

Приложение № 11.1
к Положению о порядке получения
статуса субъекта оптового рынка и ведения
реестра субъектов оптового рынка

**ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМАМ УЧЕТА
ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ (МОЩНОСТИ)**

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Настоящее приложение к *Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка* (Приложение № 1.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*, далее – Положение о реестре), именуемое далее по тексту «Технические требования», устанавливает технические требования:

– к автоматизированным информационно-измерительным системам коммерческого учета электрической энергии (мощности) (далее – АИИС КУЭ) – средствам измерений, обеспечивающим сбор, обработку и передачу КО данных коммерческого учета;

– интеллектуальным системам учета электрической энергии (мощности) (далее – ИСУ) и средствам измерений, присоединенным к таким ИСУ, с использованием которых обеспечивается предоставление минимального функционала ИСУ (интеллектуальные приборы учета, далее – ИПУ), а также иным средствам измерений или оборудованию (компонентам, устройствам), используемым для измерений, сбора, обработки, хранения и передачи результатов измерений в ИСУ;

– средствам измерений, не обеспечивающим совокупность функций по сбору, обработке и передаче КО данных коммерческого учета и не присоединенным к ИСУ, и техническим устройствам без измерительной функции, обеспечивающим сбор, обработку, хранение и передачу КО результатов измерений, полученных с использованием указанных средств измерений (далее – технические устройства без измерительной функции), которые в совокупности обеспечивают выполнение измерений в отношении точек поставки в соответствующей ГТП генерации (сечении коммерческого учета) или в отношении точек присоединения в соответствующем объекте регулирования потребления электрической энергии (далее – совокупность СИ и ТУ).

Для целей настоящих Технических требований под системами учета электроэнергии (далее – СУ) понимаются АИИС КУЭ, ИСУ (с присоединенными к ней ИПУ и иными средствами измерений / оборудованием, используемыми для измерений, сбора, обработки, хранения и передачи результатов измерений в ИСУ) и совокупность СИ и ТУ.

1.2. СУ должна (-ы) обеспечивать выполнение измерений в отношении всех точек поставки в соответствующей ГТП генерации (сечении коммерческого учета) или в отношении всех точек присоединения в соответствующем объекте

регулирования потребления электрической энергии (далее – объект регулирования), если иное не предусмотрено настоящим пунктом.

Для выполнения указанных измерений в отношении точек поставки в сечении коммерческого учета допускается применение средств измерений, не включенных в СУ (не присоединенных к ИСУ) и обеспечивающих учет электроэнергии суммарно на определенный момент времени (за отчетный период – календарный месяц) с применением типовых суточных графиков в случаях, предусмотренных приложением 8 к Положению о реестре. Применение средств измерений, не включенных в СУ (не присоединенных к ИСУ) и обеспечивающих учет электроэнергии суммарно на определенный момент времени, в отношении точек присоединения объектов регулирования не допускается.

1.3. АИИС КУЭ и все средства измерений, включенные в состав АИИС КУЭ; ИПУ, присоединенные к ИСУ, а также средства измерений, используемые для измерений, сбора, обработки, хранения и передачи результатов измерений в ИСУ; средства измерений, входящие в состав совокупности СИ и ТУ; средства измерений, выполняющие измерения в отношении «малых» точек поставки, должны быть утвержденного типа, иметь действующие результаты поверки в соответствии с требованиями Федерального закона от 26.06.2008 № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений».

Средства измерений, допущенные к применению и (или) введенные в эксплуатацию до дня вступления в силу Федерального закона от 27.04.1993 № 4871-И «Об обеспечении единства измерений» в соответствии с действующим на момент их допуска к применению (ввода в эксплуатацию) порядком, допускаются к применению в качестве средств измерений утвержденного типа при наличии сведений о действующих результатах их поверки в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений в соответствии с требованиями Федерального закона от 26.06.2008 № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений».

1.4. Совокупностью СИ и ТУ могут быть оснащены:

– точки поставки, включенные в состав группы точек поставки энергосбытовых организаций, уполномоченных Правительством Российской Федерации на осуществление купли-продажи электрической энергии (мощности) на оптовом рынке для целей поставки электрической энергии (мощности) на территории новых субъектов Российской Федерации;

– начиная с 01.01.2025 – любые точки поставки, включенные в состав групп точек поставки участников оптового рынка и сечений коммерческого учета ФСК.

ИПУ, присоединенными к ИСУ, могут быть оснащены точки поставки, включенные в состав групп точек поставки участников оптового рынка и сечений коммерческого учета ФСК, начиная с 01.01.2025.

Допускается использование в отношении точек поставки, входящих в состав одного сечения коммерческого учета (ГТП генерации), различных СУ (АИИС КУЭ, совокупность СИ и ТУ, ИСУ) при условии выполнения требований настоящих Технических требований и Порядка установления соответствия

систем учета электроэнергии техническим требованиям оптового рынка (Приложение № 11.3 к Положению о реестре, далее – Порядок установления соответствия СУ).

1.5. Точки присоединения объекта регулирования до 01.01.2027 могут быть оснащены одной из следующих СУ:

– совокупностью СИ и ТУ;

– ИСУ (с присоединенными к ней ИПУ) и (или) АИИС КУЭ – только для агрегатора, являющегося участником оптового рынка – крупным потребителем, в случае, если все точки присоединения и точки измерений объекта регулирования совпадают с точками поставки и точками измерений, входящими в состав группы точек поставки такого участника оптового рынка – крупного потребителя, при условии подтверждения соответствия указанных СУ техническим требованиям оптового рынка в порядке, указанном в п. 4.1.1.1 Положения о реестре, п. 4.4 *Регламента проведения проверок систем коммерческого учета субъектов оптового рынка* (Приложение № 18 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка, далее – Регламент проверок) или Порядке установления соответствия СУ.

