

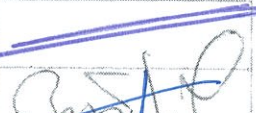
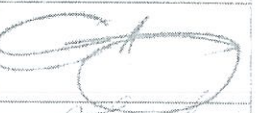
ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ
на поставку приборов учета электроэнергии на
ПС 35-110 кВ в части отходящих присоединений классом напряжения 6-20 кВ
филиала ПАО «МРСК Юга» - «Ростовэнерго»

г. Ростов - на - 2017г.

Лист согласования

к техническому заданию на поставку приборов учета
электроэнергии на ЦС 35-110 кВ в части отходящих присоединений классом напряжения
6-20 кВ филиала ПАО «МРСК Юга» - «Ростовэнерго»

и.о.

Наименование должности	И.О. Фамилия	Дата, подпись
Заместитель генерального директора по развитию и реализации услуг ПАО «МРСК Юга»	Петухов А.В.	
Начальник департамента экономики ПАО «МРСК Юга»	Иорданиди К.А.	
Начальник Департамента капитального строительства ПАО «МРСК Юга»	Суворов Д.В.	
Начальник Департамента реализации услуг и учета электроэнергии ПАО «МРСК Юга»	Зибров А.А.	
Начальник Департамента инвестиций ПАО «МРСК Юга»	Калашников Н.В.	
Начальник департамента безопасности ПАО «МРСК Юга»	Кисленко Р.К.	
Начальник отдела антикоррупционных комплаенс процедур ПАО «МРСК Юга»	Масленников М.А.	
Заместитель директора по реализации и развитию услуг филиала ПАО «МРСК Юга»-«Ростовэнерго»	Серебренников С.Л.	
Начальник управления учета электроэнергии филиала ПАО «МРСК Юга»-«Ростовэнерго»	Кравченко А.С.	



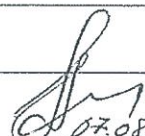
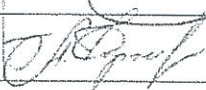
Лист согласования

к техническому заданию на поставку приборов учета
электроэнергии на ПС 35-110 кВ в части отходящих присоединений классом напряжения
6-20 кВ филиала ПАО «МРСК Юга» - «Ростовэнерго»

Наименование должности	И.О. Фамилия	Дата, подпись
Заместитель генерального директора по развитию и реализации услуг ПАО «МРСК Юга»	Петухов А.В.	
Начальник департамента экономики ПАО «МРСК Юга»	Иорданцли К.А.	
Начальник Департамента капитального строительства ПАО «МРСК Юга»	Суворов Д.В.	
Начальник Департамента реализации услуг и учета электроэнергии ПАО «МРСК Юга»	Зибров А.А.	
Начальник Департамента инвестиций ПАО «МРСК Юга»	Калашников Н.В.	
Начальник департамента безопасности ПАО «МРСК Юга»	Кисленко Р.К.	
Начальник отдела антикоррупционных комплаенс процедур ПАО «МРСК Юга»	Маслениников М.А.	
Заместитель директора по реализации и развитию услуг филиала ПАО «МРСК Юга»-«Ростовэнерго»	Серебренников С.Л.	
Начальник управления учета электроэнергии филиала ПАО «МРСК Юга»-«Ростовэнерго»	Кравченко А.С.	

Лист согласования

к техническому заданию на поставку приборов учета
электроэнергии на ПС 35-110 кВ в части отходящих присоединений классом напряжения
6-20 кВ филиала ПАО «МРСК Юга» - «Ростовэнерго»

Наименование должности	И.О. Фамилия	Дата, подпись
Заместитель генерального директора по развитию и реализации услуг ПАО «МРСК Юга»	Петухов А.В.	
Начальник департамента экономики ПАО «МРСК Юга»	Иорданиди К.А.	
Начальник Департамента капитального строительства ПАО «МРСК Юга»	Суворов Д.В.	
Начальник Департамента реализации услуг и учета электроэнергии ПАО «МРСК Юга»	Зибров А.А.	
Начальник Департамента инвестиций ПАО «МРСК Юга»	Калашников Н.В.	
Начальник департамента безопасности ПАО «МРСК Юга»	Кисленко Р.К.	
Начальник отдела антикоррупционных комплаенс процедур ПАО «МРСК Юга»	Масленников М.А.	 07.08.17
Заместитель директора по реализации и развитию услуг филиала ПАО «МРСК Юга»-«Ростовэнерго»	Серебренников С.Л.	
Начальник управления учета электроэнергии филиала ПАО «МРСК Юга»-«Ростовэнерго»	Кравченко А.С.	

