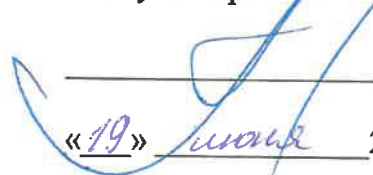


УТВЕРЖДАЮ:

Первый заместитель директора –
главный инженер филиала
ПАО «Россети Центр и Приволжье» -
«Калугаэнерго»

 / А.Ю. Митюхин
«19» июня 2026 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

на расширение интеллектуальной системы учета электрической энергии
(мощности) (включая выполнение проектных, строительно-монтажных и
пусконаладочных работ) для нужд филиала ПАО «Россети Центр и
Приволжье» - «Калугаэнерго» в 2026 году

г. Калуга
2026 г.

Лист согласования
технического задания на расширение интеллектуальной системы учета электрической
энергии (мощности) (включая выполнение проектных, строительно-монтажных и
пусконаладочных работ)
для нужд филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Калугаэнерго» в 2026 году

Уровень Филиала		
Наименование должности	Фамилия И.О.	Дата, подпись
Заместитель директора по инвестиционной деятельности филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Калугаэнерго»	Воеводин В.В.	
Заместитель директора по реализации услуг филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Калугаэнерго»	Маркелов Д.И.	
Начальник Департамента корпоративных и технологических автоматизированных систем управления филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Калугаэнерго»	Виноградов А.В.	
Начальник Управления реализации услуг и учета электроэнергии филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Калугаэнерго»	Денисов В.П.	
Уровень ПАО «Россети Центр»		
Наименование должности	Фамилия И.О.	Дата, подпись
Начальник Управления эксплуатации и развития систем учета электроэнергии ПАО «Россети Центр»	Халеев А.Л.	
Начальник департамента развития и эксплуатации автоматизированных систем диспетчерского управления ПАО «Россети Центр»	Дубенцов А.Н.	

 Кхареев А.А.

Оглавление

1. Общие сведения	6
1.1. Результаты закупки	6
1.2. Цель проведения закупки	6
1.3. Основание для проведения работ	6
1.4. Сроки начала и окончания работ	6
1.5. Источник финансирования	6
2. Общие технические требования	7
3. Состав и содержание работ	9
3.1. Требования к проектной документации	10
3.1.1. Требования к проведению предпроектного обследования.....	11
3.2. Выполнение работ по монтажу технических средств.....	11
3.3. Проведение пусконаладочных работ.....	14
3.4. Предварительные испытания	15
3.5. Опытная эксплуатация.....	15
3.6. Приемка оборудования автоматизированной системы учета электроэнергии в промышленную эксплуатацию.....	16
4. Требования к расширяемой автоматизированной системе учета электрической энергии.....	16
4.1. Общие требования к системе учета электрической энергии.....	16
4.2. Требования к ИИК.....	18
4.2.1. Требования к счетчикам электроэнергии.....	18
4.2.2. Требования к вторичным измерительным цепям.....	19
4.2.3 Требования к трансформаторам тока	20
4.2.4. Требования к трансформаторам напряжения	20
4.3. Требования к ВШУ.....	21
4.4. Требования к пунктам коммерческого учета электроэнергии 6-20 кВ.....	22
4.5. Требования к ИВКЭ	22
4.6. Требования к каналам и операторам связи	24
4.7. Требования к надежности и безопасности.....	25
4.8. Метрологические и другие требования к оборудованию	27
4.9. Требования к электромагнитной совместимости	27
4.10. Требования по эксплуатации, техническому обслуживанию, ремонту и хранению:	28
4.11. Требования к документированию	28
4.12. Требования к эксплуатационной документации	29
4.13. Требования к защите информации от несанкционированного доступа	29
4.14. Требования к информационному обмену между уровнями системы	30
4.15. Требования к проведению опытной эксплуатации	30
5. Требования по стандартизации и унификации	33
6. Гарантийные обязательства.....	34
7. Особые условия.....	35
8. По техническим условиям выполнения работ обращаться:	35
9. Приложения	35

Условные обозначения и сокращения

ВПО	Встроенное программное обеспечение
ВШУ	Выносной шкаф учета электроэнергии
ГЛОНАСС	Глобальная навигационная спутниковая система
ГОСТ	Государственный стандарт
ДО	Дочернее общество
Договор	Договор, заключаемый в целях расширения интеллектуальной системы учета электрической энергии (мощности) (включая приобретение приборов учета, и/или иного оборудования интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности), выполнение проектных, строительно-монтажных и пусконаладочных работ)
Заказчик	филиал ДО ПАО «Россети»
ЗИП	Запасные части, инструменты, принадлежности
ИВК	Информационно-вычислительный комплекс «Пирамида-сети»
ИВКЭ	Информационно-вычислительный комплекс электроустановки
ИИК	Информационно-измерительный комплекс учета электроэнергии
ИСУЭ	Интеллектуальная система учета электрической энергии (мощности)
ИПУЭ	Интеллектуальный прибор учета электроэнергии
КРУЭ	Комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией
МЭК	Международная электротехническая комиссия
ОИК	Оперативно-информационный комплекс
ОПН	Ограничитель перенапряжений нелинейный
Комплексная установка приборов учета	Установка и присоединение к ИСУЭ более двух ПУ в точках технического учета и в точках поставки потребителей, позволяющих сформировать баланс электроэнергии по участку сети в автоматизированном режиме
ПД	Проектная документация (допускается с рабочей документацией)
ПКУ	Пункт коммерческого учета электроэнергии
ПМИ	Программа и методика испытаний
ПО	Программное обеспечение
Подрядчик	Организация, выполняющая работы в соответствии с заключенным с филиалом ДО ПАО «Россети» Договором
ППО	Предпроектное обследование
Правила доступа	Правила предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности), утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 19.06.2020 № 890
ПСД	Проектно-сметная документация (допускается с рабочей документацией)
ПУ	Прибор учета электрической энергии
Средства измерения	Приборы учета электрической энергии, устройства сбора и передачи данных, измерительные трансформаторы тока и напряжения
СОЕВ	Система обеспечения единого времени
ТИ	Телеизмерения
ТН	Трансформатор напряжения
ТС	Телесигнализация
ТТ	Трансформатор тока
ТТР	Типовые технические решения
ТУ	Технические условия
УЗПН	Устройство защиты от перенапряжений
УСВ	Устройство синхронизации времени
УСД	Устройства сбора данных, включающие УСПД, контроллеры, базовые станции, коммуникационные шлюзы
УСПД	Устройство сбора и передачи данных
Точечная	Установка и присоединение к ИСУЭ ПУ в точках технического учета или в точках

установка приборов учета	поставки потребителей, в рамках одного выезда на несколько объектов выполнения работ по установке ПУ и их присоединению к ИСУЭ
ЦУС	Центр управления сетями
CSD	<i>Circuit Switched Data</i> , технология передачи данных в сети стандарта GSM с использованием коммутации каналов вместо коммутации пакетов
GSM	<i>Global System for Mobile Communications</i> , цифровой стандарт подвижной радиотелефонной (сотовой) связи
GPS	<i>Global Positioning System</i> , система глобального позиционирования
LTE	<i>Long-Term Evolution</i> , технология высокоскоростной передачи данных в сетях GSM и UMTS
MMS	<i>Multimedia Messaging Service</i> , система передачи мультимедийных сообщений (изображений, мелодий, видео) в сетях стандарта GSM
PLC	<i>Power line communication</i> , технология связи по линии электропередачи
RF	<i>Radio frequency</i> , семейство технологий радиосвязи ближнего радиуса действия, использующих безлицензионные диапазоны частот
Сим-карта	<i>Subscriber Identification Module</i> , идентификационный электронный модуль абонента, применяемый в подвижной радио-телефонной (сотовой) связи
UMTS	<i>Universal Mobile Telecommunications System</i> , технология подвижной радио-телефонной (сотовой) связи

1. Общие сведения

1.1. Результаты закупки

Предметом закупки является право заключения договора на выполнение работ по расширению интеллектуальной системы учета электрической энергии (мощности) (включая выполнение проектных, строительно-монтажных и пусконаладочных работ) для нужд филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Калугаэнерго» в 2026 году.

Подрядчик обеспечивает замену/установку интеллектуальных приборов учета электроэнергии в отношении точек поставки потребителей электрической энергии, а также (при необходимости) точек технического учета, а также иного оборудования, которое используется для коммерческого учета электрической энергии (мощности) и включение интеллектуальных приборов учета электроэнергии, устройств, предназначенных для удаленного сбора, обработки, передачи показаний приборов учета электрической энергии (при наличии), в состав интеллектуальной системы учета электрической энергии (мощности) филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Калугаэнерго».

Объем и требования к выполняемым работам, номенклатура компонентов интеллектуальной системы учета электрической энергии (мощности), предоставляемых Заказчиком Подрядчику в целях обеспечения их выполнения, перечень точек поставки потребителей, точек технического учета (при необходимости), подлежащих обеспечению учетом электроэнергии, устанавливаются настоящим техническим заданием.

1.2. Цель проведения закупки

Обеспечение потребности филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Калугаэнерго» в выполнении работ по расширению интеллектуальной системы учета электрической энергии (мощности) (далее - система учета электроэнергии) в целях

- реализации мероприятий по точечной установке приборов учета, направленных на исполнение обязанности по обеспечению коммерческого учета электрической энергии (мощности) в отношении точек поставки потребителей на розничном рынке электроэнергии во исполнение требований Федерального закона от 27.12.2018 № 522-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с развитием систем учета электрической энергии (мощности) в Российской Федерации».

1.3. Основание для проведения работ

Выполнение работ по расширению системы учета электроэнергии филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Калугаэнерго», предусмотрено инвестиционной программой ПАО «Россети Центр и Приволжье» на 2026 год.

1.4. Сроки начала и окончания работ

- начало выполнения работ – с момента заключения договора;
- окончание выполнения работ - не позднее 30.12.2026;
- стадии выполнения работ определяются договором.

1.5. Источник финансирования

В соответствии с Инвестиционной программой ПАО «Россети Центр и Приволжье» на 2026 год.

1.6. Технические характеристики оборудования

Технические характеристики приборов учета, и/или иного оборудования интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности), в том числе предоставляемого Заказчиком Подрядчику согласно номенклатуре и количеству, приведенным в приложении № 1 к настоящему техническому заданию, должны соответствовать:

- ПУ - СТО 34.01-5.1-009-2024 «Приборы учета электроэнергии. Общие технические требования» (за исключением требований к заводу-изготовителю и сервисным центрам) (далее - СТО для ПУ);
- УСД - СТО 34.01-5.1-014-2025 «Устройства сбора данных учета электрической энергии (мощности). Общие технические требования» (далее - СТО на УСД) за исключением требований к заводу-изготовителю и сервисным центрам;
- пунктов коммерческого учета электроэнергии 6-20 кВ - СТО 34.01-5.1-008-2018 «Пункты коммерческого учета электроэнергии уровнем напряжения 6-20 кВ. Общие технические требования»;
- шкафов учета - разделу 4.3 данного технического задания.

К установке допускается оборудование, в том числе предоставляемое Заказчиком Подрядчику, включенное в Перечень оборудования, материалов и систем, допущенных ПАО «Россети» к применению на объектах ДО ПАО «Россети», либо допущенное к применению комиссией ДО ПАО «Россети» по допуску оборудования, материалов и систем применения на объектах электросетевого комплекса ДО ПАО «Россети» (приказ ПАО «Россети» от 26.07.2023 № 305).

1.7. Объекты

Установка/замена интеллектуальных приборов учета электроэнергии в отношении точек поставки потребителей электрической энергии, точек технического учета электроэнергии (при необходимости), а также иного оборудования, которое используется для учета электрической энергии (мощности), производится на объектах электросетевого хозяйства, приведенных в приложении № 3 к настоящему техническому заданию.

