

**ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ (УСЛОВИЯ)
на организацию коммерческого учета электрической энергии (мощности) многоквартирных
домов**

1. Общие положения

1.1. Многоквартирные дома должны быть оснащены:

- индивидуальными (общими для коммунальной квартиры) приборами учета электрической энергии в жилых помещениях многоквартирного дома;
- индивидуальными приборами учета электрической энергии в нежилых помещениях многоквартирного дома;
- коллективными (общедомовыми) приборами учета;
- измерительными трансформаторами (при необходимости),
- системой внутренней связи (устройствами, каналами, линиями), предназначенной для сбора и передачи данных с приборов учета (каналообразующая аппаратура).

Должна быть обеспечена возможность присоединения приборов учета к интеллектуальной системе учета электрической энергии (мощности) гарантирующего поставщика, в соответствии с требованиями, установленными правилами предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности).

1.2. Коллективные (общедомовые) приборы учета электроэнергии подлежат установке на границе раздела балансовой принадлежности электросетевых объектов с энергопринимающими устройствами многоквартирного дома (границе раздела элементов внутридомовых инженерных систем и централизованных сетей инженерно-технического обеспечения).

1.3. Разработка проектной документации выполняется на основе настоящих технических условий и иных обязательных требований, установленных законодательством об электроэнергетике и градостроительным законодательством Российской Федерации (далее - РФ).

2. Требования к учету электроэнергии

2.1. Требования к счетчикам электроэнергии: Счетчики электроэнергии должны соответствовать требованиям, предъявляемым законодательством РФ об обеспечении единства измерений к средствам измерений, Правилам предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности) (утверждены Постановлением Правительства от 19.06.2020 №890) и обеспечивать:

2.1.1. Измерение активной и реактивной энергии в сетях переменного тока в двух направлениях с классом точности не хуже 1,0 по активной энергии и 2,0 по реактивной энергии (не хуже 0,5S по активной энергии и 1,0 по реактивной энергии для приборов учета электрической энергии трансформаторного включения) и установленным интервалом между поверками не менее 16 лет для однофазных приборов учета электрической энергии и не менее 10 лет для трехфазных приборов учета электрической энергии;

2.1.2. Возможность выполнения измерений с применением коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока (для приборов учета электрической энергии трансформаторного включения);

2.1.3. Ведение времени вне зависимости от наличия напряжения в питающей сети с абсолютной погрешностью хода внутренних часов не более 5,0 секунд в сутки, а также с возможностью смены часового пояса;

2.1.4. Возможность синхронизации и коррекции времени с внешним источником сигналов точного времени;

2.1.5. Возможность учета активной и реактивной энергии с фиксацией на конец программируемых расчетных периодов, а также по не менее чем 4 программируемым тарифным зонам с не менее чем 4 диапазонами суммирования в каждом;

2.1.6. Измерение и вычисление:

- фазного напряжения в каждой фазе;
- линейного напряжения (для трехфазных приборов учёта электрической энергии);
- фазного тока в каждой фазе;
- активной, реактивной и полной мощности в каждой фазе и суммарной мощности;
- значение тока в нулевом проводе (для однофазного прибора учёта электрической энергии);
- небаланса токов в фазном и нулевом проводах (для однофазного прибора учёта электрической энергии);
- частоты электрической сети;

2.1.7. Нарушение индивидуальных параметров качества электроснабжения (погрешность измерения параметров должна соответствовать классу S или выше согласно ГОСТ 30804.4.30- 2013);

2.1.8. Контроль наличия внешнего переменного и постоянного магнитного поля;

2.1.9. Отображение на встроенном и (или) выносном цифровом дисплее:

- текущей даты и времени;
- текущих значений активной и реактивной мощности, напряжения, тока и частоты;
- значения потреблённой электрической энергии на конец последнего программируемого расчётного периода суммарно и по тарифным зонам;
- индикатора режима приема и отдачи электрической энергии;
- индикатора факта нарушения индивидуальных параметров качества электроснабжения;
- индикатора вскрытия электронных пломб на корпусе клемной крышке прибора учёта электрической энергии;
- индикатора факта события воздействия магнитных полей со значением модуля вектора магнитной индукции свыше 150 мТл (пиковое значение) на элементы прибора учёта электрической энергии;
- индикатора неработоспособности прибора учёта электрической энергии вследствие аппаратного или программного сбоя;

