

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

на проведение регламентированной процедуры
по выбору победителя на право заключения с филиалами ПАО «МРСК Юга» -
«Ростовэнерго» и ПАО «МРСК Юга» - «Калмэнерго»
договора на поставку систем учета электроэнергии

2018г.

1. Общие сведения.....	4
2. Общие технические требования.....	4
3. Состав и содержание работ	4
4. Требования к поставляемому оборудованию	4
5. Гарантийные обязательства.....	10
6. Особые условия.	11
7. Срок выполнения работ.	11
8. По техническим условиям выполнения работ обращаться:.....	11
9. Приложения:	11

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;
ИВК - информационно - вычислительный комплекс;
ИВК ВУ - информационно - вычислительный комплекс верхнего уровня;
ИВКЭ - 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 ИВК – 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 приобретение систем учета электроэнергии.

1.2. Наименование

Установка систем технического учета электроэнергии на ТП 6-10 кВ/0,4 кВ филиала ПАО «МРСК Юга»-«Ростовэнерго» и филиала ПАО «МРСК Юга»-«Калмэнерго».

1.3. Основание для проведения закупки

Приказ ПАО «МРСК Юга» от 04.05.2018г. №316 «Об организации работ, направленных на снижение уровня потерь электроэнергии в электрических сетях ПАО «МРСК Юга», и установке систем технического учета электроэнергии на ТП 6-10 кВ/0,4 кВ.

1.4. Сроки начала и окончания закупки

Предельный срок поставки – 30 календарных дней с момента подачи заявки;

1.5. Ценовые показатели:

- предельная стоимость планируемой к поставке оборудования системы учета 36 216 521,45 руб., в т.ч. НДС 5 524 554,12 руб.

- 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

Инвестиционная программа развития 2018 года

1.7. Технические характеристики оборудования

- технические характеристики приборов учета приведены в приложении №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 2 квартала 2018 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) 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 ИЕС61107 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».

3. Состав и содержание работ

Все работы выполняются силами организации поставщика, включают в себя следующие работы:

- поставка оборудования и материалов в полном объеме согласно утвержденной

спецификации;

- комплектация оборудования и материалов;
- согласование с Заказчиком планов-графиков поставки оборудования;

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 допускается монтаж в щит учета, или в существующую ячейку (релейный отсек, на внешнюю панель ячейки и т.д.) – 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.

Тип корпуса – с возможностью крепления в щиток/на DIN-рейку.

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

Маркировка приборов учета должна соответствовать ГОСТ 25372-95 и ГОСТ 31818.11-2012.

Комплект поставки прибора учета электроэнергии должен включать:

- прибор учета электроэнергии;
- комплект эксплуатационной документации (руководство по эксплуатации, паспорт (паспорт-формуляр), оформленные по ГОСТ 2.601-2013;
- 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 временем 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 [оптопорт] и удаленно [по встроенному GSM/GPRS-модулю];
- разграничение прав доступа на перепрограммирование в соответствии с паролями доступа;
- наличие встроенного цифрового дисплея отображения информации;
- отображение параметров и событий на дисплее должно быть русифицировано (исключение могут составлять единицы измерения параметров по единой системе измерений – СИ, отображаемых на дисплее прибора учета);
- визуализацию индикации работоспособного состояния;
- контроль правильности подключения измерительных цепей;
- наличие 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), при этом факт события должен визуализироваться на дисплее прибора учета. 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;
 - 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;
- автоматический переход зима/лето по умолчанию в режиме «запрещен»;
- защита от потери зафиксированных показаний (суммарных и по тарифам) при отсутствии гарантированного питания.

• Общие характеристики приборов учета электроэнергии таблица 1

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	3х230/400В	3х230/400В	3х57,7/100В
Номинальный (максимальный) ток, А	5А (60А) /(80А); 10А (100А)	5А(10А) /(60А) /(80А) /(100А); 10А (100А)	1 (2); 5 (10)	
Ток чувствительности, не хуже ¹	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 31818.11-2012, ГОСТ 12.2.091-2002 классу защиты II			
Конструктивное исполнение	для наружной установки не хуже IP 54		по ГОСТ 14254-2015, для установки в шкафу учета не хуже IP 51	

¹ 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 ² 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			

² Обязательно с 01.01.2019 года.