2. Общие технические требования

2.1. В состав подлежащей расширению в соответствии с требованиями настоящего ТЗ ИСУЭ Заказчика входит программно-аппаратный комплекс - ИВК на базе ПО «Пирамида – Сети» (включает сервер базы данных, сервер сбора данных, web-сервер, пользовательский интерфейс и др.). В число компонентов, подлежащих присоединению к ИСУЭ в ходе расширения ИСУЭ в соответствии с требованиями настоящего ТЗ, могут входить монтируемые Подрядчиком ИИК, ИВКЭ (при необходимости).

2.2. За исключением оборудования, предоставляемого Заказчиком Подрядчику, которое подлежит использованию Подрядчиком при выполнении работ в соответствии с требованиями настоящего технического задания «как есть», ко всем остальным приборам учета, и/или иному оборудованию интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности), закупаемым по согласованию с Заказчиком Подрядчиком самостоятельно, предъявляются следующие требования.

2.2.1. Продукция, применяемая Подрядчиком для расширения ИСУЭ должна быть новой, ранее не использованной, иметь давность выпуска не более 1 года на дату монтажа. ПУ и измерительные трансформаторы, а также иные средства измерения,

применяемые Подрядчиком при выполнении работ, должны иметь давность поверки не более 1 года на дату установки, что подтверждается отметкой о результатах первичной поверки в паспорте на устанавливаемое оборудование, сведениями о результатах поверки средств измерений отображаются во ФГИС «Аршин», и отвечать требованиям Межгосударственных стандартов, ГОСТ и ТУ.

2.2.2. Типы устанавливаемых Подрядчиком средств измерения должны быть утверждены федеральным органом исполнительной власти по техническому регулированию и метрологии, внесены в федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

2.2.3. Комплектность, область применения, условия эксплуатации, версии ПО (не ниже исходной), присоединяемого оборудования (компонентов) к ИСУЭ (ПУ, УСД (при необходимости)) должны соответствовать выданным в заключении аттестационной комиссии ПАО «Россети» (или комиссии по допуску оборудования ДО ПАО «Россети»).

2.2.4. Приборы учета и УСД (при необходимости), устанавливаемые Подрядчиком в рамках расширения ИСУЭ в соответствии с требованиями настоящего ТЗ, должны соответствовать требованиям постановления Правительства Российской Федерации от 19.06.2020 № 890 «О порядке предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности)».

2.2.5. ПО ПУ и УСД должно быть внесено в Единый реестр российских программ для электронных вычислительных машин и баз данных (далее - реестр российского программного обеспечения, www.reestr.digital.gov.ru) или Единый реестр программ для электронных вычислительных машин и баз данных из государств - членов Евразийского экономического союза, за исключением Российской Федерации (далее - реестр евразийского программного обеспечения, www.eac-reestr.digital.gov.ru).

2.2.6. На момент предоставления на согласование Заказчику проектно-сметной документации ПУ, УСД должны быть внесены в перечень оборудования, поддерживаемого ПО «Пирамида-Сети» (<http://www.sicon.ru/prod/aiis/devices/>), и иметь соответствующий акт об интеграции с ПО «Пирамида-Сети».

2.2.7. При сдаче результата выполнения работ Заказчику вместе с эксплуатационной документацией на установленное оборудование ИСУЭ подрядчиком должно быть передано ПО для его конфигурирования без дополнительной платы и ограничений по использованию.

2.3. Состав и номенклатура устанавливаемого оборудования, его технические характеристики и компоновка должны соответствовать проектным решениям на организацию учета, выбранным Подрядчиком по результатам ППО из перечня типовых технических решений по организации учета электроэнергии (приложение №4) и согласованным с Заказчиком. При отсутствии необходимого технического решения в перечне типовых технических решений, индивидуальное техническое решение должно быть разработано и согласовано с Заказчиком для последующего использования в качестве типового.

В состав системы учета должны входить:

- ИИК, включающие измерительные трансформаторы, вторичные измерительные цепи, ПУ коммерческого и технического учета электрической энергии;

- ИВКЭ, включающие УСД и каналобразующую аппаратуру, в случаях применения технического решения по построению трехуровневой системы учета (ИИК/ИВКЭ/ИВК);

- каналобразующая аппаратура - базовые станции, маршрутизаторы, роутеры.

2.4. Все работы, сдаваемые подрядчиком, подлежат приемке Заказчиком, в том числе при условии подтверждения Подрядчиком объемов выполненных работ путем заведения смонтированного оборудования в базу данных ИВК ИСУЭ Филиала на базе ПО «Пирамида-сети» и обеспечения удаленного сбора данных с ИВК, ИВКЭ (при наличии).

3. Состав и содержание работ

Вновь установленные на объектах 0,2-0,4 кВ потребителей, на объектах Заказчика (на границе балансовой принадлежности с объектами потребителей) приборы коммерческого учета, а также приборы технического учета и УСД, установленные на объектах Заказчика (при наличии) должны быть присоединены к ИСУЭ Заказчика.

Организация учета электроэнергии, включая определение мест установки приборов коммерческого и технического учета на участках сети, указанных в приложении № 3 к настоящему техническому заданию для комплексного оснащения ИПУ, должна обеспечивать возможность формирования в автоматизированном режиме балансов электроэнергии по указанным участкам сети.

Порядок взаимодействия Заказчика с Подрядчиком, включая формы актов допуска в эксплуатацию, акты выполненных работ и др., должны соответствовать Регламенту взаимодействия с подрядными организациями при организации интеллектуального учета электроэнергии в группе компаний ПАО «Россети» (далее - Регламент взаимодействия), утвержденному приказом ПАО «Россети» от 14.02.2025 № 76 (приложение № 5 к техническому заданию).

При организации учета электроэнергии Подрядчику необходимо предусмотреть на участках сети, указанных в приложении № 3 к настоящему техническому заданию для комплексного оснащения ИПУ, замену, по согласованию с Заказчиком, в точках коммерческого и технического учета всех ранее установленных ПУ и измерительных трансформаторов. Для объектов, подключенных на напряжении 0,4 кВ ТП 6-20 кВ допускается установка ПУ электроэнергии на стороне высшего напряжения (6-20 кВ) силовых трансформаторов при наличии согласования Заказчика.

Все работы выполняются силами подрядной организации, технические решения, применяемые Подрядчиком при монтаже оборудования, должны соответствовать проектным решениям на организацию учета, индивидуальным или выбранным Подрядчиком по результатам ППО из перечня типовых технических решений по организации учета электроэнергии (приложение №4) и согласованным с Заказчиком. Заказчик обеспечивает представление документов для проведения ППО в соответствии с требованиями Регламента взаимодействия.

При выборе средств защиты информации, в том числе сопутствующего ВПО, должно учитываться возможное наличие ограничений со стороны разработчиков (производителей) или иных лиц на применение программных или программно-аппаратных средств на всей территории Российской Федерации (п. 31 приказа ФСТЭК России от 25.12.2017 № 239 «Об утверждении Требований по обеспечению безопасности значимых объектов критической информационной инфраструктуры Российской Федерации»).

Внедрение УСД и ИПУЭ должно быть обеспечено в соответствии с ПД и рабочей документацией. Проектная и рабочая документация на УСД и ИПУЭ, включая их подсистему безопасности, оформляется в соответствии с положениями:

- ГОСТ Р 51583-2014 «Защита информации. Порядок создания автоматизированных систем в защищенном исполнении. Общие положения»;
- ГОСТ Р 56939-2024. «Национальный стандарт Российской Федерации. Защита информации. Разработка безопасного программного обеспечения. Общие требования»;
- ГОСТ Р 58412-2019. «Национальный стандарт Российской Федерации. Защита информации. Разработка безопасного программного обеспечения. Угрозы безопасности информации при разработке программного обеспечения».

В состав работ, выполняемых Подрядчиком в рамках расширения системы учета электроэнергии Заказчика, должны входить разработка проектной, рабочей (эксплуатационной) документации, в том числе документации по настройке конфигурационных и встроенных средств защиты информации в ПО УСД и ПУ, а также ввод в эксплуатацию конфигурационных и встроенных средств защиты информации в соответствии с ПД.

Внедрение УСД и ИПУЭ, а также средств (систем) защиты информации, в том числе встроенных, не допускается без проектной и рабочей документации.

Работы должны быть выполнены в соответствии с СНиП, требованиями ПУЭ и законодательством Российской Федерации, типовыми техническими решениями ПАО «Россети» по организации учета электроэнергии (приложение № 4), условиями договора подряда.

Все работы по установке, монтажу, наладке, программных (программно-технических) средств защиты информации должны соответствовать Положению о лицензировании деятельности по технической защите конфиденциальной информации (утверждено постановлением Правительства Российской Федерации от 03.02.2012 № 79).

3.1. Требования к проектной документации

Проектирование должно быть выполнено в соответствии с требованиями нормативных и отраслевых директивных и методических документов и нормативных правовых актов в части энергоснабжения, выполнения измерений количества электроэнергии, а также в соответствии с рекомендациями приложения 2 Регламента взаимодействия.

На стадии проектирования должны быть разработаны и согласованы с Заказчиком следующие документы:

- ПД (ПДС), в том числе индивидуальные технические решения для последующего включения в перечень типовых технических решений;
- рабочая документация (РД);
- эксплуатационная документация;
- программа и методика приемочных испытаний в соответствии с рекомендациями приложения 10 к Регламенту взаимодействия.

Допускается одноэтапное проектирование с разработкой технорабочего проекта.

При комплексной установке приборов учета с целью обеспечения технической и экономической обоснованности выбора канала связи для ПУ и применения промежуточных устройств сбора данных (УСД) перед согласованием технического решения по установке (замене) ПУ Заказчик на основании выполненных Подрядчиком расчетов проводит сравнение экономической эффективности вариантов выбора канала связи для подлежащих монтажу ПУ с учетом и без учета установки

УСД. В составе проектной документации Подрядчик предоставляет указанные расчеты, выполненные в соответствии с требованиями раздела 5 Регламента взаимодействия. При совпадении точек поставки оптового и розничного рынка при проектировании исключить установку УСД в (ТП, КТП, РП, ПС) для фиксации 2-х уровневой системы «сервер-прибор» в соответствии с таблицей 4 приложения 11.3 к приложению 1.1 «Положение о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и введения реестра субъектов оптового рынка» стандартной формы Договора о присоединении к торговой системе оптового рынка, утвержденной решением Наблюдательного Совета НП «АТС» от 14.07.2006 № 96.

На этапе проектирования также должно быть выполнено:

- согласование совместно с Заказчиком планов-графиков производства работ с потребителями, с организациями-представителями потребителей (юридическими лицами, бытовыми потребителями, с управляющими компаниями многоквартирных домов и т.д.) при установке систем учета электроэнергии на объектах потребителя (ВРУ многоквартирных домов, частные домовладения, и т.д.);
- разработка и согласование с Заказчиком проекта производства работ по строительно-монтажным, пусконаладочным работам и сдаче в промышленную эксплуатацию готовых объектов;
- расчет объема ЗИП;
- оценка возможности включения ранее установленных ПУ и УСД (при наличии) в ИВК Заказчика без применения промежуточного ПО либо предоставление заключения о невозможности включения.

В составе эксплуатационной документации в отношении смонтированного оборудования, Подрядчиком разрабатывается комплекс организационных и технических мер по обеспечению информационной безопасности объекта информационной инфраструктуры в ходе его эксплуатации. Подрядчик должен предусмотреть наличие в составе эксплуатационной документации порядка действий персонала Заказчика по вводу в работу встроенных в ПО УСД и ПУ средств защиты информации.

3.1.1. Требования к проведению предпроектного обследования

При выполнении ППО при установке ПУ и присоединении их к ИСУЭ должны быть учтены рекомендации приложения 1 Регламента взаимодействия.

3.2. Выполнение работ по монтажу технических средств

Плановые объемы работ, подлежащие выполнению в рамках расширения автоматизированной системы учета электроэнергии, приведенные в приложении № 2, подлежат уточнению по результатам ППО и согласованию с Заказчиком.

