параметра (критерий успешности)	Примерный способ проверки	Результат проверки, дата проверки
21.	<p>Сформированная в ИВК ВУ схема балансирования объектов, отображение реального значения фактического и допустимого небаланса по энергообъекту.</p> <p>Успешным считается уровень, не превышающий допустимый небаланс по энергообъекту.</p>	<p>Формирование схемы балансирования объектов в ИВК ВУ и ПК по формированию ПО, проверка фактического и допустимого небаланса (за различный период времени) по энергообъектам выбранных проектов.</p>	
22.	<p>Удаленное (с рабочего места оператора) параметрирование (конфигурирование) приборов учета и их групп.</p> <p>Успешным считается отсутствие ошибок (сбоев) при установке параметров, соответствие установленных данных отображаемым на дисплее ПУ.</p>	<p>Параметрирование (конфигурирование) в ИВК ВУ (и/или в программе-конфигураторе) выбранных приборов учета и их групп, включая:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- корректировку текущей даты и (или) времени, часового пояса;</li> <li>- изменение тарифного расписания;</li> <li>- программирование состава и последовательности вывода сообщений и измеряемых параметров на дисплей;</li> <li>- программирование параметров фиксации индивидуальных параметров качества электроснабжения;</li> <li>- программирование даты начала расчетного периода;</li> <li>- программирование параметров срабатывания встроенных коммутационных аппаратов;</li> <li>- изменение паролей доступа к параметрам;</li> <li>- изменение ключей шифрования;</li> <li>- управление встроенным коммутационным аппаратом путем его фиксации в положении «отключено».</li> </ul>	
23.	<p>Инструментальная проверка приборов учета (выборочно).</p> <p>Проверки чередования фаз трехфазных приборов учета электроэнергии.</p>	<p>Выполнение инструментальной проверки приборов учета на месте установки с использованием образцового прибора учета и/или ПК «Пирамида сети» (выборочно).</p>	
24.	<p>Анализ устойчивости работы элементов системы учета электроэнергии - максимально допустимого количества отказов и выходов из строя элементов системы учета электроэнергии.</p>	<p>Определение общего объема фактической установки оборудования, проверка количества отказов и выходов из строя элементов системы (узлов), входящих в ее состав (УСПД, приборы учета, оборудование связи) за период эксплуатации. Источниками получения информации является первичная документация</p>	

№ п/п	Наименование проверяемого параметра (критерий успешности)	Примерный способ проверки	Результат проверки, дата проверки
	Успешным считается результат, при котором выявлено не более 2% от общего количества узлов, входящих в ее состав (УСПД, приборы учета, оборудование связи) за один год (или за период опытной эксплуатации).	(монтажные ведомости, акты приемки СМР и ПНР, протоколы предварительных испытаний, акты ввода в опытную эксплуатацию, протоколы приемочных испытаний, акты ввода в промышленную эксплуатацию, акты допуска ПУ в эксплуатацию и др.).	
25.	Анализ устойчивости работы элементов системы учета электроэнергии по количеству зафиксированных инцидентов, вызвавших несанкционированное, или произведенное с нарушением установленного порядка, ограничение и (или) отключение нагрузки, исключая некорректные действия персонала.  Успешным считается результат, при котором выявлено не более 2% в любой месяц эксплуатации.	Определение количества зафиксированных инцидентов (различные источники), вызвавших несанкционированное, или произведенное с нарушением установленного порядка, ограничение и (или) отключение нагрузки, исключая некорректные действия персонала.	
26.	Анализ устойчивости работы элементов системы учета электроэнергии по количеству сбоев СОЕВ.	Проверка отсутствия фактов рассинхронизации времени на устройствах более 5 сек.	
27.	Синхронизация даты и времени в приборе учета посредством ИВК ВУ.  Успешным считается результат, при котором выявлено не более 2% отказов.	Инициирование команды на синхронизацию даты и времени в приборе учета посредством ИВК ВУ.  Фиксация событий в журналах приборов учета и УСПД (базовой станции) и передача на уровень ИВК ВУ.	
28.	Количество приборов учета, данные с которых не удалось получить путем удаленного опроса в течение отчетного месяца (исключая случаи выхода из строя прибора учета).  Успешным считается результат, при котором выявлено не более 2% от общего числа приборов учета.	Определение количества приборов учета, данные с которых не удалось получить в ИВК ВУ путем удаленного опроса в течение отчетного месяца (исключая случаи выхода из строя прибора учета).	
29.	Проверка соответствия значений, накопленных в приборах учета, энергии за сутки с суммами значений энергий, накопленных	Фиксация значений, накопленных в приборах учета, энергии за сутки с суммами значений энергий, накопленных этими же	

