

№ ЗНТ: 083-0023279 SAP ID: I-353190

УТВЕРЖДАЮ

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

_____ Вологин А.В.

«___» _____ 2025 г

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

на установку приборов коммерческого учета в соответствии с Федеральным
законом от 27.12.2018 № 522-ФЗ при новом технологическом присоединении
Заявителей

г. Одинцово 2025г.

Оглавление

1. Общие сведения	5
1.1. Наименование.....	5
1.2. Назначение.....	5
1.3. Основание для проведения работ	5
1.4. Сроки начала и окончания работ	5
1.6. Источник финансирования.....	6
1.7. Технические характеристики оборудования	6
1.8. Объекты	6
2. Общие технические требования	6
3. Состав и содержание работ	7
3.1. Требования к ПД	8
3.2. Выполнение работ по монтажу технических средств:	8
3.3. Проведение ПНР, включая:	9
3.4. Проведение испытаний:	10
4. Требования к системе учета электрической энергии	10
4.1. <i>Общие требования к системе учета электрической энергии</i>	10
4.2. <i>Требования к ИИК</i>	10
4.2.1. <i>Требования к вторичным измерительным цепям</i>	11
4.2.2. <i>Требования к ТТ</i>	11
4.2.3. <i>Требования к ТН.</i>	13
4.3. <i>Требования к ВШУ</i>	14
4.4. <i>Требования к монтажу и местам установки оборудования</i>	15
4.5. <i>Требования к каналам и операторам связи</i>	16
4.6. <i>Требования к надежности</i>	17
4.7. <i>Метрологические и другие требования к оборудованию</i>	17
4.8. <i>Требования к электромагнитной совместимости</i>	17
4.9. <i>Требования по эксплуатации, техническому обслуживанию, ремонту и хранению</i>	17
4.10. <i>Требования к документированию</i>	18
4.11. <i>Требования к эксплуатационной документации</i>	19
4.12. <i>Требования по эргономике и технической эстетике</i>	19
4.13. <i>Требования к защите информации от несанкционированного доступа</i>	20
4.14. <i>Требования к информационному обмену между уровнями системы</i>	20
5. Требования по стандартизации и унификации	21
6. Гарантийные обязательства	23
7. Особые условия	23
8. По техническим условиям выполнения работ обращаться:	24
9. Приложения	24

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;
ЗИП - запасные части, инструменты, принадлежности;
ИВК - информационно-вычислительный комплекс;
ИВК ВУ - информационно - вычислительный комплекс верхнего уровня (ИВК «ПирамидаСети»);
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;
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;
УСПД - устройство сбора и передачи данных;
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;

SIM-карта - идентификационный электронный модуль абонента сети 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-18-302-140(915262) макс. мощностью ЭПУ 11480 кВт, в т.ч. ПИР, МО, Одинцовский р-н, две существующие ЛЭП-10 кВ от РУ-10 кВ ПС-110 кв № 783 "Отрадное", для нужд филиал Западные электрические сети».

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 с потребителями юридическими и физическими лицами в муниципальных образованиях МО, обслуживаемых Одинцовским 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 2020 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 30.09.2026 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.1¹;

2) до 10 рабочих (14 календарных) дней потребителей категории МСП кат.2¹;

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 15 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 16 рабочих (22 календарных) дней в иных случаях.

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

1.5. Ценовые показатели

Предметом закупки являются единичные расценки, указанные в Приложении №2 к настоящему Техническому заданию.

¹ Критерии МСП в соответствии с приложением 1 к приказу Общества от 03.09.2025 № 859 «О повышении доступности энергетической инфраструктуры», приведенного в приложении №9 к настоящему Техническому заданию.

Начальная цена лота составляет 16 155,75 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 27.02.2025, а с 01.01.2026г. СТО 34.01-5.1-009-2024 «Приборы учета электроэнергии. Общие технические требования» (за исключением требований к заводу-изготовителю и сервисным центрам) приведены в Приложении №6, № 6.1, № 6.2 соответственно) (далее - СТО «Приборы учета электроэнергии. Общие технические требования» ПАО «Россети»).

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) приведены в Приложении №7) (далее - СТО «Приборы учета электроэнергии. Общие технические требования» ПАО «Россети»)

К установке допускается оборудование, включенное в Перечень оборудования, материалов и систем, допущенных к применению на объектах ДЗО ПАО «Россети» в соответствии с Методикой проведения аттестации оборудования, материалов и систем в электросетевом комплексе, утвержденной Правлением ПАО «Россети», либо допущенное к применению комиссией ПАО «Россети Московский регион» по допуску оборудования, материалов и систем для применения на объектах электросетевого комплекса ПАО «Россети Московский регион» (протокол заседания Правления ОАО «Россети» от 31.03.2014 № 225пр).

