

УТВЕРЖДАЮ:

Заместитель директора по техническим
вопросам-главный инженер филиала
ОАО «МРСК Центра» -
«Смоленскэнерго»



/ Киреенко Н.П. /






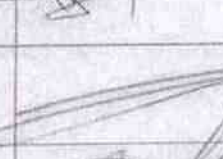



«11» 07 2014 г.

Техническое задание
на выполнение проектных работ, поставку оборудования, выполнение
строительно-монтажных и пусконаладочных работ в рамках программы
перспективного развития систем учета электроэнергии на розничном рынке
электроэнергии филиала ОАО «МРСК Центра»-«Смоленскэнерго».

г. Смоленск 2014г.

Лист согласования

к техническому заданию на расширение
системы учета электроэнергии розничного рынка электроэнергии
на 2014г. филиала ОАО «МРСК Центра» - «Смоленскэнерго»

Наименование должности	И.О. Фамилия	Дата, подпись
Заместитель директора по развитию и реализации услуг филиала ОАО «МРСК Центра» - «Смоленскэнерго»	А.П. Жиденко	
Заместитель директора по техническим вопросам – главный инженер филиала ОАО «МРСК Центра» - «Смоленскэнерго»	Н.П. Киреенко	
Начальник управления инвестиций филиала ОАО «МРСК Центра» - «Смоленскэнерго»	Е.В. Вилков	
Начальник Управления капитального строительства филиала ОАО «МРСК Центра» - «Смоленскэнерго»	С.Г. Фролов	
Начальник Управления МТО и логистики филиала ОАО «МРСК Центра» - «Смоленскэнерго»	Д.М. Ковалев	
Начальник Управления учета электроэнергии филиала ОАО «МРСК Центра» - «Смоленскэнерго»	О.Ф. Бонадысев	
Начальник отдела метрологии и качества электроэнергии – главный метролог филиала ОАО «МРСК Центра» - «Смоленскэнерго»	А.С. Чупахин	
Начальник управления информационных технологий ОАО «МРСК Центра» - «Смоленскэнерго»	А.В. Зеров	
Ведущий инженер отдела эксплуатации и развития систем учета управления учета электроэнергии филиала ОАО «МРСК Центра» - «Смоленскэнерго»	В.Ю. Дадыченко	
Уровень МРСК		
Директор по информационным технологиям - начальник департамента информационных технологий ОАО «МРСК Центра»	А.В. Дудин	
Заместитель генерального директора по развитию и реализации услуг ОАО «МРСК Центра»	М.А. Тимофеев	

Условные обозначения и сокращения	4
1. Общие сведения	5
1.1. Предмет закупки: право заключения договора на поставку оборудования, выполнение проектных, строительного-монтажных и пусконаладочных работ по модернизации системы учета электроэнергии с организацией автоматизированного сбора данных.	5
1.2. Наименование	5
1.3. Назначение	5
1.4. Основание для проведения работ	5
1.5. Сроки начала и окончания работ.....	5
1.7. Источник финансирования	5
2. Общие технические требования	5
3. Состав и содержание работ	6
3.1. Перечень работ по организации учета.....	7
4. Требования к системе учета с автоматизированным сбором данных.....	78
4.1. Общие требования к проектированию системы учета с автоматизированным сбором данных.....	8
4.2. Требования к ИИК	9
4.3. Требования к ИВКЭ.....	11
4.4. Требования к монтажу и местам установки оборудования.	12
4.5. Требования к каналам связи:	12
4.6. Требования к надёжности.	13
4.7. Метрологические и другие требования к оборудованию:	13
4.8. Требования к электромагнитной совместимости:	13
4.9. Требования по эксплуатации, техническому обслуживанию, ремонту и хранению:.....	13
4.10. Требования по стандартизации и унификации.	13+4
4.11. Требования к документированию:	14
4.12. Требования к эксплуатационной документации.....	15
4.13. Требования к безопасности:.....	15
4.14. Требования по эргономике и технической эстетике:	18
4.15. Требования к защите информации от несанкционированного доступа.	15
4.16. Требования к патентной чистоте.....	15+6
4.17. Требования к видам обеспечения.....	16
4.18. Требования к информационному обмену между уровнями системы.....	<u>Ошибка! Закладка не определена.</u> +6
4.19. Требования к проведению опытной эксплуатации.....	16
5. Требования к строительству.....	17
6. Гарантийные обязательства.	18
7. Особые условия.....	18+9
8. Срок выполнения работ.....	18+9
9. По техническим условиям выполнения работ обращаться:	19
10. Приложения:.....	19

