

ТИПОВОЕ ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

на поставку приборов учета электроэнергии, каналобразующего оборудования,
материалов

1. Общие сведения	4
2. Общие технические требования	4
3. Состав и содержание работ	5
4. Требования к поставляемому оборудованию	5
5. Гарантийные обязательства.	16
6. Особые условия	17
7. Срок выполнения работ	17
8. По техническим условиям выполнения работ обращаться:.....	17
9. Приложения:	17

Условные обозначения и сокращения

АРМ - автоматизированное рабочее место;
АВР – автоматический ввод резерва;
АСТУ - автоматизированные системы технологического управления;
ВЛ - воздушная линия;
КЛ - кабельная линия;
ЗИП - запасные части, инструменты, принадлежности;
ИБК - информационно - вычислительный комплекс;
ИБК ВУ - информационно - вычислительный комплекс верхнего уровня;
ИБКЭ - информационно - вычислительный комплекс электроустановки (УСПД, концентратор и т.п.);
ИИК - измерительно-информационный комплекс точки учёта;
МРСК - межрегиональная распределительная сетевая компания;
МЭК - международная электротехническая комиссия;
ПМИ - программа и методика испытаний;
ПО - программное обеспечение;
ППО - предпроектное обследование;
РД - рабочая документация;
ТЗ - техническое задание;
ТН - трансформатор напряжения;
ТТ - трансформатор тока;
УСПД - устройства сбора и передачи данных;
 Целевой ИБК – программный комплекс «Пирамида-Сети».
Com - технологический стандарт от компании Microsoft, предназначенный для создания программного обеспечения на основе взаимодействующих распределённых компонентов, каждый из которых может использоваться во многих программах одновременно;
DCom - распределённая **Com** технология;
Ethernet - пакетная технология передачи данных преимущественно локальных компьютерных сетей;
Fieldbus - промышленная сеть передачи данных;
GSM - глобальный цифровой стандарт для мобильной сотовой связи;
GPRS - надстройка над технологией мобильной связи GSM, осуществляющая пакетную передачу данных;
OPC - семейство программных технологий, предоставляющих единый интерфейс для управления объектами автоматизации и технологическими процессами;
PLC - коммуникация, построенная на линиях электропередачи;
RS-485 - стандарт передачи данных по двухпроводному полудуплексному многоточечному последовательному каналу связи;
SMS - технология, позволяющая осуществлять приём и передачу коротких текстовых сообщений сотовым телефоном;
SMTP - сетевой протокол, предназначенный для передачи электронной почты в сетях TCP/IP;
SNMP - протокол управления сетями связи на основе архитектуры TCP/IP;
TCP/IP - набор сетевых протоколов разных уровней модели сетевого взаимодействия, используемых в сетях.

1. Общие сведения

1.1. Предмет закупки: право заключения договора на поставку средств измерений, каналообразующего оборудования.

1.2. Наименование

Модернизация систем учета розничного рынка электроэнергии.

1.3. Основание для проведения закупки

Приказ ПАО «Россети» от 20.12.2017г. №162 «О подготовке и проведению учений».

1.4. Сроки начала и окончания закупки

- начало поставки - с момента подписания договора по 01.05.2018г;
- стадии выполнения, форма и сроки оплаты выполненных работ определяются договором.

1.5. Ценовые показатели:

- предельная стоимость планируемой к поставке оборудования системы учета 28 250 191,16 руб., в т.ч. НДС 4 309 351,21руб.
- в стоимость продукции должны входить все расходы и затраты, связанные с доставкой оборудования на склад Заказчика, обязательные платежи и материалы.
- условия оплаты: в течение 30 дней с момента поставки в полном объеме, указанном в заявке на поставку продукции.

1.6. Источник финансирования

Кредитные средства

1.7. Технические характеристики оборудования

- технические характеристики приборов учета приведены в таблице 1, характеристики УСПД приведены в таблице 2, таблице 2.1.
- к поставке допускаются системы учета электроэнергии, соответствующие техническим требованиям СТО 34.01-5.1-002-2014 «Техническая политика. Системы учета электрической энергии с удаленным сбором данных оптового и розничных рынков электрической энергии на объектах ПАО «МРСК Юга».

2. Общие технические требования

2.1. Продукция должна быть новой, ранее не использованной, годом выпуска не ранее 4 квартала 2017 года.

2.2. Все предлагаемое к поставке оборудование должно соответствовать требованиям климатического исполнения по ГОСТ 15150-69 и удовлетворять требованиям к рабочему диапазону температур от -40 до +60оС.

2.3. Типы применяемых компонентов систем учета (приборы учета электрической энергии, измерительные трансформаторы и т.д.) электроэнергии должны быть утверждены федеральным органом исполнительной власти по техническому регулированию и метрологии, внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

2.4. На поставляемое оборудование должны быть представлены сертификаты качества.

2.5. Технические параметры и метрологические характеристики приборов учета должны соответствовать требованиям IEC61107 или ГОСТ 31818.11-2012 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. Счетчики электрической энергии», ГОСТ 31819.21-2012 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Статические счетчики активной энергии классов точности 1 и 2», ГОСТ 31819.22-2012 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2s и 0,5s», ГОСТ 31819.23-2012 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Счетчики статические реактивной энергии».

2.6. На приборы учёта должен быть нанесен логотип ПАО «Россети».

2.7. На корпус прибора учёта split-исполнения должны быть нанесены лазерным принтом штрифтом, не менее Arial 64 шесть последних цифр серийного номера прибора учета или MAC-адрес, позволяющие его идентификацию без подъема персонала на опору.

2.8. Компоновка шкафов учета должны соответствовать типовым техническим решениям ПАО «Россети» по организации интеллектуального учета электроэнергии.

3. Состав и содержание работ

- поставка оборудования и материалов в полном объеме согласно утвержденной спецификации;
- комплектация оборудования и материалов;
- согласование с Заказчиком планов-графиков поставки оборудования;
- интеграция вновь установленных компонентов системы в целевой программный комплекс ДЗО ПАО «Россети»;

4. Требования к поставляемому оборудованию

4.1. Требования к приборам учета электроэнергии

Типы поставляемых приборов учёта электроэнергии должны быть утверждены федеральным органом исполнительной власти по техническому регулированию и метрологии, внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений и обеспечивать технические и функциональные возможности. Кроме того конструкция элементов ИИК должна предусматривать установку пломб сетевой организацией.

По способу установки прибора учета предполагается монтаж на опору – в соответствии рекомендациями «Типовые технические решения ОАО «Россети» по организации интеллектуального учета электроэнергии», утвержденными распоряжением ОАО «Россети» от 06.04.2015 № 166р. Для отображения показаний и наблюдения за индикатором функционирования, прибор учета электрической энергии должен быть оборудован встроенным дисплеем и/или укомплектован удаленным (выносным) дисплеем.

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

Маркировка приборов учета должна соответствовать ГОСТ 25372 и ГОСТ 31818.11-12.

