ЗНТ № 083-0024533

Директор филиала
ПАО «Россети Московский регион» -
Западные электрические сети

_____ А.В. Вологин

«___»_____2026г

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

«Выполнение ПИР по титулу: Установка приборов коммерческого учета 10 кВ, включенных в плату по дог. ТП № ИА-25-307-28497(530154) макс. мощностью ЭПУ 10000 кВт, в т.ч. ПИР, МО, г.о. Истра, с. Петровское, к.н.: 50:08:0050338:504 (код SAP I-354161)»

г. Одинцово 2026г.

Оглавление

1. Общие сведения 4
1.1. Наименование 4
1.2. Назначение 4
1.3. Основание для проведения работ 4
1.4. Сроки начала и окончания работ 4
1.5. Ценовые показатели 6
1.6. Источник финансирования 5
1.7. Технические характеристики оборудования 5
1.8. Объекты 6
2. Общие технические требования 7
3. Состав и содержание работ 8
4. Требования к системе учета электрической энергии 14
4.1. Общие требования к системе учета электрической энергии 14
4.2. Требования к ИИК 14
4.2.1. Требования к вторичным измерительным цепям 15
4.2.2. Требования к ТТ 16
4.2.3. Требования к ТН. 17
4.3. Требования к ВШУ 18
4.4. Требования к каналам и операторам связи 19
4.5. Требования к надежности и безопасности 21
4.6. Метрологические и другие требования к оборудованию 23
4.7. Требования к электромагнитной совместимости 23
4.8. Требования по эксплуатации, техническому обслуживанию, ремонту и хранению 23
4.9.Требования к документированию 24
4.10.Требования к эксплуатационной документации 25
4.11.Требования по эргономике и технической эстетике 26
4.12.Требования к защите информации от несанкционированного доступа 26
4.13.Требования к информационному обмену между уровнями системы 27
5. Требования по стандартизации и унификации 28
6. Гарантийные обязательства 30
7. Особые условия 31
8. По техническим условиям выполнения работ обращаться: 32
9. Приложения 32

Условные обозначения и сокращения

АРМ - автоматизированное рабочее место;
АВР - автоматический ввод резерва;
АСТУ - автоматизированные системы технологического управления;
ВЛ - воздушная линия;
ВРУ - вводно-распределительное устройство;
ВШУ - выносной шкаф учета электроэнергии;
ГБП - граница балансовой принадлежности;
Заказчик - ПАО «Россети Московский регион»;
ИВК - информационно-вычислительный комплекс;
ИВК ВУ - информационно - вычислительный комплекс верхнего уровня (ИВК «Пирамида-Сети»);
ИВКЭ - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (УСПД) автоматизированной системы учета с удаленным сбором данных;
ИИК - измерительно-информационный комплекс точки учета;
ИСУЭ - интеллектуальная система учета электрической энергии (мощности);
КЛ - кабельная линия;
КСПД - корпоративная сеть передачи данных;
МЭК - международная электротехническая комиссия;
ОИК - оперативно-информационный комплекс;
ПД - проектная документация (включая рабочую документацию);
ПИР - проектно-изыскательские работы;
ПМИ - программа и методика испытаний;
ПНР - пусконаладочные работы;
ПО - программное обеспечение;
ПОТ ЭЭ - Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок;
ППО - предпроектное обследование;
ПУ - прибор учета электрической энергии;
РД - рабочая документация;
РП - распределительный пункт;
СМР - строительно-монтажные работы;
ТЗ - техническое задание;
ТИ - телеизмерение;
ТП - трансформаторная подстанция;
ТС - телесигнал;
ТУ - телеуправление;
ТН - трансформатор напряжения;
ТТ - трансформатор тока;
ТТР - типовые технических решений по организации интеллектуального учета электроэнергии на присоединениях напряжением 6-20 кВ и ниже ПАО «Россети Московский регион» в действующей редакции, размещенные по адресу https://utp.rossetimr.ru/docs/information-materials;
УСПД - устройство сбора и передачи данных;
ФСТЭК России - Федеральная служба по техническому и экспортному контролю России;

ЦС - мобильное приложение «Цифровой сотрудник» в составе автоматизированной системы управления мобильными бригадами ПАО «Россети Московский регион»;
ЦУС - центр управления сетями;
Fieldbus - промышленная сеть передачи данных;
GSM - *Global System for Mobile Communications,* цифровой стандарт подвижной радиотелефонной (сотовой) связи 2-го поколения;
GPRS - *General Packet Radio Service,* технология пакетной передачи данных в сети GSM;
LTE - *Long-Term Evolution,* стандарт беспроводной высокоскоростной передачи данных подвижной радиотелефонной (сотовой) связи;
PLC - *Power line communication*, технология связи по линии электропередачи;
RF - *Radio frequency*, семейство технологий радиосвязи ближнего радиуса действия, использующих безлицензионные диапазоны частот;
RS-485 - стандарт передачи данных по двухпроводному полудуплексному многоточечному последовательному каналу связи;
Сим-карта - Subscriber Identification Module, идентификационный электронный модуль абонента, применяемый в подвижной радиотелефонной (сотовой) связи;;
UMTS - *Universal Mobile Telecommunications System*, технология подвижной радиотелефонной (сотовой) связи 3-го поколения.

1. Общие сведения

1.1.Наименование

Выполнение ПИР по титулу: Установка приборов коммерческого учета 10 кВ, включенных в плату по дог. ТП № ИА-25-307-28497(530154) макс. мощностью ЭПУ 10000 кВт, в т.ч. ПИР, МО, г.о. Истра, с. Петровское, к.н.: 50:08:0050338:504.

1.2.Назначение

Организация учета электроэнергии с удаленным сбором данных при новом технологическом присоединении к электрическим сетям (также в случае увеличения мощности) на границе балансовой принадлежности ООО «Центральная компания энергетики и электрификации», обслуживаемых Истринским РЭС филиала ПАО «Россети Московский регион» - Западные электрические сети.

1.3.Основание для проведения работ

- Программа развития интеллектуального учета электроэнергии на розничном рынке электроэнергии ПАО «Россети Московский регион», на период с 2026 по 2030 гг.

- Инвестиционная программа ПАО «Россети Московский регион», утвержденная Советом директоров Общества.

1.4.Сроки начала и окончания работ

Работа выполняется:

- с даты заключения договора по 30.12.2026 года;

- срок выполнения работ определяется в заявке на установку ПУ при технологическом присоединении в портальной части автоматизированной

системы управления мобильными бригадами (АСУ МБ), в зависимости от категории Заявителей и характера (объема) работ по техническим условиям на технологическое присоединение, в том числе:

1) до 4 рабочих (6 календарных) дней потребителей категории МСП кат.1[1];

2) до 10 рабочих (14 календарных) дней потребителей категории МСП кат.2[1];

3) до 10 рабочих (14 календарных) дней при отсутствии в технических условиях на технологическое присоединение мероприятий по строительству и(или) реконструкции объектов электросетевого хозяйства с присоединяемой мощностью энергопринимающих устройств потребителей физических лиц до 150 кВт включительно (с учетом ранее присоединенной) по уровню напряжения 0,4 кВ и ниже;

4) до 14 рабочих (20 календарных) дней при отсутствии в технических условиях на технологическое присоединение мероприятий по строительству и(или) реконструкции объектов электросетевого хозяйства с присоединяемой мощностью энергопринимающих устройств потребителей юридических лиц (индивидуальных предпринимателей) до 150 кВт включительно (с учетом ранее присоединенной) по уровню напряжения 0,4 кВ и ниже;

5) до 11 рабочих (15 календарных) дней потребителей категории Нац_М[2];

6) до 16 рабочих (22 календарных) дней в иных случаях.

- стадии выполнения, форма и сроки оплаты выполненных работ определяются договором.

- условия оплаты: в течение 30* рабочих дней после подписания Акта приемки выполненных или форм КС-2 и КС-3 (*не более чем 7 рабочих дней при заключении договора с субъектом МСП).

- стадии выполнения, форма и сроки оплаты выполненных работ определяются договором.

1.5.*Ценовые показатели*

Предметом закупки являются единичные расценки, указанные в Приложении № 7 к настоящему Техническому заданию.

Начальная цена лота составляет 16 928,21 руб., в т.ч. НДС (22%) и является неизменной.

- в стоимость работ должны входить все расходы и затраты, связанные с выполнением работ, обязательные платежи и материалы.

1.6.Источник финансирования

Инвестиционная программа ПАО «Россети Московский регион», утвержденная Советом директоров Общества.