Точки присоединения объекта регулирования начиная с 01.01.2027 должны быть оснащены одной из следующих СУ:

– ИСУ (с присоединенными к ней ИПУ);

– совокупностью СИ и ТУ и (или) АИИС КУЭ – только для агрегатора, являющегося участником оптового рынка – крупным потребителем, в случае, если все точки присоединения и точки измерений объекта регулирования совпадают с точками поставки и точками измерений, входящими в состав группы точек поставки такого участника оптового рынка – крупного потребителя, при условии подтверждения соответствия указанных СУ техническим требованиям оптового рынка в порядке, указанном в п. 4.1.1.1 Положения о реестре, п. 4.4 Регламента проверок или Порядке установления соответствия СУ.

Для вышеуказанного агрегатора, являющегося участником оптового рынка – крупным потребителем, допускается использование в отношении точек присоединения одного объекта регулирования различных СУ (АИИС КУЭ, совокупности СИ и ТУ и ИСУ) при условии выполнения требований настоящих Технических требований и Порядка установления соответствия СУ.

1.6. Передача результатов измерений, данных о состоянии объектов измерений в КО, смежным субъектам оптового рынка и СО производится в соответствии с требованиями *Регламента предоставления результатов измерений и состояний объектов измерений* (Приложение № 11.1.1 к Положению о реестре, далее – Регламент предоставления результатов измерений и состояний объектов измерений).

В случае если в одном сечении коммерческого учета (ГТП генерации) или объекте регулирования используются разные СУ, хотя бы одна из перечисленных СУ должна обеспечивать формирование и передачу в КО результатов измерений и данных о состоянии объектов измерений в соответствии с требованиями Регламента предоставления результатов измерений

и состояний объектов измерений в отношении всего сечения коммерческого учета (ГТП генерации) или объекта регулирования.

В случае если в одном сечении коммерческого учета (ГТП генерации) или объекте регулирования используется только ИСУ и при этом такая ИСУ не обеспечивает автоматизированное формирование и передачу в КО результатов измерений и данных о состоянии объектов измерений в соответствии с требованиями Регламента предоставления результатов измерений и состояний объектов измерений в отношении всего сечения коммерческого учета (ГТП генерации) или объекта регулирования, автоматизированное формирование и передача в КО таких результатов измерений и данных о состоянии объектов измерений должны обеспечиваться с помощью сервера (автоматизированного рабочего места, далее – АРМ) иной СУ субъекта оптового рынка (заявителя).

1.7. СУ в соответствии с настоящими Техническими требованиями должны обеспечивать сбор, обработку, хранение, передачу результатов измерений, полученных в месте установки приборов учета (в точках измерений).

До 01.01.2025 в отношении объектов регулирования допускается осуществлять формирование и отправку в КО результатов измерений в формате электронного документа 20020 с использованием ПО «АРМ КУ Участника ОРЭМ» (либо иного программного обеспечения) на основании электронных документов в формате 80020, сформированных СУ агрегатора на основании кодов, присвоенных КО в соответствии с п. 3.6 приложения 9 к Положению о реестре.

1.8. Приборы учета (и измерительные трансформаторы тока, измерительные трансформаторы напряжения в случае трансформаторного подключения прибора учета), входящие в состав совокупности СИ и ТУ, а также ИПУ, присоединенные к ИСУ (и измерительные трансформаторы тока, измерительные трансформаторы напряжения в случае трансформаторного подключения ИПУ), должны быть допущены в эксплуатацию в порядке, установленном Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 04.05.2012 № 442 (далее – Основные положения функционирования розничных рынков). ИПУ должны быть присоединены к ИСУ в порядке, установленном Правилами предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности), утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 19.06.2020 № 890 (далее – Правила предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета).

1.9. Для подтверждения соответствия ИПУ, присоединенных к ИСУ, или совокупности СИ и ТУ требованиям п. 23 Правил оптового рынка электрической энергии и мощности, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2010 № 1172 (далее – Правила оптового рынка) субъект оптового рынка (заявитель) должен направить в КО в порядке, установленном Порядком установления соответствия СУ, в том числе xml-макеты, содержащие сведения:

- об ИПУ, присоединенных к ИСУ, а также об иных средствах измерений

или оборудовании (компонентах, устройствах), используемых для измерений, сбора, обработки, хранения и передачи результатов измерений в ИСУ (далее – xml-макет 10000);

– о средствах измерений, используемых в составе совокупности СИ и ТУ (далее – xml-макет 20000).

Структура и формат xml-макетов 10000 и 20000 приведены в Приложении № 11.4 к Положению о реестре.

Вышеуказанные xml-макеты должны быть подписаны:

– xml-макет 10000 – усиленной квалифицированной электронной подписью владельца ИСУ в соответствии с требованиями Правил предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета и электронной подписью субъекта оптового рынка (заявителя);

– xml-макет 20000 – усиленной квалифицированной электронной подписью сетевой организации в соответствии с требованиями Основных положений функционирования розничных рынков и электронной подписью субъекта оптового рынка (заявителя).

2. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМАМ УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

2.1. СУ должна выполнять следующие основные функции:

2.1.1. измерение количества активной и реактивной электроэнергии с дискретностью 30 минут (30-минутные приращения электроэнергии) и нарастающим итогом на начало расчетного периода (далее – результаты измерений). В случае отсутствия необходимости кодирования измерительных каналов реактивной электроэнергии приборов учета в составе АИИС КУЭ и (или) совокупности СИ и ТУ, наличие функции по измерению реактивной электроэнергии не является обязательным;

2.1.2. формирование данных о состоянии средств измерений («Журналы событий»);

2.1.3. в отношении АИИС КУЭ и совокупности СИ и ТУ в случае использования для расчета значений учетных показателей данных о вариантах схем электроснабжения и (или) о положении коммутационной аппаратуры – формирование данных о состоянии объектов измерений;

2.1.4. ведение единого времени при выполнении измерений количества активной и реактивной электроэнергии и формирование данных о состоянии средств измерений (при этом в отношении совокупности СИ и ТУ и ИСУ не предъявляются требования о ведении единого времени с помощью системы обеспечения единого времени, в том числе включающей средства измерений утвержденного типа);

2.1.5. периодический (не реже 1-го раза в сутки) и (или) по запросу автоматический сбор результатов измерений электроэнергии и данных о состоянии средств измерений;

2.1.6. хранение не менее 3 лет результатов измерений и данных о состоянии средств измерений, а также в отношении АИИС КУЭ и совокупности СИ и ТУ – данных о состоянии объектов измерений (в случае использования для расчета

значений учетных показателей данных о вариантах схем электроснабжения и (или) о положении коммутационной аппаратуры);

2.1.7. обработку, формирование и передачу результатов измерений и в случае использования для расчета значений учетных показателей данных о вариантах схем электроснабжения и (или) о положении коммутационной аппаратуры – данных о состоянии объектов измерений в соответствии с требованиями Регламента предоставления результатов измерений и состояний объектов измерений;

2.1.8. обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;

2.1.9. обеспечение по запросу КО в порядке, установленном Порядком установления соответствия СУ или Регламентом проверок, дистанционного доступа к результатам измерений, данным о состоянии средств измерений, данным о состоянии объектов измерений (в случае использования для расчета значений учетных показателей данных о вариантах схем электроснабжения и (или) о положении коммутационной аппаратуры), а также иным сведениям, предусмотренным настоящими Техническими требованиями, с сервера (АРМ) ИВК СУ до всех уровней СУ. Вышеуказанный доступ обеспечивается в удаленном режиме с предоставлением удаленного доступа КО к экрану ИВК (АРМ) СУ заявителя/владельца ИСУ путем использования функции демонстрации экрана специализированного программного обеспечения, при этом качество демонстрации экрана ИВК (АРМ) СУ должно обеспечивать возможность идентификации отображаемой на экране ИВК (АРМ) СУ информации, а также возможность визуального контроля за выполнением действий со стороны заявителя/владельца ИСУ (перечень указанного программного обеспечения размещается на официальном интернет-сайте КО www.atsenergo.ru в разделе «Коммерческий учет»). В случае отсутствия возможности использования заявителем/владельцем ИСУ программного обеспечения из перечня, размещенного на официальном интернет-сайте КО, доступ к СУ по предварительному согласованию заявителя с КО может быть обеспечен путем трансляции в режиме онлайн экрана ИВК (АРМ) СУ при выполнении условий, предусмотренных Порядком установления соответствия СУ. При этом качество видеотрансляции должно обеспечивать возможность идентификации отображаемой на экране ИВК (АРМ) СУ информации, а также возможность визуального контроля за выполнением действий со стороны заявителя/владельца ИСУ (с разрешением не менее 1280×720 точек (пикселей) и частотой не менее 30 кадров в секунду).

В отношении ИСУ дополнительно для КО (как пользователя ИСУ) должен обеспечиваться постоянный доступ к ИСУ с использованием личного кабинета пользователя ИСУ в соответствии с Правилами предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета (с отображением в личном кабинете всех сведений, предусмотренных вышеуказанными Правилами).

2.2. Функции СУ реализуются на следующих уровнях:

2.2.1. Уровень измерительно-информационных комплексов (далее – ИИК), в состав которых входят:

- приборы учета электроэнергии (ИПУ в случае использования ИСУ);
- измерительные трансформаторы тока и напряжения;
- вторичные аналоговые и (или) цифровые измерительные цепи;
- устройства сопряжения измерительных цепей;
- технические средства приема-передачи данных и каналы связи (каналообразующая аппаратура).

2.2.2. Уровень информационно-вычислительных комплексов электроустановок (далее – ИВКЭ), в состав которых входят:

- устройства сбора и передачи данных (УСПД);
- технические средства приема-передачи данных и каналы связи (каналообразующая аппаратура).

Наличие ИВКЭ не является обязательным. Указанные в настоящих Технических требованиях положения применяются ко всем ИВКЭ, используемым в составе АИИС КУЭ, а к ИВКЭ, используемым для сбора, обработки, хранения, передачи результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в ИСУ и в составе совокупности СИ и ТУ – только в случае выполнения такими ИВКЭ функции преобразования результатов измерений с учетом коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов.

2.2.3. Уровень информационно-вычислительного комплекса (далее – ИВК), в состав которого входят:

- сервер (серверы) с установленным программным обеспечением (ПО);
- автоматизированные рабочие места (АРМ);
- технические средства приема-передачи данных и каналы связи (каналообразующая аппаратура).

При отсутствии уровня ИВКЭ его функции выполняет уровень ИВК.

