

Утверждаю
ООО «РКС-энерго»

Директор по реализации электроэнергетики
И технической политике



_____/Чесноков А.В.

Техническое задание на выполнение работ по организации учета электрической энергии в многоквартирных домах, в зоне деятельности гарантирующего поставщика

1. Состав и содержание работ

1.1. Общие положения

Подрядчик обязан:

- провести предпроектное обследование Объектов (ППО*), на которых предполагается установка общедомовых приборов учета и каналобразующего оборудования;
- провести проектно-изыскательские работы и разработать проектную документацию на ИСУЭ;
- уведомлять потребителей и сетевую организацию о дате и времени проведения работ, согласовывать иные даты и время проведения работ по запросу потребителей;
- выполнить поставку необходимого оборудования;
- выполнить работы по демонтажу ПУ;
- выполнить работы по монтажу ПУ, прокладке необходимых линий;
- выполнить пусконаладочные работы;
- выполнить работы по монтажу ТТ;
- выполнить работы по демонтажу ТТ;
- выполнить работы по монтажу коммутационного оборудования и оборудование защиты прибора учета от токов короткого замыкания;
- выполнить работы по монтажу каналобразующего оборудования (УСПД, БС – для трехуровневой системы);
- выполнить работы по монтажу щитов учета;
- осуществить допуск установленных приборов учета в эксплуатацию с составлением акта допуска;
- передать демонтированные приборы учета собственнику, представителю управляющей организации или при отсутствии собственника оборудования Заказчику;
- передать один экземпляр акт допуска установленного прибора учета потребителю (представителю потребителя) при его участии в процедуре допуска, а в случае допуска прибора учета без участия потребителя (представителя потребителя) обеспечить отправку акта допуска потребителю почтой заказным письмом;
- предоставить Заказчику эксплуатационную, исполнительную и иную документацию на установленные СИ;
- предоставить Заказчику приёмо-сдаточную документацию в соответствии с условиями договора;
- выполнить работы в соответствии с гарантийными обязательствами.

1.2. Сроки выполнения работ

1.2.1. Начальный срок выполнения работ по договору: с момента заключения договора и получения заявки от заказчика на проведение работ.

1.2.2. Конечный срок выполнения работ по договору: 31 декабря 2024 года.

1.2.3. Срок выполнения работ по конкретной заявке: не более 30 (тридцать) календарных дней, с момента получения согласования Заказчиком предложения по заявке Подрядчика.

1.3. Место проведения работ:

Многоквартирные жилые дома, расположенные на территории Ленинградской области, в зоне деятельности Заказчика.

1.4. Требования к поставке оборудования и материалов

1.4.1. Оборудование и материалы должны быть новыми, ранее неиспользованными, годом выпуска не ранее 3 квартала 2023 года. В необходимых случаях применение оборудования и материалов ранее 3 квартала 2023 года должно быть согласовано с Заказчиком.

1.4.2. На каждую единицу поставляемого оборудования должны быть предоставлены эксплуатационные документы: паспорт/этикетка/формуляр, руководство/инструкция по эксплуатации и т. д.

1.4.3. На поставляемое оборудование должны быть представлены сертификаты соответствия.

1.5. Порядок проведения работ

1.5.1. Работы по установке/замене приборов учета (измерительных трансформаторов тока) и каналобразующей аппаратуры (УСПД, при выборе трехуровневой системы) осуществляются Подрядчиком по заявкам на установку Заказчика с указанием:

- для прибора учета (измерительных трансформаторов тока) адреса объекта, контактных данных потребителя, места размещения прибора учета электроэнергии, варианта Локальной сметы в соответствии с договором.
- для УСПД адреса места размещения УСПД, контактных данных и адреса управляющей организации (представителя(ей) собственников помещений в МКД, если отсутствует управляющая организация).

1.5.2. В течение 5 (пяти) рабочих дней с момента получения заявки Подрядчик проводит рассмотрение заявки, предпроектное обследование объекта в части установки общедомовых приборов учета и каналобразующей аппаратуры или приборов учета, которые ранее отсутствовали, и направляет на адрес электронной почты, указанный Заказчиком, предложение по виду оборудования и составу работ по данной заявке по форме утвержденной Заказчиком с план-графиком проведения работ.

1.5.3. Заказчик в течение 5 (пяти) рабочих дней с момента получения от Подрядчика предложения по заявке согласовывает либо корректирует данное предложение, уведомив об этом Подрядчика путем направления соответствующего письма на адрес электронной почты, указанный Подрядчиком.

1.5.4. После согласования Заказчиком предложений по установке Подрядчик направляет уведомление по почте потребителям о датах и времени установки ПУ не позднее, чем за 10 (десять) календарных дней до даты проведения работ, размещает на информационных щитах в многоквартирных домах уведомление о планируемых работах не позднее, чем за 3 (три) календарных дня до даты проведения работ.