Комплект поставки прибора учета электроэнергии должен включать:

- прибор учета электроэнергии;
- комплект эксплуатационной документации (руководство по эксплуатации, паспорт (паспорт-формуляр), оформленные по ГОСТ 2.601;
- методику поверки на партию приборов учета (или в качестве подраздела в составе ЭД);
- действующее свидетельство о поверке (или знак поверки в паспорте (паспорте-формуляре));
- сервисное ПО (версия ПО согласно описанию типа на прибор учета),
- транспортная тара.

4.1.1. Общие функциональные возможности

Приборы учета электроэнергии должны обеспечивать:

- хранение профиля активной и реактивной мощности нагрузки прямого и обратного направлений с программируемым интервалом времени интегрирования от 1 до 60 минут и глубиной хранения не менее 123 суток при времени интегрирования 60 минут;
- хранение в энергонезависимом запоминающем устройстве прибора учета тарифицированных данных по активной и реактивной электроэнергии с нарастающим итогом, в том числе в прямом и обратном направлениях (для приборов учета электроэнергии устанавливаемых на ПС/ТП на присоединениях 6-10 кВ и выше), за:
 - текущий месяц и на начало предыдущих 36 месяцев;
 - текущий год и предыдущие два года (на начало года);
- хранение в энергонезависимом запоминающем устройстве прибора учета информации (измерительных данных, параметров настройки, программ) при **отключенном питании** не менее 3 лет;
- хранение запрограммированных параметров не менее 5 лет эксплуатации прибора учета;
- работу по одному или нескольким цифровым каналам связи;
- скорость передачи данных приборов учета должна определяться стандартными

спецификациями применяемых интерфейсов связи;

- возможность программирования, перепрограммирования, управления и считывания параметров и данных локально и удаленно;
- разграничение прав доступа на перепрограммирование в соответствии с паролями доступа;
- наличие встроенного цифрового дисплея отображения информации (для трехфазных приборов учета трансформаторного включения);
- рекомендуется наличие удаленного (выносного) цифрового дисплея отображения информации (для однофазных и трехфазных приборов учета прямого включения);
- отображение параметров и событий на дисплее должно быть русифицировано (исключение могут составлять единицы измерения и параметры по единой системе измерений – СИ, отображаемых на дисплее прибора учета);
- визуализацию индикации работоспособного состояния;
- контроль правильности подключения измерительных цепей;
- наличие энергонезависимой электронной пломбы корпуса и клеммной крышки прибора учета для защиты от несанкционированного доступа;
- ведение журналов событий, журнала показателей качества электричества, журнала превышения порога мощности;
- защиту от воздействия магнитных полей (различной природы) на элементы прибора учета электрической энергии. Воздействие магнитного поля должно фиксироваться в «журнале событий» (Дату и время начала события; дату и время окончания события). Допускается визуализация факта события отдельной индикацией.
- Приборы учета электрической энергии должны обеспечивать ведение «журнала событий» с привязкой ко времени (общей глубиной не менее 100 записей);
- В журналах событий приборов учета должны фиксироваться:
 - дата и время вскрытия клеммной крышки;
 - изменение состояния корпуса прибора учета;
 - дата последнего перепрограммирования;
 - изменения направления перетока мощности (для однофазных приборов учета и трехфазных приборов учета прямого включения);
 - дата и время воздействия сверхнормативного магнитного воздействия индукцией свыше 200 мТл для постоянного и 100 мТл для переменного магнитного поля;
 - факт связи с прибором учета, приведший к изменению данных;
 - отклонение напряжения в измерительных цепях от заданных пределов;
 - отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях с конфигурируемыми порогами (для трехфазных счетчиков);
 - нарушение фазировки (для трехфазных приборов учета);
 - результатов самодиагностики;
 - изменение текущих значений времени и даты при синхронизации времени.
- Программируемую последовательность сообщений и вывода измеряемых параметров на дисплей прибора учета;
 - наличие встроенной батареи в приборе учета для обеспечения хода внутренних часов реального времени;
 - обмен данными по протоколам, соответствующим стандарту ПАО «Россети»¹;
 - автоматический переход зима/лето по умолчанию в режиме «запрещен»;
 - защита от потери зафиксированных показаний (суммарных и по тарифам) при отсутствии гарантированного питания.

¹ С 01.06.2018г. обязательное применение единого протокола СПОДЭС, разработанного для ПАО «Россети»

• Характеристики приборов учета электроэнергии

Наименование параметров	Однофазные приборы	Трехфазные приборы учета электроэнергии прямого включения	Трехфазные приборы учета электроэнергии полукосвенного включения	Трехфазные приборы учета электроэнергии косвенного включения
Назначение	Учет активной и реактивной электроэнергии в сетях переменного тока			
Технические характеристики				
Класс точности (активная/реактивная), не хуже	1,0/2,0	1,0/2,0	0,5/1,0	
Номинальное рабочее напряжение, В (диапазон рабочих напряжений 0,8U _{ном} до 1,15U _{ном})	230	3x230/400В	3x230/400В	3x57,7/100В
Номинальный (максимальный) ток, А	5А (60А) /(80А); 10А (100А)	5А(10А) /(60А) /(80А) /(100А); 10А (100А)	1 (2); 5 (10)	
Ток чувствительности, не хуже ²	0,004I _б	0,004I _б	0,001I _{ном}	
Номинальная частота сети, Гц	50			
Межповерочный интервал, лет	не менее 10			
Полная мощность, потребляемая - параллельной цепью; - последовательной цепью; - параллельной цепью при наличии встроенных модулей связи;	-не более 2,0 Вт(10,0В•А)	-не более 6,0 Вт (30,0 В•А); -не более 0,9 В•А; -не более 3,0 Вт		
Количество направлений учёта	1 (или 2 –опция)	2		
Максимальный рабочий температурный диапазон	от -40 до +60 °С (в данном температурном диапазоне прибор учета не должен терять не одну из своих функций)			
Резервное питание (опция)	-		Любой уровень напряжения в диапазоне 9 – 230 В	
Требования по способу защиты от поражения электрическим током	ГОСТ 12.2.007.0-75, ГОСТ 31818.11-12, ГОСТ Р 51350-99 классу защиты II			
Конструктивное исполнение	для наружной установки не хуже IP 54		по ГОСТ 14254-96, для установки в шкафу учета не хуже IP 51	

² I_b - Базовый ток, значение является исходным для установления требований к прибору с непосредственным включением;