2.1.10. Отображение информации в единицах величин, допущенных к применению в Российской Федерации Положением о единицах величин, допускаемых к применению в Российской Федерации, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 31 октября 2009 г. N 879 "Об утверждении Положения о единицах величин, допускаемых к применению в Российской Федерации" (обозначение активной электрической энергии - в кВт·ч, реактивной - в кВАр·ч);

2.1.11. Индикацию функционирования (работоспособного состояния) на корпусе и выносном дисплее (при наличии выносного дисплея);

2.1.12. Фиксирование несанкционированного доступа к прибору учёта посредством энергонезависимой электронной пломбы, фиксирующей вскрытие клемной крышки и вскрытие корпуса (для разборных корпусов);

2.1.13. Фиксацию воздействия постоянного или переменного магнитного поля с указанием даты и времени воздействия со значением модуля вектора магнитной индукции свыше 150 мТл (пиковое значение);

2.1.14. Запись событий в отдельные выделенные сегменты энергонезависимой памяти прибора учёта электрической энергии (с указанием даты и времени), результатов нарушения индивидуальных параметров качества электроснабжения – в отдельные выделенные сегменты энергонезависимой памяти прибора учёта электрической энергии (далее соответственно – журнал событий, ведение журнала событий) в объеме не менее чем на 500 записей;

2.1.15. Ведение журнала событий, в котором должно фиксироваться следующее:

- дата и время вскрытия клемной крышки;
- дата и время вскрытия корпуса прибора учёта электрической энергии (для разборных корпусов);
- дата, время и причина включения и отключения встроенного коммутационного аппарата;
- дата и время последнего перепрограммирования;
- дата, время, тип и параметры выполненной команды;
- попытка доступа с неуспешной идентификацией и (или) аутентификацией;
- попытка доступа с нарушением правил управления доступом;
- попытка несанкционированного нарушения целостности программного обеспечения и параметров;
- изменение направления перетока мощности (для однофазных и трёхфазных приборов учёта электрической энергии);
- дата и время воздействия постоянного или переменного магнитного поля со значением модуля вектора магнитной индукции свыше 150 мТл (пиковое значение) с визуализацией индикации;
- факт связи с прибором учёта электрической энергии, приведшей к изменению параметров конфигурации, режимов функционирования (в том числе введение полного и (или) частичного ограничения (возобновления) режима потребления электрической энергии (управление нагрузкой);
- дата и время отключения напряжения в измерительных цепях от заданных пределов;
- отсутствие или низкое напряжение при наличии тока в измерительных цепях с конфигурируемыми порогами (кроме однофазных и трёхфазных приборов учёта электрической энергии прямого включения);

- отсутствие напряжения либо значение напряжение ниже запрограммированного порога по каждой фазе с фиксацией времени пропадаания и восстановления напряжения;
- инверсия фазы или нарушение чередования фаз (для трёхфазных приборов учёта электрической энергии);
- превышение соотношения величин потребления активной и реактивной мощности;
- небаланс тока в нулевом и фазном проводе (для однофазных приборов учёта электрической энергии);
- превышение заданного предела мощности; - корректировки текущей даты и (или) времени, часового пояса, переходов на зимнее и летнее время;
- изменения тарифного расписания;
- программирования состава и последовательности вывода сообщений и измеряемых параметров на дисплей;
- программирование даты начала расчетного периода;
- изменения паролей доступа к параметрам.

2.1.16. Формирование по результатам автоматической самодиагностики обобщенного события или каждого факта события;

2.1.17. Измерение текущих значений времени и даты при синхронизации времени с фиксацией в журнале событий времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано значение;

2.1.18. Возможность организации с использованием защищенных протоколов передачи данных из состава протоколов, утвержденных Министерством цифрового развития, связи и массовых коммуникаций Российской Федерации по согласованию с Министерством энергетики Российской Федерации, информационного обмена с интеллектуальной системой учёта, в том числе передачи показаний, предоставления информации о результатах измерения количества и иных параметров электрической энергии, передачи журналов событий и данных о параметрах настройки, а также удалённого управления прибором учёта электрической энергии, не влияющих на результаты выполняемых приборами учёта электрической энергии измерений, включая:

- корректировку текущей даты и (или) времени, часового пояса;
- изменение тарифного расписания;
- программирования состава и последовательности вывода сообщений и измеряемых параметров на дисплей;
- программирование параметров фиксации индивидуальных параметров качества электроснабжения;
- программирование даты начала расчётного периода;
- программирование параметров срабатывания встроенных коммутационных аппаратов;
- изменение паролей доступа к параметрам;
- изменение ключей шифрования; - управление встроенным коммутационным аппаратом путём его фиксации в положении «отключено» (кроме приборов учёта электрической энергии трансформаторного включения);

2.1.19. Возможность передачи зарегистрированных событий в интеллектуальную систему учёта по инициативе прибора учёта электрической энергии в момент их возникновения и выбор их состава.

2.1.20. Хранение профиля принятой и отданной активной и реактивной энергии (мощности) с программируемым интервалом временем интегрирования от 1 до 60 минут и глубиной хранения не менее 90 суток, при времени интегрирования 30 минут;

2.1.21. Хранение в энергонезависимом запоминающем устройстве прибора учёта данных по принятой и отданной активной и реактивной энергии с нарастающим итогом на начало текущего расчетного периода и не менее 36 предыдущих программируемых расчетных периодов;

2.1.22. Наличие у прибора учёта проводного или беспроводного интерфейса связи с каналобразующим оборудованием, которое обеспечивает для прибора учёта информационный обмен с ИВК гарантирующего поставщика по протоколам, которые могут быть использованы для информационного обмена между компонентами интеллектуальной системы, или наличие непосредственно на приборе учёта проводного или беспроводного интерфейса связи, который обеспечивает информационный обмен с ИВК гарантирующего поставщика по протоколам, которые могут быть использованы для информационного обмена между компонентами интеллектуальной системы, без ограничения дистанции до ИВК гарантирующего поставщика в пределах населенного пункта установки.;

2.1.23. Защиту прибора учёта электрической энергии от несанкционированного доступа с помощью реализации в приборе учёта:

- идентификации и аутентификации;
- контроля доступа;
- контроля целостности;
- регистрации событий безопасности в журнале событий;

2.1.24. Обеспечение защиты от несанкционированного изменения параметров счетчика, при этом защита должна быть обеспечена на программном (логическом) уровне (установка паролей) и аппаратном (физическом) уровне (установка пломб, марок и т.п.);

2.1.25. Ведение журнала показателей качества электроэнергии и журнала событий с фиксацией в них следующих основных событий:

- дата и время снятия и подачи напряжения сети по всем его фазам;
- дата и время превышения и возврата в норму нормативного (программируемого) уровня напряжения сети.

2.1.26. Возможность полного и (или) частичного ограничения (возобновления) режима потребления электрической энергии (управление нагрузкой) с использованием встроенного коммутационного аппарата, в том числе путем его фиксации в положении «отключено» непосредственно на приборе учёта электрической энергии (кроме приборов учёта электрической энергии трансформаторного включения) случаях:

- по запросу интеллектуальной системы учета;
- превышения заданных в приборе учета пределов параметров сети;
- превышения заданного в приборе учета предела электрической энергии (мощности);
- несанкционированного доступа к прибору учета (вскрытие клемной крышки, вскрытие корпуса (для разборных корпусов) и воздействие постоянным и переменным магнитным полем);

2.1.27. Возобновление подачи электрической энергии по запросу интеллектуальной системы учета, в том числе путем фиксации встроенного коммутационного аппарата в положении «включено» непосредственно на приборе учета электрической энергии.

2.1.28. Возможность передачи зарегистрированных событий в интеллектуальную систему учета по инициативе прибора учета в момент их возникновения и выбор их состава;

2.1.29. Обеспечение энергонезависимого хранения журнала событий, выявление фактов изменения (искажения) информации, влияющих на информацию о количестве и иных параметрах электрической энергии, а также фактов изменения (искажения) программного обеспечения прибора учёта электрической энергии;

2.2. Требования к измерительным трансформаторам тока (при необходимости):

2.2.1. Измерительные трансформаторы тока должны устанавливаться на каждую фазу, соответствовать ГОСТ 7746-2015;

2.2.2. Класс точности измерительных трансформаторов должен быть не хуже 0,5;

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

2.2.4. Измерительные трансформаторы должны иметь возможность опломбирования для защиты от несанкционированного вмешательства в их работу;

2.2.5. Подключение прибора учета к измерительным трансформаторам должно соответствовать ПУЭ.