1.5.5. По результатам осуществления монтажных работ Подрядчик ежедневно предоставляет отчет по форме Заказчика об установленном оборудовании. Обеспечивает размещение не позднее следующего рабочего на облачном сервере Подрядчика фотоотчета о смонтированных ПУ, ТТ, каналобразующем оборудовании, копий паспортов и Актов допуска ПУ, Актов ввода в эксплуатацию каналобразующего оборудования. Подрядчик предоставляет Заказчику доступ к облачному серверу, на котором размещаются документы, на весь период проведения работ по договору.

1.5.6. Еженедельно два раза в неделю Подрядчик предоставляет Заказчику сводный отчет по каждому конкретному объекту по форме Заказчика и передает оригиналы Актов допуска ПУ в соответствующие районные отделения Заказчика.

1.6. Требование к этапам работ

Проведение ППО осуществляется по каждому Объекту, подлежащему оснащению ОДПУ и/или каналобразующей аппаратурой, а также в случае отсутствия прибора учета.

Выполнение и сдача работ по установке/замене и пуско-наладке приборов учета, каналобразующей аппаратуры может осуществлять, как по отдельным Объектам, так и по группе Объектов.

1.7. Требования к проведению ППО

При проведении предпроектного обследования подрядчик обязан определить:

- Фактическое кол-во ПУ/ОДПУ, каналобразующего оборудования требуемых к установке с разбивкой по схемам подключения;
- Информацию о существующем на объекте оборудовании (ПУ и иное оборудование), а в случае его отсутствия определить наличие технической возможности для установки;
- Планируемые места установки каналобразующей аппаратуры;
- Тип связи и наличие канала связи;
- Тип и кол-во необходимых материалов.

По результатам проведенного обследования Подрядчик предоставляет отчет (предложение по виду оборудования и составу работ) по каждому Объекту или группе Объектов, который должен быть согласован с заказчиком.

1.8. Требования к ПИР

Подрядчик разрабатывает:

- проектно-сметную документацию на установку ОДПУ и каналобразующей аппаратуры;
- однолинейные схемы по каждому МКД, в котором устанавливается ОДПУ. Однолинейные схемы подлежат согласованию Подрядчиком с управляющей компаний (ТСЖ), осуществляющей управление МКД;
- типовые проектно-сметные решения по установке/замене 1Ф и 3Ф прямого включения приборов учета электроэнергии жилых и нежилых помещений в МКД.

Заказчик согласовывает проектно-сметные решения, разработанные Подрядчиком.

1.9. Требования к проведению монтажных и пуско-наладочных работ

Работы должны быть выполнены в соответствии с действующими СНиП, требованиями ПУЭ и действующим законодательством Российской Федерации по организации интеллектуального учета электроэнергии, условиями договора.

1.9.1. Выполнение работ по демонтажу:

- демонтаж установленных СИ (приборы учета электрической энергии, измерительные трансформаторы);
- демонтаж иного оборудования.

1.9.2. Выполнение работ по монтажу:

- монтаж СИ (приборы учета электрической энергии, измерительные трансформаторы, УСПД);
- монтаж щитов учета, коммутационного оборудования и оборудование защиты прибора учета от токов короткого замыкания;
- монтаж иного оборудования, необходимого для организации учета и организации канала дистанционной передачи данных (УСПД/БС) (при наличии);
- прокладка необходимых вторичных цепей;

После установки/замены прибора учета Подрядчик осуществляет опломбировку ПУ и допуск в эксплуатацию с составлением Акта допуска. При проведении допуска приборов учета в эксплуатацию должна осуществляться фотофиксация установленных и демонтированных ПУ. Осуществляется фотофиксация щита учета и лицевой панели демонтируемого прибора учета с отображением на дисплее последних показаний (в том числе с дифференциацией по зонам суток), а также лицевой панели установленного прибора с отображением на дисплее

начальных показаний (в том числе с дифференциацией по зонам суток) и щита учета после работ по монтажу. В случае замены прибора учета в Акте допуска в эксплуатацию ПУ Подрядчик указывает тип и номер демонтированного ПУ с зафиксированными конечными показаниями. Допуск прибора учета осуществляется с участием потребителя или представителя потребителя, один экземпляр составленного акта допуска передается потребителю, а в случае отсутствия потребителя направляется Подрядчиком потребителю по почте заказным письмом в срок не превышающий 10 календарных дней с момента монтажа ПУ.

Демонтированные приборы учета Подрядчик обязан передать собственнику жилого или нежилого помещения в части индивидуальных ПУ, обслуживающим организациям (УК, ТСЖ и тд.) в части ОДПУ. При отсутствии возможности передать прибор учета собственнику, данный прибор учета передается на хранение представителю управляющей организации или Заказчику.

В случае невозможности установки прибора учета электроэнергии в месте, указанном в заявке Подрядчик, составляет Акт об отсутствии технической возможности установки прибора учета электроэнергии по форме, утвержденной Заказчиком.