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

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.

7. Срок поставки.

7.1. Поставка продукции осуществляется в течение 30 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:

по филиалу ПАО «МРСК Юга» - «Ростовэнерго»: Ростовская область, Центральный склад филиала ПАО «МРСК Юга»-«Ростовэнерго», 8-ой км автодороги Новочеркасск-Багаевка.

по филиалу по филиалу ПАО «МРСК Юга» - «Калмэнерго»: Республика Калмыкия, г. Элиста, северная промзона, 10, центральный склад филиала ПАО «МРСК Юга»-«Калмэнерго»

7.3. Период действия договора поставки – с момента заключения и по декабрь 2018 года в части подачи Заявок и до полного исполнения своих обязательств Сторонами в части поставки и оплаты Товара.

8. По техническим условиям выполнения работ обращаться:

Начальник управления учета электроэнергии филиала ПАО МРСК «Юга»-«Ростовэнерго» А.С. Кравченко, тел. 8(863)238-52-61

Начальник отдела автоматизированных систем учета электроэнергии филиала ПАО МРСК «ЮГА»-«Ростовэнерго» В.В. Байда, тел. 8(863)238-52-97

Начальник отдела эксплуатации систем учета электроэнергии филиала ПАО «МРСК Юга»-Калмэнерго» Хейчиев А.Б. (84722) 4-49-67

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) по филиалу ПАО «МРСК Юга» - «Ростовэнерго»	Ед.изм.	Кол-во
1	Трехфазный счетчик со встроенным GSM-модемом Класс точности при измерении активной/реактивной энергии не хуже 0,5S/0,5 Ток чувствительности не хуже 0,00116 Частота измерительной сети, Гц 50 Номинальное напряжение, В 3х230/400 Базовый (максимальный) ток, А 5(10) Межповерочный интервал не менее 16 лет; Количество направлений учёта – 2; Потребляемая мощность параллельной цепи, не более, 6,0 Вт (30,0 В*А); Полная потребляемая мощность последовательной цепи, не более, 0,9 В*А Полная мощность, потребляемая параллельно цепью при наличии встроенных модулей связи не более 3,0 Вт; Управление нагрузкой по программируемым критериям - отключение/ограничение - внешняя команда по интерфейсной связи; Диапазон рабочих температур, °С от минус 40 до плюс 70 Требования по способу защиты от поражения электрическим током - ГОСТ 12.2.007.0-75, ГОСТ 31818.11-2012, ГОСТ Р 51350-99 классу защиты II Конструктивное исполнение – по ГОСТ 14254-96, для установки в шкафу учета не хуже IP 51, для наружной установки не хуже IP 54 Встроенные энергонезависимые часы реального времени - точность хода не хуже ± 5 с/сут в диапазоне температур от минус 40 до +70°С и с возможностью внешней коррекции хода часов; Предустановленное время - [Административный населенный пункт] Габаритные размеры, не более, мм 215 х 175 х 72 Длительность хранения информации при отключении питания - не менее 5 лет. Время начального запуска, не более - 5 с с момента подачи напряжения; Наработка на отказ, не менее часов - 220 000; Средний срок службы, не менее лет – 30 лет; Гарантийный срок эксплуатации, лет - не менее 5; Число тарифных зон – не менее 4; Число тарифов – не менее 4; Максимальный устанавливаемый интервал действия тарифной зоны - 24 ч; Дискретность установки интервала действия тарифной зоны - из ряда: 1,2,3,4,5,6,10,12,15,20,30,60 мин; Оптический порт (протоколом обмена, соответствующий МЭК 61107) - 1 (скорость передачи данных по оптическому порту не менее 9600 бит/с);	шт.	1303