Условные обозначения и сокращения

АРМ - автоматизированное рабочее место;

АВР – автоматический ввод резерва;

ВЛ - воздушная линия;

КЛ - кабельная линия;

ЗИП - запасные части, инструменты, принадлежности;

ИВК - информационно - вычислительный комплекс;

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;

ПО - программное обеспечение;

ПС – электрическая подстанция;

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;

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 выполнение проектных работ, поставку оборудования, выполнение строительно-монтажных и пусконаладочных работ в рамках программы перспективного развития систем учета электроэнергии на розничном рынке электроэнергии филиала ОАО «МРСК Центра»-«Смоленскэнерго».

1.2. Наименование

Расширение системы учета электроэнергии на розничном рынке электроэнергии.

1.3. Назначение

Своевременное и надежное обеспечение участников розничного рынка электроэнергии достоверной информацией о величине фактически отпущенной/принятой электроэнергии и мощности. Организация системы учета электроэнергии с автоматизированным сбором данных на границе балансовой принадлежности с потребителями [юридических лиц, бытовых абонентов и т.д.].

1.4. Основание для проведения работ

- Инвестиционная программа ОАО «МРСК Центра» на 2014-2019 год, одобренная 14.03.2014 Советом Директоров ОАО «МРСК Центра».

1.5. Сроки начала и окончания работ

- с момента подписания договора - по 30 декабря 2014г., стадии выполнения, форма и сроки оплаты выполненных работ определяются договором.

1.6. Ценовые показатели:

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

1.7. Источник финансирования

- Инвестиционная программа ОАО «МРСК Центра» на 2014-2019 год, одобренная 14.03.2014 Советом Директоров ОАО «МРСК Центра».

1.8. Объем и тип оборудования

- Технические характеристики поставляемого оборудования и его количество приведены в Приложениях 1, 2 соответственно.

- К установке допускаются системы учета электроэнергии соответствующие техническим требованиям Стандарта Техническая политика системы учета электрической энергии с удаленным сбором данных оптового и розничных рынков электрической энергии в распределительном электросетевом комплексе ОАО «МРСК Центра».

1.9. Объекты

Перечень объектов, на которых устанавливаются компоненты ИИК и ИВКЭ системы учета электроэнергии приведен в Приложении №3.

2. Общие технические требования

2.1. Продукция должна быть новой, ранее не использованной, годом выпуска не ранее 1-го квартала 2014 года.

2.2. Все поставляемое оборудование должно быть полностью совместимо между собой и совместимо с оборудованием (счетчиками KNUM и концентраторами DC-1000/SL), уже имеющимся на объектах в рамках расширения системы учета.

2.3. Все используемое оборудование должно соответствовать условиям эксплуатации:

- конструктивное исполнение соответствовать требованиям климатического исполнения по ГОСТ 15150-69 и удовлетворяющее требованиям к рабочему диапазону температур от -40 до +60;
- по устойчивости к внешним воздействующим факторам – ГОСТ 22261-94 (2004) для промышленных приборов автоматизации, ГОСТ 21552-84 для средств вычислительной техники;
- по параметрам питания - ГОСТ 22261-94 (2004) для промышленных приборов автоматизации, ГОСТ 21552-84 для средств вычислительной техники;

2.4. Типы применяемых компонентов систем учета (счетчики 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.