1.8. Объекты

Установка создаваемых локальных систем учета электроэнергии производится на границе балансовой принадлежности (ГБП) потребителя АО "Московская областная энергосетевая компания", МО, Одинцовский р-н, две существующие ЛЭП-10 кВ от РУ-10 кВ ПС-110 кВ № 783 "Отрадное", в период с момента заключения договора по 30.12.2026.:

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 2025 года, ПУ должны иметь дату поверки не более 6 месяцев на дату поставки.

2.2. Типы применяемых компонентов в составе создаваемых ИИК электроэнергии (ПУ, ТТ, трансформаторы напряжения и т.д.) должны быть

утверждены Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии (РОССТАНДАРТ), внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

2.3. Состав оборудования, которое должно использоваться в составе создаваемых ИИК, и его технические характеристики должны быть определены в результате обследования объектов, а также при составлении спецификации оборудования и работ. Компоновка оборудования, используемого для учета должна соответствовать Типовым техническим решениям по организации интеллектуального учета электроэнергии на присоединениях напряжением 6-20 кВ и ниже ПАО «Россети Московский регион» в действующей редакции (далее – Типовые технические решения ПАО «Россети Московский регион» по организации учета) (Приложение 8).

2.4. ПУ устанавливаются в соответствии с Правилами предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электроэнергии (мощности), утвержденными Постановлением Правительства Российской Федерации от 19.06.2020 № 890 «О порядке предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности)», устанавливающими:

- перечень функций ПУ, которые могут быть присоединены к ИСУЭ, и требований к ним;
- требования по защите информации, размещаемой в ИСУЭ, от несанкционированного доступа к ней при ее сборе, передаче и хранении;
- требования к порядку обмена информацией в рамках функционирования ИСУЭ, ее форматам и протоколам обмена.

3. Состав и содержание работ

Установка ПУ производится со сменным модулем связи с каналом передачи данных: LTE (3G, 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 (3G, 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 (3G, GPRS, GSM).

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

ПУ электроэнергии 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 ИБК ВУ ПАО «Россети Московский регион», должны входить:

- ИИК, включающие ТТ, вторичные измерительные цепи, а также ПУ

коммерческого учета электрической энергии.

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. Все работы в рамках настоящего Технического задания выполняются силами Подрядной организации.

Работы должны быть выполнены в соответствии с действующими СНиП, требованиями ПУЭ и действующим законодательством Российской Федерации, типовыми техническими решениями ПАО «Россети» по организации учета электроэнергии, условиями договора подряда.

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

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 должно быть обеспечено в соответствии с ПД и РД. ПД и РД на ПУ, включая их подсистему безопасности, оформляется в соответствии положениями ГОСТ Р 51583-2014 «Защита информации. Порядок создания автоматизированных систем в защищенном исполнении. Общие положения». Внедрение ПУ, а также средств (систем) защиты информации, в том числе встроенных, не допускается без ПД и РД.

Подрядчик разрабатывает ПД, в т.ч. 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 и внесения информации для оформления допуска в эксплуатацию прибора учета с учетом требований Порядка действий (Приложение № 1);
- заполненные на 100% поля по ПУ в ЦС.

3.1. Требования к ПД

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

3.2. Выполнение работ по монтажу технических средств:

- 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.

3.3. Проведение ПНР, включая:

– определение соответствия выполнения строительно-монтажных работ техническим требованиям, установленным технической документацией предприятий-изготовителей оборудования и техническими решениями;

– 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 и 30 минут (для точек учёта потребителей 3-6 ценовой категории розничного рынка, для точек учёта субъектов оптового рынка электроэнергии);

– установка СИМ карты (при использовании канала связи LTE/3G/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;

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

Подрядчик предоставляет фотографии смонтированных технических средств на объектах Заказчика через ЦС в соответствии с Приложением 3 к Порядку действий, приведенному в Приложении 1 к настоящему Техническому заданию.

При проведении ПНР обязательно должны быть заполнены поля в ЦС в следующем объеме:

- адрес установки ПУ (адреса потребителя в соответствии с ФИАС, номера ТП и номера ввода (при условии наличия информации в ТУ));
- GPS-координаты места установки ПУ;
- серийный номер ПУ;
- тип ПУ (модификация);
- дата установки ПУ;
- дата поверки ПУ;
- дата следующей поверки ПУ;
- вид модуля связи;
- заводской номер модуля связи (УСПД, если опрос ПУ через УСПД);
- связной адрес ПУ;
- пароль доступа к ПУ;
- порт подключения;
- MAC-адрес ПУ;
- интервал профиля мощности;
- ICCID установленной сим карты (для ПУ с LTE (3G, GPRS, GSM) модемом;
- оператор сотовой связи (для ПУ с LTE (3G, GPRS, GSM) модемом;

- серийные номера ТТ/ТН фаза А/В/С (для ПУ трансформаторного включения);
- типы ТТ/ТН фаза А/В/С (для ПУ трансформаторного включения);
- класс точности ТТ/ТН фаза А/В/С (для ПУ трансформаторного включения);
- дата установки ТТ/ТН фаза А/В/С (для ПУ трансформаторного включения);
- дата поверки ТТ/ТН фаза А/В/С (для ПУ трансформаторного включения);
- номинальный ток первичной обмотки ТТ/ТН фаза А/В/С (для ПУ трансформаторного включения);
- номинальный ток вторичной обмотки ТТ/ТН фаза А/В/С (для ПУ трансформаторного включения);
- коэффициент трансформации ТТ/ТН фаза А/В/С (для ПУ трансформаторного включения).