Для целей настоящих Технических требований под вышеуказанным ИВК понимается:

- техническое устройство без измерительных функций – в случае использования совокупности СИ и ТУ;
- совокупность функционально объединенных компонентов и устройств, предназначенная для удаленного сбора, обработки, передачи показаний ИПУ, обеспечивающая информационный обмен, хранение показаний ИПУ, удаленное управление ее компонентами, устройствами и ИПУ, не влияющее на результаты измерений, выполняемых ИПУ, а также предоставление информации о результатах измерений, данных о количестве и иных параметрах электрической энергии в соответствии с Правилами предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета – в случае использования ИСУ.

2.3. Система обеспечения единого времени (далее – СОЕВ) АИИС КУЭ формируется на всех уровнях АИИС КУЭ. СОЕВ АИИС КУЭ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает синхронизацию времени от источника точного времени при проведении измерений количества

электроэнергии с точностью не хуже $\pm 5,0$ с. В СОЕВ АИИС КУЭ входят все средства измерений времени, влияющие на процесс измерения количества электроэнергии, и учитываются временные характеристики (задержки) линий связи между ними, которые используются при синхронизации и коррекции времени.

СОЕВ АИИС КУЭ должна быть привязана к единому календарному времени (с учетом часовых поясов).

Совокупность СИ и ТУ, ИСУ (с присоединенными к ней ИПУ, а также иными средствами измерений или оборудованием, используемыми для измерений, сбора, обработки, хранения и передачи результатов измерений в ИСУ) должны обеспечивать синхронизацию времени от источника точного времени и автоматическую коррекцию при проведении измерений количества электроэнергии на всех уровнях совокупности СИ и ТУ и ИСУ (на уровне ИВКЭ ИСУ и совокупности СИ и ТУ – в случае выполнения УСПД функции преобразования результатов измерений с учетом коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов) с точностью не хуже $\pm 5,0$ с и с привязкой к единому календарному времени (с учетом часовых поясов).

Допускается ведение времени средств измерений, компонентов систем учета или СОЕВ в различных часовых поясах.

2.4. Защита ИСУ и содержащейся в ней информации должна обеспечиваться владельцами ИСУ в соответствии с федеральными законами «О персональных данных», «О безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации», «Об информации, информационных технологиях и о защите информации» и актами Федеральной службы безопасности Российской Федерации, разработанными в соответствии с подпунктом «ш» статьи 13 Федерального закона «О федеральной службе безопасности», путем принятия организационных и технических мер (в том числе путем разграничения прав доступа участников оптового рынка (ФСК), КО к функциям ИСУ и сведениям, содержащимся в ИСУ), а также в соответствии с Правилами предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета.

3. ТРЕБОВАНИЯ К ИИК

3.1. Общие требования к ИИК

ИИК обеспечивает:

3.1.1. автоматическое выполнение измерений величин активной и реактивной электроэнергии в получасовых интервалах времени и нарастающим итогом на начало расчетного периода (измерение реактивной электроэнергии для ИПУ, присоединенных к ИСУ, является обязательным, а для АИИС КУЭ и совокупности СИ и ТУ – в случае кодирования соответствующих измерительных каналов). При этом в отношении ИПУ, присоединенных к ИСУ, обязательным является автоматическое выполнение измерений указанных величин активной и реактивной электроэнергии в двух направлениях (прием/отдача), а для ИИК в составе АИИС КУЭ и совокупности СИ и ТУ – в случае кодирования соответствующих каналов (прием/отдача);

3.1.2. автоматическое выполнение измерений, синхронизации и коррекции времени в составе СОЕВ (для ИИК в составе АИИС КУЭ) и автоматическое выполнение синхронизации с источником точного времени и коррекции времени (для ИИК в составе совокупности СИ и ТУ и ИСУ);

3.1.3. автоматическую регистрацию событий, сопровождающих процессы измерения, в «Журнале событий» ИИК. В случае использования ИПУ, присоединенного к ИСУ – возможность передачи зарегистрированных событий в ИВК по инициативе ИПУ, присоединенного к ИСУ, в момент их возникновения и выбор их состава;

3.1.4. хранение в отдельных выделенных сегментах энергонезависимой памяти результатов измерений, информации о состоянии средств измерений («Журналов событий») (для ИПУ, присоединенных к ИСУ, хранение записей о состоянии средств измерений в объеме не менее чем на 500 записей);

3.1.5. предоставление доступа к измеренным значениям и «Журналам событий» ИИК со стороны ИВКЭ или ИВК;

3.1.6. формирование по результатам автоматической самодиагностики обобщенного события или каждого факта события в «Журнале событий».

3.2. Требования к трансформаторам тока и напряжения

3.2.1. Классы точности измерительных трансформаторов тока должны быть не хуже 0,5, при этом в каждом из следующих случаев: плановой замене, истечении срока службы, отрицательных результатах поверки измерительных трансформаторов тока, а также новом строительстве и (или) модернизации сетевого оборудования энергообъектов или модернизации СУ, влекущих за собой установку измерительных трансформаторов тока в точках измерений коммерческого учета электроэнергии, – рекомендуется устанавливать измерительные трансформаторы тока класса точности не хуже 0,5S.