2.5. На каждую единицу поставляемого оборудования продукции должен быть предоставлен паспорт, комплектность по спецификации, руководство по эксплуатации. Копия сертификата качества предоставляется на поставляемое оборудование.

2.5.1. Трансформаторы тока по техническим характеристикам должны соответствовать ГОСТ 7746-2001. Коэффициенты трансформаторов тока (Приложение 2) могут быть скорректированы по результатам предпроектного обследования по условиям фактической нагрузки и требованиям Правил устройства электроустановок.

2.5.2. Технические параметры и метрологические характеристики счётчиков должны соответствовать требованиям ГОСТ 52320-2005 Часть 11 «Счетчики электрической энергии», ГОСТ Р 52323-2005 Часть 22 «Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S», ГОСТ Р 52322-2005 Часть 21 «Статические счетчики активной энергии классов точности 1 и 2» (для реактивной энергии - ГОСТ Р 52425-2005 «Статические счетчики реактивной энергии»), IEC61107.

С 1 января 2014 года в соответствии с приказами Росстандарта от 22 ноября 2012 года №1035-ст, №1036-ст, №1037, №1038-ст, №1039-ст вводятся в действие межгосударственные стандарты (ГОСТ) на общие и частные требования к приборам учета электроэнергии. Действие стандартов распространяется только на вновь разрабатываемые приборы учета или на модернизируемые в том числе после 1 января 2014 года. 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. Состав оборудования шкафов учета и его технические характеристики (Приложение 1) могут быть скорректированы по результатам предпроектного обследования объектов, а так же при составлении спецификации оборудования и работ.

3. Состав и содержание работ

Все работы выполняются силами Подрядной организации и включают в себя следующие работы:

– проведение предпроектного обследования объектов и согласование его результатов с Заказчиком. Структурирование оборудования уровней ИИК и ИВКЭ по объектам, определение каналов и среды передачи данных, технические характеристики и схемы включения, согласование с Заказчиком. Разработка проектно-сметной документации (далее - проект) на организацию/модернизацию системы учета с автоматизированным удаленным сбором данных

(перечень объектов для создания системы приведен в Приложении №3) и согласование проекта с Заказчиком. Проектом должны быть предусмотрены защитное заземление корпуса металлического шкафа БИЗ с трансформаторами тока и вторичных цепей трансформаторов тока, затраты на эксплуатацию системы и количества необходимого персонала для эксплуатации. В Приложении 4 к настоящему ТЗ справочно приведены типовые технические решения по организации учета;

- разработка и согласование с Заказчиком планов-графиков производства работ и технологических карт производства работ по строительно-монтажным, пуско-наладочным работам и сдаче в промышленную эксплуатацию готовых объектов;

- поставка оборудования и материалов в полном объеме согласно утвержденной Заказчиком проектно-сметной документации. Ориентировочное количество необходимого оборудования справочно представлено в Приложении №2;

- комплектация оборудования и материалов;

- выполнение работ по монтажу технических средств, прокладка необходимых кабельных линий;

- выполнение пуско-наладочных работ смонтированного оборудования на уровне ИИК-ИВКЭ создаваемой системы учета;

- оформление от имени Заказчика «Акта приема-передачи демонтированного оборудования и замене (приемке, обследовании) установленного оборудования коммерческого учета электрической энергии» с потребителями, с организациями-представителями потребителей (юридическими лицами, бытовыми потребителями, с управляющими компаниями многоквартирных домов и т.д.);

- при выполнении строительно-монтажных и пусконаладочных работ в объеме не менее 80% от общего числа объектов приступить к опытной эксплуатации системы (пусконаладочные работы на ИВК, в том числе организация дистанционного сбора данных со всех смонтированных согласно настоящему ТЗ точек учета) на серверных мощностях предоставленных Заказчиком;

- выполнение пуско-наладочных работ системы учета, т.е. организация опроса всех поставляемых приборов учета (0,4 кВ) в существующий ИВК филиала;

- представление Заказчику приёмосдаточной документации в соответствии с разделами 1, 2, 7, 8 «Инструкции по оформлению приёмосдаточной документации по электромонтажным работам И 1.13-07».