Лист согласования

к техническому заданию на поставку приборов учета
электроэнергии на ПС 35-110 кВ в части отходящих присоединений классом напряжения
6-20 кВ филиала ПАО «МРСК Юга» - «Ростовэнерго»

Наименование должности	И.О. Фамилия	Дата, подпись
Заместитель генерального директора по развитию и реализации услуг ПАО «МРСК Юга»	Петухов А.В.	
Начальник департамента экономики ПАО «МРСК Юга»	Иорданиди К.А.	
Начальник Департамента капитального строительства ПАО «МРСК Юга»	Суворов Д.В.	
Начальник Департамента реализации услуг и учета электроэнергии ПАО «МРСК Юга»	Зибров А.А.	
Начальник Департамента инвестиций ПАО «МРСК Юга»	Калашников Н.В.	
Начальник департамента безопасности ПАО «МРСК Юга»	Кириленко Р.К. В. А. Саловеев	
Начальник отдела антикоррупционных комплаенс процедур ПАО «МРСК Юга»	Масленников М.А.	
Заместитель директора по реализации и развитию услуг филиала ПАО «МРСК Юга»-«Ростовэнерго»	Серебренников С.Л.	
Начальник управления учета электроэнергии филиала ПАО «МРСК Юга»-«Ростовэнерго»	Кравченко А.С.	

Лист согласования

к техническому заданию на поставку приборов учета
электроэнергии на ПС 35-110 кВ в части отходящих присоединений классом напряжения
6-20 кВ филиала ПАО «МРСК Юга» - «Ростовэнерго»

Наименование должности	И.О. Фамилия	Дата, подпись
Заместитель генерального директора по развитию и реализации услуг ПАО «МРСК Юга»	Петухов А.В.	
Начальник департамента экономики ПАО «МРСК Юга»	Иорданиди К.А.	
Начальник Департамента капитального строительства ПАО «МРСК Юга»	Суворов Д.В.	
Начальник Департамента реализации услуг и учета электроэнергии ПАО «МРСК Юга»	Зибров А.А.	
Начальник Департамента инвестиций ПАО «МРСК Юга»	Калашников Н.В.	
Начальник департамента безопасности ПАО «МРСК Юга»	Кисленко Р.К.	
Начальник отдела антикоррупционных комплаенс процедур ПАО «МРСК Юга»	Масленников М.А.	
Заместитель директора по реализации и развитию услуг филиала ПАО «МРСК Юга»-«Ростовэнерго»	Серебренников С.Л.	
Начальник управления учета электроэнергии филиала ПАО «МРСК Юга»-«Ростовэнерго»	Кравченко А.С.	

1. Общие сведения.....	5
1.1. Предмет закупки	5
Право заключения договора на поставку приборов учета на ПС 35-110 кВ в части отходящих присоединений классом напряжения 6-20 кВ филиала ПАО «МРСК Юга» - «Ростовэнерго».....	5
1.2. Наименование.....	5
1.3. Назначение	5
1.4. Основание для проведения работ	5
1.7. Источник финансирования	5
2. Общие технические требования.....	5
3. Состав и содержание работ	6
4. Требования к поставляемому оборудованию.....	6
4.1. Требования к приборам учета электроэнергии	6
4.2. Требования к надёжности и безопасности.	12
4.3. Метрологические и другие требования к оборудованию:	12
4.4. Требования к электромагнитной совместимости:.....	12
4.5. Требования по эксплуатации, техническому обслуживанию, ремонту и хранению:	12
4.6. Требования к безопасности.....	13
5. Гарантийные обязательства.....	13
6. Особые условия.....	13
7. По техническим условиям выполнения работ обращаться	13
8. Приложения	13

Условные обозначения и сокращения

АРМ - автоматизированное рабочее место;
АВР – автоматический ввод резерва;
АСТУ - автоматизированные системы технологического управления;
ВЛ - воздушная линия;
ВЩУ – выносной щит учета электроэнергии;
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.
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 приборов учета на ПС 35-110 кВ в части отходящих присоединений классом напряжения 6-20 кВ филиала ПАО «МРСК Юга» - «Ростовэнерго».

1.2. Наименование

Модернизация систем учета электроэнергии на ПС 35-110кВ в части отходящих присоединений классом напряжения 6-20кВ, а также точек поставки, расположенных на границе раздела балансовой принадлежности филиала ПАО «МРСК Юга»-«Ростовэнерго», смежных сетевых организаций и потребителей.