В случае недопуска потребителем представителей Подрядчика к месту установки прибора учета электроэнергии Подрядчик составляет Акт недопуска по форме, утвержденной Заказчиком.

По результатам монтажа каналобразующего оборудования Подрядчик осуществляет допуск его в эксплуатацию с составлением Акта ввода оборудования в эксплуатацию.

Экземпляры Актов Заказчика, составленные в результате выполнения работ, должны быть переданы в срок не более 3-х рабочих дней в адрес районных отделений Заказчика.

1.9.3. Проведение пусконаладочных работ, включая:

- определение соответствия технических характеристик смонтированного оборудования техническим требованиям, установленным технической документацией предприятий-изготовителей оборудования и техническими решениями;
- регулировку, настройку отдельных видов оборудования, входящих в состав технологических систем, блоков, линий, с целью обеспечения установленной техническими решениями их взаимосвязанной работы;
- установка SIM карт;
- обеспечение каналов связи для передачи данных;
- комплексная наладка всех элементов системы, отладка их взаимодействия;
- интеграция вновь установленных компонентов системы в ИВК Заказчика (Пирамида 2.0): создание карточки используемого оборудования, создание структуры НСИ в соответствии с Актом допуска, создание маршрута опроса ПУ, загрузка скан-копий паспорта на ПУ и Акта допуска;
- пробный пуск оборудования с проверкой готовности и наладкой работы оборудования в комплекте с ИВК, перевод оборудования на работу под управлением ИВК.

1.10. Требования к предварительным испытаниям

Предварительные испытания проводятся в ходе пусконаладочных работ и включают следующие работы:

- проверка настроек приборов учета;
- проверка доступа с уровня ИВК для автоматизированного сбора данных с системы учета электроэнергии;

1.11. Приемочные испытания системы учета электроэнергии

- анализ результатов испытаний и устранение недостатков, выявленных при предварительных испытаниях;
- оформление акта допуска ПУ в эксплуатацию;
- оформление акта допуска каналобразующего оборудования в эксплуатацию.

2. Требования к ИСУЭ

- Технические средства создаваемой системы учета с удаленным сбором данных 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;

- Смонтированное оборудование должно быть интегрировано в ИВК ВУ;
- Проектируемая система должна строиться на базе современных технических средств и предусматривать возможность дальнейшего развития и расширения без существенной реконструкции и ухудшения технических характеристик по следующим направлениям:

- возможность увеличения количества ИК;
- расширение прикладных функций;
- изменение формата и состава выдаваемых системой отчетов и данных;
- использование нового оборудования учета и средств связи, выпускаемых на замену устаревшего.

При выполнении настоящего технического задания необходимо обеспечить создание ИСУЭ, имеющую трехуровневую структуру:

- нижний уровень - включает в себя измерительный комплекс (приборы учета электрической энергии, трансформаторы тока).
- средний уровень, включающий оборудование сбора и передачи данных с нижнего уровня на верхний уровень (при необходимости).
- верхний уровень (далее ВУ) — это информационно-вычислительный комплекс, включающий в себя, в том числе, центр обработки данных со специализированным программным обеспечением, осуществляющий сбор информации с приборов учета, обработку, хранение, отображение информации, формирование необходимых отчетов (Федеральный закон №522-ФЗ от 27.12.2018 г.). Обязанность по организации ВУ лежит на Заказчике.

Система учета должна обеспечить:

- учет активной/реактивной электрической энергии;
- возможность регистрации показателей качества электрической энергии (далее - ПКЭ);
- представление результатов измерения, информации о состоянии средств измерения, информации о состоянии объектов измерения (при использовании данной информации для расчета значений учетных показателей) на уровень информационно-вычислительного комплекса верхнего уровня (ИВК);
- программное обеспечение и применяемые протоколы ИИК/ИВК системы должны быть открытыми и обеспечивать интеграцию с ПО «Пирамида 2.0»; (интеграция с ПО должна быть подтверждена письмом производителя, соответствующего ПО);
- управление и параметрирование входящих в нее компонентов;
- вычисление баланса электроэнергии в ИВК, а также контроль достоверности передаваемых/получаемых данных;
- удаленный доступ к ПУ и устройству сбора и передачи данных/базовой станции (УСПД/БС) (при наличии) со стороны центрального сервера обработки данных сбытовой компании ;

- надежный опрос и получение всей информации с 98% установленных ПУ (суточный опрос, месячный опрос);
- сохранность информации при возникновении любых нештатных ситуаций, а также при авариях;
- все оборудование создаваемой системы учета должно иметь схему электропитания, обеспечивающую сохранение работоспособности (с сохранением измерительной информации) при кратковременных перерывах электропитания и перепадах напряжения;
- смонтированное оборудование должно быть интегрировано в ИВК;
- должно обеспечиваться ведение системы единого времени с погрешностью не более 5 секунд в сутки;
- отключение и включение нагрузки потребителей по команде от ИВК;
- установку лимита мощности потребителей по команде от ИВК;
- программирование тарифных расписаний ПУ по команде от ИВК;
- чтение журналов событий ПУ по команде от ИВК;
- заведение и удаление ПУ в УСПД. (при наличии)

2.1. Требования к измерительному комплексу

2.1.1. Все используемое оборудование должно соответствовать требованиям климатического исполнения категории УХЛ2 по ГОСТ 15150-69 и удовлетворять требованиям к рабочему диапазону температур от -40 до +70.