Классы точности измерительных трансформаторов напряжения должны быть не хуже 0,5, при этом:

– в отношении АИИС КУЭ допускается применение измерительных трансформаторов напряжения класса точности не хуже 1,0 при условии использования допустимых к применению комбинаций классов точности измерительных трансформаторов и приборов учета, указанных в таблице 1 п. 3.2.2 настоящих Технических требований;

– в каждом из следующих случаев: плановой замене, истечении срока службы, отрицательных результатах поверки измерительных трансформаторов напряжения, а также новом строительстве и (или) модернизации сетевого оборудования энергообъектов или модернизации АИИС КУЭ, влекущих за собой установку измерительных трансформаторов напряжения в точках измерений коммерческого учета электроэнергии, – должны устанавливаться измерительные трансформаторы напряжения класса точности не хуже 0,5.

3.2.2. Нормы основной относительной погрешности измерения активной электроэнергии по каждому ИИК АИИС КУЭ должны соответствовать указанным ниже значениям:

1) для значений $\cos \phi$ в промежутке $>0,8$ и ≤ 1 :

- для области нагрузок до 2 %¹ (относительная величина нагрузки трансформатора тока) не регламентируется;
 - для области малых нагрузок (2–20 % включительно)¹ не хуже 2,9 %;
 - для диапазона нагрузок 20–120 % не хуже 1,7 %;
- 2) для значений $\cos \phi$ в промежутке $\geq 0,5$ и $\leq 0,8$:
- для области нагрузок до 2 %¹ (относительная величина нагрузки трансформатора тока) не регламентируется;
 - для области малых нагрузок (2–20 % включительно)¹ не хуже 5,5 %;
 - для диапазона нагрузок 20–120 % не хуже 3,0 %.

Допускаемые к применению комбинации классов точности измерительных трансформаторов тока и приборов учета, включенных в состав ИИК АИИС КУЭ, при наличии в составе указанных ИИК измерительных трансформаторов напряжения класса точности 1,0 приведены в таблице 1.

Таблица 1

№ п/п	Класс точности измерительных трансформаторов тока	Класс точности измерительных трансформаторов напряжения	Класс точности приборов учета по активной электроэнергии
1	0,1	1,0	0,1S
2	0,1	1,0	0,2S
3	0,1	1,0	0,5S
4	0,2S	1,0	0,1S
5	0,2S	1,0	0,2S
6	0,2S	1,0	0,5S
7	0,2	1,0	0,1S
8	0,2	1,0	0,2S
9	0,2	1,0	0,5S
10	0,5S	1,0	0,1S
11	0,5S	1,0	0,2S

3.2.3. В случае использования трансформатора напряжения только в целях коммерческого учета необходимо обеспечить контроль целостности вторичных цепей трансформатора напряжения. (Требование данного пункта не обязательно при применении приборов учета, реализующих функцию контроля наличия напряжения с фиксацией в «Журнале событий».)

3.2.4. Не допускается применение промежуточных трансформаторов тока.

3.2.5. Во всех эксплуатационных режимах необходимо не допускать перегрузку измерительных трансформаторов.

3.2.6. Измерительные трансформаторы должны соответствовать ПУЭ по классу напряжения, электродинамической и термической стойкости, климатическому исполнению.

¹ При использовании трансформаторов тока класса точности, отличных от 0,2S и 0,5S, вместо 2 % в соответствии с ГОСТ 7746 необходимо применять 5 %.

3.3. Требования к вторичным цепям

3.3.1. Потери напряжения в цепи «трансформатор напряжения – прибор учета» не должны превышать 0,25 % номинального вторичного напряжения трансформатора напряжения (требования данного пункта применяются только к вторичным аналоговым измерительным цепям).

3.3.2. Подключение прибора учета должно соответствовать Руководству по эксплуатации прибора учета. Не допускается использование приборов учета с измерительными трансформаторами тока и напряжения, номинальные вторичные значения тока и напряжения которых не соответствуют аналогичным номинальным значениям подключаемого прибора учета, если иное прямо не предусмотрено в соответствующем описании типа прибора учета или руководстве по эксплуатации прибора учета, формуляре.

3.3.3. Показатели фактической (вторичной) нагрузки измерительных трансформаторов должны соответствовать требованиям соответствующих национальных стандартов (далее – ГОСТ), действующих на дату утверждения типа средства измерений (требования данного пункта применяются только к аналоговым измерительным трансформаторам).

3.4. Требования к приборам учета (в том числе ИПУ, присоединенным к ИСУ)

3.4.1. Класс точности – не хуже 0,5S по активной электроэнергии и не хуже 1,0 по реактивной электроэнергии. Допускается применять приборы учета прямого включения (без применения в составе ИИК измерительных трансформаторов тока и напряжения) с классом точности не хуже 1,0 по активной электроэнергии и не хуже 2,0 по реактивной электроэнергии.

Указанные требования к классу точности измерений количества реактивной электроэнергии применяются в отношении приборов учета, включенных в состав АИИС КУЭ и (или) совокупности СИ и ТУ, только в случае кодирования соответствующих измерительных каналов.

3.4.2. Подключение по цифровым интерфейсам для автономного считывания результатов измерений и «Журнала событий», удаленного доступа и параметрирования (для приборов учета в составе АИИС КУЭ и совокупности СИ и ТУ). Для ИПУ, присоединенных к ИСУ, – наличие двух интерфейсов связи для организации канала связи (оптического и иного интерфейса связи), а в отношении ИПУ трансформаторного включения – дополнительно по цифровому электрическому интерфейсу связи.