1.7.Технические характеристики оборудования

Технические характеристики ПУ должны соответствовать действующему стандарту организации ПАО «Россети» СТО 34.01-5.1-009-2021 с дополнениями к СТО, согласно письму ПАО «Россети» АЕВ/333/156 от

[1] Критерии МСП в соответствии с приложением 1 к приказу Общества от 03.09.2025 № 859 «О повышении доступности энергетической инфраструктуры», приведенного в приложении №2 к настоящему Техническому заданию.

[2] Критерии Нац_М в соответствии с приложением 1 к приказу Общества от 06.02.2026 № 75 «О внесении изменений в приказ Общества от 03.09.2025 № 859 и реализации мероприятий, направленных на достижение ключевых показателей Национальной модели», приведенного в приложении №1 к настоящему Техническому заданию.

27.02.2025 (Приложение №6), а с 01.07.2026г. СТО 34.01-5.1-009-2024 «Приборы учета электроэнергии. Общие технические требования» (за исключением требований к заводу-изготовителю и сервисным центрам) (далее - СТО на ПУ).

Технические характеристики ПУ уровнем напряжения 6-20 кВ (Пунктов коммерческого учета электроэнергии непосредственного подключения на напряжения 6-20 кВ) должны соответствовать действующему стандарту организации ПАО «Россети» СТО 34.01-5.1-008-2018 «Пункты коммерческого учета электроэнергии уровнем напряжения 6-20 кВ. Общие технические требования» (за исключением требований к заводу-изготовителю и сервисным центрам) (далее - СТО на ПУ)

Формирование технических характеристик ПУ (ОКПД2-26.51.63.130) должно производиться с учетом порядка применения национального режима, установленного 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» (далее - постановление Правительства № 1875).

Если иное не предусмотрено законодательством Российской Федерации установка ПУ, не внесенных в реестр российской промышленной продукции, или евразийский реестр промышленных товаров не допускается.

К установке допускается оборудование, включенное в Перечень оборудования, материалов и систем, допущенных ПАО «Россети» к применению на объектах Общества, либо допущенное к применению комиссией ПАО «Россети Московский регион» по допуску оборудования, материалов и систем применения на объектах электросетевого комплекса ПАО «Россети Московский регион» (приказ ПАО «Россети Московский регион» от 20.08.2021 №848 в действующей редакции).

При описании приобретаемых ПУ, которые являются предметом закупки, их функциональных характеристик (потребительских свойств), их количественных и качественных характеристик может быть использован Каталог товаров, работ, услуг для обеспечения государственных и муниципальных нужд, сформированный на основе Общероссийского классификатора продукции по видам экономической деятельности (ОКПД2) ОК 034-2014 и включающий в себя информацию в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 08.02.2017 № 145 «Об утверждении Правил формирования и ведения в единой информационной системе в сфере закупок каталога товаров, работ, услуг для обеспечения государственных и муниципальных нужд и Правил использования каталога товаров, работ, услуг для обеспечения государственных и муниципальных нужд».

1.8.Объекты

Установка создаваемых локальных систем учета электроэнергии производится на границе балансовой принадлежности (ГБП) потребителя ООО «Центральная компания энергетики и электрификации» по единичным расценкам из договора в следующем предполагаемом, но не окончательном, объеме:

- Средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные косвенного включения – 2 шт.

Перечень мест установки систем учета, сформированный на основе базы данных и заявок потребителей, направляется Заказчиком Подрядчику в форме Заявки на выполнение работ по установке ПУ. Так же направляются технические условия, которыми предусмотрена установка ПУ.

2. Общие технические требования

2.1.Продукция должна быть новой, ранее не использованной, годом выпуска не ранее 4 квартала 2025года.

2.2.ПУ и измерительные трансформаторы должны иметь дату поверки не более 6 месяцев на дату установки и отвечать требованиям Межгосударственных стандартов, ГОСТ и ТУ.

2.3.Типы устанавливаемых средств измерения должны быть утверждены федеральным органом исполнительной власти по техническому регулированию и метрологии, внесены в федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений. Все вновь закупаемые средства измерений должны иметь действующее свидетельство о поверке.

2.4.Комплектность, область применения, условия эксплуатации, версии ПО
(не ниже исходной) присоединяемого оборудования (компонентов) к ИСУЭ (ПУ, измерительные трансформаторы и т.д.) должны соответствовать выданным
в заключении аттестационной комиссии ПАО «Россети» (или комиссии по допуску оборудования ПАО «Россети Московский регион»).

2.5.Продукция должна 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)».

2.6.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).

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

2.8.На момент заключения Договора используемые ПУ должны быть внесены в перечень оборудования, поддерживаемого ПО «Пирамида-Сети» (http://www.sicon.ru/prod/aiis/devices/), и/или ПО «АльфаЦЕНТР» (https://www.alphacnt.ru/cgi-bin/ViewNews.aspx?newsid=9&newstype=1) (для ПС 35-220 кВ, для точек учёта потребителей 3-6 ценовой категории розничного рынка, для точек учёта субъектов оптового рынка электроэнергии) и иметь соответствующий акт об интеграции с ПО «Пирамида-Сети» и/или с ПО «АльфаЦЕНТР» соответственно.

2.9.В составе используемого оборудования ИСУЭ подрядчиком должно быть поставлено и передано ПО для его конфигурирования без дополнительной платы и ограничений по использованию.

2.10. Состав оборудования, его технические характеристики и компоновка определяется в составе выбранного Заказчиком по результатам ППО типового проектного решения на организацию учета из ТТР.

В состав системы учета должны входить:

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

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

- каналообразующая аппаратура - базовые станции, маршрутизаторы, роутеры.

2.11. Все работы сдаются подрядчиком и принимаются Заказчиком посредством заведения ПО ПАО «Россети Московский регион» (ЦС, ПО «Пирамида-сети», Архив ПСД).

3. Состав и содержание работ

Установка ПУ производится со сменным модулем связи с каналом передачи данных: LTE (4G, GPRS, GSM)/проводной интерфейс RS-485 (для цифровых ПУ- Ethernet) /беспроводной интерфейс (по отдельному согласованию с Департаментом эксплуатации и развития систем учета электроэнергии ПАО «Россети Московский регион») с протоколами передачи, которые могут быть интегрированы в существующую систему сбора данных ПТК «Пирамида – Сети» и ПТК «Альфа Центр».

При установке ПУ должны быть соблюдены условия, внесенные в ТУ заявителя:

1) Если ПУ устанавливается в ТП/ВРУ, в котором есть в наличии УСПД/модем LTE (4G, GPRS, GSM), и есть возможность проложить проводной интерфейс, устанавливается ПУ с RS-485 (для цифровых ПУ - Ethernet).

2) В остальных случаях, приоритетом по установке в системы учёта на объектах ПАО «Россети Московский регион» является прибор учёта со сменным модулем связи LTE (4G, GPRS, GSM).

Тип ПУ и способ передачи данных согласовывается с Департаментом эксплуатации и развития систем учета электроэнергии ПАО «Россети Московский регион».

ПУ устанавливаются, готовые к интеграции в систему с централизованным на уровне ПАО «Россети Московский регион» управлением. В состав устанавливаемых компонентов системы учета электроэнергии, имеющей возможность интеграции с ИВК ВУ ПАО «Россети Московский регион», должны входить ИИК, включающие ТТ и ТН, вторичные измерительные цепи, а также ИПУЭ.

Взаимодействие Заказчика с Подрядчиком, должно соответствовать Порядку действий персонала Подрядчика при установке систем учета электроэнергии при технологическом присоединении (далее – Порядок действий), приведенному в Приложении 1 к настоящему Техническому заданию.

При организации учета электроэнергии необходимо предусмотреть установку/замену ПУ и измерительных трансформаторов на объектах.

Все работы в рамках настоящего ТЗ выполняются силами Подрядной организации.

Работы должны быть выполнены в соответствии с действующими СНиП, требованиями ПУЭ и действующим законодательством Российской Федерации, ТТР, условиями договора подряда.

Подрядчик должен обеспечить выполнение требований по обеспечению безопасности информации согласно Приложению 5 к настоящему ТЗ.

При выборе средств защиты информации, в том числе сопутствующего встроенного программного обеспечения, 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 ИПУЭ должно быть обеспечено в соответствии с ПД и РД. ПД и РД на ИПУЭ, включая их подсистему безопасности, оформляется в соответствии 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».

Внедрение ИПУЭ, а также средств (систем) защиты информации, в том числе встроенных, не допускается без ПД и РД.

Подрядчик разрабатывает ПД, РД в том числе по настройке встроенных средств защиты информации в ПО ПУ, а также обеспечивает ввод в эксплуатацию встроенных средств защиты информации в соответствии с ПД.

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).