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

Встроенные энергонезависимые часы реального времени	точность хода не хуже ± 5 с/сут в диапазоне температур от минус 40 до +60°С и с возможностью внешней коррекции хода часов	
Предустановленное время	[Административный населенный пункт] (UTC+__)	
Длительность сохранения хода часов при отключенном питании	не менее 10 лет	
Время начального запуска, не более	5 с момента подачи напряжения	
Наработка на отказ, не менее часов	100 000	
Средний срок службы, не менее лет	20	
Гарантийный срок эксплуатации, лет	Не менее 5	
Управление нагрузкой		
Управление нагрузкой по программируемым критериям - отключение/ограничение	Встроенное реле	Управление внешним устройством
Тарификация		
Количество тарифных зон	не менее 4-х	
Число тарифов	не менее 4-х	
Предустановленное тарифное расписание	Установить __ тарифа, в будни: тариф 1: чч-мм до чч-мм тариф 2: чч-мм до чч-мм тариф 3: чч-мм до чч-мм тариф 4: чч-мм до чч-мм <u>в субботу и воскресенье, нерабочие праздничные дни:</u> тариф 2: чч-мм до чч-мм	
Максимальный устанавливаемый интервал действия тарифной зоны	24 ч	
Дискретность установки интервала действия тарифной зоны	30-60 мин	
Цифровые интерфейсы		
RS-485 (за исключением Split исполнения)	-	не менее 1 (скорость обмена не менее 9600 бит/с)
оптический порт (протоколом обмена, соответствующий МЭК 61107)	1 (скорость передачи данных по оптическому порту не менее 9600 бит/с)	
Ethernet	Опция, при наличии скорости передачи данных не менее 10 Мбит/с	1 (скорость передачи данных не менее 10 Мбит/с)

Оборудование связи				
Модем (любой из предложенного перечня или в комбинации)	PLC, RF(ZigBee, LoRa и подобных), LTE/UMTS/GPRS/GSM			
RF:				
433 МГц, мощностью не более	10 мВт			
868 МГц, мощностью не более	регулируемая до — 25 мВт			
2,4 ГГц, мощностью не более	100 мВт			
Мониторинг параметров сети и показателей качества электроэнергии				
Измерение показателей качества электроэнергии в диапазоне рабочих напряжений	отклонение напряжения, отклонение частоты			отклонение напряжения, отклонение частоты, длительность и глубина провала напряжения
Пределы погрешностей измерения качества электроэнергии	класс S ³ с уточнением в части диапазона измерения частоты от 47,5 до 52,5 Гц			
Измеряемые и рассчитываемые в реальном времени параметры				
Фазное напряжение в каждой фазе	да			
Линейное напряжение	-	да		
Фазный ток в каждой фазе	да	Да	Да	да
Активная, реактивная и полная мощность (в каждой фазе и суммарная)	да			
Коэффициент мощности суммарно и по каждой фазе	да			
Ток в нулевом проводе	Да	Нет		
Небаланс токов в фазном и нулевом проводах	Да	Нет		
Частота сети	да			

³ Обязательно с 01.01.2019 года.

Базовая (максимальная) сила тока приборов учета электрической энергии указывается в спецификации.

4.1.2. Требования к трансформаторам тока.

- Трансформаторы тока по техническим характеристикам должны соответствовать ГОСТ 7746-2001. Коэффициенты трансформаторов тока определены в соответствии с Приложением №1 к настоящему ТЗ. Значения допустимых классов точности трансформаторов тока определяется исходя из условий функционирования объекта измерений;

- Тип, коэффициенты трансформации определяются в ПД.
- Межповерочный интервал трансформаторов тока не менее 8 лет.
- Трансформаторы тока должны быть поверены, иметь свидетельство о поверке, действующее на полный период межповерочного интервала, на момент приобретения или отметку в паспорте о первичной заводской поверке.

- Трансформаторы устойчивы к воздействию внешних механических факторов для группы механического исполнения М2 ГОСТ 30631-99. Исполнение трансформаторов по условиям установки на месте работы — встраиваемые, допускают установку в пространстве в любом положении. Контактные зажимы вторичной обмотки закрыты прозрачной пластмассовой крышкой, с возможностью опломбирования.

- По способу защиты от поражения электрическим током трансформаторы должны относиться к классу 0 по ГОСТ 12.2.007.0-75 и иметь степень защиты IP00 по ГОСТ 14254-96.

4.2. Требования к ИВКЭ

ИВКЭ (УСПД или промконтроллер) выполняет функции промежуточного сбора и хранения данных учета электроэнергии, а также предоставление интерфейса доступа к собранной информации.

Для УСПД - наличие сертификата об утверждении типа и внесении в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

Форматы и протоколы передачи данных ИВКЭ должны иметь открытые протоколы обмена данными, соответствующими спецификации СПОДЭС⁴ (в том числе между уровнями ИВКЭ – ИВК). При передаче данных должна быть обеспечена их защита от несанкционированного доступа.

Возможность параметрирования ИВКЭ осуществляется посредством ввода пароля, при этом в «Журнале событий» автоматически должно фиксироваться это событие с указанием даты и времени.

⁴ Начиная с 01.06.2018

Таблица 2

Основные технические характеристики уровня ИВКЭ

№ п/п	Наименование параметра	Значения параметров
1	ТРЕБОВАНИЯ ПО НАДЕЖНОСТИ	
1.1	Наработка на отказ, ч, не менее	120 000
1.2	Среднее время восстановления работоспособности, не более, ч	24
1.3	Проведение автоматической самодиагностики, не реже, раз в сутки	1
1.4	Средний срок службы, лет, не менее	30
1.5	Гарантийный срок эксплуатации со дня ввода в эксплуатацию должен составлять не менее, лет	5
1.6	Требования к питанию	
1.7	- автоматическое переключение на резервный источник питания при исчезновении основного питания и обратно	Обязательно
1.8	-напряжение питания от сети переменного или постоянного тока, В*	220 (110) ±20 % или 9 – 30 В
1.9	-суммарная потребляемая мощность с полным набором модулей, Вт, не более	30
1.10	Ведение «журнала события» с регистрацией времени и даты следующих фактов:	
1.11	-наличие факта параметрирования	Обязательно
1.12	-наличие факта коррекции времени в приборе учета	Обязательно
1.13	-попытки несанкционированного доступа	Обязательно
1.14	- перезапуска (при пропадании напряжения, заикливания и т.п.);	Обязательно
2	ТРЕБОВАНИЯ ПО ЗАЩИЩЕННОСТИ	
2.1	Наличие защиты от несанкционированного доступа (данных, параметров настройки, загруженных программ)	
2.2	В аппаратной части (доступ к параметрированию, к разъемам, функциональным модулям и т.д.) – механическое пломбирование или маркирование	Обязательно
2.3	В программно-информационном обеспечении	
2.4	– установка паролей при параметрировании	Обязательно
2.5	- исключение возможности корректировки данных по протоколу	Обязательно
2.6	- защита от заикливания ("watchdog")	Обязательно
2.7	- безопасную работу, как в публичных сетях, так и в закрытых сетях связи, в том числе с использованием защищенного канала VPN с шифрованием	Обязательно
3	ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ	
3.1	Синхронизация времени как самого устройства, так и в подключаемых приборах учета (в том числе, при отсутствии связи с ИВК верхнего уровня)	Обязательно
3.2	Наличие энергонезависимых часов	Обязательно
3.3	Сбор информации:	
3.4	- о состоянии средств и объектов измерений	Обязательно
3.5	- результатов измерений	
3.6	Режимы обмена информацией	
3.7	- по регламенту (по меткам времени)	Обязательно
3.8	- спорадически	Обязательно
3.9	- по запросу	Обязательно
3.10	Автоматический сбор показаний приборов учета о приращениях электроэнергии с заданной дискретностью учета (для розничного рынка - 60 минут), не реже	1 раз/сутки
3.11	Снятие показаний, со всех контролируемых ИИК на единый момент времени	Обязательно
3.12	Двухнаправленный обмен информацией между ИВКЭ и ИИК, ИВК, обеспечивающий передачу данных, диагностической информации и т.п.	Обязательно
3.13	Поддержка протокола стандарта СПОДЭС**	Обязательно
3.14	Обеспечение автоматического поиска приборов учета и включение в схему опроса	Обязательно
3.15	Наличие возможности передачи данных в различные комплексы программно-технических средств, для их дальнейшей обработки и хранения, интеграция с АСТУ	Обязательно
	- состояний средств и объектов измерения	Обязательно
	- результатов измерения	Обязательно
№п/п	Наименование параметра	Значения параметров