1.3. Назначение

Оборудование точек поставки электроэнергии средствами измерений на границе балансовой принадлежности на объектах филиала ПАО «МРСК Юга»-«Ростовэнерго» с потребителями.

1.4. Основание для проведения работ

- Программа перспективного развития систем учета электроэнергии на розничном рынке электроэнергии филиала ПАО «МРСК Юга»-«Ростовэнерго», на период с 2017 по 2022 гг.

- Инвестиционная программа ПАО «МРСК Юга» на 2017 год, утверждённая Приказом Министерства энергетики Российской Федерации №1387 от 22.12.2016 г.

1.5. Сроки начала и окончания работ

- начало выполнения работ - с момента заключения договора;
- предельный срок выполнения работ – 30.11.2017 г.;
- стадии выполнения работ определяются договором.

1.6. Ценовые показатели:

- предельная стоимость планируемой к поставке оборудования системы учета 3 912, 358 тыс. руб., в т.ч. НДС 596,800 тыс. руб.;
- оплата производится в течение 60 календарных дней с момента подписания акта выполненных работ;
- в стоимость работ должны входить все расходы и затраты, связанные с выполнением работ, обязательные платежи и материалы.

1.7. Источник финансирования

- Амортизационные отчисления.

1.8. Технические характеристики оборудования

- Технические характеристики приборов учета приведены в таблице 1.
- К поставке допускаются системы учета электроэнергии соответствующие техническим требованиям Стандарта организации «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 II 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 +60 °С.

2.3 Типы применяемых приборов учета электрической энергии 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».

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.

3. Состав и содержание работ

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

- поставка оборудования и материалов в полном объеме согласно спецификации в соответствии с приложением 1 и реестром коммерческих присоединений 6-10кВ приложение 2;

- 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 на DIN-рейку, или 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 иметь отметку о проведении первичной/заводской поверки, при этом давность проведения первичной/заводской поверки (на момент поставки) не должна превышать шести месяцев.

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 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 и удаленно;
 - разграничение прав доступа на перепрограммирование в соответствии с паролями доступа;
 - наличие встроенного и(или) удаленного (выносного) 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 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), 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;
 - 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;
- автоматический переход зима/лето по умолчанию в режиме «запрещен»;
- защита от потери зафиксированных показаний (суммарных и по тарифам) при отсутствии гарантированного питания.

Таблица 1

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 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;	-не более 2,0 Вт(10,0В•А);	-не более 6,0 Вт (30,0 В•А);	не более 6,0 Вт (30,0 В•А); В•А); -не более 0,9 В•А; -не более 3,0 Вт	
- последовательной цепью;	-не более 0,3 В•А;	-не более 0,9 В•А;		
- параллельной цепью при наличии встроенных модулей связи;	-не более 3,0 Вт	-не более 3,0 Вт		
Количество направлений учёта	1 (или 2 –опция)		1 или 2	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	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 +60°С и с возможностью внешней коррекции хода часов			

¹ I_б - 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.

Предусловленное время	[Административный населенный пункт] (UTC+)		
Длительность сохранения хода часов при отключенном питании	не менее 10 лет		
Время начального запуска, не более	5 с 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	внешняя команда по интерфейсной связи	
Тарификация			
Количество тарифных зон	не менее 4-х		
Число тарифов	не менее 4-х		
Предусловленное 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 в субботу и воскресенье, нерабочие праздничные дни: 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)	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), мощность не более 10 мВт	
	LTE/UMTS/GPRS/GSM	
Мониторинг параметров сети и показателей качества электроэнергии		
Измерение показателей качества электроэнергии в диапазоне рабочих напряжений	Положительное и отрицательное отклонение напряжения, отклонение частоты	Положительное и отрицательное отклонение напряжения, отклонение частоты, длительность и глубина провала напряжения
Пределы погрешностей измерения качества электроэнергии	класс S	
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

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

4.1.2. Требования к вторичным цепям.

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

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

4.2. 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.

4.3. 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).

4.4. Требования к электромагнитной совместимости:

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

4.5. 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.

4.6. 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. По техническим условиям выполнения работ обращаться

Начальник управления учета электрической энергии – Кравченко А.С. т. (863)-238-52-61;

Начальник отдела эксплуатации систем учета – Широкий И.В. т. (863)-238-57-88;

Начальник отдел автоматизации систем коммерческого учета электрической энергии – Байда В.В. т. (863)-238-52-97

8. Приложения

Приложение №1. Спецификация.