Результатом выполнения работ по установке прибора/системы учета является наличие:

- фактического монтажа;

- внесенной информации для оформления допуска в эксплуатацию ПУ с учетом требований Порядка действий (Приложение № 1) в ЦС и заполненных на 100 % полей по ПУ в ЦС.

3.1.*Требования к ПД*

ПИР представляют собой комплекс работ по привязке ТТР к условиям, указанным в ТУ по каждому узлу учета.

3.2.*Выполнение работ по монтажу технических средств*

По результатам монтажных работ должны быть выполнены:

– комплектация, поставка оборудования и материалов в полном объеме согласно утвержденной спецификации;

– в соответствии с ПД выполнение монтажа средств измерений (ПУ, измерительные трансформаторы), оборудования передачи данных, присоединение кабелей резервного питания и интерфейсных кабелей;

– прокладка необходимых вторичных цепей;

– испытание смонтированных технических средств.

Места установки оборудования определяются в соответствии с ТТР и проведенным ППО. 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, позволяющем провести идентификацию установленного ПУ и схемы его подключения невооруженным глазом или
с применением оптических приборов без подъема персонала на опору;

- внутридомовую сеть подключить к ПУ непосредственного включения 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 на фасаде здания должны быть выполнены мероприятия

по защите от хищения электроэнергии путем замены неизолированного ввода на самонесущий изолированный провод;

- при наличии одного ввода на 2, 3, 4 квартиры, при наличии технической возможности и согласовании с владельцами помещений осуществить разделение вводов, выполнив по одному вводу на каждую квартиру (под технической возможностью подразумевается отсутствие необходимости переустройства внутридомовых сетей). В случае отсутствия технической возможности устанавливаются ПУ в соответствии с количеством квартир и с запасом кабельной продукции не более 25 м на один ввод 0,4 кВ;

- ПД может быть предусмотрена установка ВШУ на опоре, на высоте не менее 1,7 м;

- монтаж оборудования выполнять по нормам безопасности от поражения электрическим током.

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;

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

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

При установке ПУ, УСД, средств связи на ПС / ТП / РУ / 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 или маркирования;

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

- допускается устанавливать ПУ на существующих/монтируемых панелях учета, при условии установки панелей внутри закрывающихся на ключ/замок ТП/РУ/КТП, принадлежащих ПАО «Россети Московский регион».

Подрядчик предоставляет фотографии смонтированных технических средств на объектах Заказчика через ЦС с идентификацией на фотографии следующих метаданных: адрес, дата, время, долгота, широта.

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

- составлен и согласован с Заказчиком проект производства работ (ППР);
- до выполнения работ произведены необходимые согласования и оформлен наряд-допуск/распоряжение в соответствии с Регламентом допуска организаций для выполнения работ на объектах ПАО «Россети Московский регион», утвержденным Приказом от 05.04.2021 г. № 333 (в действующей редакции) и приведенным в Приложении №3 к настоящему ТЗ;

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

3.3.*Требования к выполнению ПНР*

При выполнении ПНР выполняется:

– проверка настроек ПУ, включая проверку настроек реле управления нагрузкой. После установки ПУ (непосредственно на месте проведения работ), необходимо проверить настройку «Лимита мощности» в соответствии с величиной максимальной мощности, указанной в документах о технологическом присоединении с указанием задержки сбрасывания 60 секунд (для ПУ поддерживающих данный параметр), с повторным включением через заданное время в течение 900 секунд (для ПУ поддерживающих данный параметр), количество повторных включений не ограничено (для ПУ с обязательным указанием повторных включений - не менее 40 раз в сутки).

– ПУ должны быть запрограммированы на интервал времени интегрирования 60 минут или 30 минут (для точек учёта потребителей 3-6 ценовой категории розничного рынка, для точек учёта субъектов оптового рынка электроэнергии);

– установка сим-карт (при использовании канала связи LTE/4G/GPRS/GSM);

– регулировка, настройка отдельных видов оборудования, входящих в состав системы учета электроэнергии, блоков, линий, с целью обеспечения установленной техническими решениями взаимосвязанной работы;

– обеспечение проверки каналов связи для передачи данных;

– сравнение контрольных сумм ПО ПУ с эталонными значениями;

– настройка правил безопасности (доступа) ПО ПУ в соответствии с ПД;

– настройка сбора параметров сети и журналов событий;

– внесение в ЦС данных по результату ПНР ПУ в соответствии с Приложением 1 к Порядку действий, приведенному в Приложении 1 к настоящему ТЗ для автоматического сбора данных: с вновь смонтированных точек учета (с учётом 100% заполнения долготы, широты, адреса потребителя в соответствии с ФИАС, номера ТП и номера ввода (при условии наличия информации в ТУ), с вновь смонтированных точек учета на объектах и фидерах 6-20/0,4 кВ (с учётом 100% заполнения долготы, широты, адреса ТП/РП/РТП в соответствии с ФИАС, номера ТП/РП/РТП и номера ячейки/линии), в следующем объеме:

a. адрес установки ПУ;

б. GPS-координаты места установки ПУ;
в. серийный номер ПУ;
г. тип ПУ (модификация);
д. дата установки ПУ;
е. дата поверки ПУ;
ж. дата следующей поверки ПУ;
з. вид модуля связи;
и. заводской номер модуля связи (УСПД, если опрос ПУ через УСПД);
к. связной адрес ПУ;
л. пароль доступа к ПУ;
м. порт подключения;
н. MAC-адрес ПУ;
о. интервал профиля мощности;
п. ICCID установленной сим-карты (для ПУ с LTE (4G, GPRS, GSM) модемом);
р. оператор сотовой связи (для ПУ с LTE (4G, GPRS, GSM) модемом);
с. серийные номера ТТ фаза A/B/C (для ПУ трансформаторного включения);
т. типы ТТ фаза A/B/C (для ПУ трансформаторного включения);
у. класс точности ТТ фаза A/B/C (для ПУ трансформаторного включения);
ф. дата установки ТТ фаза A/B/C (для ПУ трансформаторного включения);
х. дата поверки ТТ фаза A/B/C (для ПУ трансформаторного включения);
ц. номинальный ток первичной обмотки ТТ фаза A/B/C (для ПУ трансформаторного включения);
ч. номинальный ток вторичной обмотки ТТ фаза A/B/C (для ПУ трансформаторного включения);
ш. коэффициент трансформации ТТ фаза A/B/C (для ПУ трансформаторного включения).

– назначение пароля администратора (верхний уровень), отличного от заводского, и предоставление ответственному представителю Заказчика реестра паролей с привязкой к типу и номеру оборудования;

– опечатывание всех неиспользуемых портов (при наличии) одноразовыми индикаторными пломбами, предотвращающими несанкционированный доступ;

– оформление актов о приемке выполненных работ;

– оформление приемосдаточной документации в соответствии с утвержденным перечнем документов, согласованным с Заказчиком.

3.4.*Проведение испытаний*

При проведении процедуры испытаний результатов выполненных работ должна быть выполнена проверка настроек ПУ, включая проверку настроек реле управления нагрузкой.

4. Требования к системе учета электрической энергии

4.1.Общие требования к системе учета электрической энергии

Технические средства создаваемой системы учета электроэнергии должны быть изготовлены производителем в виде законченных укомплектованных изделий, для установки которых на месте эксплуатации достаточно указаний, приведенных в эксплуатационной документации, в которой нормированы метрологические характеристики измерительных каналов системы, а также соответствовать постановлению Правительства № 1875.

Система учета должна обеспечивать:

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

– управление ПУ и их параметрирование;

– удаленный доступ к ПУ с ИВК «Пирамида-сети» без применения промежуточного ПО;

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

Все оборудование создаваемой системы учета 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).

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

Поставляемое и смонтированное оборудование (ИИК) должно позволять интегрироваться в ИВК без применения промежуточного ПО.

Система учета должна осуществлять следующие функции:

– учет электрической энергии;

– контроль параметров качества электроснабжения 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 и в соответствии с требованиями к методам измерения контролируемых и индивидуальных ПКЭ, а также оценки качества услуг по снабжению электрической энергией в СТО на ПУ;

– управление ПУ (коммутационными аппаратами) и их параметрирование.

4.2.Требования к ИИК

По способу установки ПУ допускается монтаж в щит учета, или на DINрейку, или на опору - в соответствии с ТТР. Для отображения показаний и

наблюдения за индикатором функционирования ПУ должен быть оборудован встроенным дисплеем и/или укомплектован удаленным (выносным) дисплеем.

Для определения требований к ПУ руководствоваться СТО на ПУ.