2.1.2. Типы применяемых компонентов СУЭ (приборы учета электрической энергии, измерительные трансформаторы и т.д.) электроэнергии должны быть утверждены федеральным органом исполнительной власти по техническому регулированию и метрологии, внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений. Кроме того, конструкция элементов ИК должна предусматривать установку пломб гарантирующего поставщика.

2.1.3. Технические параметры и метрологические характеристики ПУ должны соответствовать требованиям ИЕС 61107-2011 «Обмен данными при считывании показаний счетчиков, тарификации и управлении нагрузкой. Прямой локальный обмен данными» или ГОСТ 31818.11-2012 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. Счетчики электрической энергии», ГОСТ 31819.21-2012 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Статические счетчики активной энергии классов точности 1 и 2», ГОСТ 31819.22-2012 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2s и 0,5s», ГОСТ 31819.23-2012 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Счетчики статические реактивной энергии».

2.1.4. По способу установки прибора учета допускается монтаж в щит учета или на DIN-рейку.

2.1.5. Для отображения показаний и наблюдения за индикатором функционирования ПУ должен быть оборудован встроенным дисплеем.

Тип корпуса - неразъемный или разрушаемый при вскрытии с возможностью крепления в щиток/на DIN-рейку.

Прибор учета электроэнергии должен быть обеспечен первичной поверкой при выпуске из производства.

Маркировка ПУ должна соответствовать ГОСТ 25372-95 и ГОСТ 31818.11-2012.

Комплект поставки ПУ должен включать:

- ПУ;

- комплект эксплуатационной документации (руководство по эксплуатации, паспорт (паспорт или формуляр), оформленные по ГОСТ Р 2.601-2019);
- действующее свидетельство о поверке (или знак поверки в паспорте (паспорте-формуляре);
- транспортная тара.

2.1.6. ПУ должны обеспечивать выполнение требований Правил предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электрической энергии, утверждены Постановлением Правительства от 19.06.2020 №890:

- 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;
- Возможность выполнения измерений с применением коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока (для приборов учета электрической энергии трансформаторного включения);
- 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;
- Возможность синхронизации и коррекции времени с внешним источником сигналов точного времени;
- 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;
- 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;
- Нарушение индивидуальных параметров качества электроснабжения (погрешность измерения параметров должна соответствовать классу S или выше согласно ГОСТ 30804.4.30-2013);
- Контроль наличия внешнего переменного и постоянного магнитного поля;
- 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 клеммной 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;

- 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);

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

- Фиксирование несанкционированного доступа к прибору учёта 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);

- 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;

- Ведение журнала событий, в котором должно фиксироваться следующее:

- дата и время вскрытия клеммной 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 напряжения ниже запрограммированного порога по каждой фазе с фиксацией времени пропадаания и восстановления напряжения;
- инверсия фазы или нарушение чередования фаз (для трёхфазных приборов учета 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.
- Формирование по результатам автоматической самодиагностики обобщенного события или каждого факта события;
- 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;
- Возможность организации с использованием защищенных протоколов передачи данных из состава протоколов, утверждённых 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;
- Возможность передачи зарегистрированных событий в интеллектуальную систему учёта по инициативе прибора учёта электрической энергии в момент их возникновения и выбор их состава.
- 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;
- Хранение в энергонезависимом запоминающем устройстве прибора учета 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;

- Наличие двух интерфейсов связи для организации канала связи (оптического и иного другого), а для приборов учета электрической энергии трансформаторного включения дополнительно по цифровому электрическому интерфейсу связи RS-485 или цифровому электрическому интерфейсу связи Ethernet);

- 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;

- 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.);

- 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.

- 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 учета электрической энергии (кроме приборов учета электрической энергии трансформаторного включения), в следующих 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 клеммной крышки, вскрытие корпуса (для разборных корпусов) и воздействие постоянным и переменным магнитным полем);

- Возобновление подачи электрической энергии по запросу интеллектуальной системы учета.

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

- Для приборов учета электрической энергии непосредственного включения необходимо наличие возможности физической (аппаратной) блокировки срабатывания встроенного коммутационного аппарата, используемого для полного и (или) частичного ограничения (возобновления) режима потребления электрической энергии, приостановления или ограничения предоставления коммунальной услуги (управление нагрузкой). Реализация физической (аппаратной) блокировки должна сопровождаться процессом опломбирования.