Приложение №2. Реестр коммерческих присоединений 6-10кВ.

Приложение 1

Спецификация

№ п.п.	Наименование продукции (полные технические характеристики, комплектация, предпочтительные типы, марки или аналоги)	Ед. изм.	Ориентировочный объем поставки, ед.изм
1.	Трехфазный многофункциональный электросчетчик. Класс точности — по активной энергии 0,5 — по реактивной энергии 1,0 Номинальные напряжения, 3х57,7х100 В	шт.	156

Номинальные (максимальные) токи, 1(2); 5 (10) Ток чувствительности, не хуже $0,001 I_{\text{ном}}$ Номинальная частота сети, Гц 50 Количество тарифов не менее 4 Погрешность хода внутренних часов $\pm 0,5$ с/сутки Рабочий диапазон температур, °C от -40 до +60 Цифровые интерфейсы, RS-485 (split) Скорость обмена информацией при связи со счетчиком по цифровым интерфейсам, не менее 9600 бит/с Самодиагностика счетчика есть Степень защиты корпуса IP54 Масса, кг 3,0 Габариты, мм, не более 309 x 173 x 89 Средняя наработка до отказа, не менее 100 000 часов Межповерочный интервал не менее 10 лет Срок службы, не менее 20 лет Гарантийный срок не менее 60 месяцев		
---	--	--

Реестр коммерческих присоединений 6-10 кВ

№ п/п	Филиал	ПО	Наименование ПС	Наименование фидера	Наименование потребителя	Тип прибора учета	Номер прибора учета	Необходимо установить/заменить прибор учета (да/нет)
1	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	КС-3	Тр-р 1 6 кВ	техучет	Ф68700 57,7	1772322	да
2	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	КС-3	Тр-р 2 6 кВ	техучет	Ф68700 57,7	1317522	да
3	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	КС-3	Яч. 33	техучет	Ф68700 57,7	.007251048000476	да
4	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	АС-2	Тр-р 2 6 кВ	техучет	Ф68700	3410107	да
5	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	КС-3	Яч.36	техучет	Ф68700	47234	да
6	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	КС-3	Яч.36	техучет	Ф68700 57,7	327813	да
7	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	КС-3	Яч.17	техучет	Ф68700	3290	да
8	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	КС-3	Яч.21	техучет	Ф68700	1317470	да
9	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	КС-3	Яч.23	техучет	Ф68700	6199	да
10	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	КС-3	Яч.25	техучет	Ф68700	3103777	да
11	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	КС-3	Яч.26	техучет	Ф68700	1318207	да
12	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	КС-3	Яч.28	техучет	Ф68700	28686	да
13	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	КС-3	Яч.48	техучет	Ф68700	7925400008	да
14	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	КС-3	Яч.52	техучет	Ф68700	3D013819,	да
15	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	КС-3	Яч.58	техучет	Ф68700	1772154	да
16	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	КС-3	Яч.60	техучет	Ф68700	1317566	да
17	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	БГ-1	Ф 103	техучет	Ф68700	5776	да
18	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	БГ-6	Ф 601	техучет	Ф68700	7,96711Е+13	да
19	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	БГ-6	Ф 602	техучет	Ф68700	7,96711Е+13	да
20	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	БГ-6	Ф 603	техучет	Ф68700	7,96711Е+13	да

21	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	БГ-6	Ф 605	техучет	Ф68700	7,96711Е+13	да
22	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	В-1	ВЛ 35 кВ "В1-В9"	техучет	Ф68700	74851567	да
23	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	В-5	ВЛ 10кВ №500	ЗАО "Красный Октябрь"	Ф68700	300242266	да
24	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	В-6	Ввод 10кВ Т1	техучет	Ф68700	7,96711Е+13	да
25	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	В-8	ВЛ 10кВ №802	техучет	Ф68700	9383	да
26	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	В-9	ВЛ 10кВ №910	техучет	Ф68700	3D013809,	да
27	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	СМ-1	Тр-р 1 10 кВ	техучет	Ф68700	9369	да
28	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	СМ-1	Ф 115	техучет	Ф68700	5675	да
29	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	СМ-2	Тр-р 1 35 кВ	техучет	Ф68700	3524384	да
30	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	СМ-2	Тр-р 2 35 кВ	техучет	Ф68700	3525654	да
31	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	СМ-2	Тр-р 2 10 кВ	техучет	Ф68700	365489	да
32	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	СМ-2	Фид. 208	техучет	Ф68700	3524578	да
33	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	СМ-3	Т-1 6 кВ	техучет	Ф68700	3525456	да
34	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	СМ-3	Ф 303	техучет	Ф68700	3525654	да
35	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	СМ-3	Ф 305	РЕЗЕРВ	Ф68700	365489	да
36	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	СМ-3	Ф 308	техучет	Ф68700	3524578	да
37	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	СМ-6	Тр-р 2 10 кВ	техучет	Ф68700	2614412	да
38	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	СМ-6	Ф 606	техучет	Ф68700	46945	да
39	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	СМ-7	Тр-р 1 10 кВ	техучет	Ф68700	22725	да
40	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	СМ-7	Ф 710	техучет	Ф68700	5078356,	да
41	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	СМ-8	Тр-р 2 10 кВ	техучет	Ф68700	5D77268,	да
42	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	СМ-8	Ф 805	техучет	Ф68700	46925	да
43	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	СМ-8	Ф 810	техучет	Ф68700	24703	да