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

На видном месте корпуса оборудования системы учета электроэнергии (ПУ, удаленные дисплеи, внутренние поверхности шкафа учета, ВРУ-0,4 кВ), находящихся в зоне доступа потребителя и заземленных в соответствии с установленными нормативно-техническими требованиями, маркировка должна быть нанесена лазерной гравировкой или иным способом, устойчивым к атмосферным воздействиям в течение срока эксплуатации ИПУЭ.

На ИПУЭ должна быть нанесена дополнительная маркировка, с использованием шрифта PF DIN Text Cond Pro с начертанием Medium, высотой прописных символов не менее 4 мм:

– логотип ПАО «Россети Московский регион»;

– телефон контакт-центра «Светлая линия» ПАО «Россети Московский регион»: «8-800-220-0-220», короткий номер: 220 (для ИПУЭ сплит-исполнения контактные номера телефонов наносятся также и на пультах, по месту).

– Для ИПУЭ сплит-исполнения: не менее шести последних цифр серийного номера ИПУЭ, с использованием шрифта PF DIN Text Cond Pro, высотой прописных символов не менее 30 мм.

– на лицевой панели должен быть размещен QR код размером не менее 20х20 мм. Объём информации, размещаемый в QR коде:

а) полный тип ИПУЭ в соответствии с описанием типа (до 80 символов);

б) полный серийный номер ИПУЭ (до 20 символов);

в) квартал/год первичной поверки ИПУЭ (до 12 символов).

Макет маркировки счетчика перед установкой согласовывается Подрядчиком с Департаментом эксплуатации и развития систем учета электроэнергии ПАО «Россети Московский регион».

4.2.1. Требования к вторичным измерительным цепям

Подключение кабеля к ПУ трансформаторного включения должно быть выполнено через испытательную коробку или специализированный клеммник с прозрачной крышкой, 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 ТТ 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 паек во вторичных цепях, промежуточных сборок зажимов и выводов вторичных обмоток измерительных трансформаторов.

Применение промежуточных ТТ не допускается.

Вторичные измерительные цепи должны быть защищены от несанкционированного доступа.

Не допускается использовать материалы с поврежденной изоляцией.

Значения относительных потерь напряжения в линиях присоединения ПУ к ТН должны быть не более 0,25% номинального вторичного напряжения для ТН классов точности 0,2 и 0,5. Сечение соединительных проводов во вторичных цепях напряжения ТН 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 запрещается.

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

4.2.2. Требования к ТТ

ТТ по техническим характеристикам должны соответствовать требованиям ГОСТ 7746-2015 (для ТТ 6-20кВ разработанным после 01.08.2024 - ГОСТ Р 70507.1-2024, ГОСТ Р 70507.2-2024 для ТТ), 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.

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 закрыты прозрачной пластмассовой крышкой, с возможностью опломбирования.

Фактическая вторичная нагрузка выбранных ТТ (напряжением 0,4-20 кВ) должна находиться в расширенном диапазоне согласно пределам, установленным производителем (но не хуже, чем в диапазоне от 1 ВА до Sном, обеспечивающим соответствующий класс точности).

Коэффициенты ТТ должны быть выбраны по условиям фактической нагрузки и требованиям Правил устройства электроустановок и определены по результатам ППО. Значения допустимых классов точности ТТ определяется исходя из условий функционирования объекта измерений.

ТТ 6-20 кВ должны иметь 3 (три) вторичные обмотки с классами точности для защиты 10Р, для измерений 0,5 и 0,5S. С номинальной вторичной нагрузкой 15/10/5 ВА. Коэффициент безопасности не более 5. Номинальная предельная кратность вторичной обмоток защиты, не менее 10. Динамическая стойкость при первичных токах короткого замыкания – 12,8 кА. Термическая стойкость при первичных токах короткого замыкания – 5 кА. Время протекания тока термической стойкости, не менее 1 сек. Возможность кратковременного (не более 2 часов в неделю) превышения первичного тока на 20% по отношению к наибольшему рабочему первичному току. ТТ должны быть изготовлены в климатическом исполнении «У2» или «УХЛ2» категории размещения 1 по ГОСТ 15150-69.

Конструктивное исполнение вторичных обмоток ТТ для измерения и для учета должно предусматривать возможность для раздельного подключения измерительных приборов и счетчиков электроэнергии и защиты от несанкционированного доступа к обмоткам, используемым для учета. Коэффициент безопасности обмоток ТТ должен обеспечивать защиту подключенного оборудования, но не должен превышать 5, на уровне напряжения 0,4 кВ - не более 7.

Для определения требований к ТТ 6-20 кВ руководствоваться СТО 34.01-3.2-019-2025 «Электромагнитные трансформаторы тока на классы напряжения 6-750 кВ. Типовые технические требования» (за исключением требований к заводу-изготовителю и сервисным центрам).

При замене/установке ТТ 0,4кВ с номинальным первичным током до 400А (включительно) на шинах распределительных устройств 0,4 кВ (за исключением установки ТТ на изолированных кабелях), устанавливаются ТТ, имеющие собственную первичную обмотку (встроенную шину) с пломбируемой клеммой вывода напряжения (потенциальный вывод напряжения).

По способу защиты от поражения электрическим током ТТ должны относиться к классу 0 по ГОСТ 12.2.007.0-75 и иметь степень защиты не ниже IP00 по ГОСТ 14254-2015.

Цифровые ТТ могут применяться при технико-экономическом обосновании
и по техническим характеристикам должны соответствовать требованиям СТО 34.01-3.2-017-2022 «Цифровые трансформаторы тока 6-750 кВ. Общие технические условия».

Цифровые выходы ТТ должны соответствовать 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».

4.2.3. Требования к ТН

Измерительные ТН по техническим характеристикам должны соответствовать
ГОСТ 1983-2015 и иметь класс точности - не ниже 0,5.

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

Межповерочный интервал ТН должен составлять не менее 8 лет.

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.

Измерительные ТН всех классов напряжения должны защищаться со стороны высшего напряжения соответствующими предохранителями или

защитными коммутационными аппаратами. При этом конструкция приводов защитных коммутационных аппаратов на стороне высшего напряжения измерительных ТН расчетного учета должна обеспечивать возможность их пломбирования. ТН, используемые только для учета и защищенные предохранителями, должны иметь контроль целостности предохранителей.

ТН должны иметь 3 (три) вторичные обмотки.

Параметры вторичных обмоток ТН должна соответствовать:

- обмотка 1 (учет): класс точности не хуже 0,5, номинальная трехфазная мощность не менее 60 ВА;
- обмотка 2 (измерения, защита): класс точности не хуже 1, номинальная трехфазная мощность не менее 75 ВА;
- обмотка 3 (защита, контроль изоляции): класс точности не хуже 3, номинальная трехфазная мощность не менее 200 ВА.

Конкретные характеристики ТН определяются по результатам ППО и согласовываются с Департаментом эксплуатации и развития систем учета электроэнергии ПАО «Россети Московский регион».

Для определения требований к ТН руководствоваться СТО 34.01-3.2-007-2017 «Трансформаторы напряжения 6-35 кВ. Общие технические требования» (за исключением требований к заводу-изготовителю и сервисным центрам).

Цифровые ТН могут применяться при технико-экономическом обосновании

и по техническим характеристикам должны соответствовать требованиям СТО 34.01-3.2-016-2022 «Цифровые трансформаторы напряжения 6-750 кВ. Общие технические требования».

Цифровые выходы ТН должны соответствовать 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».

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 ТТР или типовым проектам ПАО «Россети Московский регион».

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.

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

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 отпирания дверцы (наличие прозрачного окна, применение затемненных стекол и крышек корпусов не допускается);

– 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;

– установку 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 местах крепления монтажных скоб на задней стенке шкафа;

– в конструкции замка;

– ВШУ должен быть укомплектован гермовводами в количестве не менее 2 шт. и дополнительным гермовводом в случае применений выносной GSM-антенны.

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

Средний срок службы ВШУ не менее - 15 лет.

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

4.4.Требования к каналам и операторам связи

Каналы связи должны иметь коэффициент готовности не ниже 0,95. При использовании технологий 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.