3.4. Проведение испытаний:

- 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 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.

Система учета должна осуществлять следующие функции:

- учет электрической энергии;
- контроль параметров качества электрической энергии:

1) Для ПУ на вводах 0,4 кВ ТП 6-20/0,4 кВ необходимо осуществлять контроль параметров электрической сети, в том числе мониторинг качества электроэнергии в соответствии с ГОСТ 33073-2014, ГОСТ 32144-2013 с погрешностью класса S по ГОСТ 30804.4.30-2013 (Протокол качества).

2) В остальных случаях осуществлять мониторинг положительного и отрицательного отклонений напряжения с погрешностью не хуже класса S по ГОСТ 30804.4.30-2013.

– иметь техническую возможность управления ПУ (коммутационными аппаратами) и их параметрирование.

Смонтированное оборудование (ИИК) должно иметь возможность интеграции в целевой ИВК ВУ «Пирамида - Сети» ПАО «Россети Московский регион» без применения промежуточного программного обеспечения.

Программное обеспечение, применяемые протоколы ИИК системы учета должны быть открытыми, соответствующими стандартным протоколам, применяющимся в ПАО «Россети».

Запрещается применять технологии и решения, которые обладают следующей особенностью - иностранное происхождение встроенного программного обеспечения оборудования (устройств), как следствие полная зависимость в части его модификации и обслуживания.

4.2. Требования к ИИК

По способу установки ПУ допускается монтаж в щит учета, или на DINрейку, или на опору - в соответствии с Типовыми техническими решениями ПАО «Россети Московский регион» по организации учета электроэнергии. 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 электроэнергии руководствоваться СТО «Приборы учета электроэнергии. Общие технические требования» (за исключением требований к заводу-изготовителю и сервисным центрам).

ИИК должны соответствовать требованиям по наличию физической (аппаратной) блокировки срабатывания встроенного коммутационного аппарата для ПУ непосредственного (прямого) включения (с возможностью опломбирования) или должны устанавливаться ПУ со съемными реле нагрузки, которые при необходимости извлекаются из ПУ с обеспечением шунтирования (замена на блок с перемычками) силовых контактов ПУ (с возможностью опломбирования) и фиксацией данного факта в журнале событий ПУ.

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

На видном месте корпуса компонентов 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, должны быть размещены морозостойкие (с температурой наклеивания от -30 до +50 °С и температурой эксплуатации от -40 до +70 °С) наклейки с логотипом ПАО «Россети Московский регион» и нанесенной шрифтом Arial (размером не менее 10 мм) следующей информацией:

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

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 соответствующих классов точности измерительных кернов.

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

Применение промежуточных ТТ не допускается.

Вторичные измерительные цепи должны быть защищены от несанкционированного доступа.

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.

4.2.2. Требования к ТТ

ТТ по техническим характеристикам должны соответствовать требованиям ГОСТ 7746-2015.

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 0,5и 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.

ТТ в ячейках КРУ, ЗРУ, ЩСН должны иметь расширенную характеристику вторичной нагрузки обмотки для учета электроэнергии в соответствующем классе точности: от 1 ВА до Sном.

Тип, коэффициенты трансформации определяются в ПД.

Конструктивное исполнение вторичных обмоток ТТ для измерения и для учета должно предусматривать возможность для отдельного 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.

Межповерочный интервал ТТ должен составлять не менее 8 лет.

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).

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.

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 14254-96.

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).

Цифровые ТТ по техническим характеристикам должны соответствовать требованиям ГОСТ Р МЭК 60044-8-2010 «Трансформаторы измерительные. Электронные трансформаторы тока».

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 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

Для питания цепей напряжения измерительных элементов ПУ должны применяться трехфазные ТН или однофазные ТН, устанавливаемые в каждой из фаз. Запрещается использовать для целей коммерческого учета электрической электроэнергии встроенные ТН. Исключением являются ТН, встроенные в комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией, далее - КРУЭ. При применении КРУЭ встроенные ТН должны иметь возможность периодической метрологической поверки.

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 должны соответствовать:

- обмотка 1 (учет): класс точности не хуже 0,5, номинальная трехфазная мощность не менее 75 ВА;
- обмотка 2 (измерения, защита): класс точности не хуже 1, номинальная трехфазная мощность не менее 150 ВА;
- обмотка 3 (защита, контроль изоляции): класс точности не хуже 3, номинальная трехфазная мощность не менее 300 ВА.

Межповерочный интервал ТН должен составлять не менее 8 лет.

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 по техническим характеристикам должны соответствовать ГОСТ Р МЭК 60044-7-2010 «Трансформаторы измерительные. Электронные трансформаторы напряжения».