3.1. Перечень работ по организации учета.

Объемы строительно-монтажных и пуско-наладочных работ приведены в Приложении №5 и являются ориентировочными, уточняются по результатам предпроектного обследования.

3.1.1. Выполнение работ по монтажу технических средств:

- В соответствии с проектом выполнить монтаж средств измерений (счетчики электрической энергии, измерительные трансформаторы, вторичные цепи, соединительные коробки).

- Монтаж оборудования сбора и передачи данных.

- Прокладка необходимых кабельных линий.

- Оформление паспортов-протоколов всех измерительных комплексов с измерительными трансформаторами на каждом объекте, включая проведение необходимых измерений по загрузке вторичных цепей трансформаторов тока.

- Испытание смонтированных технических средств (автономное).

- Сдача системы для пусконаладочных испытаний.

3.1.2. Проведение пуско-наладочных работ:

Организовать передачу полного объема данных со смонтированного Подрядчиком оборудования в один из существующих ИВК филиала на базе программного обеспечения верхнего уровня указанного в п.4.16. В случае, если используемое у Заказчика ПО ИВК не поддерживает работу с предлагаемыми потенциальным Подрядчиком приборами учета и УСПД

в соответствии с требованиями настоящего технического задания, Подрядчик обязан за свой счет обеспечить его необходимую доработку или произвести замену оборудования на совместимое с существующим ИВК.

Также во время пусконаладочных работ должны быть проведены:

Автономная наладка технических и программных средств.

Загрузка информации в базу данных, проверка процедур ее заполнения, обмена и передачи данных по каналу связи (GPRS; ZigBee, RS-485, PLC, Ethernet, и т.д.). Комплексная наладка всех вновь устанавливаемых элементов системы, отладка их взаимодействия с программным обеспечением ИВК филиала.

3.1.3. Проведение предварительных испытаний по разработанным подрядчиком и согласованным заказчиком программе и методике испытаний. По результатам испытаний оформление акта о приемке в опытную эксплуатацию.

3.1.4. Опытная эксплуатация:

– Комплекс работ в рамках проведения опытной эксплуатации (фиксируемых в журнале опытной эксплуатации).

– Анализ результатов опытной эксплуатации.

– Дополнительная наладка (при необходимости) технических средств.

– Оформление акта о завершении опытной эксплуатации.

3.1.5. Приемочные испытания систем учета электроэнергии:

– анализ результатов испытаний и устранение недостатков, выявленных при испытаниях;

– проведение приемочных испытаний системы по разработанным подрядчиком и согласованным заказчиком, программе и методике испытаний;

3.1.6. По результатам приемочных испытаний ввод системы учета электроэнергии в объемах предусмотренных настоящим техническим заданием в промышленную эксплуатацию с составлением акта.

4. Требования к системе учета с автоматизированным сбором данных

4.1. Общие требования к системе учета с автоматизированным удаленным сбором данных

4.1.1 Применяемые технические решения должны отвечать требованиям Стандарта организации технической политики по учету электроэнергии в распределительном электросетевом комплексе ОАО «МРСК Центра»;

4.1.2 Технические решения должны быть надежными и современными;

4.1.3 Технические средства проектируемой системы учета с автоматизированным сбором данных должны быть изготовлены производителем в виде законченных укомплектованных изделий, для установки которых на месте эксплуатации достаточно указаний, приведенных в эксплуатационной документации, в которой нормированы метрологические характеристики измерительных каналов системы; технические средства должны соответствовать требованиям п.п.2, 4.2, 4.3 данного ТЗ;

4.1.4 Все технические средства используемые для создания системы учета с автоматизированным сбором данных должны быть серийного производства. Любое из технических средств должно допускать замену его средством аналогичного функционального назначения без каких-либо конструктивных изменений;

4.1.5 Способ установки компонентов ИИК и ИВКЭ должен исключать возможность несанкционированного доступа;

4.1.6 Определить в проектной документации необходимость уровня ИВКЭ;

4.1.7 Программное обеспечение, применяемые протоколы передачи данных компонентов уровней ИИК и ИВКЭ системы должны быть открытыми и соответствовать стандарту МЭК 61968.