№ п/п	Наименование проверяемого параметра (критерий успешности)	Примерный способ проверки	Результат проверки, дата проверки
	этими же приборами учета, за 60 (или 30) минутные интервалы времени из архивных значений.  Полное соответствие значений.	приборами учета, за 60 (или 30) минутные интервалы времени из архивных значений.	
30.	Проверка функционала контроля фиксации индикаторов качества электроэнергии (ПКЭ) в соответствии с СТО «Приборы учета электроэнергии. Технические требования».  Фиксация событий ПКЭ в журналах приборов учета и передача на уровень ИВК ВУ.	Проверка событий ПКЭ (в т.ч. после изменения порогов с параметрами фиксации ПКЭ) в журналах приборов учета и передача на уровень ИВК ВУ. Проверка результата в ИВК ВУ.	
31.	Проверка фиксации воздействия сверхнормативного магнитного поля (постоянного и переменного) на приборы учета установленные на объектах.  Фиксация событий в журналах приборов учета и передача на уровень ИВК ВУ.	Инициирование воздействия сверхнормативного магнитного поля (постоянного и переменного) на приборы учета. Проверка результата в ИВК ВУ.	
32.	Проверка фиксации небаланса тока в нулевом и фазном проводе у однофазных приборов учета.  Фиксация событий в журналах приборов учета и передача на уровень ИВК ВУ.	Подключение схемы, обеспечивающей наличие дифференциального тока. Проверка результата в ИВК ВУ (или проверка журнала событий ПУ).	
33.	Проверка фиксации низкого напряжения или его отсутствие при наличии тока в измерительных цепях у трехфазных приборов учета полукосвенного включения.  Фиксация событий в журналах приборов учета и передача на уровень ИВК ВУ.	Подключение схемы, обеспечивающей наличие низкого напряжения или его отсутствие при наличии тока в измерительных цепях у трехфазных приборов учета полукосвенного включения. Проверка результата в ИВК ВУ (или проверка журнала событий ПУ).	
34.	Проверка фиксации вскрытия клеммной крышки прибора учета.  Фиксация событий в журналах приборов учета и передача на уровень ИВК ВУ.	Вскрытие клеммной крышки прибора учета. Проверка результата в ИВК ВУ.	