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 применения в качестве конструкции выносной системы учета электроэнергии, устанавливаемого на опорах ВЛ 0,4 кВ, на стенах ВРУ-0,4 кВ, на наружных стенах жилых, общественных и производственных зданий.

ВШУ должны соответствовать требованиям экологическим, санитарно-гигиеническим, противопожарным и другим нормам, действующим на территории 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.

Комплектация креплений ВШУ должна предусматривать возможность установки шкафов как на опоры, так и на наружных стенах зданий (наличие бандажной ленты, крепежных планок, дин-рейки, дюбелей и т.д.).

В состав ВШУ входят:

- ПУ непосредственного или трансформаторного включения;
- рубильник (выключатель нагрузки) до ПУ, выбранный в соответствии с ПД;
- автоматический выключатель нагрузки для ПУ непосредственного включения, установленный после ПУ;
- испытательная клеммная коробка (для трехфазных ПУ трансформаторного включения);
- ТТ (только для ВШУ трансформаторного включения не более 400 А);
- электрические провода цепей измерения электроэнергии;
- электрические провода цепей ТС;
- концевой выключатель;
- защитный экран для опломбировки первичных цепей напряжения, выключателя нагрузки и ТТ (только для ВШУ трансформаторного включения не более 400 А).

Конструкция шкафа учета должна предусматривать возможность:

- визуального снятия показаний ПУ без отпираания дверцы (наличие прозрачного окна);
- воздействовать на автоматический выключатель, расположенный после ПУ, без возможности оперирования выключателем нагрузки, устанавливаемым до ПУ;
- установки однофазного или трехфазного ПУ в зависимости от спецификации и автоматических выключателей на дин-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 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.

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 монтажу и местам установки оборудования

Места установки оборудования определяются в соответствии с Типовыми техническими решениями ПАО «Россети Московский регион» по организации учета электроэнергии на присоединениях напряжением 6-20 кВ и ниже, в действующей редакции (приложение 8).

Необходимо предусмотреть установку ПУ на границах балансовой принадлежности с потребителями, позволяющих осуществлять их дистанционную настройку и мониторинг состояния.

При установке системы учета потребителям индивидуальной застройки:

- ПУ подлежит установке в отдельном запирающемся шкафу наружной установки со степенью защиты от проникновения воды и посторонних предметов соответствующий IP 54 по ГОСТ 14254-2015;

- в случае установки систем учета с выносным отображающим устройством (дисплеем), ПУ подлежит установке в месте подключения отходящей линии (ввода) к сетям электроснабжения, позволяющее провести идентификацию без подъема персонала на опору;

- комплектация шкафа должна включать в себя автоматический выключатель или выключатель нагрузки до ПУ и автоматический выключатель после ПУ непосредственного включения. Конструкция шкафа должна позволять без вскрытия производить визуальный съем контрольных показаний с ПУ, просмотр всех индицируемых данных и других параметров отображающихся на дисплее ПУ;

- внутридомовую сеть подключить к ПУ непосредственного включения к выходным клеммам автоматического выключателя в соответствии со схемой, указанной в паспорте применяемого ВШУ;

- 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), при этом факт общего ПУ на два и более домовладения не является основанием невыполнения заявки на выполнение работ по установке ПУ. 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 выносного шкафа учета на опоре, на высоте не менее 1,7 м;

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

При установке систем учета на вводе ВРУ 0,4 кВ:

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

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

- ТТ 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 систем учета электроэнергии на ТП/РУ/КТП:

- ТТ устанавливать на присоединениях в РУ-0,4кВ;
- ПУ, средства автоматизации и связи устанавливать в РУ-0,4 кВ трансформаторных подстанций, допускается установка 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».

4.5. Требования к каналам и операторам связи

- 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;
- должна обеспечиваться передача данных с приборов учёта электроэнергии (ПУ, уровень ИИК) на верхний уровень ИВК не реже одного раза в 12 часов;
- каналы связи между уровнями ИВК, ИВКЭ и ИИК должны обеспечивать подключение к ПУ в произвольный момент времени по инициативе ИВК;
- задержка в передаче данных единичного запроса не должна превышать 30 минут;
- технические характеристики каналобразующей аппаратуры должны обеспечивать скорость передачи информации в канале в соответствии с регламентом сбора данных, но не менее 2400 бит/с;
- выбор оборудования и канала передачи данных должен производиться с учетом обеспечения надежности и экономичности (наименьших затрат) передачи данных;
- при использовании каналов связи сети LTE/ GSM для передачи данных с ПУ, модем должен обеспечивать работу преимущественно по стандарту LTE/FDD/TDD (4G), в случае отсутствия зоны покрытия 4G – по стандарту UMTS/HSPA (3G), с поддержкой GSM/GPRS 900/1800 (2G) в сети одного из операторов связи, с единой точкой доступа (APN) в сегмент сети передачи данных, выделенный для функционирования существующей системы учета электроэнергии с удаленным сбором данных в КСПД ПАО «Россети Московский регион», при этом должна обеспечиваться возможность использования стандартных SIM карт и выделенной сети передачи данных любого оператора связи сети GSM по технологии GPRS (M2M), интегрированной в ТСПД/КСПД 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 КСПД ПАО «Россети Московский регион», необходимо использовать защищенный VPN – шлюз.