Передача данных с ПУ электроэнергии (уровня ИИК) на верхний должна обеспечиваться временной задержкой, не превышающей 24 часа. Задержка в

передаче данных единичного запроса не должна превышать 30 минут. Передача информации от ИВКЭ до ИВК может осуществляется по радиоканалам в сетях подвижной радиотелефонной связи в стандарте GSM / LTE/UMTS, а также по каналам проводной связи в стандарте TCP/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 должен производиться с учетом обеспечения надежности и экономичности (наименьших затрат) 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 по надстройке GPRS и технологии UMTS в сети одного из операторов связи, а в резервном режиме - по надстройке GPRS и технологии UMTS в сети другого оператора связи, с единой точкой доступа (APN) в сегмент сети передачи данных, выделенный для функционирования существующей системы учета электроэнергии с удаленным сбором данных в ТСПД ПАО «Россети Московский регион», при этом должна обеспечиваться возможность использования стандартных Сим-карт и выделенной сети передачи данных любого оператора связи сети GSM по технологии GPRS (M2M), интегрированной в ТСПД ПАО «Россети Московский регион»;

– для обеспечения обмена данными учета электроэнергии между сервером ИВК АИИС КУЭ (M2M) интегрированной с сегментом сети передачи данных Общества, используемым для функционирования в ТСПД ПАО «Россети Московский регион» необходимо использовать защищенный VPN – шлюз;

– 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 GPRS / 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 Сим-карты (sim-чипа) из модемов для которого она предназначена и информирование Заказчика о факте извлечения.

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

4.5. Требования к надежности и безопасности

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

Устанавливаемое оборудование системы учета электроэнергии должно удовлетворять требованиям международных и российских нормативных документов по безопасности.

Все устанавливаемое оборудование/компоненты, присоединяемые к ИСУЭ должны быть устойчиво 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 поставляемое 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 с встроенными средствами криптографической защиты информации должно быть обеспечено выполнение ограничений на эксплуатацию 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 фиксация встроенного коммутационного аппарата в положении «отключено» непосредственно на ПУ.

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

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

b) 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;

c) включение шифрованного режима работы ПУ;

d) установка уникальных паролей на ПУ и УСД;

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

f) настройка в ИСУЭ возможность смены ключей шифрования;

g) 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, параметрах 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».

4.6.Метрологические и другие требования к оборудованию

4.6.1. Средства измерения входящие в состав системы учета электроэнергии должны иметь действующие:

– свидетельство об утверждении типа средств измерений (допускается представление ссылок на утвержденные типы СИ в Федеральном информационном фонде обеспечения единства измерений ФГИС «Аршин»);

– свидетельства о поверке или оттиски поверительного клейма (допускается представление ссылок на поверенные СИ в Федеральном информационном фонде обеспечения единства измерений РСТ «Метрология») с датой поверки не более 6 месяцев на дату установки.

4.6.2. Средства измерений должны отвечать требованиям Межгосударственных стандартов, ГОСТам, ТУ и СТО ПАО «Россети».

4.6.3. Средства измерений должны комплектоваться:

– паспортом на каждое СИ;

– формуляром на каждое СИ;

– руководство по эксплуатации;

– руководство пользователя (в том числе для ПО).

4.7.Требования к электромагнитной совместимости

Все компоненты ИИК должны иметь возможность функционировать в существующем электромагнитном окружении, не влияя на это окружение недопустимым образом. При этом ко всем компонентам системы должны предъявляться требования действующих нормативных, отраслевых директивных и методических документов в части электромагнитной совместимости (ЭМС).

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

4.8.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 модулей, с последующим ремонтом за счет средств Подрядчика (для гарантийных случаев), вышедших из строя модулей в период гарантийного срока;

– технические средства системы учета электроэнергии должны быть обслуживаемыми устройствами;

– условия хранения технических средств системы учета электроэнергии должны отвечать требованиям ГОСТ 15150-69.

4.9.Требования к документированию

ПД, в том числе рабочая документация должна быть разработана в соответствии с ГОСТ Р 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:

– Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок (Приказ Минтруда и соцзащиты Российской Федерации от 15.12.2020 № 903н, в действующей редакции);

– ПУЭ (действующее издание);

– ПТЭ (действующее издание);

– СНиП 12-03-2001 «Строительные нормы и правила Российской Федерации. Безопасность труда в строительстве»;

– 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. Актуализированная редакция СНиП 3.05.06-85 (утв. Приказом Минстроя России от 16.12.2016 № 955/пр).

ПД, РД и эксплуатационная документация представляется в 1 (одном) экземпляре на сброшюрованном бумажном носителе. Один экземпляр в электронном виде (на CD/DVD или USB), текстовая и графическая части представляются в стандартных форматах, обеспечивающих возможность чтения и редактирования в программных продуктах отечественного производства.

Сметная документация предоставляется в формате MS Excel, либо в другом числовом формате, совместимом с MS Excel, а также в формате sob (sobx, XML), позволяющем вести накопительные ведомости по локальным сметам. Все бумажные экземпляры смет должны быть сброшюрованы. Согласования предоставить в оригиналах.

Исполнительная документация представляется в 2-х экземплярах в следующем объеме:

- акт о приемке выполненных работ;
- ведомость объемов работ;
- ведомость материалов;
- ведомость оборудования с указанием заводских серийных номеров и мест установки каждой единицы оборудования;
- обзорные чертежи.

Сметная документация составляется в соответствии с Методикой

определения сметной стоимости строительства, реконструкции, капитального ремонта, сноса объектов капитального строительства, работ по сохранению объектов культурного наследия (памятников истории и культуры) народов Российской Федерации на территории Российской Федерации, утвержденной приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 4 августа 2020 г. № 421/пр. (в действующей редакции).

Сметную документацию на строительно-монтажные и пусконаладочные работы, включая оборудование разработать ресурсно-индексным методом на основе ФСНБ-2022 по региону соответствующему местоположению объекта в текущем уровне цен, сложившемся ко времени составления смет. Уровень цен согласовать с филиалом ПАО «Россети Московский регион» - Западные электрические сети.

В сводном сметном расчете (ССР) предусмотреть следующие затраты:

– на строительно-монтажные работы и оборудование (глава 2), определенные на основании смет;

– на пусконаладочные работы (глава 9), определенные на основании смет;

– на проектно-изыскательские работы (глава 12), рассчитанные в текущем уровне цен, сложившемся ко времени составления смет, согласованном Управлением развития и техполитики систем учета Департамента эксплуатации и развития систем учета электроэнергии ПАО «Россети Московский регион»:

По региону Москва:

– в соответствии со Сборником 9.1 «Методика расчета стоимости проектных, научных, нормативно-методических и других видов работ (услуг) на основании нормируемых трудозатрат. МРР-9.1.02-18», утвержденном Приказом Правительства Москвы от 26 декабря 2018 г. № МКЭ-ОД/18-74 (в действующей редакции);

По региону Московская область:

– в соответствии со Справочником базовых цен на проектные работы в строительстве СБЦП 81-2001-22 утвержденным Приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 27 января 2016 г. № 30/пр.

4.10. Требования к эксплуатационной документации

Эксплуатационная документация на системы 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 ПУ косвенного включения);

– паспорта на оборудование системы учета электроэнергии;

– исходные данные;

– руководство пользователя на компоненты, входящие в систему учета;

– технологическая инструкция, определяющая порядок взаимодействия составляющих системы учета компонентов, их функциональные особенности, возможности по контролю выполнения каждым компонентом 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 замене, установке компонентов ИИК.

4.11. Требования по эргономике и технической эстетике

Эргономические требования компонентов системы учета должны удовлетворять требованиям ГОСТ 22269-76, ГОСТ 12.2.032-78, ГОСТ 21958-76.

4.12. Требования к защите информации от несанкционированного доступа

Требования по информационной безопасности изложены в Приложении 5 к ТЗ.

Удаленный доступ со стороны подрядных организаций к оборудованию системы, с целью параметрирования, изменения настроек и конфигураций, предоставляется только по согласованию с Департаментом информационной безопасности ПАО «Россети Московский регион».

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

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

При установке компонентов системы учета электроэнергии до их 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;

– обеспечено устойчивое функционирование ИСУЭ в проектных режимах работы при проведении деструктивного воздействия на ПУ (например, вскрытие клеммной крышки, воздействия магнитным полем, попытках несанкционированного доступа, изменения интерфейсного программного обеспечения, при превышении максимальной мощности, при отклонении от нормированного значения уровня напряжения и т.п.) в соответствии с «Базовой моделью угроз безопасности информации

интеллектуальной системы учета электрической энергии (мощности)» (письмо Минэнерго России от 11 декабря 2024 г. № СЦ-21040/07) и Правилами доступа к минимальному набору функций интеллектуального учета электрической энергии (мощности), утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 19.06.2020 № 890.

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.

Парольная защита доступа должна организовываться в отношении ПУ и каналообразующего оборудования, имеющего функционал по установке парольной защиты. Требования к парольной защите Подрядчику передает Заказчик после заключения Договора.

При совмещении в одном устройстве ПУ 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.

4.13. 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. При необходимости должна быть реализована поддержка протоколов МЭК 61850-9-2 Sampled Values в соответствии с СТО 56947007-25.040.30.309-2020 «Корпоративный профиль МЭК 61850» (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 ПУ и измерений (в т.ч.

виртуальных) определяются соответствующими действующими НТД в области назначения применяемого прибора измерений.