3.15	- поддержка протокола МЭК-60870-5-104	Обязательно
	- сбор и передача данных телесигнализации и телеизмерений	Обязательно
3.16	- возможность опроса на частоте 433 МГц приборов учета «Каскад-200МТ», «Каскад-310МТ» и аналогов, использующих сходный протокол обмена данными	Обязательно
3.17	- поддержка в ПО «Пирамида-Сети»	Обязательно
3.18	встроенное программное обеспечение контроллера должно работать под управлением операционной системы Linux	Обязательно
4	Формирование и хранение учетных показателей	
4.1	суточные данные о шестидесятиминутных приращениях электроэнергии средств измерений, объем хранимых данных, не менее	90 суток, не менее чем с 1000 приборов учета
4.2	состояние средств*** и объектов**** измерений в расчете на один прибор учета при глубине хранения 90 суток, не менее	5 000 записей, не менее чем с 1000 приборов учета
4.3	Энергопотребление за сутки/месяц, не менее	35 суток / 3,0 года, не менее, чем с 1000 приборов учета
4.4	Срок хранения результатов измерения при отсутствии питания, в том числе, при севшей встроенной батарее, не менее	3,5 года
4.5	Поддерживаемые приборы учета, типы и протоколы обмена должны быть указаны в эксплуатационной документации. Объем поддерживаемого оборудования должен быть не менее указанного в таблице 2.1.	Обязательно
4.6	Наличие возможности подключения внешнего источника сигналов точного времени (возможность подключения устройств, типа, GPS/ГЛОНАСС, NTP-серверов точного времени)	Обязательно
5	ТРЕБОВАНИЕ К МЕТРОЛОГИЧЕСКОМУ ОБЕСПЕЧЕНИЮ	
5.1	Абсолютная среднесуточная погрешность хода часов за сутки без внешней синхронизации, с	$\pm 5,0$
5.2	Наличие действующего свидетельства об утверждении типа СИ	Обязательно
5.3	Наличие первичной поверки	Обязательно
5.4	Межповерочный интервал, не менее, лет	10
6	ТРЕБОВАНИЯ К КОНСТРУКТИВНОМУ ИСПОЛНЕНИЮ	
6.1	Степень защиты оболочек устройства по ГОСТ 14254, не ниже	IP 51, либо обязательна установка в шкафу
6.2	Наличие интерфейса RS-485, не менее четырех Наличие интерфейса RS-232, не менее одного Наличие интерфейса USB, не менее одного	Обязательно
6.3	Минимальная скорость передачи, бит / с по PLC (при наличии), не менее по RS-485, не менее	1 200 9 600
6.4	Наличие интерфейсов Ethernet, не менее одного	Обязательно
6.5	Наличие дополнительных интерфейсов, не менее одного (Ethernet, PLC, RF (ZigBee, LoRa и подобных), GPRS/GSM)	Обязательно
6.6	Промышленное исполнение, предназначено для непрерывного функционирования в помещениях с повышенной опасностью, с возможностью установки в ограниченных пространствах (в шкафах, отсеках, панелях и т.п.), а также обеспечивать удобство технического обслуживания	Обязательно
6.7	Соответствие требованиям ЭМС ГОСТ Р 51317.6.5-2006	Обязательно
6.8	Наличие дискретных сигналов, не менее 2 ТС	Обязательно

Примечание: *Напряжение питания от сети переменного тока должно составлять 220 В с допустимым отклонением напряжения в пределах $\pm 20\%$, при этом допускается использование внешних блоков питания напряжением 10 – 30 В. Охлаждение УСПД должно осуществляться за счет естественной конвекции. УСПД должно обеспечивать работоспособность в диапазоне температур, в соответствии с условиями эксплуатации.

** обязательно с 01.06.2018г.

*** Выбор необходимых параметров по усмотрению оператора

**** Рекомендуется

1. Под состоянием средства измерения понимаются следующие параметры:

- Вкл./выкл. счетчика;

- Состояние реле нагрузки;
- Событие воздействия магнитным полем;
- Событие срабатывания электронной пломбы;
- Состояние дискретных входов;
- Результат самодиагностики;
- и др. события.

2. Под состоянием объекта измерения (сетевая подстанция, вводное распределительное устройство на которых организуется учет электроэнергии) понимаются данные полученные по каналам телесигнализации и телеизмерения.

3. Под энергопотреблением понимается профиль параметров в соответствии протоколом СПОДЭС (спецификация обмена данными электронных счетчиков), включающий в себя следующую информацию:

- Метка времени;
- Потарифные показания от начала работы (число записей зависит от количества тарифов);
- Импорт активной энергии от начала работы;
- Экспорт активной энергии от начала работы;
- Реактивная энергия, импорт от начала работы;
- Реактивная энергия, экспорт от начала работы;
- Статус некачественной энергии;
- Время работы счетчика.