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

Заказчик определяет следующие требования к операторам связи:

- зафиксировать с оператором связи для сети связи топологию «Звезда» (Hub and Spoke);
- обеспечить изоляцию трафиков модемов от друг друга, а также от публичных сетей;
- обеспечить мониторинг извлечения авторизованной SIM карты из модемов для которого она предназначена и информирование Заказчика о факте извлечения.

4.6. Требования к надежности

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 компоненты системы учета должны быть защищены:

- от внезапных отключений напряжения питания аппаратуры;
- от помех и искажений при передаче информации;
- от влияния отклонений температурных параметров, влажности, электромагнитных полей по условиям работы аппаратуры.

4.7. Метрологические и другие требования к оборудованию

Средства измерения входящие в состав системы учета электроэнергии должны иметь:

- действующие свидетельства об утверждении типа средств измерений;
- действующее свидетельство о поверке (с датой поверки не более 6 месяцев на дату поставки);
- описание типа средств измерений;
- паспорта (формуляры) на ПУ;
- руководство по монтажу;
- руководство по эксплуатации;
- руководство пользователя (для программного обеспечения).

4.8. Требования к электромагнитной совместимости

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

4.9. 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.

4.10. 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, ПТЭ и отвечать требованиям СНиП, государственных норм и правил, действующих на территории Российской Федерации.

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);
- 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).

Оформить согласования эксплуатирующих и заинтересованных организаций на производство работ в зонах пересечения их коммуникаций, сооружений или подведомственных объектов;

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 Windows, MS Office, AutoCAD и Acrobat.

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 строительные-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» - _____.

В сводном сметном расчете (ССР) предусмотреть следующие затраты:

- на строительные-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.

4.11. 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;
- схема подключения ПУ и ТТ;
- 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 проверке, замене, установке компонентов ИИК.

4.12. 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.

4.13. Требования к защите информации от несанкционированного доступа

Требования по информационной безопасности изложены в Приложении 5.

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.

Парольная защита доступа должна организовываться в отношении ПУ и каналобразующего 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.

4.14. Требования к информационному обмену между уровнями системы

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

- поддержка протокола обмена данными с ПУ в соответствии со спецификацией СПОДЭС;
- поддержка международных стандартных протоколов серий ГОСТ Р МЭК 61850 (при необходимости ГОСТ Р МЭК 60870-5-104), Fieldbus (Profibus, Modbus) и др. (перечень необходимых интерфейсов и протоколов определяется на стадии

проектирования);

- обеспечение синхронизации компонентов системы с местным временем;
- формирование служебной информации (результаты внутренней самодиагностики, синхронизации и т.п.).

Дополнительные требования к информационному обмену между уровнями системы при совмещении в одном устройстве 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 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»;
- 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 7 (семи) дней с даты получения извещения от Заказчика о неисправности оборудования, либо возместить Заказчику затраты на их устранение.

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 узлов 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).

7.3. В соответствии с Регламентом допуска персонала 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 Техническому заданию, Подрядчик должен выполнять следующие мероприятия по охране труда во время выполнения работ.

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).

7.3.1. 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.

7.3.2. 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.

7.3.3. 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.

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.

8. По техническим условиям выполнения работ обращаться:

Заместителю директора по капитальному строительству - начальнику управления капитального строительства А.В. Рогожину, тел.: 8 (495) 525-73-00.

9. Приложения

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

Приложение № 2. Единичные расценки.

Приложение № 3. Регламент допуска персонала организаций для выполнения работ на объектах ПАО «Россети Московский регион», утвержденным Приказом от 05.04.2021 г. № 333 (в действующей редакции).

Приложение № 4. Таблица нарушений.

Приложение № 5. Требования по обеспечению безопасности информации.

Приложение № 6. СТО 34.01-5.1-009-2021 ПАО «Россети». Приборы учета электроэнергии. Общие технические требования.

Приложение № 6.1. Дополнения к СТО 34.01-5.1-009-2021 ПАО «Россети» (Письмо ПАО «Россети» АЕВ/333/156 от 27.02.2025).

Приложение № 6.2. СТО 34.01-5.1-009-2024 ПАО «Россети». Приборы учета электроэнергии. Общие технические требования.

Приложение № 7. СТО 34.01-5.1-008-2018 ПАО «Россети». Пункты коммерческого учета электроэнергии уровнем напряжения 6-20 кВ. Общие технические требования.

Приложение № 8. Типовые технические решения, утвержденные Приказом ПАО «Россети Московский регион» от 01.02.2024 № 113 (в действующей редакции).

Приложении № 9. Приложение 1 к приказу Общества от 03.09.2025 № 859 «О повышении доступности энергетической инфраструктуры».