5. Требования по стандартизации и унификации

Компоненты системы учета устанавливаются в соответствии с требованиями действующих нормативно-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»;
- Приказ Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 28 августа 2020 г. N 485/пр «Об утверждении критериев наличия (отсутствия) технической возможности установки индивидуального, общего (квартирного), коллективного (общедомового) ПУ, а также формы акта обследования на предмет установления наличия (отсутствия) технической возможности установки таких приборов учета и порядка ее заполнения»;
- Постановление Правительства Российской Федерации от 03.02.2012 г. № 79 «О лицензировании деятельности по технической защите конфиденциальной информации»;
- Постановление Правительства Российской Федерации от 08.02.2018 № 127 «Об утверждении Правил категорирования объектов критической информационной инфраструктуры Российской Федерации, а также перечня показателей критериев значимости объектов критической информационной инфраструктуры Российской Федерации и их значений»;
- Постановление Правительства Российской Федерации от 19.06.2020 № 890 «О порядке предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности)»;
- ГОСТ 1983-2015 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия»;
- ГОСТ 7746-2015 «Трансформаторы тока. Общие технические условия»;
- ГОСТ Р 70507.1-2024 «Трансформаторы измерительные. Часть 1. Общие технические условия»;
- ГОСТ Р 70507.2-2024 «Трансформаторы измерительные. Часть 2. Технические условия на трансформаторы тока»;
- 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 «Информационная технология. 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 «Информационные технологии. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. 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»;
- ГОСТ Р 59795-2021 «Автоматизированные системы. Требования к содержанию»;
- 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 ГСИ ИИС. «Методика расчета метрологических характеристик измерительных каналов по метрологическим характеристикам линейных аналоговых компонентов»;

- МИ 2439-97 ГСИ. «Метрологические характеристики измерительных систем. Номенклатура. Принцип регламентации, определения и контроля;

- МИ 2440-97 ГСИ. «Методы экспериментального определения и контроля характеристик погрешности измерительных каналов измерительных систем и измерительных комплексов (с изменением № 1)»;

- Приказ ФСТЭК России от 25.12.2017 № 239 «Об утверждении Требований по обеспечению безопасности значимых объектов критической информационной инфраструктуры Российской Федерации» (в действующей редакции);

– Инструкция по проверке трансформаторов напряжения и их вторичных цепей - М.: СПО Союзтехэнерго, 1979;

- Приказ Министерства цифрового развития, связи и массовых коммуникаций Российской Федерации от 30 декабря 2020 г. № 788 «Об утверждении перечня и спецификации защищенных протоколов передачи данных, которые могут быть использованы для организации информационного обмена между компонентами интеллектуальной системы учета электрической энергии (мощности) и приборами учета электрической энергии, которые могут быть присоединены к такой системе».

6. Гарантийные обязательства

Гарантии качества распространяются на все оборудование компонентов системы учета электроэнергии, ее конструктивные элементы, выполненные работы.

Гарантийный срок нормальной эксплуатации оборудования, входящего в узел учета, устанавливается 60 (шестьдесят) месяцев с даты подписания сторонами актов допуска в эксплуатацию ПУ объекта.

Подрядчик в период гарантийного обслуживания оборудования за свой счет обязан обеспечить восстановление работоспособности установленного им оборудования в течение не более 21 (двадцать одного) календарного дня с даты получения извещения от Заказчика о неисправности оборудования, либо возместить Заказчику затраты на их устранение. Исполнение работ по гарантийным обязательствам производится в соответствии с п.2.4. Порядка действий.

При выявлении дефекта Подрядчик обязан:

- обеспечить Заказчика необходимым техническими консультациями не позднее 1 (одного) часа по рабочим дням со дня обращения с использованием любых доступных видов связи;

- выполнить все необходимые мероприятия по определению причины возникшего дефекта и представить Заказчику соответствующее заключение в течение 7 (семи) рабочих дней.

Для участия в составлении акта, фиксирующего дефекты, согласования порядка и сроков их устранения Подрядчик обязан направить своего представителя не позднее 3 (трех) дней со дня получения письменного извещения Заказчика. Гарантийный срок в этом случае продлевается соответственно на период устранения дефектов.

7. Особые условия

7.1.Работы по установке компонентов системы учета электроэнергии будут проводиться вблизи оборудования, находящегося под высоким напряжением. Требуется определение порядка монтажа оборудования с минимальным перерывом электроснабжения.

7.2.Монтаж оборудования необходимо проводить с соблюдением Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок (утверждены приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 15 декабря 2020 года N 903н, в действующей редакции).

7.3.В соответствии с Регламентом допуска персонала организаций для выполнения работ на объектах ПАО «Россети Московский регион» утвержденным Приказом от 08.04.2026 г. № 252 в действующей редакции и приведенным в Приложении 3 к настоящему Техническому заданию, Подрядчик должен выполнять следующие мероприятия по охране труда во время выполнения работ:

7.3.1. Во время выполнения работ весь персонал Подрядчика должен:

– быть обеспечен в соответствии с действующими Типовыми нормами и правильно использовать сертифицированные средства защиты;

– быть одет в спецодежду, спецобувь;

– применять каски защитные (в соответствии с п. 4.13 ПОТ ЭЭ).

7.3.2. Согласно требованиям ПОТ ЭЭ все лица, находящиеся на строительной площадке, должны носить каски защитные. Работники без защитных касок и других необходимых средств индивидуальной защиты к выполнению строительных работ не допускаются.

7.3.3. Ответственный руководитель (исполнитель) работ Подрядчика, несет ответственность за:

– безопасное выполнение СМР;

– соблюдение членами бригады мер безопасности, указанных в наряде-допуске;

– обязательное применение средств защиты, спецодежды и спецобуви, касок защитных;

– выполнение работниками Подрядчика правил внутреннего трудового распорядка, установленного на предприятиях Заказчика;

– проведение инструктажа и обеспечение безопасности труда;

– соблюдение производственной и технологической дисциплины членами бригады СМО.

7.3.4. Наблюдающий из персонала Заказчика, наравне с руководителем (исполнителем) работ Подрядчика, несет ответственность за соответствие подготовленного рабочего места указаниям, предусмотренным в наряде-допуске, проведение инструктажа, за наличие и сохранность установленных на рабочем месте заземлений, ограждений, плакатов и знаков безопасности, запирающих устройств приводов и за безопасность работников СМО в отношении поражения электрическим током.

7.4.Работникам Подрядчика запрещается:

– загромождать проходы внутри помещений подразделений Заказчика материалами и отходами;

– курить в помещениях (кроме специально отведенных мест);

– оставлять после работы и в обеденный перерыв газосварочное и электросварочное оборудование в действующем состоянии;

– самовольно проникать за ограждения рабочего места;

– самовольно проходить на рабочее место и приступать к работе.

7.5.В приложении № 4 к ТЗ приведен Перечень нарушений с определением степени серьезности нарушения.

8. По техническим условиям выполнения работ обращаться:

Заместитель директора по капитальному строительству -начальник управления капитального строительства А.В. Рогожин, тел.: 8-985-116-12-96.

9. Приложения

Приложение № 1. Порядок действий персонала Подрядчика при установке систем учета электроэнергии при технологическом присоединении.

Приложении № 2. Приложение 1 к приказу Общества от 03.09.2025 № 859 «О повышении доступности энергетической инфраструктуры».

Приложение № 3. Регламент оформления допуска и аттестации к выполнению работ на объектах и в охранных зонах ПАО «Россети Московский регион», утвержденным Приказом от 08.04.2026 г. № 252.

Приложение № 4. Таблица нарушений.

Приложение № 5. Требования по обеспечению безопасности информации.

Приложение № 6. Дополнения к СТО 34.01-5.1-009-2021 ПАО «Россети» (Письмо ПАО «Россети» АЕВ/333/156 от 27.02.2025).

Приложение № 7. Единичные расценки.