3.4.3. Наличие энергонезависимой памяти для хранения профиля нагрузки с полчасовым интервалом на глубину не менее:

- 45 суток для приборов учета в составе АИИС КУЭ;
- до 31.12.2029 для приборов учета в составе совокупности СИ и ТУ – не менее 85 суток (в отношении приборов учета, не фиксирующих в «Журнале событий» время и дату пропадания/восстановления напряжения по каждой фазе, не менее 70 суток);
- 90 суток для ИПУ, присоединенных к ИСУ,

а также данных по активной и реактивной электроэнергии с нарастающим итогом на начало расчетного периода (в отношении ИПУ, присоединенных к ИСУ – не менее 36 месяцев).

3.4.4. Наличие энергонезависимых часов (независимо от наличия напряжения в питающей сети), обеспечивающих ведение даты и времени (с точностью хода не хуже $\pm 5,0$ с/сут с внешней автоматической синхронизацией и коррекцией времени, работающей в составе СОЕВ или с внешним источником точного времени).

3.4.5. Автоматическое ведение «Журнала событий» прибора учета, фиксирующего время и даты наступления событий:

- факты связи с прибором учета, приведшие к каким-либо изменениям данных и конфигурации (для ИПУ, присоединенных к ИСУ, с указанием типа и параметров выполненной команды, в том числе выполненного перепрограммирования);

- факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;

- формирование обобщенного события (или по каждому факту) по результатам автоматической самодиагностики;

- отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения (обязательно с 31.12.2029 для приборов учета, входящих в состав АИС КУЭ, и совокупности СИ и ТУ);

- перерывы питания прибора учета с фиксацией времени пропадания и восстановления.

В отношении ИПУ, присоединенных к ИСУ, в «Журнале событий» дополнительно должны фиксироваться время и даты наступления событий:

- вскрытия клеммной крышки;
- вскрытия корпуса прибора учета (для разборных корпусов);
- включения и отключения встроенного коммутационного аппарата (с указанием причины);
- попытки доступа с неуспешной идентификацией и (или) аутентификацией;
- попытки доступа с нарушением правил управления доступом;
- попытки несанкционированного нарушения целостности программного обеспечения и параметров;

- воздействия постоянного или переменного магнитного поля со значением модуля вектора магнитной индукции выше 150 мТл (пиковое значение);

- факта связи с прибором учета, приведшего к изменению режимов функционирования (в том числе введение полного и (или) частичного ограничения (возобновления) режима потребления электроэнергии (управление нагрузкой));

- отклонения напряжения в измерительных цепях от заданных пределов;
- отсутствия или низкого напряжения при наличии тока в измерительных цепях с конфигурируемыми порогами (кроме однофазных и трехфазных ИПУ, присоединенных к ИСУ, прямого включения);

- отсутствия напряжения либо значения напряжения ниже запрограммированного порога по каждой фазе с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения;
- инверсии фазы или нарушения чередования фаз (для трехфазных приборов учета);
- небаланса тока в нулевом и фазном проводе (для однофазных приборов учета).

3.4.6. Обеспечение защиты от несанкционированного доступа и изменения параметров прибора учета, при этом защита должна быть обеспечена на программном (логическом) уровне (установка паролей, идентификация и аутентификация, контроль доступа) и аппаратном (физическем) уровне (установка пломб, марок и т.п.). Для ИПУ, присоединенных к ИСУ, дополнительно должна быть обеспечена защита ИПУ с помощью реализации контроля целостности программного обеспечения и параметров, а также регистрация событий безопасности в «Журнале событий».

3.4.7. Предоставление доступа к результатам измерений и «Журналам событий» прибора учета со стороны ИВКЭ или ИВК в порядке, установленном Порядком установления соответствия СУ или Регламентом проверок.

3.4.8. Межпроверочный интервал приборов учета в составе АИИС КУЭ и совокупности СИ и ТУ должен составлять не менее 8 лет (не менее 16 лет для однофазных ИПУ, присоединенных к ИСУ, и не менее 10 лет для трехфазных ИПУ).

3.4.9. ИПУ, присоединенные к ИСУ, дополнительно должны обеспечивать:

- измерение и вычисление фазного напряжения в каждой фазе; линейного напряжения (для трехфазных ИПУ); фазного тока в каждой фазе; активной, реактивной и полной мощности в каждой фазе и суммарной мощности; значения тока в нулевом проводе (для однофазного ИПУ); небаланса токов в фазном и нулевом проводах (для однофазного ИПУ);
- контроль наличия внешнего переменного и постоянного магнитного поля;
- выявление фактов изменения (искажения) информации, влияющих на информацию о количестве и иных параметрах электроэнергии, а также фактов изменения (искажения) программного обеспечения ИПУ, присоединенного к ИСУ;
- фиксирование несанкционированного доступа к ИПУ, присоединенного к ИСУ, посредством энергонезависимой электронной пломбы, фиксирующей вскрытие клеммной крышки и вскрытие корпуса (для разборных корпусов);
- фиксацию воздействия постоянного или переменного магнитного поля с указанием даты и времени воздействия со значением модуля вектора магнитной индукции свыше 150 мТл (пиковое значение);
- возможность полного и (или) частичного ограничения (возобновления) режима потребления электроэнергии в случае несанкционированного доступа к ИПУ, присоединенного к ИСУ (вскрытие клеммной крышки, вскрытие корпуса (для разборных корпусов) и воздействие постоянным и переменным магнитным полем).