Выполнению работ предшествует комплектация, поставка, за исключением предоставляемых Заказчиком, оборудования и материалов Подрядчиком в полном объеме согласно утвержденной спецификации, предварительная настройка подлежащих монтажу, в том числе предоставляемых Заказчиком, ИПУЭ (при необходимости), УСД (при необходимости) в целях последующей организации сбора данных в ИСУЭ Заказчика.

На этапе монтажных работ Подрядчиком должны быть выполнены:

- монтаж и подключение в соответствии с ПД средств измерений (приборы учета электрической энергии, выносные шкафы учета, измерительные трансформаторы) и УСД (при необходимости);
- проверка и испытание смонтированных технических средств;

- в целях защиты смонтированных Подрядчиком компонентов интеллектуальной системы учета электроэнергии от бесследного вмешательства в работу и искажение результатов измерения, установка от имени Заказчика пломб и знаков визуального контроля (пломбировочный материал предоставляется Заказчиком);

- оформление актов допуска установленных ПУ в эксплуатацию с потребителями (юридическими лицами, потребителями-гражданами) или с их представителями в сроки, предусмотренные законодательством с указанием фактической даты выполнения работ и показаний старого (при наличии) и вновь установленного счетчиков, при этом, в случае отсутствия потребителей (их представителей) в момент осуществления монтажа прибора учета на месте выполнения работ, Подрядчик передает Заказчику акты допуска, оформленные без подписи потребителя;

- оформление передачи материальных ценностей (демонтированного оборудования и материалов) Заказчика.

Места установки оборудования должны соответствовать ПД, согласованной с Заказчиком, определяются Подрядчиком по результатам ППО в соответствии с типовыми и индивидуальными техническими решениями по организации интеллектуального учета электроэнергии. В рамках ППО необходимо проводить замер качества связи с последующим определением требуемого ТТР (изменение оператора связи, необходимость количества и мест установки УСД и т.д.).

При установке ПУ потребителям индивидуальной застройки:

- в случае установки ПУ наружной установки с выносным отображающим устройством (дисплеем) ПУ подлежит установке в месте подключения ответвления ВЛ к сетям электроснабжения (на опоре ВЛ), способом, позволяющим провести идентификацию установленного ПУ и схемы его подключения невооруженным глазом или с применением оптических приборов, без подъема персонала на опору;

- в случае установки на опоре ВЛ ПУ непосредственного включения в составе ВШУ, внутридомовую сеть подключить к ответвлению ВЛ, присоединенному к выходным клеммам автоматического выключателя в соответствии со схемой, указанной в паспорте применяемого ВШУ;

- при установке трехфазных ПУ, во избежание подачи во внутридомовую сеть линейных напряжений вместо фазных, подключение присоединенного ко вводу в электроустановку потребителя ответвления ВЛ к клеммам автоматического выключателя (нагрузочным клеммам ПУ) проводить с учетом фактической схемы подключения фазных и нулевого проводов внутридомовой сети к источнику питания, имевших место до начала работ;

- монтаж шкафа учета выполнить по нормам безопасности от поражения электрическим током и возгорания;

- при установке ПУ в составе ВШУ на фасаде здания должны быть выполнены мероприятия по защите от хищения электроэнергии путем замены неизолированного ответвления ВЛ на самонесущий изолированный провод;

- при наличии одного ответвления от ВЛ, питающего 2, 3, 4 квартиры, расположенные в домах барачного типа или домах блокированной застройки, при наличии технической возможности разделения общего ввода предварительно согласовать с владельцами помещений и осуществить раздельное подключение вводов в квартиры, выполнив по одному ответвлению на каждую квартиру с установкой ПУ в отношении каждого ответвления;

- при наличии одного ответвления от ВЛ, в случае отсутствия технической возможности монтажа отдельных ответвлений от ВЛ, устанавливаются индивидуальные ПУ в соответствии с количеством квартир, при этом места установки индивидуальных приборов учета предварительно согласовать с владельцами помещений;

- ПД может быть предусмотрена установка ВШУ на опоре, высота от уровня земли до клеммной колодки счётчиков должна быть в пределах 0,8–1,7 м.

При установке ПУ на вводе ВРУ 0,4 кВ потребителя:

- ПУ непосредственного включения размещать в запирающемся помещении ВРУ, в случае отсутствия ВРУ - устанавливать в отдельном запирающемся шкафу;

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

- трансформаторы тока должны быть установлены во всех трех фазах;

- внутренние соединения шкафа учета и подключение к нему ввода электроустановки и питающих проводников должны соответствовать схеме, установленной заводом-изготовителем (с учетом типа, применяемого ПУ), указанной в паспорте применяемого ШУЭ;

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

При установке ПУ, УСД, средств связи в ТП / КТП:

- трансформаторы тока устанавливать на присоединениях в РУ-0,4 кВ;

- ПУ, средства автоматизации и связи устанавливать в РУ-0,4 кВ трансформаторных подстанций, допускается устанавливать в запирающихся шкафах наружного исполнения;

- ПУ трансформаторного включения подключать к измерительным цепям через испытательные клеммные колодки, установленные перед ПУ и имеющие устройство для пломбирования;

- типоразмеры шкафов выбирать в зависимости от требуемого количества (по количеству присоединений или по условиям ограниченного размещения) и размеров, применяемых ПУ.

По окончании монтажных работ Подрядчик составляет и передает Заказчику опросные листы (монтажные ведомости) о смонтированных средствах измерения и оборудовании ИВКЭ (при наличии) по форме приложения № 6 для проверки, а после согласования использует их при выполнении пусконаладочных работ.

В процессе подготовки к выполнению работ подрядной организацией должны быть выполнены следующие основные мероприятия:

- составить и согласовать с Заказчиком проект производства работ (ППР);

- до выполнения работ необходимо произвести необходимые согласования и оформить наряд-допуск в установленном порядке;

- в случае привлечения к выполнению работ Субподрядчика выбор его согласовать с Заказчиком. Подрядчик несет полную ответственность за работу Субподрядчика.

В случае невозможности реализации заложенных проектных решений все изменения проекта согласовать с Заказчиком и отразить в рабочей документации.

3.3. Проведение пусконаладочных работ

В результате проведения пусконаладочных работ Подрядчик должен организовать удаленный сбор данных с установленных на технологической площадке (объекте электросетевого хозяйства, из числа приведенных в приложении № 3), ПУ и УСД (при наличии). По мере завершения пусконаладочных работ Подрядчик уведомляет Заказчика о своей готовности приступить к предварительным испытаниям площадки с указанием даты начала таких испытаний.

При наладке удаленного сбора в ИВК в существующей точке учета не допускается удалять ранее внесенные в ИВК точки учета и ПУ. Необходимо проводить установку или замену ПУ с указанием даты установки, даты снятия ПУ, показаний на дату установки и дату снятия и других опций установки ПУ.

Для автоматизации сбора данных ПУ необходимо использовать опросный лист (монтажную ведомость). Форма опросного листа приведена в приложении № 6 к настоящему ТЗ. Для выполнения пусконаладочных работ со стороны Заказчика Подрядчику предоставляется удаленный доступ к ИВК с соблюдением необходимых мер информационной безопасности, в противном случае выполнение пусконаладочных работ на ИВК выполняется силами Заказчика с исключением стоимости выполняемых работ из Договора в соответствии со сметными расчетами.

По завершении пусконаладочных работ Подрядчик отражает НСИ с фактическим состоянием средств измерения и параметрами установленного Оборудования на технологической площадке в опросном листе (монтажной ведомости).

После осуществления ПНР в ИВК и в ПУ должны быть сняты ошибки и уведомления, возникшие и зафиксированные в самом ПУ о вскрытии корпуса / клеммной крышки.

При выполнении пусконаладочных работ Подрядчиком (Заказчиком, если Подрядчику не обеспечен доступ к ИВК) выполняется:

- проверка настроек ПУ;
- назначение пароля администратора (верхний уровень), отличного от заводского, и предоставление ответственному представителю Заказчика реестра паролей с привязкой к типу и номеру оборудования. Парольная защита ПУ, УСД должна осуществляться Заказчиком;
- опечатывание всех неиспользуемых портов (при наличии) одноразовыми индикаторными пломбами, предотвращающими несанкционированный доступ;
- проверка и настройка каналов связи для передачи данных;
- комплексная наладка всех элементов системы сбора данных, отладка их взаимодействия;
- интеграция вновь установленного оборудования системы учета в ИВК;
- обеспечение Заказчика данными НСИ для автоматического сбора данных с вновь смонтированных ПУ на объектах;
- описание НСИ в отдельную группу БД ИВК с последующим ее внесением Заказчиком в ИС «Баланс» в отношении всех установленных ПУ;
- синхронизация НСИ ИВК и ИС «Баланс» в части всех установленных ПУ (назначены по учетным показателям коды информационного взаимодействия);
- получение данных опроса установленных ПУ в ИВК;
- проверка функционирования системы учета электроэнергии в соответствии с методикой испытаний;

- оформление акта о приемке в опытную эксплуатацию (в отношении счетчиков, опрашиваемых посредством ИВКЭ, а также входящего в состав ИВКЭ оборудования);
- оформление актов о приемке выполненных работ;
- оформление приемосдаточной документации в соответствии с утвержденным перечнем документов, согласованным с Заказчиком;
- перевод оборудования на работу под управлением ИВК без применения промежуточного ПО.

По итогам пусконаладочных работ Подрядчиком совместно с Заказчиком должна быть проведена проверка отсутствия промежуточного ПО в соответствии с методикой проверки наличия промежуточных серверов или ПО при осуществлении удаленного обмена данными с использованием ПО «Пирамида-Сети» (приложение 9 к Регламенту взаимодействия).

После завершения пусконаладочных работ, Заказчик совместно с Подрядчиком проводят предварительные испытания функционирования, смонтированного Подрядчиком оборудования, в составе интеллектуальной системы учета электроэнергии Заказчика.

3.4. Предварительные испытания

Смонтированное Подрядчиком, а также ранее установленное оборудование, включенное им в состав ИСУЭ в соответствии с требованиями настоящего ТЗ, должно предъявляться для проведения предварительных испытаний в объеме, кратном минимальному объему пускового комплекса, который должен составлять 100% оборудования, подлежащего установке/замене в пределах одной трансформаторной подстанции 6-10/0,4 кВ в соответствии с приложением № 3 к техническому заданию.

Испытания проводятся Заказчиком совместно с Подрядчиком в соответствии с программой и методикой испытаний (приложение 8 к Регламенту взаимодействия) не позднее 10 рабочих дней с момента получения от Подрядчика уведомления о готовности к проведению испытаний, при условии отсутствия у Заказчика замечаний к полноте и качеству выполненных строительно-монтажных работ, а также предоставлении комплекта исполнительной документации, который должен соответствовать объему предъявляемого к испытаниям оборудования.

При проведении процедуры предварительных испытаний результатов выполненных работ Подрядчиком должны быть представлены следующие документы:

1) опросный лист (монтажная ведомость) с приложенными актами допуска в эксплуатацию, где Подрядчик завершил все работы (далее - завершенная технологическая площадка). Опросный лист должен содержать перечень всего установленного оборудования учета электроэнергии по завершенным технологическим площадкам;

2) акты технической готовности электромонтажных работ (АТГЭР) (шаблон в соответствии с приложением 7 к Регламенту взаимодействия) в соответствии с перечнем, указанным в представляемой монтажной ведомости (опросных листах).

На этапе предварительных испытаний осуществляется проверка соответствия выполненных работ согласованной Заказчиком ПМИ.

3.5. Опытная эксплуатация

Опытная эксплуатация обязательна для пусковых комплексов, опрос счетчиков в рамках которых осуществляется с использованием оборудования уровня ИВКЭ, смонтированного Подрядчиком в соответствии с требованиями настоящего ТЗ.

Приемка объектов в опытную эксплуатацию осуществляется в разрезе технологических площадок.

Приемка объектов в опытную эксплуатацию осуществляется на основании акта приемки в опытную эксплуатацию (шаблон в соответствии с приложением 7 к Регламенту взаимодействия) по результатам успешного прохождения предварительных испытаний.