4.2. Требования к ИИК

Типы применяемых 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.

4.2.1. Общие функциональные возможности:

- учет активной и реактивной энергии в одно- и трех- фазных сетях переменного тока;
- монтажа в щит учета, или на DIN-рейку, монтаж щита учета на опоре – в соответствии с местом и способом установки;
- работа, по меньшей мере по одному цифровому каналу связи;
- возможность учета не менее чем по 4 –м тарифам и не менее чем по 10 временным зонам суток отдельно для каждого дня недели и праздничных дней с индивидуальным тарифным расписанием для каждого месяца года;
- отображение параметров и событий на дисплее должно быть русифицировано (исключение могут составлять единицы измерения параметров по единой системе измерений – СИ, отображаемых на дисплее счетчика).
- ведение журнала событий, журнала показателей качества электрической энергии, журнала превышения порога мощности;
- генерация тревожных сообщений, которые должны быть доставлены на верхний уровень (вскрытие электронной пломбы и т.п.);
- измерение значений параметров качества электрической энергии в сети и их отображение в режиме индикации на дисплее:
 - действующее значение напряжения (в режиме индикации);
 - частота (в режиме индикации);
 - длительность провала напряжения (ведение журнала);
 - глубина провала напряжения (ведение журнала);
 - длительность перенапряжения (ведение журнала).
- защита данных учета и параметров счётчиков электрической энергии на программном уровне - система паролей, на аппаратном уровне - механическая блокировка от несанкционированного доступа (электронная пломба, аппаратная блокировка и т.д.);
- разграничение прав доступа на перепрограммирование в соответствии с паролями доступа;
- ведение часов реального времени;
- погрешность хода внутренних часов не более $\pm 0,5$ сек. в сутки и иметь возможность внешней синхронизации хода внутренних часов;
- самодиагностика счетчика (ежесуточно и при повторном включении питания) с выводом результата неисправности на дисплей;
- программируемую последовательность сообщений и вывода измеряемых параметров на дисплей счетчика;
- срок службы не менее - 24 лет;
- средняя наработка до отказа не менее 100 000 ч.;
- межповерочный интервал не менее 10 лет;
- защиту от внешних электромагнитных и магнитных полей по ГОСТ Р 51070-97;
- наличие встроенной батареи в счетчике для обеспечения хода внутреннего таймера, сохранения параметров программирования и хранения значений в энергонезависимой памяти, срок службы которой должен быть не менее 10 лет;
- поддержка протоколов обмена данными, соответствующих рекомендациям МЭК;
- поддержка интерфейсов обмена данными с внешним программным обеспечением для реализации следующих задач:
 - программирования/параметрирования счетчика;
 - считывания и просмотра данных;

- документирования данных и возможности конвертации информации в один из распространенных форматов(*.xls, *.csv, *.txt, *.xml).
- обмена данными на базе «открытых» протоколов между поставляемыми приборами учета электрической энергии и устройствами сбора данных на уровне ИВКЭ, а так же с ИВК;
- работы по открытым протоколам с устройствами и ИВК работающими в филиале так же на базе «открытых» протоколов;
- защита от потери зафиксированных показаний (суммарных и по тарифам) при отсутствии гарантированного питания.

Поставляемые на объекты приборы учета должны быть полностью совместимы с концентраторами, установленными ранее и обеспечивающими сбор данных с этих объектов ранее, а именно приборы учета должны поддерживать возможность прямой передачи данных в концентратор Echelon DC-1000 и при этом не терять своих функций.