2.3. Требования к системе организации внутренних связей (каналообразующей аппаратуре) для сбора и передачи данных с приборов учета:

2.3.1. Сбор данных учета рекомендуется осуществлять по каналам связи, обеспечивающим сбор и обмен данными по стандартным интерфейсам и протоколам обмена типа «запрос-ответ» в автоматическом и в автоматизированном (по запросу) режимах. Выбор интерфейсов и каналов передачи данных определяется проектной документацией. Выбор оборудования и канала передачи данных производится с учетом обеспечения надежности и экономичности (наименьших затрат) передачи данных.

2.3.2. В многоквартирных домах рекомендуется установка каналообразующей аппаратуры (устройства сбора и передачи данных (УСПД), модемы, контроллеры), обеспечивающей автоматизированный опрос приборов учета и передачу данных на информационно-вычислительный комплекс (далее - ИВК) гарантирующего поставщика не реже одного раза в сутки.

2.3.3. Для организации связи между приборами учета и каналобразующей аппаратурой следует использовать выделенные проводные интерфейсы (RS-485, Ethernet), силовые кабельные линии (PLC), радиоканал (RF868 и др.). Протоколы каналов связи должны обеспечивать заданную скорость и надежность передачи информации, носить открытый характер и быть включенными в перечень стандартизированных протоколов передачи данных, которые могут быть использованы для организации информационного обмена между компонентами интеллектуальной системы учета электрической энергии (мощности) (утвержден Приказом №788 от 30.12.2020 Министерства цифрового развития, связи и массовых коммуникаций РФ).

2.3.4. Передачу управляющих воздействий по введению полного и (или) частичного ограничения (возобновления) режима потребления электрической энергии и передачу критических событий безопасности (нарушение пломб корпуса, воздействие магнитным полем, вскрытие клемной крышки) непосредственно между устройством (компонентом) интеллектуальной системы учета и отдельным прибором учета электрической энергии, присоединенным к интеллектуальной системе учета, в беспроводных сетях связи допускается осуществлять по радиоканалу, организованному в выделенных диапазонах частот, использование которых не требует оформления отдельных решений Государственной комиссии по радиочастотам и разрешений на использование радиочастот или радиочастотных каналов для каждого конкретного пользователя.

2.3.5. В целях организации связи между прибором учета (или обеспечивающим для прибора учета такую связь каналобразующим оборудованием) и ИВК гарантирующего поставщика по протоколам, которые могут быть использованы для информационного обмена между компонентами интеллектуальной системы, необходимо использовать проводной или беспроводной канал связи со скоростью не менее 9,6 кБит/с при коэффициенте надежности не хуже 95% (не менее 95% времени эксплуатации прибор является доступным для информационного обмена со стороны ИВК гарантирующего поставщика и не менее 95% данных может быть получено с прибора учета за один сеанс информационного обмена).

2.4. Прибор учета электрической энергии не должен иметь возможность управления ограничением нагрузки другими элементами интеллектуальной системы учета и другими приборами учета электрической энергии (не должен инициировать управляющие сигналы и воздействия). Допускается ретрансляция одним прибором учета электрической энергии сигналов управления, полученных им с промежуточного элемента интеллектуальной системы учета и 6 адресованных другим приборам учета электрической энергии, в случае его функционирования в режиме ретрансляции.

2.5. Количество приборов учета электрической энергии с функцией полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии, приостановления или ограничения предоставления коммунальной услуги (управление нагрузкой), контролируемых одним промежуточным элементом интеллектуальной системы учета или контролируемых технологией, реализуемой одним промежуточным элементом интеллектуальной системы учета, не должно превышать 750 приборов учета (точек поставки, лицевого счетов - в отношении многоквартирных домов, договоров, содержащих положения о предоставлении коммунальной услуги по электроснабжению).

2.6. Средства измерений должны обеспечивать сохранность информации при аварийных отключениях питания, а также возможность непосредственного локального считывания с них данных.