	Модем (любой из предложенного перечня или в комбинации) - GPRS/GSM; Измеряемые и рассчитываемые в реальном времени параметры: – Фазное напряжение в каждой фазе; – Линейное напряжение; – Фазный ток в каждой фазе; – Активная, реактивная и полная мощность (в каждой фазе и суммарная); – Коэффициент мощности суммарно и по каждой фазе; – Частота сети;		
2	Трехфазный счетчик со встроеным GSM-модемом Класс точности при измерении активной/реактивной энергии не хуже 1,0/1,0 Ток чувствительности не хуже 0,00216 Частота измерительной сети, Гц 50 Номинальное напряжение, В 3х230/400 Базовый (максимальный) ток, А 5(100) Межповерочный интервал не менее 16 лет; Количество направлений учёта – 1; Потребляемая мощность параллельной цепи, не более, 6,0 Вт (30,0 В*А); Полная потребляемая мощность последовательной цепи, не более, 0,9 В*А Полная мощность, потребляемая параллельно цепью при наличии встроенных модулей связи не более 3,0 Вт; Диапазон рабочих температур, °С от минус 40 до плюс 70 Требования по способу защиты от поражения электрическим током - ГОСТ 12.2.007.0-75, ГОСТ 31818.11-2012, ГОСТ Р 51350-99 классу защиты II Конструктивное исполнение - по ГОСТ 14254-96, для установки в шкафу учета не хуже IP 51, для наружной установки не хуже IP 54 Встроенные энергонезависимые часы реального времени - точность хода не хуже ± 5 с/сут в диапазоне температур от минус 40 до +70°C и с возможностью внешней коррекции хода часов; Предустановленное время - [Административный населенный пункт] Габаритные размеры, не более, мм 215 x 175 x 72 Длительность хранения информации при отключении питания - не менее 5 лет. Время начального запуска, не более - 5 с с момента подачи напряжения; Наработка на отказ, не менее часов - 220 000; Средний срок службы, не менее лет – 30 лет; Гарантийный срок эксплуатации, лет - не менее 5; Число тарифных зон – не менее 4;	шт.	506

	Число тарифов – не менее 4; Максимальный устанавливаемый интервал действия тарифной зоны - 24 ч; Дискретность установки интервала действия тарифной зоны - из ряда: 1,2,3,4,5,6,10,12,15,20,30,60 мин; Оптический порт (протоколом обмена, соответствующий МЭК 61107) - 1 (скорость передачи данных по оптическому порту не менее 9600 бит/с); Модем (любой из предложенного перечня или в комбинации) - GPRS/GSM; Измеряемые и рассчитываемые в реальном времени параметры: – Фазное напряжение в каждой фазе; – Линейное напряжение; – Фазный ток в каждой фазе; – Активная, реактивная и полная мощность (в каждой фазе и суммарная); – Коэффициент мощности суммарно и по каждой фазе; – Частота сети;		
№ п.п	Наименование продукции (полные технические характеристики, комплектация, предпочтительные типы, марки или аналоги) по филиалу ПАО «МРСК Юга» - «Калмэнерго»	Ед.изм.	Кол-во
1	Трехфазный счетчик со встроеным GSM-модемом Класс точности при измерении активной/реактивной энергии не хуже 0,5S/0,5 Ток чувствительности не хуже 0,001I_b Частота измерительной сети, Гц 50 Номинальное напряжение, В 3х230/400 Базовый (максимальный) ток, А 5(10) Межповерочный интервал не менее 16 лет; Количество направлений учёта – 2; Потребляемая мощность параллельной цепи, не более, 6,0 Вт (30,0 В*А); Полная потребляемая мощность последовательной цепи, не более, 0,9 В*А Полная мощность, потребляемая параллельно цепью при наличии встроенных модулей связи не более 3,0 Вт; Управление нагрузкой по программируемым критериям - отключение/ограничение - внешняя команда по интерфейсной связи; Диапазон рабочих температур, °С от минус 40 до плюс 70 Требования по способу защиты от поражения электрическим током - ГОСТ 12.2.007.0-75, ГОСТ 31818.11-2012, ГОСТ Р 51350-99 классу защиты II Конструктивное исполнение ~ по ГОСТ 14254-96, для установки в шкафу учета не хуже IP 51, для наружной установки не хуже IP 54 Встроенные энергонезависимые часы реального времени - точность хода не хуже ± 5 с/сут в диапазоне температур от минус	шт.	556