№ п/п	Наименование проверяемого параметра (критерий успешности)	Примерный способ проверки	Результат проверки, дата проверки
35.	Проверка фиксации попытки доступа с неверным паролем. Фиксация событий в журналах приборов учета и передача на уровень ИВК ВУ.	Инициирование попытки доступа с неверным паролем. Проверка результата в ИВК ВУ.	
36.	Проверка соответствия приборов учета Спецификации Протокола Обмена данными электронных Счетчиков (СПОДЭС) в соответствии с СТО 34.01-5.1-009-2019 ПАО «Россети». Отсутствие ошибок в отчете.	Выборочная проверка приборов учета действующей сертификационной утилитой СПОДЭС.	
37.	Проверить фиксацию результатов автоматической самодиагностики с формированием обобщённого сигнала в журнале событий о работоспособности: - измерительного блока; - вычислительного блока; - таймера; - блока питания; - блока памяти (подсчёт контрольной суммы). Полное соответствие.	Проверить фиксацию результатов автоматической самодиагностики и формирование обобщенного сигнала или каждого факта события в журнале событий и ИВК ВУ.	
38.	Устройство должно посылать данные о тамперных событиях: - дата и время вскрытия клеммной крышки - дата и время вскрытия корпуса ПУ; - дата последнего перепрограммирования; - воздействие магнитного поля, дата и время воздействия постоянного или переменного магнитного поля; - отклонение напряжения в измерительных цепях от номинальных значений прибора; - результатов самодиагностики («успешная само-диагностика» или «ошибка самодиагностики») - изменение текущих значений времени и даты при синхронизации времени; - превышение лимита мощности.	Обеспечение возникновения событий в журналах приборов учета и передача на уровень ИВК ВУ.  Фиксация событий в журналах приборов учета и передача на уровень ИВК ВУ или ИВКЭ с предоставлением ПО для визуализации появления событий.	

№ п/п	Наименование проверяемого параметра (критерий успешности)	Примерный способ проверки	Результат проверки, дата проверки
39.	Проверка корректности данных на дисплее приборов учёта и в ИВК ВУ. Полное соответствие.	Фиксация и проверка данных на дисплее приборов учета и в ИВК ВУ.	
40.	Обеспечение прямого доступа к приборам учёта со стороны ИВК ВУ в режиме «прозрачного канала» (в том числе для удалённого изменения конфигурации приборов учёта) без перекоммутации интерфейсных кабелей.  Полное соответствие.	Настройка прямого доступа к приборам учёта со стороны ИВК ВУ в режиме «прозрачного канала» (в том числе для удалённого изменения конфигурации приборов учёта) без перекоммутации интерфейсных кабелей.	
41.	Синхронизация даты и времени УСПД (базовой станции) с датой и временем ИВК ВУ.  Успешным считается результат, при котором не выявлено отказов.	Инициирование команды на синхронизацию даты и времени в УСПД посредством ИВК ВУ.  Фиксация событий в журналах УСПД (базовой станции) передача на уровень ИВК ВУ.	
42.	Конфигурирование УСПД (базовой станции) посредством ИВК ВУ (или конфигуратором УСПД), в том числе настройка режимов опроса приборов учета и объема считываемых параметров. Полное соответствие.	Настройка в ИВК ВУ (или в конфигураторе УСПД) параметров конфигурирования.	
43.	Сбор посредством ИВК ВУ следующих событий в УСПД (по всем событиям должны быть указаны даты и времени возникновения события):  - наличие факта параметрирования; - наличие факта пропадания напряжения питания (основного, резервного); - наличие связей с УСПД, приведших к каким-либо изменениям данных; - наличие факта коррекции времени в ПУ; - попытки несанкционированного доступа; - перезапуска (при пропадании напряжения, закливании и т.п.); - изменение текущих значений времени и даты при	Настройка сбора посредством ИВК ВУ событий в УСПД с метками даты и времени их возникновения.  Фиксация событий в журналах УСПД с метками даты и времени и передача на уровень ИВК ВУ.	