Функциональные возможности при организации учета электроэнергии на ПС/ТП/РУ/КТП

- учет активной и реактивной энергии в прямом и обратном направлениях и мощности для трехфазных счетчиков;
- класс точности для активной (реактивной) энергии не хуже 0,5 (1,0) [класс точности определяется в соответствии со стандартом о технической политике по учету электроэнергии];
- хранение профиля нагрузки с 30-ти минутным интервалом, данных по активной и реактивной электроэнергии с нарастающим итогом за прошедший месяц, суточных значений на глубину хранения не менее 90 суток, за текущий и прошедшие месяцы на глубину не менее 12 месяцев, запрограммированных параметров не менее 3-х лет, последних 100 зафиксированных событий;
- наличие встроенного цифрового дисплея отображения информации;
- диапазон по напряжению: $3 \cdot (120-230)/(208-400)$ В для 3-фазных приборов учета прямого и трансформаторного включения с ТТ;
- способ подключения и номинальный ток счетчиков электрической энергии могут быть скорректированы по итогам предпроектного обследования.
- наличие электронной пломбы корпуса электросчетчика и электронной пломбы колодки зажимов счетчика для защиты от вскрытия;
- возможность параметрирования, управления и считывания параметров и данных локально [оптопорт или RS-485] и/или удаленно [по встроенному модему GSM/ GPRS, и др.].

4.2.2. Требования к трансформаторам тока.

- Тип, коэффициенты трансформации определяются проектом.
- Межповерочный интервал трансформаторов тока не менее 6 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. Конструкция зажимов вторичной обмотки трансформаторов должна обеспечивать защиту от несанкционированного вмешательства и искажения результатов измерения, зажимы должны быть закрыты прозрачной пластмассовой крышкой, с возможностью опломбирования. По способу защиты от поражения электрическим током

трансформаторы относятся к классу 0 по ГОСТ 12.2.007.0-75 и имеют степень защиты IP00 по ГОСТ 14254-96.

- Коэффициенты трансформаторов тока должны быть уточнены и при необходимости скорректированы по результатам предпроектного обследования по условиям фактической нагрузки и требованиям Правил устройства электроустановок.

4.3. Требования к ИВКЭ

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

ИВКЭ должны иметь открытые протоколы и форматы обмена данными, совместимые с системами, эксплуатируемыми в филиале ОАО «МРСК Центра»-«Смоленскэнерго». При передаче данных должна быть обеспечена их защита от несанкционированного доступа.

Применяемые ИВКЭ должны обеспечивать:

- 4.3.1. интерфейсы связи с приборами учета; интерфейсы для подключения оборудования связи и технологических соединений;
- 4.3.2. автоматическую коррекцию (синхронизацию) времени обслуживаемых счетчиков электрической энергии.
- 4.3.3. сбор и передачу накопленных данных (профилей, суточных показаний, параметров энергопотребления и служебной информации с приборов учета) в различные системы верхнего уровня для их дальнейшей обработки и хранения;
- 4.3.4. передачу на уровень ИВК перечня приборов учета, связь с которыми присутствует.
- 4.3.5. трансляцию управляющих команд с уровня ИВК на уровень ИИК и передачу подтверждения выполнения команды от счетчика на ИВК.
- 4.3.6. ведение и передачу на уровень ИВК журнала событий, позволяющего установить время выхода/не выхода прибора учета на связь.
- 4.3.7. автоматический поиск приборов учета в сети и включение найденных приборов учета в схему опроса.
- 4.3.8. дистанционную коррекцию схемы опроса.
- 4.3.9. защиту от несанкционированного доступа на аппаратном уровне посредством опломбировки разъёмов, функциональных модулей и т.п., и на программном уровне - вводом пароля.
- 4.3.10. функцию самодиагностики с фиксацией результата в «Журнале событий» и отображение соответствующей индикации.
- 4.3.11. Поставляемые на объекты УСПД/концентраторы должны быть полностью совместимы с ранее установленными приборами учета, сбор данных с которых они должны осуществлять, а именно УСПД/концентраторы должны поддерживать возможность прямого опроса однофазных и трехфазных счетчиков, прямого и трансформаторного включения типа KNUM.