44	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	СМ-10	Тр-р 16 кВ	техучет	Ф68700	64138	да
45	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	СМ-10	Ф 1001	техучет	Ф68700	953172	да
46	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	НГ-4	Ввод 10 кВ Т-2	техучет	Ф68700	952145	да
47	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	НГ-5	Ф 505 6 кВ	техучет	Ф68700	950235	да
48	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	НГ-5	Ф 509 6 кВ	техучет	Ф68700	951456	да
49	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	НГ-7	Ф 702 10 кВ	техучет	Ф68700	956321	да
50	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	РП-1	Ф 14 10 кВ	техучет	Ф68700	19103621	да
51	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	БТ-1	Ф 122	техучет	Ф68700	9314453	да
52	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	БТ-1	Ф 134	ООО "Гротеск Трейд"	Ф68700	1666574	да
53	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	БТ-1	Ф 140	ООО "Гротеск Трейд"	Ф68700	9628100	да
54	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	БТ-1	Ф 125	техучет	Ф68700	125814	да
55	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	БТ-1	Ф 130	техучет	Ф68700	1318230	да
56	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	БТ-1	Ф 113	техучет	Ф68700	43073614	да
57	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	БТ-1	Ф 121 ДЭ	Донэнерго	Ф68700	1327925	да
58	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	БТ-1	Ф 123 ДЭ	Донэнерго	Ф68700	43073625	да
59	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	БТ-1	Ф 132 ДЭ	Донэнерго	Ф68700	3525290	да
60	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	БТ-1	Ф 131 ДЭ	Донэнерго	Ф68700	2085	да
61	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	БТ-1	Ф 135 ДЭ	Донэнерго	Ф68700	31865	да
62	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	БТ-1	Ф 141 ДЭ	Донэнерго	Ф68700	3525408	да
63	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	БТ-1	Ф 142 ДЭ	Донэнерго	Ф68700	69834143	да
64	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	БТ-1	Ф 143 ДЭ	Донэнерго	Ф68700	6737016,	да
65	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	БТ-1	Ф 144 ДЭ	Донэнерго	Ф68700	2032985,	да
66	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	БТ-1	Ф 145 ДЭ	Донэнерго	Ф68700	46022783	да

67	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	РП 25	25Ф8	ОАО "ПЭМИ"	Ф68700	46022762	да
68	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	РП 25	25Ф17	"Донской кирпич"	Ф68700	41023575	да
69	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	РП 25	25Ф11	МУП РТК	Ф68700	50826535	да
70	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	Р 6	Ф 609	Ростовская КЭЧ	Ф68700	7,96711Е+13	да
71	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	Р 6	ТСН 1	техучет	Ф68700	5320	да
72	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	Р 6	ТСН 2	техучет	Ф68700	74862807	да
73	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	Р 12	ЗРОМ2 6 кВ	техучет	Ф68700	856,	да
74	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	Р 12	ЗРОМ3 6 кВ	техучет	Ф68700	1113,	да
75	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	Р 12	ЗРОМ4 6 кВ	техучет	Ф68700	23583,	да
76	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	Р 15	Ф 15-08	ООО "Филигран"	Ф68700	44127590	да
77	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	Р-17	Ф17-14	ООО "ТНИИС"	Ф68700	3524357	да
78	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	Р-17	Ф17-43	ОАО "Гранит"	Ф68700	17627,	да
79	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	Р 19	Ф 19-18	ССО Энерготранс	Ф68700	23171,	да
80	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	Р 19	Тр-р 1 3В	техучет	Ф68700	9314403,	да
81	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	Р 23	Тр-р №2 2В	техучет	Ф68700	971,	да
82	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	Р 23	ОСМВ 110	техучет	Ф68700	7379,	да
83	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	Р 24	Ф 24-36	Автобаза РЭ	Ф68700	5746	да
84	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	Р 24	Ф 24-22	ЗАО НПП "Энергоресурс"	Ф68700	000024225	да
85	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	Р 24	Ф 24-48	ИП Збраилов	Ф68700	000024863	да
86	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	Р26	Ф 26-10	ООО "КСМ-14"	Ф68700	47028696,	да
87	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	Р 29	Ф 29-44	Черномортранснефть	Ф68700	000024284,	да
88	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	Р 29	Ф 29-42	техучет	Ф68700	DDD009812,	да
89	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	Р 37	Ф 37-02	Ростовкомбылпопторг	Ф68700	000024834	да