Заместитель директора по капитальному строительству - начальник управления _____ А.В. Рогожин

Главный специалист ОБиОП УКС _____ А.В. Дудукчян

№ ЗНТ 083-0024533 SAP ID: I-354161

Расчет начальной цены лота

Наименование титула: Установка приборов коммерческого учета 10 кВ, включенных в плату по дог. ТП № ИА-25-307-28497(530154) макс. мощностью ЭПУ 10000 кВт, в т.ч. ПИР, МО, г.о. Истра, с. Петровское, к.н.: 50:08:0050338:504

№ п/п	Наименование работ	Ед. изм	Кол-во	Стоимость в прогнозном уровне цен (2027 г.) за единицу. руб.					Всего без НДС	Всего с НДС
				Оборудование	СМР	ПНР	ПИР	Итого:		
	1	2	3	5	6	7	8	9	10	11
1	Средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные косвенного включения	шт.	2	0,00	0,00	0,00	6 937,79	**6 937,79**	**13 875,58**	**16 928,21**
									13 875,58	**16 928,21**

Главный специалист ОБиОП УКС _____ А.В. Дудукчян

Заместитель директора по капитальному строительству-
начальник управления _____ А.В. Рогожин

Обоснование начальной (максимальной) цены договора

Лот: 083-0024533

Выполнение ПИР по титулу: Установка приборов коммерческого учета 10 кВ, включенных в плату по дог. ТП № ИА-25-307-28497(530154) макс. мощностью ЭПУ 10000 кВт, в т.ч. ПИР, МО, г.о. Истра, с. Петровское, к.н.: 50:08:0050338:504

Начальная (максимальная) цена договора	16 928,21	руб. с НДС (22%)
Используемый метод определения начальной (максимальной) цены договора с обоснованием	Проектно-сметный метод	
Организационно-распорядительный документ Заказчика, требования которого применялись при формировании начальной (максимальной) цены договора (при наличии)	Методические указания по расчету предельной стоимости лота объектов капитального строительства «ПАО «Россети Московский регион» (утв. Приказом от 13.06.2023г. №578) https://rossetimr.ru/zakupki/prav_obesp/	
Расчет начальной (максимальной) цены договора	Расчет прилагается	

№ ЗНТ 083-0024533 SAP ID: I-354161

Единичная расценка

Наименование титула: Установка приборов коммерческого учета 10 кВ, включенных в плату по дог. ТП № ИА-25-307-28497(530154) макс. мощностью ЭПУ 10000 кВт, в т.ч. ПИР, МО, г.о. Истра, с. Петровское, к.н.: 50:08:0050338:504

№ п/ п	Наименование работ	Обоснование	Ед. изм	Кол-во	Стоимость в уровне цен на 01.01.2025г. за единицу, руб					Стоимость в прогнозном уровне цен (2027 г.) за единицу. руб.				
					Оборудование	**СМР**	**ПНР**	**ПИР**	**Итого**	**Оборудование**	**СМР**	**ПНР**	**ПИР**	**Итого**
	1	**2**	**3**	**4**	**6**	**7**	**10**	**11**	**12**	**11**	**12**	**15**	**16**	**17**
1	Средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные косвенного включения	Локальный сметный расчет №269-3	шт	1	0,00	0,00	0,00	6 000,00	**6 000,00**	0,00	0,00	0,00	6 937,79	**6 937,79**

Главный специалист ОБиОП УКС _____ А.В. Дудукчян

Заместитель директора по капитальному строительству-
начальник управления _____ А.В. Рогожин

Приложение 7

№ ЗНТ 083-0024533 SAP ID: I-354161

Единичные расценки

Наименование титула: Установка приборов коммерческого учета 10 кВ, включенных в плату по дог. ТП № ИА-25-307-28497(530154) макс. мощностью ЭПУ 10000 кВт, в т.ч. ПИР, МО, г.о. Истра, с. Петровское, к.н.: 50:08:0050338:504

№ п/ п	Наименование работ	**Стоимость в прогнозном уровне цен за единицу. руб. с НДС**
1	Средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные косвенного включения	**8 464,10**

Главный специалист ОБиОП УКС _____ А.В. Дудукчян

Заместитель директора по капитальному строительству-начальник управления _____ А.В. Рогожин

СВОДКА ЗАТРАТ

по инвестиционному проекту Q_I-354161

Установка приборов коммерческого учета 10 кВ, включенных в плату по дог. ТП № ИА-25-307-28497(530154) макс. мощностью ЭПУ 10000 кВт, в т.ч. ПИР, МО, г.о. Истра, с. Петровское, к.н.: 50:08:0050338:504 (2 т.у.)

(наименование стройки)

Сметный расчет составлен в текущих ценах года: 2024

№ п/п	Наименование затрат	Объектов производственного назначения, тыс. руб.
1	2	3
1	Сметная стоимость:	
1,1	строительных и монтажных работ	42,618
1,2	оборудования	740,831
1,3	ПИР	12,000
1,4	прочих затрат	56,183
2	кроме того НДС	180,274
3	Итого сметная стоимость с НДС в ценах на дату составления расчета	1 031,906
4	Законтрактованные объемы в твердо-фиксированной цене и собственные затраты, начисленные по факту	-
4,1	в т.ч. собственные затраты, начисленные по факту и включенные в сметную стоимость	-
4,2	в т.ч. собственные затраты, начисленные по факту и не включенные в сметную стоимость	-
4,3	в т.ч. заактированные затраты по договорам без НДС	-
4,4	в т.ч. НДС на заактированные затраты	-
4,5	в т.ч. не заактированные затраты по договорам без НДС	-
4,6	в т.ч. НДС на не заактированные затраты	-
5	Не законтрактованный остаток сметной стоимости в текущих ценах с НДС	1 031,906
5,1	в т.ч. услуги сторонних организаций с НДС	999,702
5,2	в т.ч. собственные затраты	32,204
6	Итого, планируемый объем финансирования капитальных вложений с учетом НДС	1 154,568
6,1	*В том числе на 2021 год*	-
6,2	*В том числе на 2022 год*	-
6,3	*В том числе на 2023 год*	-
6,4	*В том числе на 2024 год*	-
6,5	*В том числе на 2025 год*	-
6,6	*В том числе на 2026 год*	807,782
6,7	*В том числе на 2027 год*	346,786
6,8	*В том числе на 2028 год*	-
6,9	*В том числе на 2029 год*	-
6,10	*В том числе на 2030 год*	-
6,11	*В том числе на 2031 год*	-
7	Итого, полная стоимость в прогнозном уровне цен с учетом НДС	1 154,568

Примечание: пересчет в прогнозный уровень цен из расчета ОФП в соответствии с пунктом 118 Приказа Минэнерго России от 5 мая 2016 г. № 380)

Форма №1
"Утверждаю"
Заместитель директора
по капитальному строительству
филиала ПАО "Россети Московский регион"

_____

Заказчик: ПАО "Россети Московский регион"
(наименование организации)

Утвержден: «_____»_____20___ г.

Сводный сметный расчет в сумме: 1 031,91 тыс. руб.

«____»_____20___ г.

СВОДНЫЙ СМЕТНЫЙ РАСЧЕТ СТОИМОСТИ

Установка приборов коммерческого учета 10 кВ, включенных в плату по дог. ТП № ИА-25-307-28497(530154) макс. мощностью ЭПУ 10000 кВт, в т.ч. ПИР, МО, г.о. Истра, с. Петровское, к.н.: 50:08:0050338:504 (2 т.у.)
(наименование проекта)

Составлен в текущих ценах на 01.01.2025 г.

№ пп	Обоснование	Наименование локальных сметных расчетов (смет), затрат	Сметная стоимость, тыс. руб.				
			строительных работ	монтажных работ	оборудования	прочих	Всего
1	2	3	4	5	6	7	8
Глава 2. Основные объекты строительства.							
1	ОБЪЕКТНЫЙ СМЕТНЫЙ РАСЧЕТ № 02-01	Счетчик косвенный МО	9,61	33,01	740,83	0,00	783,45
		Итого по Главе 2	9,61	33,01	740,83	0,00	783,45
		Итого по Главам 1-2	9,61	33,01	740,83	0,00	783,45
Глава 9. Прочие работы и затраты.							
2	ОБЪЕКТНЫЙ СМЕТНЫЙ РАСЧЕТ № 09-01	ПНР (Счетчик косвенный МО)	0,00	0,00	0,00	23,98	23,98
		Итого по Главе 9	0,00	0,00	0,00	23,98	23,98
		Итого по Главам 1-9	9,61	33,01	740,83	23,98	807,43
Глава 10. Содержание службы заказчика. Строительный контроль.							
3	Приказ ПАО "Россети МР" №612 от 01.07.2025г.	Содержание службы заказчика-застройщика 3,93% (Счетчик косвенный МО)	0,00	0,00	0,00	32,20	32,20
		Итого по Главе 10	0,00	0,00	0,00	32,20	32,20
		Итого по Главам 1-10	9,61	33,01	740,83	56,18	839,63
Глава 12. Публичный технологический и ценовой аудит, подготовка обоснования инвестиций, осуществляемых в инвестиционный проект по созданию объекта капитального строительства, в отношении которого планируется заключение контракта, предметом которого является одновременно выполнение работ по проектированию, строительству и вводу в эксплуатацию объекта капитального строительства, технологический и ценовой аудит такого обоснования инвестиций, аудит проектной документации, проектные и изыскательские работы.							
4	ОБЪЕКТНЫЙ СМЕТНЫЙ РАСЧЕТ № 12-01	ПИР (Счетчик косвенный МО)	0,00	0,00	0,00	12,00	12,00
		Итого по Главе 12	0,00	0,00	0,00	12,00	12,00
		Итого по Главам 1-12	9,61	33,01	740,83	68,18	851,63
5	Налоговый кодекс РФ ст. 49	НДС 22%	2,11	7,26	162,98	7,92	180,27
		Всего с НДС	**11,72**	**40,27**	**903,81**	**76,10**	**1 031,91**

Ответственный исполнитель: Багметова Л. В.