Главный специалист
ОБиОП УКС

А.В. Дудукчан

Заместитель директора по
капитальному строительству -
начальник управления

А.В. Рогожин

Расчет начальной цены лота

Наименование титула: Установка приборов коммерческого учета 10 кВ, включенных в плату по дог. ТП № ИА-18-302-140(915262) макс. мощностью ЭПУ 11480 кВт, в т.ч. ПИР, МО, Одицовский р-н, две существующие ЛЭП-10 кВ от РУ-10 кВ ПС-110 кв № 783 "Отрадное"

№ п/п	Наименование работ	Ед. изм	Кол-во	Стоимость в прогнозном уровне цен (2026 г.) за единицу. руб.				Всего без НДС	Всего с НДС
				Оборудование	СМР	ПНР	ПИР		
	1	2	3	5	6	7	8	10	11
1	Средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные косвенного включения	шт.	2	0,00	0,00	0,00	6 621,21	13 242,42	16 155,75
								13 242,42	16 155,75

Главный специалист ОБиОП УКС

А.В. Дудукян

Заместитель директора по капитальному строительству-начальник управления

А.В. Рогожин

Обоснование начальной (максимальной) цены договора

Лот: 083-0023279

Выполнение ПИР по титулу: Установка приборов коммерческого учета 10 кВ, включенных в плату по дог. ТП № ИА-18-302-140(915262) макс. мощностью ЭПУ 11480 кВт, в т.ч. ПИР, МО, Одинцовский р-н, две существующие ЛЭП-10 кВ от РУ-10 кВ ПС-110 кв № 783 "Отрадное"

Начальная (максимальная) цена договора	16 155,75	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	

Наименование титула: Установка приборов коммерческого учета 10 кВ, включенных в плату по дог. ТП № ИА-18-302-140(915262) макс. мощностью ЭПУ 11480 кВт, в т.ч. ПИР, МО, Одиновский р-н, две существующие ЛЭП-10 кВ от РУ-10 кВ ПС-110 кв № 783 "Отрадное"

№ 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 (2026 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	ОБЪЕКТНЫЙ СМЕТНЫЙ РАСЧЕТ	шт	1	0,00	0,00	0,00	6 000,00	6 000,00	0,00	0,00	0,00	6 621,21	6 621,21

Главный специалист ОБиОП УКС

А.В. Дудукчан

Заместитель директора по капитальному строительству-начальник управления

А.В. Рогожин

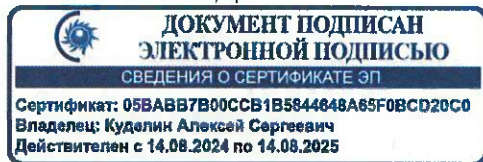


Приложение № _____
к договору ТП № ИА-18-302-140(915262)
от 10 апреля 2018 г.

Успенский РЭС

СОГЛАСОВАНО

Первый заместитель директора –
главный диспетчер
Филиала АО «СО ЕЭС»
Московское РДУ



А.С. Куделин

15.11.2024

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель генерального директора по
технологическому присоединению
ПАО «Россети Московский регион»

_____ К.В. Лебедь
« ____ » _____ 2024 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ И-24-00-567117/125 на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «Россети Московский регион» объектов электросетевого хозяйства АО «Московская областная энергосетевая компания»

Настоящие технические условия разработаны на основании Заявки от 09.02.2018 № И-18-00-915262/103 с корректировками от 18.09.2019 № И-19-00-623893/125, от 24.01.2020 № 10-538/20, от 18.04.2022 № 10-3932/22, от 15.10.2022 № И-22-00-471225/125, от 05.11.2024 № И-24-00-567117/125 и являются неотъемлемой частью Договора об осуществлении технологического присоединения от 10.04.2018 № ИА-18-302-140(915262) объектов электросетевого хозяйства (ЛЭП-10 кВ по адресу: Московская область, Одинцовский район, г. Одинцово) Акционерного общества «Московская областная энергосетевая компания», именуемого в дальнейшем – Заявитель, к электрическим сетям ПАО «Россети Московский регион» (ПС № 783 110/10 кВ Отрадное (ПС 110 кВ Отрадное)).

Настоящие технические условия вступают в силу с момента их утверждения ПАО «Россети Московский регион» при условии согласования АО «СО ЕЭС» и действительны в течение 2 (двух) лет.