№ п/п	Наименование проверяемого параметра (критерий успешности)	Примерный способ проверки	Результат проверки, дата проверки
	<p>синхронизации времени;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- результатов самодиагностики;</li> <li>- отключения питания;</li> <li>- факты корректировки времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.</li> </ul>		
44.	<p>Проверка восстановления сбора данных после повреждения (перегрузки, отключения) канала связи.</p> <p>Проверка восстановления сбора данных выполняется путем отключения питания УСПД (базовой станции) сроком на одни сутки. При этом допускается следующий сценарий автоматического опроса в ИВК ВУ после включения (восстановления канала связи) УСПД (базовой станции): 1 раз каждые 60 минут по физическим лицам и 1 раз каждые 30 минут по юридическим лицам.</p> <p>Успешным результатом считается восстановление опроса данных в объёме 100% по п. 15-22 этапа 2 в течение не более 7 часов.</p>	<p>Отключение питания УСПД (базовой станции) (основное и резервное) не менее, чем на сутки. Через два часа убедиться в отсутствии данных в ИВК ВУ «Пирамида-Сети» за прошедший период времени. Произвести включение УСПД (базовой станции), через сутки подав питание, и через 2 часа после включения (восстановления канала связи) убедиться в поступлении данных в систему (при условии работы соответствующего сценария опроса в ИВК ВУ). Через 7 часов после включения повторить соответствующие испытания по п. 15-22 этапа 2.</p>	
45.	<p>Оценка качества радиопокрытия сети и уровня принимаемого сигнала в точках проведения испытаний для определения дальности передачи данных в условиях жилой застройки.</p>	<p>Оценку проводить путем проведения выборочных тестов по этапу 2. Определить наибольшую дальность связи, достигаемую в условиях прямой видимости. Определить наименьшую дальность, в самых неблагоприятных условиях жилой застройки и размещения оборудования (ПУ и БС).</p>	
46.	<p>Проверка трансляции меток времени.</p> <p>Определение уровня рассинхронизации времени в ПУ и на сервере ИВК.</p>	<p>Определить наличие и эффективность учета задержек в канале связи. Произвести одновременную фиксацию и определить рассинхронизацию времени в ПУ и на сервере ИВК сразу после проведения корректировки времени в ПУ.</p>	

№ п/п	Наименование проверяемого параметра (критерий успешности)	Примерный способ проверки	Результат проверки, дата проверки
47.	<p>Проверка прохождения опроса с наиболее удалённого от УСПД (базовой станции) прибора учета при ручном опросе в районе застройки.</p> <p>Успешный опрос с прибора учета.</p>	Провести опрос с фиксацией удаления прибора учета от УСПД (базовой станции) в районе застройки.	
48.	<p>Проверка прохождения управления с наиболее удалённого от УСПД (базовой станции) прибора учета при ручном опросе в районе застройки.</p> <p>Успешный результат управления и опроса прибора учета.</p>	Провести конфигурирование с фиксацией удаления прибора учета от УСПД (базовой станции) в районе застройки.	
49.	<p>Проверка восстановления сбора данных после повреждения (перегрузки, отключения) канала связи.</p> <p>Проверка восстановления сбора данных выполняется путем отключения питания УСПД (базовой станции) сроком на одну неделю. При этом допускается следующий сценарий автоматического опроса в ИВК ВУ после включения (восстановления канала связи) УСПД (базовой станции): 1 раз каждые 60 минут по физическим лицам и 1 раз каждые 30 минут по юридическим лицам.</p> <p>Успешным результатом считается восстановление опроса данных в объёме 100% по п. 15-22 этапа 2 в течение не более 12 часов.</p>	<p>Отключение питания УСПД (базовой станции) (основное и резервное) не менее, чем на неделю. Через два часа убедиться в отсутствии данных в ИВК ВУ «Пирамида-Сети» за прошедший период времени. Произвести включение УСПД (базовой станции), через неделю подав питание, и через 2 часа после включения (восстановления канала связи) убедиться в поступлении данных в систему (при условии работы соответствующего сценария опроса в ИВК ВУ).</p> <p>Через 12 часов после включения повторить соответствующие испытания по п. 15-22 этапа 2.</p>	

**Методика проверки наличия промежуточных серверов или  
программного обеспечения при осуществлении удаленного обмена данными  
с использованием ПО «Пирамида-Сети»**

**Термины, сокращения и определения**

Термин, сокращение	Определение
ПУ	Прибор учета
УСПД	Устройство сбора и передачи данных
ИВК	Информационно-вычислительный комплекс «Пирамида-Сети»
ПО	Программное обеспечение

**Назначение документа**

1.1 Методика используется для проверки наличия промежуточных серверов или программного обеспечения при осуществлении удаленного обмена данными с использованием ПО «Пирамида-Сети».