2.7. Все средства измерений, входящие в состав системы коммерческого учета многоквартирного дома должны быть внесены в Реестр СИ РФ, иметь действующий сертификат по безопасности, иметь технический паспорт и действующую метрологическую поверку. На вновь устанавливаемых трехфазных счетчиках должны быть пломбы государственной поверки с давностью не более 12 мес., а на однофазных счетчиках - с давностью не более 2 лет на момент проведения процедуры допуска приборов учета в эксплуатацию.

2.8. Все вводные автоматы, рубильники, предохранители, клемные и переходные колодки, находящиеся до счетчиков электрической энергии, должны иметь техническую возможность для опломбирования.

2.9. Все открытые токоведущие части до коллективных (общедомовыми) приборов учета должны быть ограждены, с обеспечением возможности защиты от несанкционированного подключения.

3. Требования к проектированию системы учета электроэнергии

3.1. На инженерно-технические решения по организации системы учета в многоквартирном доме требуется разработать проектную документацию (далее – ПД).

3.2. ПД должна быть выполнена в соответствии с требованиями действующей нормативной и технической документацией в области коммерческого учета электроэнергии и включать следующие обязательные разделы:

- 3.2.1. общие требования;
- 3.2.2. обоснование проектных решений;
- 3.2.3. техническое обеспечение;
- 3.2.4. оборудование и программное обеспечение для получения информации с приборов учета;
- 3.2.5. защита от несанкционированного доступа;
- 3.2.6. сроки реализации проекта;
- 3.2.7. организация передачи приборов учета в эксплуатацию гарантирующему поставщику.
- 3.3. В соответствующих разделах ПД должны быть выполнены расчеты и приведены обоснования:
 - по определению характера и величины нагрузки электроустановок с выделением из них нагрузок потребителей, применяющих иные тарифы, обеспечиваемых электроэнергией транзитом и т.д.;
 - по обоснованию выбора типа счетчиков электрической энергии;
 - по выбору измерительных трансформаторов тока (при необходимости), проверки их нагрузочной способности;
 - по выбору каналообразующей аппаратуры и организации передачи данных на ИВК ООО «Энергокомфорт». Карелия»;
 - пределов относительной погрешности измерения электроэнергии для каждого измерительного комплекса;
 - по определению нормативных потерь электроэнергии в случае установки расчетных счетчиков не на границе балансовой принадлежности;
- 3.4. ПД должна быть оформлена в соответствии с требованиями ЕСКД и не иметь исправлений.
- 3.5. ПД предоставляется на рассмотрение в двух экземплярах на бумажном носителе и одном экземпляре в электронном виде в формате .pdf на CD или DVD.

4. Требования к порядку проверки выполнения технических требований и передачи гарантирующему поставщику в эксплуатацию системы учета

- 4.1. Направить уведомление о необходимости введения приборов учета в эксплуатацию и предоставить в ООО «Энергокомфорт».Карелия» копию проектной документации с приложением копий технических паспортов на все установленные приборы учета электрической энергии, устройства сбора и передачи данных и иную сопроводительную техническую документацию ко всем прочим установленным приборам, устройствам и оборудованию, необходимым для обеспечения коммерческого учета электрической энергии и присоединения приборов учета к интеллектуальной системе учета электрической энергии (мощности) гарантирующего поставщика.
- 4.2. Предъявить систему учета для проведения обследования.
- 4.3. Проверка выполнения технических требований в части коллективных (общедомовых) приборов учета проводится в ходе технологического присоединения многоквартирного дома к электрическим сетям, одновременно с осмотром сетевой организацией присоединяемых электроустановок заявителя и допуском их в эксплуатацию.
- 4.4. Проверка выполнения технических требований и допуск в эксплуатацию индивидуальных приборов учета жилых и нежилых помещений многоквартирного дома осуществляется после подписания сетевой организацией акта об осуществлении технологического присоединения многоквартирного дома с применением постоянной схемы электроснабжения.
- 4.5. В течение 10 рабочих дней после подписания гарантирующим поставщиком акта (ов) допуска в эксплуатацию всех индивидуальных, общих (для коммунальной квартиры) и коллективных (общедомовых) приборов учета электрической энергии, установленных в многоквартирном доме, составить и направить для подписания гарантирующему поставщику подписанный со своей стороны в 2 экземплярах акт приема-передачи в эксплуатацию приборов учета по форме Приложения 6 к Основным положениям розничных рынков электрической энергии (утверждены Постановлением Правительства от 04.05.2012 №442).