4. ТРЕБОВАНИЯ К ИВКЭ

4.1. Общие требования к ИВКЭ

ИВКЭ обеспечивает:

4.1.1. автоматический сбор результатов измерений с приборов учета (ИИК) (по тем же измерительным каналам (активная/реактивная электроэнергия) и направлениям (прием/отдача), что и опрашиваемый прибор учета);

4.1.2. сбор и хранение данных о состоянии средств измерений («Журналов событий» приборов учета) со всех ИИК, опрашиваемых непосредственно данным ИВКЭ;

4.1.3. возможность масштабирования долей именованных величин электроэнергии;

4.1.4. ведение «Журнала событий» ИВКЭ;

4.1.5. предоставление дистанционного доступа до прибора учета в порядке, предусмотренном Порядком установления соответствия СУ и Регламентом проверок;

4.1.6. предоставление доступа ИВК к результатам измерений, к данным о состоянии средств измерений, объектов измерений (при наличии автоматического сбора информации о состоянии объектов измерений);

4.1.7. защиту от несанкционированного доступа, изменения параметров ИВКЭ и любого изменения данных, содержащихся в ИВКЭ, при этом защита должна быть обеспечена на программном (логическом) уровне (установка паролей, идентификация и аутентификация, контроль доступа) и аппаратном (физическем) уровне (установка пломб, марок и т.п.);

4.1.8. автоматическое выполнение измерений, синхронизации и коррекции времени в составе СОЕВ (в отношении АИИС КУЭ) и автоматическое выполнение синхронизации с источником точного времени и коррекции времени (в отношении совокупности СИ и ТУ и ИСУ). Допускается синхронизация времени со стороны ИВКЭ в ИВК и в ИИК;

4.1.9. формирование по результатам автоматической самодиагностики обобщенного события или каждого факта с фиксацией результатов в «Журнале событий».

4.2. В «Журнале событий» ИВКЭ автоматически фиксируются время и даты наступления следующих событий:

- ввода расчетных коэффициентов измерительных каналов (коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока и напряжения);

- попыток несанкционированного доступа;

- фактов связи с ИВКЭ, приведших к каким-либо изменениям данных и конфигурации;

- перезапусков ИВКЭ;

- фактов корректировки времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;

- формирования обобщенного события (или по каждому факту) по результатам самодиагностики;

– перерывов питания с фиксацией времени пропадания и восстановления.

4.3. Наличие энергонезависимых часов (независимо от наличия напряжения в питающей сети), обеспечивающих ведение даты и времени (с точностью хода не хуже $\pm 5,0$ с/сут с внешней автоматической синхронизацией и коррекцией времени, работающей в составе СОЕВ или с внешним источником точного времени).

4.4. ИВКЭ должен обеспечивать хранение результатов измерений в тридцатиминутных интервалах измерений и нарастающим итогом на начало расчетного периода по каждому каналу не менее 45 суток.

4.5. В отношении ИВКЭ, входящего в состав АИИС КУЭ, должно быть обеспечено подключение резервного источника питания и автоматическое переключение на источник резервного питания при пропадании основного (резервного) питания (обязательно при создании АИИС).

5. ТРЕБОВАНИЯ К ИВК

5.1. Общие требования к ИВК

ИВК обеспечивает:

5.1.1. периодический (не реже 1-го раза в сутки) и (или) по запросу автоматический сбор результатов измерений электроэнергии в получасовых интервалах измерений с уровня ИИК и (или) ИВКЭ по соответствующим измерительным каналам (активная/реактивная электроэнергия) и направлениям (прием/отдача) (для ИСУ – в обязательном порядке как принятой, так и отпущеной активной и реактивной электроэнергии), в том числе после восстановления работы каналов связи, восстановления питания ИВК;

5.1.2. периодический (не реже 1-го раза в сутки) и (или) по запросу автоматический сбор данных о состоянии средств измерений со всех ИИК, ИВКЭ, опрашиваемых непосредственно данным ИВК, и состоянии объектов измерений (в случае использования для расчета значений учетных показателей данных о вариантах схем электроснабжения и (или) о положении коммутационной аппаратуры, для ИСУ – при наличии автоматического сбора информации о состоянии объектов измерений);

5.1.3. хранение не менее 3 лет результатов измерений активной и реактивной электроэнергии в тридцатиминутных интервалах измерений и нарастающим итогом на начало расчетного периода по соответствующим измерительным каналам (активная/реактивная электроэнергия) и направлениям (прием/отдача) (для ИСУ – в обязательном порядке как принятой, так и отпущеной активной и реактивной электроэнергии), данных о состоянии объектов измерений (в случае использования для расчета значений учетных показателей данных о вариантах схем электроснабжения и (или) о положении коммутационной аппаратуры, для ИСУ – при наличии автоматического сбора информации о состоянии объектов измерений), данных о состоянии средств измерений («Журнал событий»);

5.1.4. возможность масштабирования долей именованных величин количества электроэнергии;

5.1.5. автоматическое выполнение измерений, синхронизации и коррекции времени в составе СОЕВ (в отношении АИИС КУЭ) и автоматическое

выполнение синхронизации с источником точного времени и коррекции времени (в отношении совокупности СИ и ТУ и ИСУ);

5.1.6. синхронизацию и коррекцию времени на уровнях ИИК и ИВКЭ со стороны ИВК, при этом допускается синхронизация времени в ИВК и ИИК со стороны ИВКЭ;

5.1.7. формирование и передачу результатов измерений и данных о состоянии объектов измерений (при наличии автоматического сбора информации о состоянии объектов измерений) в КО и иным субъектам оптового рынка в порядке, предусмотренном Регламентом предоставления результатов измерений и состояний объектов измерений;

5.1.8. дистанционный доступ КО к средствам измерений, техническим устройствам, компонентам СУ (включая ИПУ, присоединенные к ИСУ) в порядке, предусмотренном Порядком установления соответствия СУ и Регламентом проверок;