Продолжительность опытной эксплуатации должна составлять не менее 7 дней и не более 1 месяца.

На этапе опытной эксплуатации Подрядчик совместно с Заказчиком:

- ведут журнал проведения опытной эксплуатации (шаблон в соответствии с приложением 7 к Регламенту взаимодействия), в котором подневно фиксируются отклонения работы системы учета электроэнергии от нормального режима (или их отсутствие), а также замечания и предложения, возникающие в рамках проведения опытной эксплуатации указанной системы в объеме включенного Подрядчиком в состав системы учета электроэнергии оборудования;

- организуют работы по анализу результатов опытной эксплуатации.

На этапе опытной эксплуатации выполняется Подрядчиком:

- устранение нарушений, связанных с настройкой и функционированием оборудования;

- замена вышедшего из строя оборудования;

- оформление акта о завершении опытной эксплуатации.

По окончании опытной эксплуатации Подрядчик и Заказчик подписывают журнал проведения опытной эксплуатации.

3.6. Приемка оборудования автоматизированной системы учета электроэнергии в промышленную эксплуатацию

Приемочные испытания проводятся для определения соответствия результатов установки ПУ и присоединения их к ИСУЭ техническому заданию, оценки качества опытной эксплуатации и решения вопроса о возможности приемки установленных ПУ в составе ИСУЭ в промышленную эксплуатацию. По результатам опытной эксплуатации в рамках приемочных испытаний составляется акт о вводе технической площадки в промышленную эксплуатацию.

Приемка включенного Подрядчиком в состав системы учета электроэнергии оборудования в промышленную эксплуатацию осуществляется Заказчиком по итогам:

- анализа положительных результатов предварительных испытаний (для пусковых комплексов, не требующих проведения опытной эксплуатации), либо положительных результатов предварительных испытаний и опытной эксплуатации или устранения недостатков, выявленных при предварительных испытаниях и опытной эксплуатации (для пусковых комплексов, требующих проведения опытной эксплуатации);

- оформления акта о приемке системы учета электроэнергии в промышленную эксплуатацию приемочной комиссией по каждому объекту отдельно.

4. Требования к расширяемой автоматизированной системе учета электрической энергии

4.1. Общие требования к системе учета электрической энергии

Технические средства, применяемые Подрядчиком для расширения АСУЭ, за исключением предоставляемых Заказчиком, 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, а также соответствовать требованиям по предоставлению участникам закупочной процедуры национального режима, указанным согласно постановлению Правительства № 1875 в Приложениях 1 и 2 к настоящему ТЗ.

Система учета электроэнергии в отношении включенного Подрядчиком в ее состав оборудования должна обеспечивать:

- сбор и сохранение результатов измерения, информации о состоянии средств измерения, информации о состоянии объектов измерения (при использовании данной информации для расчета значений учетных показателей) в ИВК (без применения промежуточного ПО) и доступ к ним соответствующих АРМ;
- управление ПУ (коммутационными аппаратами) и их параметрирование;
- вычисление баланса электроэнергии в ИВК (без применения промежуточного ПО) по участкам сети, указанным в приложении № 3 к настоящему техническому заданию для комплексного оснащения ИПУ в автоматизированном режиме, сравнение фактического небаланса с допустимым значением небаланса, а также контроль достоверности передаваемых/получаемых данных;
- удаленный доступ к ПУ и УСД со стороны ИВК «Пирамида-сети» без применения промежуточного ПО;
- сохранность информации на уровнях ИВКЭ (при наличии), ИВК при возникновении любых нештатных ситуаций;
- после восстановления электропитания должна быть обеспечена процедура восстановления требуемого объема информации по иерархии системы.

Все оборудование функционирующей системы учета Заказчика должно иметь схему электропитания, обеспечивающую сохранение работоспособности (с передачей аварийной сигнализации и сохранением измерительной информации) при кратковременных перерывах электропитания и перепадах напряжения (не более 1 часа).

В случае наличия в Спецификации оборудования, передаваемого Заказчиком Подрядчику (приложение №1), подлежащего установке Подрядчиком на присоединениях ТП и РП 6-20 кВ, должно быть организовано взаимодействие такого оборудования с ОИК ЦУС.

Обмен оперативной информацией с вышестоящими уровнями управления (с ОИК ЦУС) должен осуществляться с использованием протоколов передачи данных по МЭК 60870-5-104 или МЭК 61850 (при возможности вышестоящего уровня управления осуществлять информационное взаимодействие с использованием протоколов передачи данных по МЭК 61850) (допускается использование канала связи с ИВК с разделением на логическом уровне).

Применение протоколов передачи данных МЭК 60870-5-104 допускается при невозможности вышестоящего уровня управления осуществлять информационное взаимодействие с использованием протоколов передачи данных по МЭК 61850, при этом, при соответствующей готовности ОИК ЦУС, применяемое оборудование должно иметь возможность перепрограммирования и оперативного перехода на информационное взаимодействие по МЭК 61850 без дополнительных затрат для Заказчика и без необходимости замены основного и вспомогательного оборудования.

ПО, применяемые протоколы ИИК и ИВКЭ системы учета, должны быть открытыми, соответствующими стандартным протоколам, применяющимся в ПАО «Россети».

Смонтированное Подрядчиком оборудование (ИИК/ИВКЭ) должно позволять интегрироваться в ИВК без применения промежуточного ПО.

Возможность передачи телеметрической информации ПУ, установленных на присоединениях ТП и РП 6-20 кВ, в ОИК через ЦППС филиала.

Система учета в отношении включенного Подрядчиком в ее состав оборудования должна осуществлять следующие функции:

- учет электрической энергии;
- контроль параметров качества электроснабжения (медленное изменение напряжения и перенапряжение) в соответствии с п. 20 Правил доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности), утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 19.06.2020 № 890;
- управление ПУ (коммутационными аппаратами) и их параметрирование;
- передачу телесигналов и ТИ (при наличии на объекте соответствующих датчиков) в соответствии с п. 6.1.6 приложения 1 к СТО 34.01-21-005-2019 «Цифровая электрическая сеть. Требования к проектированию цифровых распределительных электрических сетей 0,4-220 кВ»;
- прием из ПТК ЦУС и передачу на исполнительные устройства команд ТУ в соответствии с п. 6.1.6 приложения 1 к СТО 34.01-21-005-2019 «Цифровая электрическая сеть. Требования к проектированию цифровых распределительных электрических сетей 0,4-220 кВ».

Система должна производить автоматический сбор и хранение информации в базе данных в течение не менее 3,5 лет с регулярным резервированием на внешних носителях информации, обеспечивать в отсутствие внешней синхронизации отсчет времени с погрешностью не более 5 секунд в сутки.

4.2. Требования к ИИК

За исключением оборудования, предоставляемого Заказчиком Подрядчику, которое подлежит использованию Подрядчиком при выполнении работ в соответствии с требованиями настоящего технического задания «как есть», ко всем остальным приборам учета, и/или иному оборудованию интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности), закупаемым по согласованию с Заказчиком Подрядчиком самостоятельно, предъявляются требования согласно пунктам 4.2.1. – 4.2.4, 4.3. – 4.4. настоящего ТЗ.

4.2.1. Требования к счетчикам электроэнергии

Типы корпусов применяемых Подрядчиком счетчиков электроэнергии должны обеспечивать возможность их установки в щит учета (на 3 винта), или на DIN-рейку, или на ответвление (опору) ВЛ - в соответствии со спецификацией оборудования (Приложение № 1), уточненной по результатам ППО, а также с типовыми техническими решениями ПАО «Россети» по организации учета электроэнергии (приложение №4). Для отображения показаний и наблюдения за индикатором функционирования ПУ должен быть оборудован встроенным дисплеем, за исключением счетчиков, предназначенных для наружной установки (в корпусе split), которые должны быть укомплектованы удаленным (выносным) дисплеем.

При определении типов применяемых при выполнении работ счетчиков электроэнергии Подрядчик должен руководствоваться требованиями СТО на ПУ.

При организации учета электроэнергии на ПС/ТП/РП/КТП обязательно наличие встроенного цифрового дисплея отображения информации.

В целях обеспечения организации сбора данных с приборов учета, закупаемых Подрядчиком непосредственно или в составе ВШУ для выполнения работ в соответствии с настоящим техническим заданием, коммуникационные интерфейсы счетчиков электроэнергии, предварительно указанные в спецификации оборудования (Приложение № 1) должны быть уточнены по результатам ППО.

Устанавливаемые счетчики электроэнергии должны быть совместимыми с типами счетчиков и(или) оборудования уровня ИВКЭ (УСД), указанными в колонке «Совместимость с установленным оборудованием» спецификации оборудования (Приложение №1), посредством которых планируется их включение в ИВК на базе ПО «Пирамида-Сети».

Приборы учета, устанавливаемые Подрядчиком, с 01.07.2026 должны иметь модульное исполнение. При наличии у прибора учета GSM модуля передачи данных, данный модуль должен иметь возможность замены на модуль передачи данных по RF или PLC непосредственно на месте установки прибора учета, без отправки заводу изготовителю.

На видном месте корпуса элементов оборудования системы учета электроэнергии (ПУ, наружные поверхности шкафа учета), находящихся в зоне доступа потребителя должны быть размещены наклейки с температурой эксплуатации от -40 до +70 °С, а на удаленных дисплеях - наклейки с температурой эксплуатации от -20 до +50 °С, либо маркировка может быть нанесена лазерной гравировкой или иным способом, устойчивым к атмосферным воздействиям в течение срока эксплуатации ИПУЭ с нанесением шрифтом PF DIN Text Cond Pro логотипа ПАО «Россети» (начертанием Medium) и следующей информации (с высотой символов не менее 4 мм):

- телефон Единого контакт-центра: 8-800-220-0-220.

4.2.2. Требования к вторичным измерительным цепям

Подключение проводников вторичных цепей трансформаторов тока к ПУ трансформаторного включения должно быть выполнено через испытательную коробку или специализированный клеммник, по конструктивному исполнению обеспечивающий разрыв цепей напряжения и закорачивание токовых цепей с возможностью опломбировки, расположенные вблизи ПУ или в ячейке релейного отсека.

Подключение ПУ к вторичным измерительным обмоткам трансформаторов тока следует выполнять отдельно от цепей релейной защиты и автоматики. Для учета необходимо предусматривать отдельные вторичные обмотки ТТ и ТН соответствующих классов точности измерительных кернов.

При подключении ПУ не допускается применение скруток и паяк во вторичных цепях, промежуточных сборок зажимов и выводов вторичных обмоток измерительных трансформаторов.

Применение промежуточных трансформаторов тока не допускается.

Вторичные измерительные цепи должны быть защищены от несанкционированного доступа.

Не допускается использовать кабельно-проводниковые изделия с поврежденной изоляцией.

Значения относительных потерь напряжения в линиях присоединения ПУ к трансформаторам напряжения должны быть не более 0,25% номинального вторичного напряжения для трансформаторов напряжения классов точности 0,2 и 0,5 и не более 0,5% для трансформаторов напряжения класса точности 1,0. Сечение соединительных проводов во вторичных цепях напряжения ТН расчетного и технического учета должны быть не менее 1,5 кв. мм для меди. Сечение соединительных проводов во вторичных цепях ТТ расчетного и технического учета должны быть не менее 2,5 кв. мм для меди. Применение алюминиевых проводников не допускается.

Фактическая вторичная нагрузка выбранных ТТ должна находиться в диапазоне, обеспечивающим соответствующий класс точности согласно требованиям ГОСТ 7746-2015, или в расширенном диапазоне согласно пределам, установленным производителем.

Во избежание увеличения индуктивного сопротивления жил кабелей разводку вторичных цепей трансформаторов напряжения необходимо выполнять так, чтобы сумма токов этих цепей в каждом кабеле была равна нулю в любых режимах.