Напряжение питания ИВКЭ от сети переменного тока должно составлять 220В с допустимым отклонением напряжения в пределах $\pm 20\%$. Электропотребление ИВКЭ, с полным набором электронных модулей, не должно превышать 100 Вт. Охлаждение ИВКЭ должно осуществляться за счет естественной конвекции. ИВКЭ должно обеспечивать работоспособность в диапазоне температур, в соответствии с условиями эксплуатации.

Оборудование ИВКЭ должно быть выполнено в промышленном исполнении, предназначенном для непрерывного функционирования в помещениях с повышенной опасностью, с возможностью их установки в ограниченных пространствах (в шкафах, отсеках, панелях и т.п.).

Подробные технические характеристики оборудования, поставляемого в рамках данного ТЗ, приведены в Приложении 1.

4.4. Требования к монтажу и местам установки оборудования.

При проектировании систем учета, средств автоматизации и связи на ПС/ТП/РУ/КТП:

- в целях термической и динамической устойчивости применять счётчики трансформаторного включения;
- трансформаторы тока устанавливать на вводе ТП/КТП в РУ-0,4кВ;
- счётчики трансформаторного включения подключать к измерительным цепям через испытательные клеммные колодки, установленные перед счётчиками и имеющие устройство для пломбирования или маркирования;
- типоразмеры шкафов выбирать в зависимости от требуемого количества (по количеству присоединений или по условиям ограниченного размещения) и размеров применяемых счётчиков;
- в РУ-0,4 кВ КТП 6-10/0,4 кВ предусмотреть установку аппаратов защиты от атмосферных и коммутационных перенапряжений типа ОПН, в случае отсутствия данного оборудования;
- на ТП/КТП трансформаторы тока устанавливать в низковольтном отсеке, счетчик электроэнергии, оборудование ИБКЭ и оборудование передачи данных устанавливать совместно в отдельном шкафу. Шкаф должен обеспечивать степень защиты от климатических условий в соответствии с условиями эксплуатации. Температурный режим оборудования находящегося в шкафах должен обеспечиваться в соответствии с заданными условиями эксплуатации.

4.5. Требования к каналам связи:

- при автоматизированном сборе данных учета передача данных должна осуществляться по каналам связи, обеспечивающим сбор и обмен данными по стандартным интерфейсам и протоколам обмена типа «запрос-ответ» в автоматическом и в автоматизированном (по запросу) режимах. Выбор интерфейсов и каналов передачи данных определяется проектом;
- техническая реализация каналов связи и используемые протоколы передачи данных должны обеспечивать минимальные задержки передачи данных расчетного учета с нижнего уровня на верхний с минимальной временной задержкой, не превышающей 50% от интервала автоматического сбора данных.
- передача информации об электропотреблении от счётчика до ИБКЭ осуществляется по каналам PLC, GSM/GPRS, RS 485 и др.;
- передача информации от ИБКЭ до центра сбора информации осуществляется по каналам сотовой связи стандарта GSM/GPRS и/или по каналу Ethernet и т.д.;
- технические характеристики каналаобразующей аппаратуры должны обеспечивать скорость передачи информации в канале не менее 9600 бит/с (для канала типа PLC не менее 512 бит/с);
- выбор оборудования и канала передачи данных должен производиться с учетом обеспечения надежности и экономичности (наименьших затрат) передачи данных;
- при использовании каналов связи GPRS для передачи данных со счетчиков, модем должен обеспечивать работу по протоколу GPRS в базовом режиме и по протоколу GSM в резервном режиме, а также система должна обеспечивать возможность использования стандартных SIM карт любого оператора связи;
- передача информации о потреблённой электроэнергии от счётчика должна производиться с обязательным шифрованием данных.

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

4.6. Требования к надёжности.

Комплекс технических средств системы учета с автоматизированным сбором данных по показателям надёжности должны соответствовать требованиям ГОСТ 27883-88.