Выполнение настоящих технических условий обеспечивает технологическое присоединение объектов электросетевого хозяйства Заявителя с увеличением максимальной мощности энергопринимающих устройств потребителей, присоединенных к электрическим сетям Заявителя, на 11480 кВт в два этапа (на I этапе – 4000 кВт, на II этапе – 11480 кВт (с учетом максимальной мощности I этапа)) с обеспечением электроснабжения потребителей, присоединенных к электрическим сетям Заявителя, для которых реализуется настоящее технологическое присоединение, по второй категории надежности электроснабжения, с образованием после выполнения настоящих технических условий 2 (двух) точек присоединения со следующим заявляемым распределением максимальной мощности (указанное распределение максимальной мощности по точкам присоединения является условным, фактическое распределение максимальной мощности может отличаться от указанного в зависимости от режима работы энергосистемы):

На I этапе:

– 1 точка - токоведущие жилы двух вновь сооружаемых КЛ-10 кВ, на расстоянии 200 метров от существующей ячейки № 505 5 сек 10 кВ КРУ 10 кВ ПС № 783 110/10 кВ Отрадное (ПС 110 кВ Отрадное) – с максимальной мощностью 2000 кВт;

– 2 точка - токоведущие жилы двух вновь сооружаемых КЛ-10 кВ, на расстоянии 200 метров от существующей ячейки № 602 6 сек 10 кВ КРУ 10 кВ ПС № 783 110/10 кВ Отрадное (ПС 110 кВ Отрадное) – с максимальной мощностью 2000 кВт.

На II этапе:

– 1 точка - токоведущие жилы двух вновь сооружаемых КЛ-10 кВ, на расстоянии 200 метров от существующей ячейки № 505 5 сек 10 кВ КРУ 10 кВ ПС № 783 110/10 кВ Отрадное (ПС 110 кВ Отрадное) – с максимальной мощностью 5740 кВт;

– 2 точка - токоведущие жилы двух вновь сооружаемых КЛ-10 кВ, на расстоянии 200 метров от существующей ячейки № 602 6 сек 10 кВ КРУ 10 кВ ПС № 783 110/10 кВ Отрадное (ПС 110 кВ Отрадное) – с максимальной мощностью 5740 кВт.

1. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОСНОВНОМУ (ПЕРВИЧНОМУ) ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОМУ ОБОРУДОВАНИЮ

Выполнить в сроки, устанавливаемые Договором об осуществлении технологического присоединения, но не позднее окончания срока действия настоящих технических условий, следующие мероприятия:

На I этапе:

1.1. Строительство КЛ-10 кВ, 4 шт., от яч. № 505 5 сек 10 кВ и яч. № 602 6 сек 10 кВ КРУ 10 кВ ПС № 783 110/10 кВ Отрадное (ПС 110 кВ Отрадное) до КЛ-10 кВ Заявителя с применением варианта прокладки одного кабеля в траншее. Протяженность каждой одножильной КЛ с пластмассовой изоляцией, сечением кабелей 400 кв. мм. – 0,2 км, из них:

- протяженность каждой КЛ в траншее – 0,15 км.
- протяженность каждой КЛ, прокладываемой путем ГНБ, выполняется в четыре скважины двумя трубами диаметром 225 мм. – 0,05 км.

1.2. Строительство (реконструкция) сетей 10/0,4 кВ Заявителя. Объем работ по сооружению (реконструкции) сетей 10/0,4 кВ Заявителя, с учетом требуемой категории надежности, определить проектом.

На II этапе:

1.3. Замену трансформаторов тока в ячейках № 505 5 сек 10 кВ и № 602 6 сек 10 кВ КРУ 10 кВ ПС № 783 110/10 кВ Отрадное (ПС 110 кВ Отрадное) на трехобмоточные ТТ-10 кВ.

1.4. Реконструкцию ПС 110 кВ Ивановская с переводом на напряжение 220 кВ со строительством РУ 220 кВ с установкой двух автотрансформаторов напряжением 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА каждый. Схему РУ 220 кВ, количество и мощность устанавливаемых автотрансформаторов уточнить проектом.

1.5. Строительство заходов КВЛ 220 кВ Дорохово – Слобода I цепь на ПС 220 кВ Ивановская с образованием двух новых КВЛ 220 кВ Дорохово –

Ивановская и КВЛ 220 кВ Слобода – Ивановская. Пропускную способность вновь образованных КВЛ 220 кВ определить проектом.

1.6. Строительство нового распределительного пункта РП 110 кВ Восход. Схему и параметры оборудования РП 110 кВ Восход определить проектом.

1.7. Строительство заходов ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская I, II цепь с отпайками на РП 110 кВ Восход и ПС 110 кВ Звенигород с образованием новых ЛЭП 110 кВ:

- ЛЭП 110 кВ Ивановская – Восход I цепь;
- ЛЭП 110 кВ Ивановская – Восход II цепь;
- ЛЭП 110 кВ Восход – Звенигород № 1;
- ЛЭП 110 кВ Восход – Звенигород № 2;
- ЛЭП 110 кВ Восход – Кубинка I цепь с отпайками;
- ЛЭП 110 кВ Восход – Кубинка II цепь с отпайками.

Пропускную способность вновь образованных ЛЭП 110 кВ определить проектом.

1.8. Реконструкцию ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Звенигород с установкой двух дополнительных ячеек 110 кВ для подключения ЛЭП 110 кВ Восход – Звенигород № 1, 2.

1.9. Реконструкцию КВЛ 35 кВ Голицыно – Успенская с переводом на номинальное напряжение 110 кВ. Пропускную способность ЛЭП 110 кВ определить проектом.