4.2.3 Требования к трансформаторам тока

ТТ по техническим характеристикам должны соответствовать требованиям ГОСТ 7746-2015 (ГОСТ 70507.1-2024, ГОСТ 70507.2-2024 для ТТ, изготовленных после 01.08.2024), и иметь класс точности - не ниже 0,5S.

Межповерочный интервал ТТ должен быть не менее 8 лет.

ТТ должны быть поверены, иметь свидетельство о поверке, действующее на полный период межповерочного интервала с момента приобретения или отметку в паспорте о первичной заводской поверке.

При новом строительстве и при технологическом присоединении необходима установка измерительных ТТ в каждой фазе (в обоснованных случаях допускается установка двухэлементных ПКУ, не содержащих отдельных трансформаторов).

ТТ должны быть 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 должны быть закрыты прозрачной пластмассовой крышкой с возможностью опломбирования, обязательно наличие под крышкой вывода для подключения цепей напряжения (для исполнений ТТ со встроенной первичной токоведущей шиной).

Фактическая вторичная нагрузка выбранных ТТ должна находиться в диапазоне, обеспечивающим соответствующий класс точности согласно требованиям ГОСТ, или в расширенном диапазоне согласно пределам, установленным производителем.

4.2.4 Требования к трансформаторам напряжения

Измерительные ТН по техническим характеристикам должны соответствовать ГОСТ 1983-2015 (ГОСТ 70507.1-2024, ГОСТ 70507.3-2024 для ТН, изготовленным после 01.08.2024), и иметь класс точности - не ниже 0,5.

Для питания цепей напряжения измерительных элементов ПУ должны применяться трехфазные ТН или однофазные ТН, устанавливаемые в каждой из фаз. Не допускается использовать для целей коммерческого учета электрической электроэнергии встроенные ТН. Исключением являются КРУЭ со встроенными ТН, которые должны иметь возможность проведения периодической поверки в процессе

эксплуатации.

Конструкция клеммных зажимов ТН должна обеспечивать их защиту от несанкционированного доступа.

Межповерочный интервал ТН должен быть не менее 8 лет.

4.3. Требования к ВШУ

ВШУ предназначен для размещения оборудования ИСУЭ на опорах ВЛ 0,4 кВ, на стенах ВРУ-0,4 кВ, на наружных стенах жилых, общественных и производственных зданий.

Компоновка шкафов учета должна соответствовать типовым техническим решениям ПАО «Россети» по организации учета электроэнергии.

ВШУ должны соответствовать экологическим, санитарно-гигиеническим, противопожарным и другим нормам законодательства Российской Федерации, и обеспечивать безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта. По безопасности эксплуатации ВШУ должен удовлетворять требованиям для класса защиты II по ГОСТ 32395-2020, ГОСТ IEC 61439-1-2013, ГОСТ Р 50571.4.41-2022.

Комплектация креплений (либо непосредственно конструкция) ВШУ должна предусматривать возможность установки шкафов как на опоры, так и на наружных стенах зданий (наличие крепежных планок, дюбелей и т.д.).

В состав ВШУ в зависимости от применяемых технических решений по организации интеллектуального учета входят:

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

Конструкция корпусов и компоновка ВШУ должна исключать применение пластиковых крепежных элементов (винтов, защелок и т.п.) для повышения эксплуатационных свойств при пониженных температурах.

При креплении коммутационных аппаратов до и после ПУ электроэнергии, должны использоваться дополнительные фиксаторы на DIN-рейку в целях исключения их смещения или срыва с крепежного места подключаемым СИП.

Подключение гибких многопроволочных проводов должно осуществляться с их опрессовкой, размер наконечников должен быть достаточным для зажима под оба винта клемм со стороны ПУ.

Конструкция шкафа учета должна предусматривать возможность:

- визуального снятия показаний ПУ без отпираания дверцы (наличие прозрачного окна или целиком прозрачной крышки корпуса);

- воздействия на автоматический выключатель, расположенный после ПУ, без возможности оперирования выключателем нагрузки, устанавливаемым до ПУ и открытия дверцы шкафа (должен быть предусмотрен отдельный лючок);
- установки однофазного или трехфазного ПУ в зависимости от спецификации и автоматических выключателей на DIN-рейку;
- установки модема и выносной антенны.

Для исключения несанкционированного доступа к ПУ, на корпусе должно быть предусмотрено место для опломбирования дверцы ВШУ.

ВШУ должен иметь степень защиты IP - 54 и выше в следующих местах сопряжения:

- по периметру примыкания дверцы к корпусу шкафа;
- в местах ввода-вывода кабелей;
- в крышке доступа к защитному коммутационному аппарату после счетчика;
- в местах крепления монтажных скоб на задней стенке шкафа;
- в конструкции замка;
- в конструкции окна, предназначенного для визуального снятия показаний счетчика.

ВШУ должен быть укомплектован гермовводами в количестве не менее 2 шт. (диаметр 25 мм для шкафа с однофазным счетчиком и 32 мм для шкафа с трехфазным счетчиком) и дополнительный гермоввод в случае применений выносной GSM-антенны.

Дверца шкафа, устанавливаемая на петлях, при открытии должна быть неотделимой от корпуса, смотровое окно несъемное, крышка коммутационной аппаратуры поворотная или откидная.

Средний срок службы ВШУ не менее 15 лет.

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

4.4. Требования к пунктам коммерческого учета электроэнергии 6-20 кВ

Технические характеристики ПКУ 6-20 кВ должны соответствовать СТО 34.01-5.1-008-2018 «Пункты коммерческого учета электроэнергии уровнем напряжения 6-35 кВ. Общие технические требования» (за исключением требований к заводу-изготовителю и сервисным центрам), характеристики ПУ, входящих в состав ПКУ, должны соответствовать СТО на ПУ.

Все элементы ПКУ должны быть защищены:

- от перенапряжения (необходимо предусматривать в составе поставки решения с устройствами (ограничителями) защиты от перенапряжений нелинейными (типа УЗПН, ОПН и др.);
- 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 и воздействия.

4.5. Требования к ИВКЭ

Требование настоящего раздела распространяются на УСД, закупаемые по согласованию с Заказчиком Подрядчиком самостоятельно, оборудование, предоставляемое Заказчиком Подрядчику, подлежит использованию Подрядчиком при выполнении работ в соответствии с требованиями настоящего технического задания «как есть».

Оборудование уровня ИВКЭ (УСД или коммуникационные шлюзы (контроллеры)), в случае, если их установка предусмотрена в ПД, согласованной с Заказчиком, реализует в составе расширяемой системы функции промежуточного сбора и хранения данных учета электроэнергии, а также предоставление интерфейса доступа со стороны ИВК к ПУ и собранной информации.

Технические характеристики УСД, коммуникационных шлюзов, контроллеров, базовых станций и УСПД должны соответствовать СТО на УСД.

Для использования при выполнении работ допускаются устройства, прошедшие оценку соответствия требованиям по информационной безопасности по процедуре, регламентированную Методикой проведения проверки цифрового оборудования и систем на соответствие требованиям безопасности информации, в том числе проведения проверки качества технических средств защиты информации в электросетевом комплексе, в соответствии с ГОСТ ИЕС 60950-1-2014 и постановлением Правительства Российской Федерации от 16.04.2012 № 313 приказом ПАО «Россети» от 28.08.2020 № 391 или имеющие заключение ФСБ России об оценке влияния среды функционирования СКЗИ. Обязательно наличие в оборудовании средств криптографической защиты информации, с поддержкой отечественных алгоритмов шифрования с представлением заключения лаборатории, лицензированной Федеральной службой безопасности Российской Федерации. Методика проверки и Перечень оборудования, прошедшего проверку на соответствие требованиям по информационной безопасности, размещены на официальном сайте ПАО «Россети».

Количество ПУ с функцией полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии, приостановления или ограничения предоставления коммунальной услуги (управление нагрузкой), контролируемых одним ИВКЭ, не должно превышать 750 ПУ.

В части ТС УСД осуществляет предоставление сведений в соответствии с п. 19.20 и 19.21 СТО на УСД, пп. 6.1.6, приложением 1 к СТО на ЦРЭС.

Конструкция выносного шкафа с УСД не должна допускать бесследного несанкционированного доступа к размещенному оборудованию и его цифровым интерфейсам.

Выносной шкаф с УСД должен быть оснащен сигнализацией о вскрытии. События вскрытия шкафа должны инициативно передаваться через УСД в ИВК и ОИК ЦУС (настройка приема сигнализации в ОИК ЦУС не входит в объем данного ТЗ). При параметрировании УСД в журнале событий автоматически должно фиксироваться данное событие с указанием даты и времени и отправляться в ИВК без применения промежуточного ПО.

Должна обеспечиваться работа оборудования в стандарте не ниже 4G.

При использовании технологий PLC, RF должна обеспечиваться работа в сетях с автоматической маршрутизацией передаваемых пакетов данных и ретрансляции данных при автоматическом изменении конфигурации сети.

В случае предусмотрения в ПД, согласованной с Заказчиком, установки УСД (шлюзов, базовых станций, УСПД), обязательно применение УСД (шлюзов, базовых станций, УСПД), которые произведены на территории Российской Федерации и которым присвоен статус телекоммуникационного оборудования российского происхождения, при условии наличия таких устройств в свободном доступе на соответствующем товарном рынке.

4.6. Требования к каналам и операторам связи

Каналы связи должны иметь коэффициент готовности не ниже 0,95. При использовании технологий PLC, RF должна обеспечиваться работа в сетях с автоматической маршрутизацией передаваемых пакетов данных и ретрансляции данных при автоматическом изменении конфигурации сети.

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. Выбор интерфейсов и каналов передачи данных определяется ПД.

Временная задержка при передаче данных с ПУ электроэнергии (уровня ИИК) на верхний уровень системы учета не должна превышать 24 часа. Задержка в передаче данных единичного запроса с ПУ электроэнергии (уровня ИИК) на верхний уровень системы учета не должна превышать 30 минут. Передача информации от ИВКЭ до ИВК может осуществляться по радиоканалам в сетях подвижной радиотелефонной связи в стандарте GSM LTE, а также по каналам проводной связи в стандарте TSP/IP. Технические характеристики каналообразующей аппаратуры должны обеспечивать скорость передачи информации в канале в соответствии с регламентом сбора данных, но не менее 2400 бит/с, при выполнении системой учета телемеханических функций - не менее 64 кбит/с.

Передача данных по каналам GSM осуществляется только с использованием выделенной оператором связи APN (Access Point Name) для сетевой организации с аутентификацией доступа, не допускается использование для передачи данных сети Internet.

Выбор оборудования и канала передачи данных для ПУ (за исключением предоставляемых Заказчиком) должен производиться с учетом обеспечения надежности и экономичности (наименьших затрат) в соответствии с расчетами, произведенными на этапе выбора используемых каналов передачи данных:

- при использовании GSM технологий для передачи данных должна обеспечиваться работа в стандарте не ниже 4G;
- при использовании каналов связи сети GSM / LTE для передачи данных с ПУ модем должен обеспечивать в базовом режиме работу сети одного из операторов связи, а в резервном в сети другого оператора связи, при этом должна обеспечиваться возможность использования стандартных сим-карт любого оператора связи сети стандарта GSM;
- при использовании для передачи данных от ПУ радиоканала в нелицензируемом диапазоне радиочастот (RF) модем должен обеспечивать работу в сетях с автоматической маршрутизацией передаваемых пакетов данных и ретрансляции данных.

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

Подрядчик должен определить и согласовать с Заказчиком схемы коммутации оборудования с обозначениями используемых интерфейсов и каналообразующего оборудования.

Заказчик для сетей GSM / LTE путем заключения договоров с операторами сотовой связи на оказание услуг связи обеспечивает выполнение следующих требований:

- зафиксировать с оператором связи для сети связи топологию «Звезда» (Hub

and Spoke);

- изоляцию трафиков модемов УСД, подключенного к ИВК, от трафика других модемов, а также от публичных сетей;
- изоляцию трафиков модемов группы ПУ, подключенных к одному УСД, от трафиков других модемов, а также от публичных сетей;
- мониторинг извлечения авторизованной smtp карты (sim-чипа) из модемов для которого она предназначена и информирование Заказчика о факте извлечения.