90	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	Р-46	Ф 46-01	Черномортранснефть	Ф68700	12040306	да
91	Ростовэнерго	Центральные электрические сети	Р-46	Ф 46-04	ООО "им Миросиниченко"	Ф68700	43074796	да
92	Ростовэнерго	Западные электрические сети	ПС 110/6 кВ Ш-43	Отпайка от ВЛ 110 кВ ГТП к ПС Ш43	ПО ЦЭС	Ф68700В	БД78097	да
93	Ростовэнерго	Западные электрические сети	ПС 110/10 кВ Ш-6	Насосная ШПЭС-1	ООО Шахтинская газотурбинная станция (ШПЭС)	Ф68700В	52095	да
94	Ростовэнерго	Западные электрические сети	ПС 110/10 кВ Ш-7	Насосная ШПЭС-2	ООО Шахтинская газотурбинная станция (ШПЭС)	Ф68700В	52867	да
95	Ростовэнерго	Западные электрические сети	ПС 110/10 кВ С-5	Завод - I	Завод Керамического Гравия	Ф68700В	25743	да
96	Ростовэнерго	Западные электрические сети	ПС 110/35/6 кВ Г-10	НРП-7/2	ПАО Ростелеком	Ф68700В	52110	да
97	Ростовэнерго	Западные электрические сети	ПС 110/6 кВ Г-9	НРП 1 (НРП 7/2)	ПАО Ростелеком	Ф68700В	77193	да
98	Ростовэнерго	Западные электрические сети	ПС 110/6 кВ С-2	Нефтебаза	ООО Гарантэнерго	Ф68700В	51762	да
99	Ростовэнерго	Западные электрические сети	ПС 35/10 кВ Ш-4	Город-1	ООО Донэнерго	Ф68700В	27569	да
100	Ростовэнерго	Западные электрические сети	ПС 35/10 кВ Ш-48	Трансгаз	ООО Трансгаз	Ф68700В	БД78070	да
101	Ростовэнерго	Западные электрические сети	ПС 35/6 кВ Ш-15	Южная-1	ООО Энерготранс	Ф68700В	51881	да
102	Ростовэнерго	Западные электрические сети	ПС 35/6 кВ Ш-34	Техпоуголь	ООО ТехПромУголь	Ф68700В	12216	да
103	Ростовэнерго	Западные электрические сети	ПС 35/6кВ Ш-40	ВЛ 35кВ Ш-40-140-1(НЧГРЭС)	НЧГРЭС	Ф68700	24483	да
104	Ростовэнерго	Западные электрические сети	ПС 35/6кВ Ш-40	ВЛ 35кВ Ш-40-140-2(НЧГРЭС)	НЧГРЭС	Ф6870	25736	да
105	Ростовэнерго	Западные электрические сети	ПС 35/10кВ Ш-39	Ввод 10 кВ Т2 ПС Ш39	ПО ЦЭС	САЗУ-И681	884118	да
106	Ростовэнерго	Западные электрические сети	ПС 35/6 кВ Н-3	Таможня	ФГКУ Дирекция по строительству	Ф68700В	52236	да
107	Ростовэнерго	Западные электрические сети	ПС 35/6 кВ Г-6	АБЗ	ООО Марс	Ф68700В	51651	да
108	Ростовэнерго	Западные электрические сети	ПС 35/6 кВ Г-7	п/я 398/1-2	ФКУ ИК-1 ГУФСИН (исправительная колония)	Ф68700В	52292	да
109	Ростовэнерго	Западные электрические сети	ПС 35/6 кВ Г-8	Зв. Восточн.-1-1	ООО Шахта Обуховская	Ф68700В	27531	да
110	Ростовэнерго	Западные электрические сети	ПС 35/6 кВ Г-9	п/я 398/1-1	ФКУ ИК-1 ГУФСИН (исправительная колония)	Ф68700В	51829	да
111	Ростовэнерго	Западные электрические сети	ПС 35/6 кВ Г-11	ХПП	ООО Хлебо- перерабатывающее предприятие Зверевское	Ф68700В	52235	да