Таблица 1

Характеристики прибора учета электрической энергии

Наименование параметров	Однофазные приборы учета электроэнергии	Трехфазные приборы учета электроэнергии прямого включения	Трехфазные приборы учета электроэнергии полукосвенного включения
Назначение	учет активной и реактивной электроэнергии в сетях переменного тока в двух направлениях		
Технические характеристики			
Класс точности (активная/реактивная), не хуже	1,0/2,0	1,0/2,0	0,5S/1,0
Номинальное рабочее напряжение, В (диапазон рабочих напряжений 0,8U _{ном} до 1,15U _{ном})	230	3x230/400В	3x230/400В
Номинальный (максимальный) ток, А	5(60)/(80)/(100)	5(80)/(100)	5 (10)
Ток чувствительности, не хуже ¹	0,004I _б	0,004I _б	0,001I _{ном}
Номинальная частота сети, Гц	50		
Межповерочный интервал, лет	не менее 16		
Полная мощность, потребляемая - параллельной цепью; - последовательной цепью; - параллельной цепью при наличии встроенных модулей связи;	-не более 2,0 Вт(10,0В•А); -не более 0,3 В•А; -не более 3,0 Вт	-не более 6,0 Вт (30,0 В•А); -не более 0,9 В•А; -не более 3,0 Вт	
Количество измерительных каналов	4 (А+,А-,R+,R-)		
Максимальный рабочий температурный диапазон	от -40 до +70 °С (в данном температурном диапазоне прибор учета не должен терять не одну из своих функций, допускается нарушение визуализации на ЖКИ при температурах ниже -20 °С)		
Резервное питание (опция)	-	Любой уровень напряжения в диапазоне 9 – 230 В	
Требования по способу защиты от поражения электрическим током	ГОСТ 12.2.007.0-75, ГОСТ 31818.11-2012, ГОСТ 12.2.091–2002 классу защиты II		
Конструктивное исполнение	по ГОСТ 14254-2015, для установки в шкафу учета не хуже IP 51, для наружной установки не хуже IP 54		
Встроенные энергонезависимые часы	точность хода не хуже ± 5 с/сут в диапазоне температур от минус 40 до +70°С и с возможностью		

¹ I_6 - Базовый ток, значение является исходным для установления требований к прибору с непосредственным включением;

$I_{ном}$ - номинальный ток, значение является исходным для установления требований к прибору полукосвенного и косвенного включения.

реального времени	внешней коррекции хода часов	
Длительность сохранения хода часов при отключенном питании, лет	не менее 5	
Время начального запуска, не более	5 с с момента подачи напряжения	
Наработка на отказ, не менее часов	280 000	
Средний срок службы, не менее лет	30	
Гарантийный срок эксплуатации, не менее лет	5	
Тарификация		
Количество тарифных зон	не менее 8	
Число тарифов	не менее 4	
Максимальный устанавливаемый интервал действия тарифной зоны, часов	24	
Дискретность установки интервала действия тарифной зоны, минут	30-60	
Цифровые интерфейсы		
RS-485	-	не менее 1 (скорость обмена не менее 9600 бит/с)
оптический порт (протокол обмена по МЭК 61107)	1 (скорость передачи данных по оптическому порту не менее 9600 бит/с)	
Ethernet	Опция (1 при скорости передачи данных не менее 10 Мбит/с)	
Оборудование связи		
Модем	Передача данных по беспроводному радиоканалу NB-Fi или по радиоканалу стандарта GSM 900/1800 МГц в стандарте GPRS/UMTS/LTE	
Поддержка протоколов обмена	NB-Fi и СПОДЭС или СПОДЭС	
Использование единой инфраструктуры сбора данных по основному и дополнительным каналам связи	Да	
Возможность дополнительного присоединения модулей связи в каждом приборе учёта	Опция (GSM модем)	

Управление нагрузкой		
Встроенное реле управления нагрузкой по программируемым критериям - отключение/ограничение	внешняя команда по интерфейсной связи	-
	превышение ограничения энергопотребления и мощности	-
	возможность гибкой настройки режима отключения и включения нагрузки в зависимости от потребляемой мощности и временных настроек	-
Интеграция в ИВК		
Программное обеспечение	«Пирамида 2.0»	
Мониторинг параметров сети и показателей качества электроэнергии		
Измерение показателей качества электроэнергии в диапазоне рабочих напряжений с обязательной метрологической проверкой погрешностей при производстве	Положительное и отрицательное отклонение напряжения, отклонение частоты, длительность и глубина провала напряжения, длительность перенапряжения	

Таблица 2

Характеристики устройства сбора и передачи данных (для трехуровневой системы)