Заказчик обязан своевременно передавать оператору связи результаты оценки показателей критериев значимости масштаба возможных последствий возникновения компьютерных инцидентов на объектах критической информационной инфраструктуры Заказчика и других сведений, необходимых для присвоения категорий значимости информационно-телекоммуникационной сети.

При организации каналов связи с ПУ по сети GSM / LTE в базовом режиме должна обеспечиваться передача данных в сети одного из операторов связи, а в резервном режиме (при его наличии) в сети другого оператора связи, при этом должна обеспечиваться возможность использования стандартных сим-карт (sim-чипов) любого оператора связи сети стандарта LTE, принадлежащих Заказчику.

Использование сим-карт (sim-чипов) принадлежащих физическим или юридическим лицам (за исключением Заказчика), индивидуальным предпринимателям не допускается.

В случае применения базовых станций, обязательно использование базовых станций, которые произведены на территории Российской Федерации и которым присвоен статус телекоммуникационного оборудования российского происхождения, при условии наличия таких устройств в свободном доступе на соответствующем товарном рынке:

- обеспечить мониторинг извлечения авторизованной сим-карты из модема, для которого она предназначена, и информирование Заказчика о факте извлечения;
- обеспечить категорирование своей информационно-телекоммуникационной сети, обеспечивающей функционирование интеллектуальной системы учета электроэнергии, в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 08.02.2018 № 127 «Об утверждении Правил категорирования объектов критической информационной инфраструктуры Российской Федерации, а также перечня показателей критериев значимости объектов критической информационной инфраструктуры Российской Федерации и их значений».

4.7. Требования к надежности и безопасности

Требование настоящего раздела к приборам учета, и/или иному оборудованию интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности), распространяются на оборудование, закупаемое по согласованию с Заказчиком Подрядчиком самостоятельно. Оборудование, предоставляемое Подрядчику Заказчиком, подлежит использованию Подрядчиком при выполнении работ в соответствии с требованиями настоящего технического задания «как есть».

Применяемое Подрядчиком оборудование по показателям надежности должно соответствовать требованиям ГОСТ 27883-88 и требованиям технического регламента Таможенного союза ТС 004/2011 «О безопасности низковольтного оборудования».

Применяемое оборудование должно удовлетворять требованиям международных и российских нормативных документов по безопасности.

Все применяемые Подрядчиком оборудование/компоненты, присоединяемые к

ИСУЭ должны быть устойчивы к помехам и искажениям при передаче информации, к влиянию отклонений температурных параметров, влажности, электромагнитных полей по условиям работы аппаратуры, защищено от несанкционированного доступа.

Встроенные в применяемое оборудование программные средства и конфигурационное ПО должны обеспечивать многоуровневую систему защиты, как функционального ПО, так и данных. Права доступа пользователей к функциональному ПО и данным поставляемого оборудования должны быть строго разграничены и фиксированы.

При установке и настройке УСД или ПУ со встроенными средствами криптографической защиты информации должно быть обеспечено выполнение соответствующих настроек УСД и ПУ в соответствии с эксплуатационной документацией.

При установке ПУ непосредственного включения, имеющего встроенный коммутационный аппарат, в отношении энергопринимающих устройств потребителей, ограничение режима потребления электрической энергии (мощности) которых может привести к экономическим, экологическим или социальным последствиям и категории которых предусмотрены Правилами полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 04.05.2012 № 442, должна быть выполнена настройка возможности фиксации встроенного коммутационного аппарата в положении «отключено» непосредственно на ПУ.

При установке ПУ, УСД и присоединении их к ИСУЭ должно обеспечиваться:

- исключение возможности использования услуг и сервисов, не предназначенных для цели передачи данных (MMS, CSD и другие), путем их отключения и/или блокировки оператором связи;

- реализация ограничения списка разрешенных телефонных номеров, используемых с целью установки входящего/исходящего соединения в случае использования CSD или SMS для настройки канала связи или передачи данных;

- включение шифрованного режима работы ПУ;

- установка уникальных паролей на ПУ и УСД;

- настройка защиты от подбора пароля на 3 неверных пароля на ПУ и УСД;

- настройка в ИСУЭ возможность смены ключей шифрования;

- настройка передачи в ИСУЭ по инициативе устройства зарегистрированных событий в момент их возникновения:

- дата и время последнего перепрограммирования;

- факт связи с ПУ, приведшей к изменению параметров конфигурации, режимов функционирования (в том числе введение полного и (или) частичного ограничения (возобновления) режима потребления электрической энергии (управление нагрузкой);

- коррекция времени УСД и ПУ;

- сброс измеряемых значений электрической энергии (мощности);

- несанкционированный доступ к работе ПУ, в том числе несанкционированный доступ к его ПО, параметрам и обрабатываемой им информации:

- дата и время вскрытия клеммной крышки;

- дата и время вскрытия корпуса;

- попытка доступа с неуспешной идентификацией и (или) аутентификацией;

- попытка доступа с нарушением правил управления доступом;

- попытка несанкционированного нарушения целостности ПО и параметров.

Если иное не предусмотрено законодательством Российской Федерации закупка ПО, не внесенного в реестр российского программного обеспечения или в реестр евразийского программного обеспечения, не допускается.

ПО (в том числе консоли администрирования, утилиты, конфигураторы и пр.), использование которого для управления, настройки и конфигурирования поставляемых в соответствии с настоящим ТЗ компонентов автоматизированных систем предусмотрено производителями в составе их эксплуатационной документации, должно иметь возможность функционирования на персональных компьютерах под управлением ОС «Альт рабочая станция» с установленным офисным пакетом «Р7-Офис. Профессиональный» и web-браузером «Яндекс.Браузер».

4.8. Метрологические и другие требования к оборудованию

Требование настоящего раздела к приборам учета, и/или иному оборудованию интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности), распространяются на оборудование, закупаемое по согласованию с Заказчиком Подрядчиком самостоятельно. Оборудование, предоставляемое Подрядчику Заказчиком, подлежит использованию Подрядчиком при выполнении работ в соответствии с требованиями настоящего технического задания «как есть».

Средства измерения, устанавливаемые Подрядчиком при расширении системы учета электроэнергии должны иметь:

- свидетельство об утверждении типа средств измерений Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (РОССТАНДАРТ) и описание типа средств измерений;
- внесенные записи в ФИФ ОЕИ «Аршин» с отражением сроков поверки оборудования;
- паспорта (формуляры) на ПУ с указанием сроков поверки и с датой поверки не более 1 года на дату установки и отвечать требованиям Межгосударственных стандартов, ГОСТам и ТУ;
- руководство по монтажу;
- руководство по эксплуатации;
- руководство пользователя (для ПО, встроенного в поставляемое оборудование).

4.9. Требования к электромагнитной совместимости

Требование настоящего раздела к приборам учета, и/или иному оборудованию интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности), распространяются на оборудование, закупаемое по согласованию с Заказчиком Подрядчиком самостоятельно. Оборудование, предоставляемое Подрядчику Заказчиком, подлежит использованию Подрядчиком при выполнении работ в соответствии с требованиями настоящего технического задания «как есть».

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

4.10. Требования по эксплуатации, техническому обслуживанию, ремонту и хранению:

- оборудование системы учета электроэнергии должно обеспечивать непрерывную работу в пределах срока службы при условии проведения ремонтно-восстановительных работ;
- восстановление работоспособности системы учета электроэнергии должно производиться путем замены неисправных компонентов, при этом организацию ремонта вышедших из строя в период гарантийного срока компонентов, предоставленных Заказчиком, обеспечивает Заказчик, а оборудования, закупленного Подрядчиком самостоятельно, обеспечивает Подрядчик (для гарантийных случаев);
- технические средства системы учета электроэнергии должны быть обслуживаемыми устройствами;
- условия хранения технических средств системы учета электроэнергии должны отвечать требованиям ГОСТ 15150-69.

4.11. Требования к документированию

ПД, в том числе рабочая документация, должна быть разработана в соответствии с ГОСТ 21.101-2020, ГОСТ 21.613-2014, ПУЭ, Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации (далее - ПТЭ), и отвечать требованиям СНиП, государственных норм и правил Российской Федерации.

При этом Подрядчик выполняет оформление согласования эксплуатирующих и заинтересованных организаций на производство работ в зонах пересечения их коммуникаций, сооружений или подведомственных объектов.

Обеспечение безопасности выполнения работ и соблюдение техники безопасности осуществляется согласно:

- Правилам по охране труда при эксплуатации электроустановок (приказ Минтруда России от 15.12.2020 № 903н);
- ПУЭ;
- ПТЭ;
- СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования»;
- СНиП 12-04-2002 «Строительные нормы и правила Российской Федерации. Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство»;
- СП 76.13330.2016 «Свод правил. Электротехнические устройства».

Проектная, рабочая и эксплуатационная документация представляется в 3 (трех) экземплярах на сброшюрованном бумажном носителе (после получения положительных заключений органов экспертизы), из которых не менее 1 (одного) экземпляра в оригинале. Один экземпляр в электронном виде (на CD/DVD или USB-носителе), текстовая и графическая части представляются в стандартных форматах, обеспечивающих возможность чтения и редактирования в программных продуктах отечественного производства.

Исполнительная документация представляется в 2-х экземплярах в соответствии с требованиями Методических указаний «Порядок ведения исполнительной и формирования приемо-сдаточной документации на объектах электросетевого комплекса ПАО «Россети Центр» и ПАО «Россети Центр и Приволжье» МУ ЦА БП 19/10-06/2024, включая:

- акт технической готовности электромонтажных работ (АТГЭР);
- ведомость технической документации, предъявляемой при сдаче-приемке

электромонтажных работ;

- ведомость изменений и отступлений от проекта;
- ведомость электромонтажных недоделок, не препятствующих комплексному опробованию;
- журнал выполнения работ по форме КС-6а;
- опросный лист (монтажная ведомость).

Сдача-приемка монтажных работ по установке ПУ должна выполняться при условии подтверждения Подрядчиком объемов выполненных работ путем заведения смонтированного оборудования в базу данных ИВК ИСУЭ Филиала на базе ПО «Пирамида-Сети» и обеспечения удаленного сбора данных с ИВК, ИВКЭ (при наличии) с занесением всей необходимой информации по каждой точке учета (тип и № ПУ, измерительных трансформаторов (при наличии), номера сим-карт, а так же предоставлении фотографий установленных ПУ, измерительных трансформаторов (при наличии), их паспортов и объектов подключения с идентификацией на фотографии геолокации.

4.12. Требования к эксплуатационной документации

Эксплуатационная документация на расширяемую автоматизированную систему учета электроэнергии должна содержать следующую информацию:

- перечень средств измерений в составе информационно-измерительного комплекса с указанием их номинальных параметров и классов точности (отражается в АТГЭР);
- схема подключения ПУ и измерительных трансформаторов (отражается в ТТР);
- паспорта-протоколы (для ИИК, в состав которых входят измерительные трансформаторы тока и напряжения);
- паспорта на смонтированное Подрядчиком оборудование системы учета электроэнергии;
- руководство пользователя на компоненты, входящие в систему учета;
- технологическая инструкция, определяющая порядок взаимодействия составляющих системы учета элементов, их функциональные особенности, возможности по контролю выполнения каждым элементом системы учета законченной технологической функции;
- инструкция по эксплуатации, определяющая последовательность действий персонала при выводе в проверку и вводе в работу компонентов системы с указанием способов и мест отсоединения цепей, методы и действия персонала по контролю и поддержанию эксплуатационного состояния системы, а также и при выполнении аварийно-восстановительных мероприятий;
- акты выполненных работ по проверке, замене, установке ПУ.

4.13. Требования к защите информации от несанкционированного доступа

Защита от утечки информации должна обеспечиваться в соответствии с нормативно-техническими документами.