1.2 Под промежуточными серверами понимается серверное оборудование, находящееся в ведении производителя систем учета для промежуточного хранения собранных данных с приборов учета электроэнергии.

1.3 Под промежуточным программным обеспечением понимается программное обеспечение производителя систем учета электроэнергии, посредством которого обеспечивается сбор данных с приборов учета электроэнергии и также управление оборудованием системы учета электроэнергии (за исключением программного обеспечения УСПД, являющегося неотъемлемой его частью).

**Общая информация**

1.4 Проверка наличия промежуточных серверов или ПО должна осуществляться на следующих этапах жизненного цикла приборов учета:

- 1) Параметрирование прибора учета в части настройки тарифных расписаний, лимитов мощности, коррекция внутренних часов;
- 2) Сбор показаний и данных журналов событий в соответствии с требованиями ПАО «Россети»;
- 3) Передача управляющих команд по включению/отключению нагрузки.

**Подготовительные работы**

1.5 Формируется рабочая группа как минимум из 3-х человек для проверки факта наличия промежуточных серверов или программного обеспечения при осуществлении удаленного сбора данных с использованием ПО «Пирамида-Сети».

1.6 Разработчиком и/или Подрядчиком предоставляется схема технического решения ИСУЭ. Наличие технического описания (протокола программного взаимодействия) конфигурирования приборов учета (для сбора профилей мощности, суточных, часовых показаний в том числе по тарифным зонам), включая установку паролей и обеспечение программного конфигурирования приборов учета из ИВК.

1.7 Определяется предполагаемая сетевая схема взаимодействия ИВК и ПУ, устанавливаются все участники схемы взаимодействия: ПУ, УСПД, концентраторы, маршрутизаторы, координаторы, ИВК, прочее сетевое и серверное оборудование.

1.8 ИВК должен запущен на технических средствах и должен функционировать в штатном режиме.

1.9 В проверяемое оборудование ставится активная сим-карта с выделенным APN из сети, проводятся пусконаладочные работы по интеграции данного оборудования в ИВК и проверка всех функций, указанных в приложении 1 к настоящей методике.

1.10 Все задействованное в тестировании оборудование должно быть включено и функционировать в штатном режиме, ПУ должен быть доступен для опроса из ИВК (с сервера сбора).

1.11 Все используемые каналы связи по тракту прохождения запросов должны быть определены, на них должны быть установлены программные или аппаратные средства перехвата пакетов данных с возможностью визуализации и анализа их содержимого в виде байт-кода в соответствии с моделью данных используемого протокола взаимодействия.

*Примечание: в случае использования канала связи с шифрованием допускается перехват пакета данных после дешифратора на технологических выводах внутреннего интерфейса ПУ.*

1.12 Должна быть сформирована адресная таблица взаимодействия, в которой отражены сетевые адреса всех предполагаемых участников взаимодействия: ПУ, УСПД, концентраторов, маршрутизаторов, координаторов, ИВК, прочего сетевого оборудования, осуществляющего передачу пакетов без их интеллектуальной обработки (сетевые коммутаторы, маршрутизаторы, брандмауэры, шлюзы и т.п.). Адреса интерфейсов оборудования фиксируются точно такие, которые используются в соответствующих протоколах взаимодействия между единицами оборудования.

1.13 Для каждой строки адресной таблицы взаимодействия (и, соответственно, схемы) определяется характер участника взаимодействия:

- Передача данных:
  - Канальное или сетевое оборудование, не осуществляющее программную обработку содержимого пакетов данных;
  - Серверное оборудование, на котором запущено программное обеспечение, не осуществляющее программную обработку содержимого пакетов данных;
  - Прочее оборудование, не осуществляющее программную обработку содержимого пакетов данных.
- Обработка данных:
  - Серверное оборудование, на котором запущено программное обеспечение, осуществляющее программную обработку содержимого пакетов данных;
  - Прочее оборудование, осуществляющее программную обработку содержимого пакетов данных.