Степень защиты IP	IP66 (по ГОСТ 14254-2015)
Номинальное напряжение тока (основного/резервного) источника питания	230 / 12 В
Наработка на отказ, не менее часов	160000
Габаритные размеры УСПД без учета дополнительного набора антенн и коммутирующих устройств (высота; ширина; глубина), мм, не более	600 x 400 x 200 мм
Вес, не более	10 кг
Температурный режим	от -50° до +70 °С
Относительная влажность (без конденсации влаги), не более	98%
Периодичность отправки данных	От пяти минут (по умолчанию)
Частотный диапазон	868,8 МГц
Мощность передачи	25 мВт
Протокол передачи данных	NB-Fi
Шифрование данных	+
Дополнительные интерфейсы связи	Ethernet 1×10/100 (RJ45), GSM/GPRS, RS-485 (цифровой), SAT (спутниковый) - опционально

Дальность передачи данных	До 5 км в городской среде, до 10 км. в открытом пространстве
Количество точек учета не менее	750
Диапазон напряжений переменного тока основного источника питания, В	от 176 до 276
Диапазон напряжений постоянного тока резервного источника питания, В	от 8 до 15
Время установления рабочего режима, мин, не более	3
Потребляемая мощность, Вт, не более	30
Гарантийный срок, не менее	60 месяцев
Интервал поверки, не менее	10 лет
Средний срок службы не менее	30 лет
Интеграция в ПО «Пирамида 2.0»	Да
Поддержка СПОДЭС по обмену с ИИК (ПУ)	Да
Наличие GSM-модема технологий 3G, 4G	Да
Наличие антенно-фидерных устройств	Да
Наличие функции телемеханики (поддержка протокола МЭК 60870-5-104)	Да
Наличие источника вторичного бесперебойного (ионисторного) питания	Да
Наличие вычислительного модуля с встроенными радиointерфейсом, энергонезависимой памятью данных, приемником GPS\ГЛОНАСС	Да
Наличие внутреннего светодиодного светильника	Да

2.1.7. Требования к ТТ.

- ТТ по техническим характеристикам должны соответствовать ГОСТ 7746-2015.
- Тип, коэффициенты трансформации определяются в однолинейной схеме.
- Межповерочный интервал ТТ - не менее 4 лет.
- Класс точности измерительных трансформаторов не ниже 0,5S.
- ТТ должны быть поверены, иметь свидетельство о поверке, действующее на полный период межповерочного интервала, на момент приобретения или отметку в паспорте о первичной заводской поверке.
- ТТ устойчивы к воздействию внешних механических факторов для группы механического исполнения М2 ГОСТ 30631-99. Исполнение ТТ 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 ТТ должны относиться к классу 0 по ГОСТ 12.2.007.0-75 и иметь степень защиты не ниже IP00 по ГОСТ 14254-2015.
- Клеммная крышка, закрывающая доступ к клеммным зажимам приборов учета, должна быть прозрачной для визуального осмотра схемы соединения.

2.1.8. Требования к УСПД.

- УСПД выполняет функции промежуточного сбора (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.
- ИВКЭ должен обеспечивать сбор данных от всех счетчиков коммерческого учета электроэнергии, устанавливаемых в МКД поэтапно в плановом порядке
- Для УСПД - наличие сертификата об утверждении типа и внесении в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

2.1.9. Требования к каналам связи

- Выбор интерфейсов и каналов передачи данных определяется ПД;
- при удаленном сборе данных учета передача данных должна осуществляться 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;
- задержка в передаче данных единичного запроса не должна превышать 30 минут;
- для организации связи между ИВК и каналообразующей аппаратурой должен использоваться радиоканал стандарта GSM 900/1800 МГц в стандарте GPRS/UMTS /LTE, со скоростью не менее 9,6 кбит/с при коэффициенте надежности не хуже 0.95;
- выбор оборудования и канала передачи данных должен производиться с учетом обеспечения надежности и экономичности (наименьших затрат) передачи данных;
- при использовании каналов связи сети GSM для передачи данных с УСПД/БС модем должен обеспечивать в базовом режиме работу по протоколу GPRS/LTE/UMTS в сети одного из операторов связи, взаимодействующих с Заказчиком.
- при использовании для передачи данных от приборов учета радиоканала в нелицензируемом диапазоне радиочастот (RF) модем должен обеспечивать работу в сетях с автоматической маршрутизацией передаваемых пакетов данных и автоматическом изменении конфигурации сети;

При определении типов каналов связи в каждом конкретном случае следует исходить из территориального расположения субъектов и объектов учета и максимального использования собственных телекоммуникационных связей.

2.1.10. Требования к щитам учета

ВЩУ (выносной щит учета) предназначен для применения в качестве конструкции выносной системы учета электроэнергии, устанавливаемого на стенах, ВРУ-0,4 кВ, на наружных стенах жилых, общественных и производственных зданий.