112	Ростовэнерго	Западные электрические сети	ПС 35/3 кВ Н-7	Несетай	СКЖД филиал ОАО РЖД	Ф68700В	24452	да
113	Ростовэнерго	Юго-Западные электрические сети	ПС Т-5 110/6	КЛ-6кВ №513/1	МУП "Таганрогэнерго"	Ф68700В	24737	да
114	Ростовэнерго	Юго-Западные электрические сети	ПС Т-5 110/6	КЛ-6кВ №513/2	МУП "Таганрогэнерго"	Ф68700В	25973	да
115	Ростовэнерго	Юго-Западные электрические сети	ПС Т-7 35/6	КЛ-6кВ №708	ССО МУП "Таганрогэнерго"	Ф68700В	2605879	да
116	Ростовэнерго	Юго-Западные электрические сети	ПС Т-7 35/6	КЛ-6кВ №710/1	ССО МУП "Таганрогэнерго"	Ф68700В	2413207	да
117	Ростовэнерго	Юго-Западные электрические сети	ПС Т-9 110/6	КЛ-6кВ №64	ССО МУП "Таганрогэнерго"	Ф68700В	45735	да
118	Ростовэнерго	Юго-Западные электрические сети	ПС Т-9 110/6	КЛ-6кВ №927	ОАО "Промтяжмаш"	Ф68700В	2606065	да
119	Ростовэнерго	Юго-Западные электрические сети	ПС Т-9 110/6	КЛ-6кВ №905	ССО МУП "Таганрогэнерго"	Ф68700В	47031	да
120	Ростовэнерго	Юго-Западные электрические сети	ПС Т-9 110/6	КЛ-6кВ №919	ССО МУП "Таганрогэнерго"	Ф68700В	2728135	да
121	Ростовэнерго	Юго-Западные электрические сети	ПС Т-9 110/6	КЛ-6кВ №922	ССО МУП "Таганрогэнерго"	Ф68700В	5077123	да
122	Ростовэнерго	Юго-Западные электрические сети	ПС Т-9 110/6	КЛ-6кВ №936	ССО МУП "Таганрогэнерго"	Ф68700В	26003	да
123	Ростовэнерго	Юго-Западные электрические сети	ПС Т-9 110/6	КЛ-6кВ №938	ССО МУП "Таганрогэнерго"	Ф68700В	2728120	да
124	Ростовэнерго	Юго-Западные электрические сети	ПС Т-13 110/6	КЛ-6кВ №137/1	ССО МУП "Таганрогэнерго"	Ф68700	5101114	да
125	Ростовэнерго	Юго-Западные электрические сети	ПС Т-13 110/6	КЛ-6кВ №137/2	ССО МУП "Таганрогэнерго"	Ф68700	26034	да
126	Ростовэнерго	Юго-Западные электрические сети	ПС Т-13 110/6	КЛ-6кВ №1307/1	ООО "Брик"	Ф68700	101128	да
127	Ростовэнерго	Юго-Западные электрические сети	ПС Т-13 110/6	КЛ-6кВ №1307/2	ООО "Брик"	Ф68700	5102042	да
128	Ростовэнерго	Юго-Западные электрические сети	ПС Т-13 110/6	ввод Т№1 1 сек.ш.	ОАО Красный Котельщик	Ф68700	33835	да
129	Ростовэнерго	Юго-Западные электрические сети	ПС Т-13 110/6	ввод Т№1 5 сек.ш.	ОАО Красный Котельщик	Ф68700	2414145	да
130	Ростовэнерго	Юго-Западные электрические сети	ПС Т-13 110/6	ввод Т№2 2 сек.ш.	ОАО Красный Котельщик	Ф68700	33831	да
131	Ростовэнерго	Юго-Западные электрические сети	ПС Т-13 110/6	ввод Т№2 6 сек.ш.	ОАО Красный Котельщик	Ф68700	101417	да
132	Ростовэнерго	Юго-Западные электрические сети	ПС Т-24 110/6	КЛ-6кВ №19	УК "ИнвестДевелопмент"	Ф68700В	45746	да
133	Ростовэнерго	Юго-Западные электрические сети	ПС Т-24 110/6	КЛ-6кВ №28	УК "ИнвестДевелопмент"	Ф68700В	2711160	да
134	Ростовэнерго	Юго-Западные электрические сети	ПС Т-24 110/6	КЛ-6кВ №45	ССО МУП "Таганрогэнерго"	Ф68700	5646863	да