Таблица 2.1

Перечень поддерживаемого оборудования

№	Устройство	№ СИ в Госреестре
1	КВАНТ ST1000-6	52961-13
2	КВАНТ ST1000-7	61236-15
3	КВАНТ ST2000-9	52960-13
4	КВАНТ ST2000-10	61237-15
5	Контроллер ST410	—
6	УСВ-3	51644-12
7	СЭТ-4ТМ.02	20175-01
8	СЭТ-4ТМ.03	27524-04
9	СЭТ-4ТМ.02М, СЭТ-4ТМ.03М	36697-12
10	ПСЧ-3ТМ.05	30784-05
11	ПСЧ-3ТМ.05Д	39616-08
12	ПСЧ-3ТМ.05М	36354-07
13	ПСЧ-4ТМ.05	27779-04
14	ПСЧ-4ТМ.05Д	41135-09
15	ПСЧ-4ТМ.05М	36355-07
16	ПСЧ-4ТМ.05МК	46634-11
17	СЭБ-1ТМ.02	32621-06
18	СЭБ-1ТМ.02М	47041-11
19	СЭБ-2А.05	22156-07
20	СЭБ-2А.07	25613-12
21	СЭБ-2А.07Д	38396-08
22	СЭБ-2А.08	33137-06

№	Устройство	№ СИ в Госреестре
23	ПСЧ-3А.06Т	47121-11
24	ПСЧ-3АРТ.07	36698-08
25	ПСЧ-3АРТ.07Д	41136-09
26	ПСЧ-3АРТ.08	41133-09
27	ПСЧ-3ТА.02	16938-02
28	ПСЧ-3ТА.03	16938-02
29	ПСЧ-3ТА.04	16938-02
30	ПСЧ-3ТА.07	28336-09
31	ПСЧ-4ТА.03	22470-02
32	МАЯК 101АРТД	52795-13
33	МАЯК 103АРТ	56009-13
34	МАЯК 302АРТ	55397-13
35	Модем PLC M-2.01	—
36	Альфа А1140	33786-07
37	Альфа А1800	31857-11
38	Альфа AS300	49167-12
39	Меркурий 200	24410-07
40	Меркурий 203.2Т	55299-13
41	Меркурий 206	46746-11
42	Меркурий 208	63908-16
43	Меркурий 225.2	39354-08
44	Меркурий 225.5	—
45	Меркурий 230	23345-07
46	Меркурий 233	34196-10
47	Меркурий 234	48266-11
48	Меркурий 236	47560-11
49	Меркурий 238	64919-16
50	ЦЭ6850, ЦЭ6850М	20176-06
51	СЕ102М	46788-11
52	СЕ208	55454-13
53	СЕ301	34048-08
54	СЕ303	33446-08
55	СЕ304	31424-07
56	СЕ308	59520-14
57	СЕ836С1	—
58	ЕС2726	61796-15
59	Вектор-3	34194-09
60	ЦЭ2726А	60869-15
61	ЦЭ2727А	60868-15
62	МИР С-04 (DLMS)	61678-15
63	МИР С-05 (DLMS)	61678-15

№	Устройство	№ СИ в Госреестре
64	МИР С-07 (DLMS)	61678-15
65	МИРТЕК-1-РУ	53474-13
66	МИРТЕК-3-РУ	53511-13
67	РиМ 189.01, РиМ 189.02	48456-11
68	РиМ 189.04	48456-11
69	РиМ 189.11	56546-14
70	РиМ 189.12	56546-14
71	РиМ 189.13, РиМ 189.14, РиМ 189.16	56546-14
72	РиМ 289.01	—
73	РиМ 289.02	50774-12
74	РиМ 489.01, РиМ 489.02	48457-11
75	РиМ 489.03, РиМ 489.04, РиМ 489.05, РиМ 489.06	49010-12
76	РиМ 489.07	51129-12
77	РиМ 489.11	—
78	РиМ 489.12	—
79	РиМ 489.13	57003-14
80	РиМ 489.14	57003-14
81	РиМ 489.15	57003-14
82	РиМ 489.16	57003-14
83	РиМ 489.17	57003-14
84	РиМ 489.18	57054-14
85	РиМ 019.01	—
86	ЛЕ221.1.R4.DO	33818-12
87	ЛЕ221.R4.P1	33818-12
88	ЛЕ221.R4.P2	33818-12
89	ЛЕ221.1.RF.DO	33818-12
90	ЛЕ221.1.RF.D1	33818-12
91	ЛЕ221.RF.P0	33818-12
92	ЛЕ221.RF.P1	33818-12
93	ЛЕ221.RF.P2	33818-12
94	КАСКАД-200-МТ	47015-11
95	КАСКАД-12-МТ	61790-15
96	КАСКАД-32-МТ	—
97	КАСКАД-310-МТ	47331-11
98	МВ110	51291-12
99	МК110	—
100	МУ110	—
101	ТРМ200	32478-11

4.4. Требования к надёжности и безопасности.

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

Все элементы 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;
- от несанкционированного доступа.

4.5. Метрологические и другие требования к оборудованию:

Средства измерения, предлагаемые к поставке должны иметь:

- свидетельство об утверждении типа средств измерений Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии и описание типа средств измерений при вводе в опытную эксплуатацию;
- паспорта (формуляры) на приборы учета с указанием сроков поверки при вводе в опытную эксплуатацию;
- руководство по монтажу;
- руководство по эксплуатации;
- руководство пользователя (для программного обеспечения).

4.6. Требования к электромагнитной совместимости:

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

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

- оборудование системы учета должно обеспечивать непрерывную работу в пределах срока службы при условии проведения ремонтно-восстановительных работ;
- восстановление работоспособности системы учета должно производиться путем замены неисправных модулей из состава ЗиП, с последующим ремонтом за счет средств Поставщика, вышедших из строя модулей в период гарантийного срока. Состав и количество модулей в ЗиП определяется договором;
- технические средства системы учета должны быть обслуживаемыми устройствами. Техническое обслуживание должно заключаться в систематическом наблюдении за правильностью работы устройства, в регулярном техническом осмотре и устранении возникающих неисправностей допущенным для этих работ персоналом или обслуживающей организацией;
- условия хранения технических средств системы учета должны отвечать требованиям ГОСТ 15150-69.

4.8. Требования к безопасности.

- Компоненты системы учета должны удовлетворять требованиям международных и российских нормативных документов по безопасности;
- по общим требованиям безопасности устройства, входящие в систему учета, должны соответствовать Техническому регламенту Таможенного союза ТР ТС 004/2011 «О безопасности низковольтного оборудования».

5. Гарантийные обязательства.

5.1. Гарантии качества распространяются на все поставляемое оборудование, конструктивные элементы, поставленные Поставщиком по настоящему договору и ЗиП.

5.2. Гарантийный срок нормальной эксплуатации поставленного оборудования и ЗиП устанавливается 60 месяцев с даты подписания сторонами акта приёмки-

передачи оборудования.

5.3. Если в период гарантийного срока обнаружатся дефекты, то Поставщик обязан их устранить за свой счет и в согласованные с Заказчиком сроки, либо возместить Заказчику затраты на их устранение.

При выявлении дефекта Поставщик должен:

- обеспечить Заказчика необходимым техническими консультациями не позднее 1 (одного) часа со дня обращения последнего с использованием любых доступных видов связи;
- выполнить все необходимые мероприятия по определению причины возникшего дефекта и представить Заказчику соответствующее заключение в течение 10 (Десяти) рабочих дней.

Для участия в составлении акта, фиксирующего дефекты, согласования порядка и сроков их устранения Подрядчик обязан направить своего представителя не позднее 10 (десяти) дней со дня получения письменного извещения Заказчика. Гарантийный срок в этом случае продлевается соответственно на период устранения дефектов.

6. Особые условия.

6.1. Оборудование, представленное в п.3, п.9-п.18, п.20-п.25 Приложения № 1 «Количество оборудования и технические характеристики», должно быть смонтировано в шкаф ЩМП – 3, указанного в п.19 Приложения №1.