ВЩУ должен соответствовать экологическим, санитарно-гигиеническим, противопожарным 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;
- испытательная клеммная коробка (для трехфазных приборов учета трансформаторного включения);
- электрические провода цепей измерения электроэнергии. Конструкция щита учета должна предусматривать возможность:
 - визуального снятия показаний прибора учета без отпирания дверцы (наличие прозрачного окна);
 - воздействовать на автоматический выключатель;
 - установки прибора учета в зависимости от спецификации и автоматических выключателей на дин-рейку;

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

ВЩУ должен иметь степень защиты IP – 54 (для внутренней установки в электроустановках IP-51, для внутренней установки на лестничных площадках, холлах IP-31) в следующих местах сопряжения:

- по периметру примыкания дверцы к корпусу щита;
- в местах ввода-вывода кабелей;
- в местах крепления монтажных скоб на задней стенке щита;
- в конструкции замка.

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

Средний срок службы ВЩУ - не менее 15 лет.

2.2. Требования к монтажу и местам установки оборудования

Места установки оборудования определяются в соответствии с типовыми техническими решениями по организации учета электроэнергии, указанными в разработанной проектной документации.

При установке ПУ в многоквартирных домах (МКД) на лестничных площадках:

ПУ устанавливать в существующем запирающемся шкафу внутренней или наружной установки;

при организации точек учета во вновь устанавливаемых шкафах учета, типоразмеры шкафа выбрать в зависимости от требуемого количества (по количеству квартир на площадке) и типов, применяемых ПУ;

монтаж шкафа выполнить по нормам безопасности от поражения электрическим током. При установке ПУ в МКД внутри квартир/ нежилых помещений:

ПУ устанавливать в существующих нишах взамен ранее установленных, при отсутствии установочных ниш, точку учета следует организовать в щите учета наружного исполнения.

Внутриквартирную сеть подключать непосредственно к выходным (нагрузочным) клеммам прибора учета с учетом коммутационной аппаратуры в соответствии со схемой, указанной в паспорте применяемого прибора учета.

При установке СУЭ в щитовой МКД или на вводе ВРУ 0,4 кВ:

ПУ электрической энергии прямого включения размещать в запирающемся помещении ВРУ, в случае отсутствия ВРУ, устанавливать в отдельном запирающемся шкафу;

ПУ трансформаторного включения в комплекте с ТТ размещать в запирающемся помещении ВРУ, в случае отсутствия ВРУ, установить в отдельном запирающемся шкафу, с устройством для опломбирования, если иное не предусмотрено ТРП;

ТТ должны быть установлены во всех трех фазах;

схему шкафа учёта и подключение к нему ввода электроустановки выполнить в соответствии со схемой, указанной в паспорте применяемого прибора учета;

монтаж шкафа выполнять по нормам безопасности от поражения электрическим током и возгорания;

УСПД (УПД) размещать в отдельном запирающемся антивандальном шкафу, обеспечивающему защиту оборудования от несанкционированного вмешательства, на чердаках, крышах МКД или на электросетевых объектах сетевых организаций.

Требования по монтажу и месту установки оборудования на электросетевых объектах сетевых организаций определяются отдельно на основе технических условий сетевой организации.

2.3. Требования к надёжности и безопасности

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

Все элементы ИСУЭ 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.

2.4. Метрологические и другие требования к оборудованию

СИ должны иметь:

- свидетельство об утверждении типа средств измерений Федерального агентства

по техническому регулированию и метрологии 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 эксплуатации.

2.5. Требования к электромагнитной совместимости

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

2.6. Требования по эксплуатации, техническому обслуживанию, ремонту и хранению

- СИ должны обеспечивать непрерывную работу в пределах срока службы при условии проведения ремонтно-восстановительных работ;
- технические средства учета должны быть обслуживаемыми устройствами. Техническое обслуживание должно заключаться в систематическом наблюдении за правильностью работы устройства, в регулярном техническом осмотре и устранении возникающих неисправностей допущенным для этих работ персоналом или обслуживающей организацией;
- условия хранения технических средств измерений должны отвечать требованиям ГОСТ 15150-69.

2.7. Требования к безопасности

- ИСУЭ должна удовлетворять требованиям международных и российских нормативных документов по безопасности;
- по общим требованиям безопасности устройства, входящие в систему учета, должны соответствовать Техническому регламенту Таможенного союза ТР ТС 004/2011 «О безопасности низковольтного оборудования»;
- ИСУЭ на всех уровнях должна быть защищена 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 фиксированы.

3. Требования к документированию

3.1. Требования к разработке документации

- В ходе выполнения работ по установке/замене ПУ, ТТ и иного оборудования должна быть подготовлена проектная документация на ИСУЭ с указанием в ней:
- обоснования типовых технических решений;
- организации передачи данных на ИВК;
- метрологического обеспечения;
- мест установки ПУ, УСПД, БС;
- типов и характеристик измерительного и иного оборудования;
- обеспечения защиты от несанкционированного доступа к данным, токов короткого замыкания и перегрузки;
- организация эксплуатации и обслуживания.

После разработки, для целей согласования, проектную документацию необходимо предоставить в 1-м экземпляре на бумажном носителе в сброшюрованном виде и в электронном виде в формате .pdf на e-mail сотрудника со стороны Заказчика, отвечающего за рассмотрение проектной документации.