	40 до +70°C и с возможностью внешней коррекции хода часов; Предусмотренное время - [Административный населенный пункт] Габаритные размеры, не более, мм 215 x 175 x 72 Длительность хранения информации при отключении питания - не менее 5 лет. Время начального запуска, не более - 5 с с момента подачи напряжения; Нарботка на отказ, не менее часов - 220 000; Средний срок службы, не менее лет – 30 лет; Гарантийный срок эксплуатации, лет - не менее 5; Число тарифных зон – не менее 4; Число тарифов – не менее 4; Максимальный устанавливаемый интервал действия тарифной зоны - 24 ч; Дискретность установки интервала действия тарифной зоны - из ряда: 1,2,3,4,5,6,10,12,15,20,30,60 мин; Оптический порт (протоколом обмена, соответствующий МЭК 61107) - 1 (скорость передачи данных по оптическому порту не менее 9600 бит/с); Модем (любой из предложенного перечня или в комбинации) - GPRS/GSM; Измеряемые и рассчитываемые в реальном времени параметры: – Фазное напряжение в каждой фазе; – Линейное напряжение; – Фазный ток в каждой фазе; – Активная, реактивная и полная мощность (в каждой фазе и суммарная); – Коэффициент мощности суммарно и по каждой фазе; – Частота сети;		
2	Трехфазный счетчик со встроенным GSM-модемом Класс точности при измерении активной/реактивной энергии не хуже 1,0/1,0 Ток чувствительности не хуже 0,00216 Частота измерительной сети, Гц 50 Номинальное напряжение, В 3x230/400 Базовый (максимальный) ток, А 5(100) Межповерочный интервал не менее 16 лет; Количество направлений учёта – 1; Потребляемая мощность параллельной цепи, не более, 6,0 Вт (30,0 В*А); Полная потребляемая мощность последовательной цепи, не более, 0,9 В*А Полная мощность, потребляемая параллельно цепью при наличии встроенных модулей связи не более 3,0 Вт; Диапазон рабочих температур, °С от минус 40 до плюс 70	шт.	72

	Требования по способу защиты от поражения электрическим током - ГОСТ 12.2.007.0-75, ГОСТ 31818.11-2012, ГОСТ Р 51350-99 классу защиты II Конструктивное исполнение - по ГОСТ 14254-96, для установки в шкафу учета не хуже IP 51, для наружной установки не хуже IP 54 Встроенные энергонезависимые часы реального времени - точность хода не хуже ± 5 с/сут в диапазоне температур от минус 40 до +70°C и с возможностью внешней коррекции хода часов; Предустановленное время - [Административный населенный пункт] Габаритные размеры, не более, мм 215 x 175 x 72 Длительность хранения информации при отключении питания - не менее 5 лет. Время начального запуска, не более - 5 с с момента подачи напряжения; Наработка на отказ, не менее часов - 220 000; Средний срок службы, не менее лет – 30 лет; Гарантийный срок эксплуатации, лет - не менее 5; Число тарифных зон – не менее 4; Число тарифов – не менее 4; Максимальный устанавливаемый интервал действия тарифной зоны - 24 ч; Дискретность установки интервала действия тарифной зоны - из ряда: 1,2,3,4,5,6,10,12,15,20,30,60 мин; Оптический порт (протоколом обмена, соответствующий МЭК 61107) - 1 (скорость передачи данных по оптическому порту не менее 9600 бит/с); Модем (любой из предложенного перечня или в комбинации) - GPRS/GSM; Измеряемые и рассчитываемые в реальном времени параметры: – Фазное напряжение в каждой фазе; – Линейное напряжение; – Фазный ток в каждой фазе; – Активная, реактивная и полная мощность (в каждой фазе и суммарная); – Коэффициент мощности суммарно и по каждой фазе; – Частота сети;		
--	---	--	--