135	Ростовэнерго	Юго-Западные электрические сети	ПС Т-26 110/10	КЛ-10кВ №2617/1	ССО МУП "Таганрогэнерго"	Ф68700В	Б077231	да
136	Ростовэнерго	Юго-Западные электрические сети	ПС Т-27 110/10	КЛ-10кВ №2702	ССО МУП "Таганрогэнерго"	Ф68700	45960	да
137	Ростовэнерго	Юго-Западные электрические сети	ПС Т-27 110/10	КЛ-10кВ №2711/2	ССО МУП "Таганрогэнерго"	Ф68700	1553673	да
138	Ростовэнерго	Юго-Западные электрические сети	ПС Т-27 110/10	КЛ-10кВ №2715/1	ССО МУП "Таганрогэнерго"	Ф68700	Б_D78339,	да
139	Ростовэнерго	Юго-Западные электрические сети	ПС Т-27 110/10	КЛ-10кВ №2715/2	ССО МУП "Таганрогэнерго"	Ф68700	2414443	да
140	Ростовэнерго	Юго-Западные электрические сети	ПС Т-27 110/10	№ 276/1	ЗАО Тандер	Ф68700	2414230;	да
141	Ростовэнерго	Юго-Западные электрические сети	ПС Недвиговская 35/6	КЛ-6кВ №3	Водоканал	А1805	2727858	да
142	Ростовэнерго	Юго-Западные электрические сети	ПС Таганрогская 35/10	ВЛ-10кВ №5	ОАО Межрегионэнергосбыт	Ф68700	2728123	да
143	Ростовэнерго	Юго-Западные электрические сети	ПС ТОС 110/35/6	КЛ-6кВ №ОПБ	ССО МУП "Таганрогэнерго"	Ф68700	БД78044	да
144	Ростовэнерго	Юго-Западные электрические сети	ПС Т-9 110/6	КЛ-6кВ №925	ООО "Гильдия"	NP541.58	1301116	да
145	Ростовэнерго	Юго-Западные электрические сети	ПС Т-24 110/6	КЛ-6кВ №31	ССО Радиус	NP541.58	1524127	да
146	Ростовэнерго	Северные электрические сети	ПС 35/10кВ Мигулинская	ВЛ 10кВ №4	ООО Маслопром	Ф68700В	46975	да
147	Ростовэнерго	Северные электрические сети	ПС 35/10кВ Кружилинская	ВЛ 10кВ №2	ООО ОРТПЦ	Ф68700	3103533	да
148	Ростовэнерго	Восточные электрические сети	ПСХуторская 110/35/10 кВ	ВЛ-10кВ №6	ПО	ЦЭ6803В	3559274	да
149	Ростовэнерго	Восточные электрические сети	Черкасы	ВЛ-110 Стычная	ПО	ЦЭ 68700В	2115738	да
150	Ростовэнерго	Восточные электрические сети	ПС Шебалинская 110/35/10кВ	ВЛ-35кВ Комиссаровская	ПО	ЦЭ6803У	8266	да
151	Ростовэнерго	Восточные электрические сети	ПС Шебалинская 110/35/10кВ	ВЛ-35кВ Никольская	ПО	ЦЭ6803В	46727	да
152	Ростовэнерго	Восточные электрические сети	ПС Подгорное 35/ 10кВ	Тр-р Т-2 ст. 10кВ	ПО	ЦЭ6803В	039656186716	да
153	Ростовэнерго	Восточные электрические сети	ПС НС-3 110/35/6кВ	ВЛ-35кВ Гашунская	ПО	СЭАЗМУ-1	122	да
154	Ростовэнерго	Восточные электрические сети	ПС НС-3 110/35/6кВ	ВЛ-35кВ Эркетиновская	ПО	СЭАЗМУ-1	113	да
155	Ростовэнерго	Восточные электрические сети	ПС Жуковская 110/10кВ	ВЛ-110кВ Харсеевская	ПО	СЭАЗМТ-1	460	да
156	Ростовэнерго	Восточные электрические сети	ПС Глубокинская 110/10кВ	Тр-р Т-1 ст. 10кВ	ПО	СЭАЗМУ-1	153	да