1.10. Реконструкцию ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Голицыно с установкой дополнительной ячейки 110 кВ для подключения ЛЭП 110 кВ Голицыно – Успенская.

1.11. Реконструкцию ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Успенская с установкой дополнительной ячейки 110 кВ для подключения ЛЭП 110 кВ Голицыно – Успенская.

1.12. Строительство (реконструкция) сетей 10/0,4 кВ Заявителя. Объем работ по сооружению (реконструкции) сетей 10/0,4 кВ Заявителя, с учетом требуемой категории надежности, определить проектом.

2. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБОРУДОВАНИЮ СИСТЕМ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

2.1. Оснастить объекты электросетевого хозяйства классом напряжения 110 кВ и выше, указанные в разделе 1 настоящих технических условий, микропроцессорными устройствами и/или комплексами релейной защиты и автоматики (РЗА) в соответствии с требованиями к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики, утвержденными приказом Минэнерго России от 13.02.2019 № 101, и требованиями к релейной защите и автоматике различных видов и ее функционированию в составе энергосистемы, утвержденными приказом Минэнерго России от 10.07.2020 № 546. Каналы связи устройств и/или комплексов РЗА должны соответствовать требованиям к каналам связи для функционирования релейной защиты и автоматики, утвержденным приказом Минэнерго России от 13.02.2019 № 97.

2.2. Оснастить объекты электросетевого хозяйства 6-35 кВ, указанные в разделе 1 настоящих технических условий, микропроцессорными устройствами РЗА. Устройства РЗА должны обеспечивать свою правильную работу при частоте 45,0 – 55,0 Гц.

2.3. Выполнить учет электроэнергии в соответствии со следующими требованиями:

- в соответствии с Типовой инструкцией по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении (РД 34.09.101-94) и требованиями правил организации учета электрической энергии на розничных рынках, установленных Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии и требованиями ПУЭ;

- точки учета согласовать с ПАО «Россети Московский регион»;

- обеспечить интеграцию с АИИС КУЭ ПАО «Россети Московский регион» с организацией ежедневной передачи результатов измерения, информации о состоянии средств измерения и объектов измерения в соответствии с требованиями правил организации учета электрической энергии на розничных рынках, установленных Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии.

2.3.1. Установить и наладить средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) – 2 шт. трехфазных косвенного включения. Места установки определить проектом.

2.4. На II этапе выполнить модернизацию систем технологического управления на ПС 110 кВ Усово в целях обеспечения возможности включения СМВ 110 кВ ПС 110 кВ Усово в нормальном режиме.

2.5. Оснастить перечисленные в разделе 2 настоящих технических условий устройства источниками бесперебойного электропитания аккумуляторного или иных типов для предотвращения их отказа при возникновении аварийных электроэнергетических режимов.

3. ПОРЯДОК ВЫПОЛНЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ ПРИСОЕДИНЕНИЮ

3.1. Заявитель выполняет мероприятия, указанные в пунктах 1.2 и 1.12, с учетом требований раздела 2 настоящих технических условий, включая разработку проектной и рабочей документации. Заявитель обязан согласовать задание на проектирование, проектную и рабочую документацию с ПАО «Россети Московский регион».

3.2. ПАО «Россети Московский регион» выполняет мероприятия, указанные в пунктах 1.1, 1.3, 2.3.1, с учетом требований раздела 2 настоящих технических условий, включая разработку проектной и рабочей документации.

При необходимости выполнения работ по модернизации (замене) систем технологического управления на объектах третьих лиц затраты на такие работы должны быть разделены по соответствующим объектам, урегулирование отношений с третьими лицами по выполнению работ на принадлежащих им объектах осуществляет ПАО «Россети Московский регион».

Мероприятие, указанное в пункте 1.5, выполняется ПАО «Россети Московский регион» путем урегулирования отношений с ПАО «Россети».

Мероприятия, указанные в пунктах 1.4, 1.6 - 1.11, 2.4, выполняются в рамках реализации утвержденной Инвестиционной программы ПАО «Россети Московский регион».

3.3. В случае если в ходе проектирования возникает необходимость частичного отступления от настоящих технических условий, такие отступления подлежат

согласованию с ПАО «Россети Московский регион» и Филиалом АО «СО ЕЭС» Московское РДУ с корректировкой утвержденных технических условий.

3.4. Провести проверку выполнения настоящих технических условий с участием представителей ПАО «Россети Московский регион» и Филиала АО «СО ЕЭС» Московское РДУ (для каждого этапа, предусмотренного настоящими техническими условиями). После проведения проверки получить от ПАО «Россети Московский регион» акт о выполнении настоящих технических условий, согласованный Филиалом АО «СО ЕЭС» Московское РДУ (для каждого этапа, предусмотренного настоящими техническими условиями и по техническим условиям в целом).

Директор департамента перспективного
развития сети и инженерного обеспечения
технологического присоединения
ПАО «Россети Московский регион»



Ю.А. Любимов

Исп.: И.С. Шпыхова
8 (495) 662-40-70