1.14 В случае, если на этапе подготовительных работ выявляются следующие факты, то фиксируется положительный результат проверки наличия промежуточных серверов и программного обеспечения:

- факт наличия в схеме взаимодействия таких участников, которые осуществляют обработку содержимого пакетов, но при этом не являются ПУ, УСПД, ИВК;
- факт наличия в схеме взаимодействия таких участников, которые находятся в сетях третьих лиц, за исключением технических средств операторов, предоставляющих каналы связи.

## **Тестирование**

1.15 Режим сбора и параметрирования: последовательно выполняются запросы из ИВК в адрес ПУ к ПУ / УСПД в соответствии с Приложением 1 к методике (номера разделов запросов 1-8, 10).

1.16 Инициативный режим: последовательно иницируется передача данных из ПУ / УСПД на уровень ИВК в соответствии с Приложением 1 к методике (номер раздела запросов 9).

*Примечания:*

1) Допускается возможность демонстрации прямого доступа к ПУ технологическим ПО через УСПД для запроса дополнительных данных, а также настроек ПУ, не интегрированных к моменту тестирования в ПО «Пирамида-Сети»;

2) Допускается возможность демонстрации инициативного режима путем фиксации инициативных сообщений от ПУ в УСПД (с метками времени) с последующим считыванием технологическим ПО.

1.17 Для каждого вида запроса с момента инициализации сеанса связи и до его завершения на всех задействованных каналах связи, оснащенных средствами перехвата пакетов данных, собирается весь объем пакетов с их содержимым для последующего анализа.

1.18 Для каждого вида запроса анализируются переданные пакеты и устанавливаются адреса источников и получателей пакетов данных.

1.19 В соответствии с установленными адресами источников и получателей пакетов данных восстанавливается реальная сетевая схема взаимодействия всех участников, формируется адресная таблица взаимодействия.

1.20 Осуществляется сравнение адресных таблиц взаимодействия: сформированной на этапе подготовительных работ и полученной в результате анализа собранных пакетов данных. Делается вывод о соответствии или не соответствии таблиц.

1.21 Если таблицы соответствуют и при этом на этапе подготовительных работ не было установлено наличия промежуточных серверов и программного обеспечения, то фиксируется отрицательный результат проверки наличия промежуточных серверов и программного обеспечения.

1.22 Если таблицы не соответствуют, то для каждой строки адресной таблицы взаимодействия (и, соответственно, схемы), полученной в результате анализа собранных пакетов данных, определяется характер участника взаимодействия в соответствии с п. 4.6.

1.23 В случае, если выявляются факты в соответствии с п.4.7, то фиксируется положительный результат проверки наличия промежуточных серверов и программного обеспечения.

### **Оформление результатов тестирования**

- 1.24 По результатам тестирования оформляется и визируется рабочей группой акт, в котором:
- приводятся предположительные и установленные сетевые схемы взаимодействия участников с адресными таблицами взаимодействия;
  - результат определения наличия промежуточных серверов или программного обеспечения;
  - мероприятия для подрядчика и ДЗО по исключению влияния промежуточных серверов и ПО.