7. Срок поставки.

7.1. Поставка продукции осуществляется в течение 5 календарных дней с момента получения заявки Поставщиком.

7.2. Поставка оборудования, указанного в Приложении № 1 «Количество оборудования и технические характеристики» должна осуществляться Подрядчиком на склад по адресу: республика Дагестан, г. Каспийск, ул. Ленина, 1.

7.3. Период действия договора поставки – с момента заключения и до полного исполнения своих обязательств Сторонами в части поставки и оплаты Товара.

8. По техническим условиям выполнения работ обращаться:

Начальник департамента реализации услуг и учета электроэнергии ПАО МРСК «ЮГА» А.А. Зибров, тел. 8-938-112-57-07

Начальник управления учета электроэнергии, балансов и нормирования потерь электроэнергии ПАО МРСК «ЮГА» А.А. Панюков, тел. 8-938-102-88-08

9. Приложения:

Приложение №1. Количество оборудования и технические характеристики.

Приложение № 1. Количество оборудования и технические характеристики.

№ п.п	Наименование продукции (полные технические характеристики, комплектация, предпочтительные типы, марки или аналоги)	Ед.изм.	Кол-во
	Однофазный SPLIT-счетчик (МИРТЕК-12-ПУ-SP1-A1R1-230-5-60A-ST-RF433/1-RF2400/3-НКМОQ1V3) или аналог Класс точности: активная энергия – 1; реактивная энергия - 1 Ток чувствительности – 0,0025 I_b Базовый (максимальный ток) – 5(60) А Номинальное напряжение - 230 В Тип корпуса – крепление: на щиток/на DIN-рейку/split; Конструктивное исполнение: для наружной установки не хуже IP 64; Рабочий диапазон температур счетчика: -40 °С ... +70 °С Гарантийный срок эксплуатации – 5лет; Срок эксплуатации встроенной в счётчик электрической энергии батареи – не менее 16 лет; Интервал между поверками -16 лет; Средний срок службы, не менее - 30 лет; Средняя наработка на отказ счетчика, не менее - 200 000 ч; Габаритные размеры – 240*165*77 мм; Ведение журнала месячных показаний – глубина хранения не менее 36 месяцев; Ведение журнала суточных показаний – глубина хранения не менее 128 суток; Счётчики электрической энергии должны обеспечивать функцию ведения «журнала событий», в которых отражены события, связанные с отсутствием напряжения, коммутацией нагрузки, перепрограммирования служебных параметров – глубина хранения не менее 1000 записей; Размещение счётчика непосредственно на опоре возле отвода воздушной линии к абоненту; Встроенное реле управления нагрузкой по программируемым критериям- отключение/ограничение – внешняя команда по интерфейсной связи, превышение ограничения энергопотребления и мощности; Число тарифов – не менее 4; Предустановленное тарифное расписание –действующее и вновь вводимое; Количество месячных программ – 12 Количество тарифных зон в сутках - 48 Максимальный устанавливаемый интервал действия тарифной зоны - 24 часа; Счётчики должны обеспечивать скорость передачи данных по интерфейсам: - RF, не менее 9600 бит/с; - оптопорт, не менее 9600 бит/с; Модем – RF433/1-RF2400/3+ ZigBee;	шт.	1359
2	Трехфазный SPLIT счетчик электрической (МИРТЕК-32-ПУ-SP31-A1R1-230-5-100A-T-RF433/1-RF2400/3-НКМОQ1V3) или аналог	шт.	90

	Класс точности: активная энергия – 1; реактивная энергия – 1 Рабочий диапазон температур счетчика: -40 °С ... +70 °С; Ток чувствительности – 0,0025 I_b Требования по способу защиты от поражений электрическим током – ГОСТ 12.2.007.0-75, ГОСТ 31818.11-12, ГОСТ Р 51350-99 классу защиты II; Тип корпуса – крепление: на щиток/на DIN-рейку/split; Конструктивное исполнение: для наружной установки не хуже IP 64; Средняя наработка на отказ счетчика, не менее - 200 000 ч; Средний срок службы, не менее - 30 лет; Гарантийный срок эксплуатации – 5лет; Габаритные размеры – 230*190*106 мм; Размещение счётчика непосредственно на опоре возле отвода воздушной линии к абоненту; Встроенное реле управления нагрузкой по программируемым критериям- отключение/ограничение – внешняя команда по интерфейсной связи, превышение ограничения энергопотребления и мощности; Число тарифов – не менее 4; Предустановленное тарифное расписание –действующее и вновь вводимое; Количество месячных программ – 12 Количество тарифных зон в сутках – 48 Счётчики должны обеспечивать скорость передачи данных по интерфейсам: - RF, не менее 9600 бит/с; - оптопорт, не менее 9600 бит/с; Модем – RF433/1-RF2400/3 + ZigBee; Номинальный или базовый ток, - 5А; Номинальное фазное напряжение: 3х230/400 В; Интервал между поверками -16 лет Срок эксплуатации встроенной в счётчик электрической энергии батареи – не менее 16 лет; Ведение журнала месячных показаний – глубина хранения не менее 36 месяцев; Ведение журнала суточных показаний – глубина хранения не менее 128 суток; Счётчики электрической энергии должны обеспечивать функцию ведения «журнала событий», в которых отражены события, связанные с отсутствием напряжения, коммутацией нагрузки, перепрограммирования служебных параметров – глубина хранения не менее 1000 записей;		
3	Трехфазный счетчик электрической энергии полукосвенного включения (МИРТЕК-32-РУ-W32-A0,5R1-57,7-5-10А-Т-RS485-HLMOQ2V3) или аналог Класс точности: активная энергия – 0,5S; реактивная энергия – 1 Номинальный(максимальный) ток: 5 (10)А; Рабочий диапазон температур счетчика: -40 °С ... +70 °С; Требования по способу защиты от поражений электрическим током – ГОСТ 12.2.007.0-75, ГОСТ 31818.11-12, ГОСТ Р 51350-		