5.1.9. ведение «Журнала событий» ИВК, в котором фиксируется (с указанием даты и времени возникновения соответствующих изменений и (или) событий и (или) их окончания):

- изменение или сброс значений результатов измерений, данных о состоянии средств измерений, данных о состоянии объектов измерений (в случае использования для расчета значений учетных показателей данных о вариантах схем электроснабжения и (или) о положении коммутационной аппаратуры, для ИСУ – при наличии автоматического сбора информации о состоянии объектов измерений системой учета);

- изменение коэффициентов измерительных трансформаторов тока и напряжения (в том числе на уровне ИВКЭ);

- факт и величина синхронизации (коррекции) времени;

- сбой, перерыв питания;

- замена прибора учета;

- полученные с уровнем ИВКЭ «Журналы событий» ИВКЭ и ИИК.

При этом в «Журнале событий» ИСУ дополнительно должны фиксироваться сведения, полученные и хранимые на уровне ИИК:

- о несанкционированном доступе к работе ИПУ, присоединенных к ИСУ, в том числе о несанкционированном доступе к его программному обеспечению, параметрах и обрабатываемой им информации;

- о нарушении в подключении токовых цепей ИПУ, присоединенных к ИСУ;

- о включении (отключении) измерительных цепей ИПУ, присоединенных к ИСУ;

- о сбое, перерыве питания, работе от резервного (внутреннего) источника питания ИПУ, присоединенных к ИСУ;

- о сбросе измеряемых значений электрической энергии (мощности);

5.1.10. защиту от несанкционированного доступа, изменения параметров ИВК и любого изменения данных, содержащихся в ИВК, при этом защита должна быть обеспечена на программном (логическом) уровне (установка

паролей, идентификация и аутентификация, контроль доступа) и аппаратном (физическом, механическом) уровне (установка пломб, марок и т.п.);

5.1.11. конфигурирование и параметрирование средств измерений, технических устройств и программного обеспечения ИВК.

5.1.12. ИСУ дополнительно обеспечивает:

– оповещение о возможных недостоверных данных, поступающих с ИПУ в случае срабатывания индикаторов вскрытия электронных пломб на корпусе и клеммной крышке ИПУ, воздействия магнитным полем на элементы ИПУ, неработоспособности ИПУ вследствие аппаратного или программного сбоя, его отключения (после повторного включения), перезагрузки;

– справочное предоставление информации о величине потерь электроэнергии в объектах электросетевого хозяйства на участке сети от точки измерений до точки поставки, характеристиках указанных объектов электросетевого хозяйства, а также об алгоритме определения объема принятой и отданной электроэнергии по точке поставки на основании результатов измерений в точке измерений (в случае если при определении объема потребления (производства, передачи) электроэнергии предусмотрена корректировка соответствующего объема, определенного на основании показаний ИПУ, на величину потерь на участке сети от точки поставки до точки измерений);

– в случае использования расчетных способов определения объемов электроэнергии (замещающей информации) – справочное отображение сведений об их использовании вместо результатов измерений ИПУ;

– предоставление информации об уникальном идентификаторе точки поставки в соответствии с методикой и порядком кодификации точек поставки (точек учета), устанавливаемыми в соответствии с нормативными правовыми актами;

– предоставление информации о пользователе ИСУ (полное наименование, номер записи в Едином государственном реестре юридических лиц и дата ее внесения в реестр, номер записи в Едином государственном реестре индивидуальных предпринимателей и дата ее внесения в реестр, адрес энергопринимающего устройства, номер договора энергоснабжения (лицевого счета физического лица, договора, содержащего положения о предоставлении коммунальной услуги по электроснабжению, договора купли-продажи (поставки) электрической энергии (мощности), договора оказания услуг по передаче электрической энергии, соглашения));

– предоставление информации о характеристиках точки измерений (место установки, типы и модификации, регистрационные номера средств измерений утвержденного типа в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений, заводские номера используемых средств измерений (в том числе УСПД при наличии), их метрологические характеристики, дата ввода в эксплуатацию, дата последней и следующей поверки, дата последней инструментальной проверки, дата последнего снятия результатов измерений с прибора учета).

5.2. Программное обеспечение ИВК должно иметь русифицированный интерфейс пользователя (включая вспомогательные и сервисные функции).

5.3. Требования к каналу связи при организации дистанционного доступа КО к ИВК

Канал связи (интернет-соединение) организуется по запросу КО с уровня ИВК до рабочего места в КО на период, определяемый Порядком установления соответствия СУ или Регламентом проверок, со следующими характеристиками:

- коэффициент готовности – не менее 0,99 (на весь период предоставления канала);

- время восстановления – не более 1 часа (суммарно за 1 рабочий день);
- скорость – не менее 1 Мбит/с.

СУ должна иметь возможность дистанционного доступа до всех компонентов, включая ИПУ, присоединенные к ИСУ, с уровня ИВК.

5.4. ИСУ должна обеспечивать возможность формирования и экспорта в личном кабинете пользователя ИСУ xml-макета 10000, а также автоматизированное подписание указанного макета в момент его формирования усиленной квалифицированной электронной подписью владельца ИСУ, подтверждающей корректность сведений, содержащихся в ИСУ.

5.5. ИСУ должна обеспечивать формирование и экспорт не чаще одного раза в месяц по запросу КО в порядке, установленном Порядком установления соответствия СУ и Регламентом проверок, профиля мощности в получасовой разбивке, полученного непосредственно с ИПУ.