При расширении системы учета электроэнергии до ее передачи в промышленную эксплуатацию должны быть решены следующие вопросы обеспечения информационной безопасности:

- каждого (при необходимости) компонента системы учета электроэнергии;
- разработка или выбор методов и средств программно-технической защиты информационных ресурсов на этапах сбора, обработки и транспортировки

информации с обеспечением степени ее защищенности, адекватной ценности и конфиденциальности содержания.

Используемые программно-технические средства защиты от несанкционированного доступа должны обеспечивать:

- идентификацию пользователей;
- передачу данных по сети в закодированном (зашифрованном) виде;
- контроль за процессами обработки информации путем автоматического ведения системных журналов, в том числе, регистрацию попыток несанкционированного доступа, обнаруживаемых программными средствами защиты.

При совмещении в одном устройстве функций учета электроэнергии и измерений должны быть выполнены требования логического (виртуального) разделения передаваемых и преобразуемых данных учета от данных измерений для соблюдения защиты информации от несанкционированного доступа.

Передача от Подрядчика к Заказчику ПО (микропрограммного обеспечения) ПУ и УСД выполняется по акту приема-передачи. В Акте должны быть зафиксированы контрольные суммы ПО, наименование и версия ПО для вычисления контрольных сумм и алгоритм их вычисления, наименование организации разработчика и организации-правообладателя, версия ПО, наименования файлов версий, ограничения на использование ПО.

4.14. Требования к информационному обмену между уровнями системы

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

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

Дополнительные требования к информационному обмену между уровнями системы при совмещении в одном устройстве функций учета и измерений (в том числе виртуальных) определяются соответствующими НТД в области назначения применяемого прибора измерений.

При наличии на участках сети, указанных в приложении № 3 к настоящему техническому заданию для комплексного оснащения ИПУ ранее установленного оборудования системы учета электроэнергии, не включенного в состав системы учета электроэнергии Заказчика, но соответствующего СТО 34.01-5.1-009-2024 ПАО «Россети», в рамках работ, выполняемых в соответствии с настоящим ТЗ, должна быть обеспечена интеграция ранее установленных ПУ электроэнергии в ИВК без применения промежуточного ПО, либо предоставлено обоснованное заключение о невозможности интеграции и осуществлена замена оборудования Заказчика.

4.15. Требования к проведению опытной эксплуатации

Начало опытной эксплуатации устанавливается после подписания актов о завершении пусконаладочных работ и 72 часов непрерывной работы системы учета

электроэнергии в условиях работающего основного электротехнического оборудования.

Продолжительность опытной эксплуатации должна определяться по срокам, необходимым для проверки правильности функционирования системы учета при выполнении каждой автоматизированной функции и готовности персонала к участию в выполнении всех автоматизированных функций, и составлять не менее 7 дней и не более 1 месяца.

В случае подтверждения двухсторонним актом Заказчика и Подрядчика фактов внешнего воздействия на ПУ или УСД, повлекших нарушение критериев успешности опытной эксплуатации, Заказчик организует взаимодействие с лицами, осуществляющими несанкционированное воздействие на систему учета электроэнергии, при этом опытная эксплуатация приостанавливается на срок, необходимый Подрядчику для устранения последствий несанкционированного воздействия. После возобновления работоспособности системы учета осуществляется повторный ввод в опытную эксплуатацию до достижения суммарных тридцати дней успешного функционирования системы учета.

В случае конструктивной неисправности ПУ и УСД, которые не подтверждаются двухсторонним актом Заказчика и Подрядчика, Подрядчик организует взаимодействие с производителями оборудования, при этом опытная эксплуатация останавливается. После возобновления работоспособности системы учета осуществляется повторный ввод в опытную эксплуатацию до достижения тридцати дней подряд успешного функционирования системы учета.

Во время опытной эксплуатации должен вестись рабочий журнал, в который должны заноситься сведения:

- о продолжительности функционирования;
- о результатах наблюдения за правильностью функционирования системы учета электроэнергии в целом, его компонентов (функций);
- об отказах, сбоях, аварийных ситуациях;
- об изменениях параметров объекта управления и проводимых корректировках документации.

По результатам опытной эксплуатации составляется акт о завершении опытной эксплуатации и допуске пускового комплекса системы учета для ввода в промышленную эксплуатацию.

При проведении опытной эксплуатации проверяется соответствие установленного оборудования и ПО настоящим техническим требованиям, а также выполнение компонентами системы учета заявленных производителем свойств и функций. Удачным опросом является получение информации на ИВК ВУ с 95% установленных ПУ по результатам прошедших суток, 98% ПУ за прошедшую неделю, 99% ПУ за прошедший месяц, за исключением вышедших из строя приборов учета. Под инцидентом понимается событие, нарушающее нормальное функционирование системы, и не позволяющее успешно реализовать одну или несколько из заявленных функций.

Критерии успешного прохождения опытной эксплуатации по одному или нескольким интерфейсам (без учета состояния каналов связи):

- автоматический ежесуточный сбор значений накопленной с начала месяца энергии суммарно и отдельно по всем тарифам, а также активной мощности, усредненной за 60 минутный интервал - не более 5% случаев неудачных опросов по итогам суток;
- автоматический еженедельный сбор значений накопленной с начала месяца

энергии суммарно и отдельно по всем тарифам, а также активной мощности, усредненной за 60 минутный интервал - не более 2% случаев неудачных опросов по итогам 7 суток;

- автоматический сбор значений накопленной с начала месяца энергии суммарно и отдельно по всем тарифам, а также активной мощности, усредненной за 60 минутный интервал - не более 1% случаев неудачных опросов по итогам месяца;

- автоматический сбор записей журналов событий ПУ и УСД - не более 1% случаев неудачных опросов в течении 7 (семи) календарных дней;

- удаленное (с рабочего места оператора) управление (ограничение, отключение) нагрузкой потребления по каждому присоединению, оборудованному ПУ, входящими в систему учета с удаленным сбором данных - не более 1% случаев неудачных действий (без учета состояния каналов связи);

- для участков сети, указанных в приложении № 3 к настоящему техническому заданию для комплексного оснащения ИПУ - формирование Заказчиком еженедельных балансов электроэнергии по объекту с погрешностью, не превышающую допустимую для данного объекта (в соответствии с РД 34.09.101-94) с учетом доли его оснащенности ИПУЭ в рамках договора;

- для участков сети, указанных в приложении № 3 к настоящему техническому заданию для комплексного оснащения ИПУ сформированная в ИВК схема балансирования объектов, отображение реального значения фактического и допустимого небаланса по энергообъекту;

- удаленное (с рабочего места оператора) параметрирование ПУ и их групп - не более 1% случаев неудачных действий (без учета состояния каналов связи) за период опытной эксплуатации;

- устойчивая работа элементов системы учета электроэнергии - максимально допустимое количество отказов и выходов из строя элементов системы учета электроэнергии - не более 2% от общего количества узлов, входящих в ее состав (серверы, ПУ, оборудование связи) за период опытной эксплуатации;

- количество ПУ, данные с которых не удалось получить путем удаленного опроса в течение отчетного месяца (исключая случаи выхода из строя ПУ, УСД, сервера), % от общего числа ПУ - не более 2%;

- среднее время устранения причины инцидента (сбоя) с момента возникновения инцидента (не более 4 часов без учета времени доставки ЗИП);

- количество инцидентов, вызвавших несанкционированное или произведенное с нарушением установленного порядка ограничение и (или) отключение нагрузки, исключая некорректные действия персонала Заказчика или потребителя - не более 1% за период опытной эксплуатации;

- количество сбоев синхронизации времени оборудования ИИК, ИВКЭ - не более 1% за период опытной эксплуатации.

В части телемеханических функций опытная эксплуатация считается успешной в случае отсутствия инцидентов в течение 1 месяца работы системы.

До ввода в опытную эксплуатацию:

- Подрядчик формирует в ИВК балансовые группы;

- Подрядчик формирует в ИВК базу атрибутов НСИ и документального обеспечения, включающую всю имеющуюся в монтажных ведомостях информацию о ПУ и УСД;

- Заказчик, в случае монтажа на ТП и РП 6-20 кВ Подрядчиком в соответствии с согласованной ПД оборудования, поддерживающего функции телемеханики, формирует в ОИК ЦУС кадры отображения для работы с телеинформацией (ТИ, ТС,

команды ТУ), поступающей от оборудования расширяемой системы учета.

5. Требования по стандартизации и унификации

Система учета подлежит расширению в соответствии с требованиями нормативных правовых документов:

- постановление Правительства Российской Федерации от 04.05.2012 № 442 «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии»;
- постановление Правительства Российской Федерации от 19.06.2020 № 890 «О порядке предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности)» (вместе с Правилами предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности);
- постановление Правительства Российской Федерации от 03.02.2012 № 79 «О лицензировании деятельности по технической защите конфиденциальной информации»;
- постановление Правительства Российской Федерации от 08.02.2018 № 127 «Об утверждении Правил категорирования объектов критической информационной инфраструктуры Российской Федерации, а также перечня показателей критериев значимости объектов критической информационной инфраструктуры Российской Федерации и их значений»;
- ГОСТ 1983-2015 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия»;
- ГОСТ 7746-2015 «Трансформаторы тока. Общие технические условия»;
- ГОСТ Р МЭК 60044-8-2010 «Трансформаторы измерительные. Электронные трансформаторы тока»;
- ГОСТ Р МЭК 60044-7-2010 «Трансформаторы измерительные. Электронные трансформаторы напряжения»;
- ГОСТ 19.101-2024 «Единая система программной документации (ЕСПД). Виды программ и программных документов»;
- ГОСТ 34.201-2020 «Информационные технологии. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем»;
- ГОСТ Р 59793-2021 «Информационные технологии. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания»;
- ГОСТ 34.602-2020 «Техническое задание на создание автоматизированной системы»;
- ГОСТ Р 59792-2021 «Информационные технологии. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды испытаний автоматизированных систем»;
- МЭК 61850-9-2 «Системы автоматизации и сети связи на подстанциях. Часть 9-2. Схема особого коммуникационного сервиса (SCSM). Значения выборок по ISO/IEC 8802-3»;
- ГОСТ 14254-2015 «Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (Код IP)»;
- ТР ТС 020/2011 «Электромагнитная совместимость технических средств»;
- ГОСТ Р 8.563-2009. ГСОЕИ. «Методики (методы) измерений»;
- ГОСТ Р 8.596-2002 ГСОЕИ. «Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения»;
- ГОСТ Р 51583-2014 «Защита информации. Порядок создания автоматизированных систем в защищенном исполнении. Общие положения»;

- РД 34.09.101-94. Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении;
- РД 34.11.502-95. «Методические указания. Организация и порядок проведения метрологической экспертизы документации на стадии разработки и проектирования»;
- РД 34.11.202-95. «Методические указания. Измерительные каналы информационно-измерительных систем. Организация и порядок проведения метрологической аттестации»;
- РД 34.11.333-97. «Типовая методика выполнения измерений количества электрической энергии»;
- РД 34.11.334-97. «Типовая методика выполнения измерений электрической мощности»;
- РД 34.11.114-98. «Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и мощности. Основные нормируемые метрологические характеристики. Общие требования»;
- РД 153-34.0-11.209-99. «Рекомендации. Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и мощности. Типовая методика выполнения измерений электроэнергии и мощности»;
- МИ 222-80. «Методика расчета метрологических характеристик ИК ИИС по метрологическим характеристикам компонентов»;
- МИ 2168-91. «Методика расчета метрологических характеристик измерительных каналов по метрологическим характеристикам линейных аналоговых компонентов»;
- МИ 2439-97. «Метрологические характеристики измерительных систем. Номенклатура. Принцип регламентации, определения и контроля»;
- МИ 2440-97. «Методы экспериментального определения и контроля характеристик погрешности измерительных каналов измерительных систем и измерительных комплексов (с изменением № 1)»;
- приказ ФСТЭК России от 25.12.2017 № 239 «Об утверждении Требований по обеспечению безопасности значимых объектов критической информационной инфраструктуры Российской Федерации»;
- РД 34.35.305-79 «Инструкция по проверке трансформаторов напряжения и их вторичных цепей».