	99 классу защиты II; Тип корпуса – крепление: на щиток/на DIN-рейку/split; Конструктивное исполнение: IP54; Точность хода часов (при 25 °C) <0,5 с / 24 ч Средняя наработка на отказ счетчика, не менее - 200 000 ч; Средний срок службы, не менее - 30 лет; Гарантийный срок эксплуатации – 5лет; Встроенное реле управления нагрузкой по программируемым критериям- отключение/ограничение – внешняя команда по интерфейсной связи, превышение ограничения энергопотребления и мощности; Число тарифов – не менее 4; Предустановленное тарифное расписание –действующее и вновь вводимое; Максимальный устанавливаемый интервал действия тарифной зоны - 24 часа; Количество месячных программ – 12 Количество тарифных зон в сутках – 48 Максимальный устанавливаемый интервал действия тарифной зоны - 24 часа; Счётчики должны обеспечивать скорость передачи данных по интерфейсам: - RF, не менее 9600 бит/с; - оптопорт, не менее 9600 бит/с; Коммуникационные интерфейсы – RS485 и оптопорт; Модем – RF+ ZigBee; Номинальное фазное напряжение: 3х230/400 В; Интервал между поверками -16 лет	шт.	39
4	Трансформаторы тока ТШП-0,66 (номинальный ток 200/5) Номинальное напряжение – 0,66 кВ; Наибольшее рабочее напряжение – 0,8 кВ; Номинальный первичный ток – 200А; Номинальный вторичный ток – 5А; Номинальная частота переменного тока – 50 Гц; Класс точности – 0,5S; Климатическое исполнение - «У»; Категория размещения (ГОСТ 15150) – 3; Высота установки над уровнем моря – не более 1000 м; Верхнее значение температуры окружающего воздуха (с учётом перегрева воздуха внутри КРУ) - 55°С; Рабочее положение в пространстве – любое; Изоляция класса нагревостойкости «В» (из термогорючего термопласта); Группа условий эксплуатации (ГОСТ 30631) – М7; Интервал поверки – 16 лет; Гарантийный срок эксплуатации - 8 лет со дня ввода в эксплуатацию, но не более 8,5 лет с момента отгрузки с предприятия-	шт.	9

	изготовителя;		
5	Трансформаторы тока ТШП-0,66 (номинальный ток 300/5) Номинальное напряжение – 0,66 кВ; Наибольшее рабочее напряжение – 0,8 кВ; Номинальный первичный ток – 300А; Номинальный вторичный ток – 5А; Номинальная частота переменного тока – 50 Гц; Класс точности – 0,5S; Климатическое исполнение - «У»; Категория размещения (ГОСТ 15150) – 3; Высота установки над уровнем моря – не более 1000 м; Верхнее значение температуры окружающего воздуха (с учётом перегрева воздуха внутри КРУ) - 55°С; Рабочее положение в пространстве – любое; Изоляция класса нагревостойкости «В» (из термогорючего термопласта); Группа условий эксплуатации (ГОСТ 30631) – М7; Интервал поверки – 16 лет; Гарантийный срок эксплуатации - 8 лет со дня ввода в эксплуатацию, но не более 8,5 лет с момента отгрузки с предприятия-изготовителя;	шт.	12
6	Трансформаторы тока ТШП-0,66 (номинальный ток 400/5) Номинальное напряжение – 0,66 кВ; Наибольшее рабочее напряжение – 0,8 кВ; Номинальный первичный ток – 400А; Номинальный вторичный ток – 5А; Номинальная частота переменного тока – 50 Гц; Класс точности – 0,5S; Климатическое исполнение - «У»; Категория размещения (ГОСТ 15150) – 3; Высота установки над уровнем моря – не более 1000 м; Верхнее значение температуры окружающего воздуха (с учётом перегрева воздуха внутри КРУ) - 55°С; Рабочее положение в пространстве – любое; Изоляция класса нагревостойкости «В» (из термогорючего термопласта); Группа условий эксплуатации (ГОСТ 30631) – М7; Интервал поверки – 16 лет; Гарантийный срок эксплуатации - 8 лет со дня ввода в эксплуатацию, но не более 8,5 лет с момента отгрузки с предприятия-изготовителя;	шт.	45

7	Трансформаторы тока ТШП-0,66 (номинальный ток 600/5) Номинальное напряжение – 0,66 кВ; Наибольшее рабочее напряжение – 0,8 кВ; Номинальный первичный ток – 600А; Номинальный вторичный ток – 5А; Номинальная частота переменного тока – 50 Гц; Класс точности – 0,5S; Климатическое исполнение - «У»; Категория размещения (ГОСТ 15150) – 3; Высота установки над уровнем моря – не более 1000 м; Верхнее значение температуры окружающего воздуха (с учётом перегрева воздуха внутри КРУ) - 55°C; Рабочее положение в пространстве – любое; Изоляция класса нагревостойкости «В» (из термостойкого термопласта); Группа условий эксплуатации (ГОСТ 30631) – М7; Интервал поверки – 16 лет; Гарантийный срок эксплуатации - 8 лет со дня ввода в эксплуатацию, но не более 8,5 лет с момента отгрузки с предприятия-изготовителя;	шт.	39
8	Трансформаторы тока ТШП-0,66 (номинальный ток 1000/5) Номинальное напряжение – 0,66 кВ; Наибольшее рабочее напряжение – 0,8 кВ; Номинальный первичный ток – 1000А; Номинальный вторичный ток – 5А; Номинальная частота переменного тока – 50 Гц; Класс точности – 0,5S; Климатическое исполнение - «У»; Категория размещения (ГОСТ 15150) – 3; Высота установки над уровнем моря – не более 1000 м; Верхнее значение температуры окружающего воздуха (с учётом перегрева воздуха внутри КРУ) - 55°C; Рабочее положение в пространстве – любое; Изоляция класса нагревостойкости «В» (из термостойкого термопласта); Группа условий эксплуатации (ГОСТ 30631) – М7; Интервал поверки – 16 лет; Гарантийный срок эксплуатации - 8 лет со дня ввода в эксплуатацию, но не более 8,5 лет с момента отгрузки с предприятия-изготовителя;	шт.	12

9	Коробка испытательная переходная (ККИ 1-1) или аналог Номинальное напряжение – 400В; Токоведущие части – латунь; Температурный режим – от -40°C до 60°C; Допустимая влажность (при 25°C) – не более 98%; Габаритные размеры – 68*220*33; Длительность срока эксплуатации-до 30 лет;	шт.	39
10	Автоматический выключатель ВМ63-3С4 или аналог Напряжение изоляции – 400В; Степень загрязнения – 3; Номинальное импульсное напряжение – 400В; Контрольная температура - +30°C; Категория применения – А; Класс токоограничения – 3; Степень защиты по ГОСТ 14254 – IP20; Диапазон рабочих температура: -60 °С ... +40 °С;	шт.	39
11	Универсальный автоматический электронный переключатель фаз ПЭФ-301 или аналог Номинальное фазное напряжение – 220В; Частота сети – 50 Гц; Диапазон срабатывания U min – 160-210В; Диапазон срабатывания U max – 230-280В; Наличие возврата на приоритетную фазу в диапазоне Tв(5-200), с – есть; Диапазон регулирования времени повторного включения, Tвкл – 1-600с.; Фиксированная задержка переключения (отключения) по Umin – 12с.; Время переключения на резервные фазы не более – 0,2с; Гистерезис (коэффициент возврата) по напряжению – 5-7В; Макс. коммутируемый ток (активный) выходных контактов – не менее 16А; Точность определения порога срабатывания: ±3В; Фазное напряжение, при котором сохраняется работоспособность прибора – 400В; Кратковременное допустимое макс. фазное напряжение, при котором сохраняется работоспособность – 450В; Потребляемая мощность (под нагрузкой) – не более 1ВА; Коммутационный ресурс выходных контактов: -под нагрузкой 16 А (активный ток) – не менее 100 000раз; - под нагрузкой 5А – не менее 1 млн. раз; Степень защиты: - прибора- IP40; - прибора- IP20; Климатическое исполнение – УХЛ4;	шт.	39