Приложение 1  
к методике проверки наличия промежуточных серверов  
или программного обеспечения при осуществлении  
удаленного обмена данными с использованием ПО «Пирамида-Сети»

**Перечень запросов к ПУ, соответствующий функциональным характеристикам аттестованного оборудования ИСУЭ.**

№	Наименование запроса
1	Считывание измеряемых и рассчитываемых параметров:
1.1	- активной и реактивной электроэнергии (за месяц, на начало месяца общее, на начало месяца по тарифным зонам)
1.2	- активной и реактивной электроэнергии (за сутки, на начало суток общее, на начало суток по тарифным зонам)
1.3	- профиль нагрузки за 30-ти минутные интервалы времени
1.4	- профиль нагрузки за 60-ти минутные интервалы времени
1.5	- активная и реактивная электроэнергия с нарастающим итогом суммарно за сутки
1.6	- активная и реактивная электроэнергия с нарастающим итогом отдельно по тарифам за сутки
1.7	- текущая активная и реактивная энергия общая
1.8	- текущая активная и реактивная энергия по тарифным зонам
1.9	- напряжение фазное
1.10	- ток (пофазно)
1.11	- ток в нулевом проводе (для однофазных приборов)
1.12	- активная, реактивная и полная мощность (пофазно и суммарная величина)
1.13	- полная мощность (пофазно и суммарная величина)
1.14	- соотношение активной и реактивной мощности ( $\operatorname{tg} \varphi$ )
1.15	- частота сети
1.16	- линейное напряжение (для трехфазных приборов учета)
1.17	- коэффициент мощности $\cos \varphi$ (пофазно и общий)
1.18	- небаланс токов в фазном и нулевом проводах (для однофазных приборов)
1.19	- углы между векторами напряжений для трехфазных ПУ
2	Считывание измеренных показателей качества электроэнергии (погрешность измерения параметров должна соответствовать классу S или выше согласно ГОСТ 30804.4.30-2013):
2.1	- параметр медленного изменения напряжения, определяемый суммарной продолжительностью времени положительного и отрицательного отклонения уровня напряжения в точке измерения электрической энергии, считается нарушенным, если отклонение произошло на более чем 10 процентов от номинального напряжения в интервале измерений, равном 10 минутам;

2.2	- параметр перенапряжения, определяемый количеством фактов положительного отклонения уровня напряжения в точке поставки электрической энергии, считается нарушенным, если отклонение произошло на 20 процентов и более от номинального напряжения;
2.3	- отклонение частоты с уточнением в части диапазона измерения частоты от 47,5 до 52,5 Гц (выход величины частоты за уставку).
3	Возможность считывания и настройки программируемого времени интегрирования профиля нагрузки для активной и реактивной мощности (30- или 60-минутный интервал)
4	Возможность считывания и настройки тарифного расписания
5	Возможность считывания и ручной корректировки даты и времени (функция ограниченной коррекции), установки даты и времени (функция записи без ограничения диапазона)
6	Выполнение ограничения потребления и мощности
7	Считывание состояния и управление реле нагрузки
8	Считывание журналов событий с фиксацией времени и даты наступления следующих событий:
8.1	- дата и время вскрытия клеммной крышки
8.2	- дата и время вскрытия корпуса ПУ (посредством датчика вскрытия - электронной пломбы)
8.3	- дата и время последнего перепрограммирования (перепараметрирования)
8.4	- воздействие магнитного поля, дата и время воздействия постоянного или переменного магнитного поля
8.5	- отклонение напряжения в измерительных цепях от номинальных значений прибора;
8.6	- результатов самодиагностики («успешная самодиагностика» или «ошибка самодиагностики» или каждого факта самодиагностики)
8.7	- изменение текущих значений времени и даты при синхронизации времени
8.8	- превышение лимита мощности
9	Возможность инициативной передачи на уровень ИВК или УСПД (с визуализацией появления) следующих данных:
9.1	- при вскрытии клеммной крышки и корпуса ПУ;
9.2	- воздействию магнитным полем;
9.3	- при перепараметрировании;
9.4	- превышении максимальной мощности;
9.5	- отклонении от нормированного значения уровня напряжения;
9.6	- пропадание напряжения
10	Обеспечение возможности программной привязки в ИВК (ПО конфигуратора ПУ или УСПД) удаленного дисплея к прибору учета, настройка параметров отображения измеряемых параметров, настройка подтверждения включения реле нагрузки и наличие технического описание (протокола программного взаимодействия)