6. Гарантийные обязательства

Гарантии качества оказанных услуг (выполненных работ) распространяются на все смонтированное подрядчиком оборудование системы учета электроэнергии, ее конструктивные элементы, выполненные работы.

Гарантийный срок нормальной эксплуатации пусковых комплексов системы учета электроэнергии на объектах, указанных в приложении № 3 (без аварий, инцидентов по причине отказа оборудования объекта или нарушения технологических параметров его работы, работы в пределах проектных параметров и режимов), - 60 (шестьдесят) месяцев с даты подписания сторонами актов допуска в промышленную эксплуатацию.

Гарантийный срок нормальной эксплуатации оборудования, закупленного Подрядчиком, входящего в систему учета, а также его соответствия требованиям законодательства Российской Федерации (в том числе постановления Правительства Российской Федерации от 19.06.2020 № 890 «О порядке предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электрической

энергии (мощности)») и иным требованиям настоящего технического задания - 60 (шестьдесят) месяцев с даты подписания сторонами актов допуска в промышленную эксплуатацию.

Взаимодействие Подрядчика и Заказчика в процессе исполнения гарантийных обязательств должно осуществляться с учетом требований, указанных в приложении № 7 к техническому заданию.

7. Особые условия

Работы по расширению автоматизированной системы 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 Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок (утверждены приказом Минтруда России от 15.12.2020 № 903н) по утвержденному Заказчиком графику производства работ.

При осуществлении закупки на право заключения договора на выполнение работ в соответствии с требованиями настоящего технического задания Заказчик в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 23.12.2024 № 1875 «О мерах по предоставлению национального режима при осуществлении закупок товаров, работ, услуг для обеспечения государственных и муниципальных нужд, закупок товаров, работ, услуг отдельными видами юридических лиц» обеспечивает предоставление Участникам закупочной процедуры национального режима. Меры применения национального режима указаны в Приложениях 1 и 2 к настоящему ТЗ.

8. По техническим условиям выполнения работ обращаться:

Должность	ФИО	Телефон
Начальник отдела эксплуатации и развития систем учета	Хромовский П.В.	8 (4842) 71-62-13 / 8 920-875-34-95
Начальник отдела АСКУЭ	Аникин Н.О.	8 (4842) 506-368 / 8 902-989-70-32

9. Приложения

Приложение 1. Спецификация оборудования, предоставляемого Заказчиком Подрядчику.

Приложение 2. Объем выполнения работ.

Приложение 3. Перечень объектов электросетевого хозяйства и точек учета для установки/замены интеллектуальных приборов учета электроэнергии.

Приложение 4. Типовые технические решения по организации учета электроэнергии.

Приложение 5. Регламент взаимодействия с подрядными организациями при организации интеллектуального учета электроэнергии в группе компаний «Россети».

Приложение 6. Формы монтажных таблиц.

Приложение 7. Методические указания «Порядок работы ПАО «Россети Центр», ПАО «Россети Центр и Приволжье» с компонентами интеллектуальных систем учета электроэнергии, вышедшими из строя в период действия гарантийных обязательств»

Приложение №1
к техническому заданию

**Спецификация оборудования, предоставляемого Заказчиком
Подрядчику.**

№ п/п	Тип оборудования	ЕИ	Кол-во	Совместимость с установленным оборудованием
Счётчики однофазные				
1	Счетчик электрической энергии однофазный Split-исполнение МИРТЕК-12-ПУ-SP17-2-A1R1-230-5-100A-ST-RF2400/6-MOD/2-P1-B-D-F с МИРТЕК-МС-RF433.F и МИРТ-835-RFBT (или МИРТЕК-12-ПУ-SP17-2-A1R1-230-5-100A-ST-RF2400/6-MOD-P2-B-D с МИРТЕК-МС-RF433.F и МИРТ-835-RFBT)	шт.	4486	RF-Модем "Мирт"
2	ВШУ в сборе со счетчиком электрической энергии однофазным НАРТИС-И100-W113-2-A1R1-230-5-80A-ST-RS485-P1-ENKLMOQ1V3-D в комплекте: Модуль связи НАРТИС-МР-М3.1-2G4G или НАРТИС-И100-W112-2-A1R1-230-5-80A-ST-RS485-G/2-P1-HKLMOQ1V3-D и коммутационными аппаратами (выключатель нагрузки 1-полюсный, 63 А; выключатель автоматический 1-полюсный, 63 А, характеристика С) торговой марки «ТКС» (или ВШУ в сборе со счетчиком электрической энергии однофазным прямого включения МИРТЕК-12-ПУ-D17-2-A1R1-230-5-80A-ST-RS485-MOD/2-P1-B-D в комплекте с МИРТЕК-МС-G/5.F.SS или МИРТЕК-12-ПУ-D17-2-A1R1-230-5-80A ST-RS485-MOD/2-P1-B-D с модулем связи МИРТЕК-МС-G/5.F.SS-L и коммутационными аппаратами (выключатель нагрузки 1-полюсный, 63 А; выключатель автоматический 1-полюсный, 63 А, характеристика С) торговой марки «ТКС»)	шт.	23	
Счетчики трехфазные				
3	Счетчик электрической энергии трехфазный Split-исполнение МИРТЕК-32-ПУ-SP37-2-A1R1-230-5-100A-T-RF2400/6-MOD/2-P1-B-D-F с МИРТЕК-МС-RF433.F и МИРТ-835-RFBT (или МИРТЕК-32-ПУ-SP37-2-A1R1-230-5-100A-T-RF2400/6-MOD-P2-B-D с МИРТЕК-МС-RF433.F и МИРТ-835-RFBT)	шт.	1231	RF-Модем "Мирт"
4	Счетчик электрической энергии трехфазный прямого включения НАРТИС-И300-W133-2-A1R1-230-5-100A-TN-RS485-P1-ENKLMOQ1V3-D в комплекте: Модуль связи НАРТИС-МР-М3.3-2G4G (или НАРТИС-И300-W132-2-A1R1-230-5-100A-TN-RS485-G/2-P1-HI2KLMOQ2V3-D)	шт.	11	

5	Счетчик электрической энергии трехфазный полукосвенного включения НАРТИС-И300-W133-2-A5SR1-230-5-10A-TN-RS485-P1-ENLMOQ1V3Z/1-D в комплекте: Модуль связи НАРТИС-МР-М3.3-2G4G (или НАРТИС-И300-W132-2-A5SR1-230-5-10A-TN-RS485-G/2-P1-HI2LMOQ2V3Z/1-D)	шт.	26	
6	ВШУ в сборе со счетчиком электрической энергии трехфазным прямым включением НАРТИС-И300-W133-2-A1R1-230-5-100A-TN-RS485-P1-ENKLMQ1V3-D в комплекте: Модуль связи НАРТИС-МР-М3.3-2G4G или НАРТИС-И300-W132-2-A1R1-230-5-100A-TN-RS485-G/2-P1-HI2KLMQ2V3-D и коммутационными аппаратами (выключатель нагрузки 3-полюсный, 63 А; выключатель автоматический 3-полюсный, 80 А, характеристика С) торговой марки «ТКС» (или ВШУ в сборе со счетчиком электрической энергии трехфазным прямым включением МИРТЕК-32-РУ-D37-2-A1R1-230-5-100A-T-RS485-MOD/2-P1-B-D с модулем связи МИРТЕК-МС-G/5.F.SS или МИРТЕК-32-РУ-D37-2-A1R1-230-5-100A-T-RS485-MOD/2-P1-B-D с модулем связи МИРТЕК-МС-G/5.F.SS-L и коммутационными аппаратами (выключатель нагрузки 3-полюсный, 63 А; выключатель автоматический 3-полюсный, 80 А, характеристика С) торговой марки «ТКС»	шт.	19	
Модули связи для организации дистанционного опроса электросчетчиков				
7	ВШУ в сборе с RF модемом и внешней RF антенной, GSM модемом с внешней GSM антенной, ВА47 2Р х 3А, "С")	шт.	112	1Ф и 3Ф электросчётчики МИРТЕК (RF-технология)
Измерительные трансформаторы тока 0,66 кВ				
8	Трансформатор тока Т-0,66 У3 5 ВА 0,5 S 150/5А, комплект 3 шт.	Комплект	13	
9	Трансформатор тока Т-0,66 У3 5 ВА 0,5 S 200/5А, комплект 3 шт.	Комплект	5	
10	Трансформатор тока Т-0,66 У3 5 ВА 0,5 S 300/5А, комплект 3 шт.	Комплект	5	
11	Трансформатор тока Т-0,66 У3 5 ВА 0,5 S 400/5А, комплект 3 шт.	Комплект	2	
12	Трансформатор тока Т-0,66 У3 М 5 ВА 0,5 S 1000/5А, комплект 3 шт.	Комплект	1	

Приложение №2
к техническому заданию

Объем выполняемых работ.

№ (ТТР)	Вид выполняемых работ (наименование ТТР)	Единица измерения	Кол-во	Предоставление национального режима в соответствии с ПП 1875 от 23.12.2024	
				ОКПД 2	Мера применения национального режима (запрет, ограничение, преимущество)
2	Установка 1ф. прибора на неизолированный провод split – исполнение, (RF-технология)	шт.	4486	43.21.10.290	Не применяется
8	Установка 3ф. прибора на неизолированный провод split – исполнение (RF-технология)	шт.	1231		
5	Установка 1Ф БиЗ в комплекте с 1-ф. электросчетчиком (GSM-технология).	шт.	23		
11	Установка 3Ф БиЗ в комплекте с 3-ф. ПУ прямого включения (GSM- технология).	шт.	19		
51	Установка трехфазного электросчетчика полукосвенного включения (GSM-технология).	шт.	26		
16	Установка трехфазного электросчетчика прямого включения (GSM-технология).	шт.	11		
70	Установка шкафа модуля связи RF/GSM для организации дистанционного опроса электросчетчиков RF-технологии	шт.	112		
81	Замена существующих/установка трансформаторов тока (0,66кВ) 150/5А (3 шт.).	Комплект	13		
82	Замена существующих/установка трансформаторов тока (0,66кВ) 200/5А (3 шт.).	Комплект	5		
84	Замена существующих/установка трансформаторов тока (0,66кВ) 300/5А (3 шт.).	Комплект	5		
85	Замена существующих/установка трансформаторов тока (0,66кВ) 400/5А (3 шт.).	Комплект	2		
89	Замена существующих/установка трансформаторов тока (0,66кВ) 1000/5А (3 шт.).	Комплект	1		
2.1.	Монтаж изолированного ответвления в сторону потребителя СИП-2 (2х16)	шт.	3181		
8.1.	Монтаж изолированного ответвления в сторону потребителя СИП-4 (4х16)	шт.	393		
	Проектно-изыскательские работы.	ед. оборуд.	9508	71.12.13.000	
	Пусконаладочные работы.	ед. оборуд.	5908	43.21.10.290	

Приложение 3
к техническому заданию

Перечень объектов электросетевого хозяйства и точек учета для
установки/замены интеллектуальных приборов учета электроэнергии

(приложение № 3 размещено отдельно в составе конкурсной документации)

Приложение 4
к техническому заданию

Типовые технические решения по организации учета электроэнергии
(приложение № 4 размещено отдельно в составе конкурсной документации)

Приложение 5
к техническому заданию

Регламент взаимодействия с подрядными организациями при организации интеллектуального учета электроэнергии в группе компаний «Россети»

(приложение № 5 размещено отдельно в составе конкурсной документации)

Приложение 6
к техническому заданию

Формы монтажных таблиц

(приложение №6 размещено отдельно в составе конкурсной документации)

**Методические указания
«Порядок работы ПАО «Россети Центр», ПАО «Россети Центр и Приволжье»
с компонентами интеллектуальных систем учета электроэнергии, вышедшими
из строя в период действия гарантийных обязательств»**

(приложение № 7 размещено отдельно в составе конкурсной документации)