	Габаритный размеры – 52x88x65 мм; Масса – не более 0,2 кг; Диапазон рабочих температур: от -35°C до +55°C; Монтаж – на стандартную DIN-рейку 35мм; Положение в пространстве – произвольное;		
12	Розетка РА10-03-ОП Исполнение - с защитным контактом стандарта SCHUKO; Материал – пластик; Номинальное напряжение -230 В; Номинальный ток -10 А; Степень защиты - IP20; Способ монтажа –поверхностный;	шт.	39
13	УСПД – интеллектуальные контроллеры SM160-02. или аналог Диапазон температур: от -10°C до +50°C; Относительная влажность воздуха при 25°C: до 98%; Высота над уровнем моря – не более 1000м; Группа механического исполнения – М38; По механическим ударам многократного действия соответствие ГОСТ 22261-94 в части рабочих условий применения для электронных измерительных приборов (механическим воздействиям) групп 4; Материал – пластиковый корпус; Эксплуатация на объектах с установкой в электротехническом шкафу, со степенью защиты корпуса не ниже IP51; Группа механического исполнения – М38 (ГОСТ 30631-99); Приём различной информации с соответствующих счётчиков, вычислителей, корректоров, расходомеров, устройств сбора и передачи данных; Передача полученной информации на верхний уровень АИИС по последовательным каналам, каналам сетей стандарта Ethernet, радиотелефонной связи стандарта GSM в режиме пакетной передачи данных с использованием технологии GPRS; Конфигурирование (параметрирование) с помощью прикладного программного обеспечения дистанционно через сеть GSM или локально через порт Ethernet; Возобновление собственной работы после восстановления питания; Защита от несанкционированного доступа, обеспеченная путём использования паролей; Режимы обмена информацией: - по регламенту (по меткам времени); - спорадически; - по запросу; Электропитание контролёра: 1. Напряжение питания от сети переменного или постоянного тока – 220 (110) ±20% или 9-30 В;	шт.	39

	2. Суммарная потребляемая мощность с полным набором модулей – не более 30 Вт; Абсолютная среднесуточная погрешность хода часов за сутки без внешней синхронизации: $\pm 5,0$с; Нарботка на отказ – не менее 120 000ч; Среднее время восстановления работоспособности – не более 24ч; Проведение автоматической самодиагностики – не реже 1 раза в сутки; Срок эксплуатации – не менее 30 лет; Гарантийный срок эксплуатации-5 лет;		
14	Блок питания 30 Вт Выходная мощность – 30Вт; Корпус - металл; Степень защиты - IP67; Габариты - 182 х 28 х 20(мм)	шт.	39
15	Зажимный набор ЗНИ-2,5 Номинальный ток – 24А. Количество вводов - 2	шт.	78
16	RF модем МИРТ -557 или аналог Номинальное напряжение питания(фазное) – 220В; Полная потребляемая мощность – не более 10 ВА; Габаритные размеры – не более 105*90*65 мм; Степень защиты по ГОСТ 14254 – IP20; Масса – 0,3кг; Климатическое исполнение по ГОСТ 15150 – У2.1; Температура окружающего воздуха – от -40°С до +70°С; Относительная влажность – 98%; Средний срок службы – 15 лет; Средняя наработка на отказ – 120 000ч; Класс по способу защиты человека от поражения электрическим током по ГОСТ 12.2.007.0 – III; Параметры радиоканала 433 МГц: - полоса частот от 433,075 до 434,750 МГц; - максимальная мощность – 10 мВт; Параметры радиоканала 2400 МГц: - полоса частот от 2405 до 2485МГц; - максимальная мощность – 100 мВт;	шт.	39
17	Зажимный набор ЗНИ-4 Номинальный ток -35А; Количество контактов – 2;	шт.	78

18	Устройство защиты цепей интерфейса УЗЛ-И или аналог Номинальное рабочее напряжение -5 В; Макс. длительное рабочее напряжение - 6,5 В; Номинальный рабочий ток -100 мА; Номинальный ток разряда (8/20 мкс) (Линия-линия / линия-земля) -2 / 2 кА; Суммарный импульсный ток (8/20 мкс) -4 кА; Уровень напряжения защиты UP при In, не более: Линия – линия (А – В) - 15 В; Линия – сигнальная земля (А, В – SG) - 15 В; Линия –защитная земля: (А, В, SG) – (PE-GDT) - 600 В Время срабатывания (Линия-линия / линия-земля) tA - не более 10нс/100 нс; Вносимое сопротивление на цепь - не более 4,7 Ом; Скорость передачи данных - не более 1 Мбит / сек; Диапазон рабочих температур: - 55°C , +85°C; Габаритные размеры: 89 x 58 x 35 мм;	шт.	117
19	Шкаф ЩМП-3 или аналог Высота - 650 мм; Способ установки – навесной; Степень защиты - IP54; Глубина - 220 мм; Исполнение дверцы шкафа - однодверный металл; Ширина - 500 мм;	шт.	39
20	Антенна МТ-433-400 SMA разъём с кронштейном или аналог Номинальная центральная частота – 434 МГц; Полоса пропускания - 434±5 МГц; Коэффициент стоячей волны в пределах рабочего диапазона частот - ≤2,5; Коэффициент усиления - ≥1 дБи; Поляризация – вертикальная; Допустимая мощность передающего устройства – до 50 Вт; Диаграмма неисправленности – круговая; Импеданс - 50Ω; Тип используемых коннекторов – SMA; Материал покрытия – полиуретан; Длина – 50 мм; Диапазон рабочих температур – не нормирован;	шт.	39
21	Антенна МТ-2400-400 SMA разъём с кронштейном (ZigBee) или аналог Поляризации – горизонтальная;	шт.	39

	Частотный диапазон: 2400–2483,5 МГц; Коэффициент усиления - 15 дБи; Тип используемых коннекторов – SMA; Степень защиты - IP-66; Металлические элементы - оцинкованная сталь;		
22	Антенна GSM Антей 902 SMA разъём или аналог Диапазон: 900/1800 МГц; Сопротивление: 50 Ом; Усиление: 9 дБ; Длина кабеля: 3 м; Магнитная база: 75 мм; Разъем: SMA Ветровая нагрузка 200км/ч Болт M10*35	шт.	39
23		шт.	78
24	Шайба усиленная M10	шт.	78
25	Гайка M10	шт.	78

Исполняющий обязанности
заместителя генерального директора
по реализации услуг

Э.В. Леднев

Зам. Начальник департамента безопасности

Р.К. Кисленко

Начальник департамента экономики

К.А. Иорданиди

Начальник отдела антикоррупционных
комплаенс процедур

М.А. Масленников

Севид
12.03.2018