Заместитель директора департамента - начальник управления формирования стоимости Д.М. Молодцов

Ф25-1909 ПУ 28.11.2025

1 250620 629252

Приложение № _____
к договору ТП № _____
от "_____" _____ 20___ г.

Истринский РЭС

№ И-25-00-530154/107 «_____» ___ _____ 20 ___ г.

Технические условия
на технологическое присоединение к электрическим сетям
ПАО «Россети Московский регион»
энергопринимающих устройств

Общество с ограниченной ответственностью «Центральная компания энергетики и электрификации»

1. Наименование энергопринимающих устройств заявителя: **энергопринимающие устройства производственно-складского комплекса.**
2. Наименование и место нахождения объектов, в целях электроснабжения которых осуществляется технологическое присоединение энергопринимающих устройств заявителя: **производственно-складской комплекс, 143541, Московская обл., г.о. Истра м.о., Петровское с,** кадастровый номер: **50:08:0050338:504.**
3. Максимальная мощность присоединяемых энергопринимающих устройств заявителя составляет: **2 000 кВт (доведение до 10 000 кВт в соответствии с Актом ТП № 1/ИА-24-304-22518(523847) от 22.10.2024г).**
4. Категория надежности: **вторая.**
5. Класс напряжения электрических сетей, к которым осуществляется технологическое присоединение: **10 кВ**.
6. Срок выполнения мероприятий по технологическому присоединению: **1 год.**
7. Точка(и) присоединения и распределение максимальной мощности по каждой точке присоединения (указанное распределение максимальной мощности по точкам присоединения является условным, фактическое распределение максимальной мощности может отличаться от указанного в зависимости от режима работы энергосистемы):

7.1. 1 точка – ячейка КРН-10 кВ № 387 фид. 28 ПС 110 кВ Ивановская № 483 – 1 000 кВт (доведение до 5 000 кВт);

7.2. 2 точка – ячейка КРН-10 кВ № 388 фид. 35 ПС 110 кВ Ивановская № 483 – 1 000 кВт (доведение до 5 000 кВт).

8. Основной источник питания: **ПС 110 кВ Ивановская № 483 110/10/6 кВ.**
9. Резервный источник питания: **ПС 110 кВ Ивановская № 483 110/10/6 кВ.**
10. ПАО «Россети Московский регион» выполнить:

10.1. Мероприятия по строительству объектов электросетевого хозяйства ПАО «Россети Московский регион» от существующих объектов электросетевого хозяйства ПАО «Россети Московский регион» до присоединяемых энергопринимающих устройств и (или) объектов электросетевого хозяйства Заявителя:

10.1.1. Установка и наладка средств коммерческого учета электрической энергии (мощности) – 2 шт. трехфазных косвенного включения. Точные параметры, места установки и конструктивное исполнение измерительного комплекса определить проектом.

10.2. Мероприятия по развитию существующей инфраструктуры ПАО «Россети Московский регион» в целях создания технической возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств и (или) объектов электросетевого хозяйства Заявителя:

10.2.1. Отсутствуют.

10.3. Предусмотреть техническую возможность участия нагрузки Заявителя в реализации управляющих воздействий ПА (АЧР).

10.4. До ввода объектов в работу, ПАО «Россети Московский регион» необходимо провести проверку выполнения технических условий (этапов технических условий), результатом которой является Акт о выполнении технических условий (этапов технических условий), подписываемый ПАО «Россети Московский регион» и Заявителем.

11. Заявителю выполнить:

11.1. Мероприятия, выполняемые Заявителем и необходимые для осуществления технологического присоединения:

11.1.1. Выполнить проектирование и строительство (реконструкцию) сетей 10/0,4кВ. Точный объем работ по сооружению (реконструкции) сетей 10/0,4кВ, с учетом требуемой категории надежности, определить проектом.

11.1.2. В случае, если размещение приборов учета электрической энергии и (или) иного оборудования, необходимого для обеспечения коммерческого учета электрической энергии, возможно только на объектах Заявителя, Заявитель обязан на безвозмездной основе обеспечить предоставление сетевой организации мест размещения приборов учета электрической энергии и (или) иного оборудования, необходимого для обеспечения коммерческого учета электрической энергии, и доступа к таким местам размещения приборов учета и указанного оборудования для их установки.

11.2. Разработать проектную (рабочую) документацию внутреннего электроснабжения объекта на основе Градостроительного кодекса, ПУЭ и НТД (предусмотреть мероприятия по установке приборов учета электроэнергии, устройств релейной защиты и автоматики, телемеханики и коммутационных аппаратов), в случае, если в соответствии с законодательством РФ о градостроительной деятельности разработка проектной документации является обязательной.

11.3. Проектом определить необходимость установки устройств компенсации реактивной мощности, их вид, количество, номинальные данные и места подключения. Устройства компенсации реактивной мощности должны обеспечивать степень компенсации реактивной мощности в точках присоединения энергопринимающих устройств Заявителя напряжением 10 кВ не выше 0,4 (tg φ меньше или равно 0,4).

11.4. В случае необходимости разработки проекта в соответствии с требованиями, указанными в пункте 11.2 настоящих технических условий, принимаемые на стадии проектирования технические решения, а так же сам проект внутреннего электроснабжения Заявителя, согласовать с филиалом(ами) ПАО "Россети Московский регион" **Западные электрические сети**.

11.5. В случае наличия нагрузок, искажающих форму кривой электрического тока и вызывающих несимметрию напряжения в точках присоединения, установить в электрических сетях Заявителя фильтрокомпенсирующие устройства, исключающие ухудшение качества электроэнергии в соответствии с ГОСТ 32144-2013, а также средства измерения и регистрации качества электроэнергии и соотношения потребления активной и реактивной мощности с передачей указанной информации в ПАО "Россети Московский регион".

11.6. Для электроснабжения электроприемников, относящихся к первой категории надежности, внезапный перерыв снабжения электрической энергией которых может повлечь угрозу жизни и здоровью людей, экологической безопасности либо безопасности государства, Заявитель обеспечивает установку автономных резервных источников питания или резервирование вышеуказанных электроприемников по внутренней сети Заявителя. При установке автономных резервных источников питания Заявитель обязан поддерживать устанавливаемые автономные резервные источники питания в состоянии готовности к использованию при возникновении внерегламентных отключений, введении аварийных ограничений режима потребления электрической энергии (мощности) или использовании противоаварийной автоматики.

12. Общие требования:

12.1. Присоединение энергопринимающих устройств осуществляется к сетям общего назначения, обеспечивающим качество электроэнергии в соответствии с ГОСТ 32144-2013.
12.2. В случае если в ходе проектирования возникает необходимость частичного отступления от технических условий, такие отступления подлежат согласованию с ПАО "Россети Московский регион", с корректировкой утвержденных технических условий.
12.3. Фактическое присоединение энергопринимающих устройств будет произведено после осмотра (обследования) присоединяемых энергопринимающих устройств должностным лицом федерального органа исполнительной власти, осуществляющего федеральный государственный энергетический надзор при участии ПАО "Россети Московский регион" и Заявителя и после выдачи уполномоченным федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим федеральный государственный энергетический надзор, разрешения на допуск в эксплуатацию объектов Заявителя.
12.4. Настоящий документ является неотъемлемой частью Договора № _____ от "____" _____ **20___ г.** об осуществлении технологического присоединения энергопринимающих устройств к электрической сети и без заключения Договора является недействительным и не создает никаких прав и/или обязанностей.
12.5. Срок действия настоящих технических условий составляет **2 года** со дня заключения **договора** об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям.
12.6. После выполнения данных технических условий, все ранее выданные на данный объект разрешения, в том числе Акт ТП № 1/ИА-24-304-22518(523847) от 22.10.2024г. аннулируются и оформляется новый Акт ТП в установленном порядке.

ПОДПИСАНО
ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ
fefd9ba6
Заместитель директора департамента перспективного развития сети и инженерного обеспечения ТП ПАО «Россети Московский регион»
Т.К.Колодяжный

Исп. И.С. Шпыхова
Тел. 8 495 662 40 70