После официального согласования проектной документации в срок не позднее 5

(пяти) рабочих дней предоставить один экземпляр в электронном виде на CD или DVD. Текстовую и графическую части проекта представить в стандартных форматах, обеспечивающих возможность чтения и редактирования в программных продуктах Windows, MS Office, AutoCAD и Acrobat; VISIO.

3.2. Требования к разработке исполнительной документации

Перечень основных комплектов и видов документов, подлежащих разработке/предъявлению в составе исполнительной документации:

- паспорта на оборудование;
- однолинейные схемы по установке ОДПУ;
- инструкции по монтажу, наладке и эксплуатации и т.п. (при наличии)
- акты допуска прибора учета электрической энергии в эксплуатацию;
- акты недопуска потребителем представителей Подрядчика;
- акты об отсутствии технической возможности установки прибора учета;
- фотоотчеты смонтированных и демонтированных ПУ, УСПД;
- отчеты по установленным ПУ по форме Заказчика.

После разработки, для целей сдачи-приемки выполненных работ, исполнительную документацию необходимо предоставить в 2-х экземплярах на бумажном носителе и один экземпляр в электронном виде в формате .pdf на CD или DVD.

4. Требования по стандартизации и унификации

Установка/замена ПУ производится в соответствии с требованиями действующих нормативно-правовых документов:

- постановления Правительства Российской Федерации от 04 мая 2012 № 442 «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и(или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии»;
- постановления Правительства Российской Федерации от 06 мая 2011 № 354 «О предоставлении коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов»;
- постановления Правительства Российской Федерации от 19 июня 2020 № 890 «О порядке предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности)»;
- ГОСТ 7746-2015 «Трансформаторы тока. Общие технические условия»;
- ГОСТ 14254-2015 «Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (Код IP)»;
- ТР ТС 020/2011 «Электромагнитная совместимость технических средств»;
- ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. «Метрологическое обеспечение измерительных систем.

Основные положения»;

- РД 34.09.101-94. Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении

– РД 34.11.114-98. «Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и мощности. Основные нормируемые метрологические характеристики. Общие требования»;

- РД 153-34.0-11.209-99. «Рекомендации. Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и мощности. Типовая методика выполнения измерений электроэнергии и мощности».

5. Гарантийные обязательства

Гарантийный срок на выполненные работы устанавливается Подрядчиком и не может быть менее - 36 (тридцать шесть) месяцев с даты подписания Сторонами Акта о приемке выполненных работ по форме № КС-2. Датой передачи оборудования Заказчику считается дата подписания Сторонами Акта приемки выполненных работ по форме № КС-2.

Подрядчик в течение периода гарантийного срока обязан устранить все недостатки (дефекты), возникшие в результате некачественного выполнения работ.

Гарантийный срок на материалы, используемые при выполнении работ, должен быть не менее срока гарантии на выполненные работы.

На поставляемое оборудование предоставляется гарантия производителя оборудования и поставщика оборудования. В случае наступления гарантийного случая Подрядчик обязуется произвести замену неисправного оборудования без взимания дополнительной платы с Заказчика, при этом взаимодействие с заводом-изготовителем, поставщиком оборудования в ходе процедуры замены гарантийного оборудования Подрядчик осуществляет самостоятельно.

Заявка на выполнение работ в рамках гарантийных обязательств по Договору направляется Заказчиком на адрес электронной почты, указанный Подрядчиком.

Подрядчик обязан в течение 10 (десяти) рабочих дней с момента получения заявки направить на адрес электронной почты, указанный Заказчиком, заключение о причинах возникновения недостатка (дефекта) и в срок, согласованный с Заказчиком, устранить выявленный недостаток (дефект). Срок устранения недостатков (дефекта) не должен превышать 15 (пятнадцать) рабочих дней с момента получения заявки от Заказчика.

6. Особые условия

В случае если работы по установке/замене приборов учета электроэнергии будут проводиться вблизи оборудования, находящегося под высоким напряжением, требуется определение порядка монтажа оборудования с минимальным перерывом электроснабжения.

Монтаж оборудования необходимо проводить с соблюдением приказа Министерства труда и социальной защиты РФ от 24.07.2013 № 328н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок» и согласованному с потребителем графику производства работ.

***Условные обозначения и сокращения**

ПУ – прибор учета электроэнергии;

ОДПУ – общедомовой прибор учета;

ИК – измерительный комплекс;

ИСУЭ – интеллектуальная система учета электроэнергии;

УСПД – устройство сбора и передачи данных;

БС – базовая станция;

СИ – средство измерения, включенное в Госреестр СИ;

ЗИП - запасные части, инструменты, принадлежности;

ИВК - информационно - вычислительный комплекс;

ТЗ - техническое задание;

ТТ – измерительный трансформатор тока;

МКД – многоквартирный дом;

ППО – предпроектное обследование.