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.

4.7. Метрологические и другие требования к оборудованию:

Средства измерения входящие в состав системы должны иметь:

- акт испытаний с целью утверждения типа средств измерений Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии до начала проведения электромонтажных работ;
- свидетельство об утверждении типа средств измерений Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии и описание типа средств измерений при вводе в опытную эксплуатацию;
- паспорта на компоненты ИИК (приборы учета, трансформаторы тока) с указанием сроков поверки при вводе в опытную эксплуатацию;
- руководство по монтажу;
- руководство по эксплуатации;
- руководство пользователя (для программного обеспечения).

4.8. Требования к электромагнитной совместимости:

- устройства системы учета должны удовлетворять требованиям ГОСТ 29216-91 по электромагнитной совместимости;
- уровень радиопомех, создаваемых устройствами и их составными частями, должен соответствовать требованиям ГОСТ 16842-82 и не превышать норм, предусмотренных в «Общесоюзных нормах допускаемых промышленных помех» (Нормы 1-72-9-72).

4.9. 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 в период действия срока гарантии из состава обменной партии, с последующим ремонтом, вышедших из строя модулей. При выходе из строя оборудования по негарантийным случаям, ремонт выполняется за счет Заказчика;
- 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, а так же выполнение периодической поверки элементов системы;
- условия хранения технических средств системы учета должны отвечать требованиям ГОСТ 15150-69.

4.10. Требования по стандартизации и унификации.

Система учета создается в соответствии с требованиями действующих нормативно-правовых документов.

4.11. Требования к документированию:

- проектную документацию разработать в соответствии с Постановлением Правительства РФ № 87 от 16.02.2008 г., ГОСТ 21.1101-2009, ГОСТ 34.601-90, ГОСТ 34.602-89, РД 50-34.698-90, статьями №№ 47, 48 Градостроительного кодекса РФ, ПУЭ, ПТЭ и отвечать требованиям СНиП, государственных норм и правил, действующих на территории РФ;
- проектные решения согласовать с филиалом ОАО «МРСК Центра»-«Смоленскэнерго» до начала выполнения строительно-монтажных работ и разработки рабочей документации;
- оформить согласования эксплуатирующих и заинтересованных организаций на производство работ в зонах пересечения их коммуникаций, сооружений или подведомственных объектов;
- проектную, рабочую и эксплуатационную документацию представить в 4 (четырёх) экземплярах на бумажном носителе, в том числе один сброшюрованный. Один экземпляр в электронном виде на CD или DVD/текстовую и графическую части проекта представить в стандартных форматах, обеспечивающих возможность чтения и редактирования в программных продуктах Windows, MS Office, AutoCAD и Acrobat. Сметную документацию в формате MS Excel, либо в другом числовом формате, совместимом с MS Excel, а также в формате "Гранд Смета", позволяющем вести накопительные ведомости по локальным сметам. Все бумажные экземпляры смет должны быть сброшюрованы. Согласования предоставить в оригиналах;
- представить исполнительную документацию в 2-х экземплярах в следующем объеме:
 - ведомость объемов работ;
 - ведомость материалов;
 - ведомость оборудования;
 - обзорные чертежи;
 - однолинейные схемы 0,4 кВ;
- сметная документация составляется в базисном уровне цен на 01.01.2000г, в соответствии с Методикой по определению стоимости строительной продукции на территории Российской Федерации МДС 81-35.2004, утвержденных Постановлением Госстроя России от 05.03.2004 г.;
- сметную документацию разработать на основе ТЕР-2001г. по Смоленскому региону и в текущих ценах. Сметную стоимость строительства приводить в двух уровнях цен: в базисном по состоянию на 01.01.2001 г. и текущем, сложившемся ко времени составления смет. Индексы перерасчета смет в текущие цены согласовать с филиалом ОАО «МРСК Центра»-«Смоленскэнерго»;
- в сводном сметном расчете (ССР) предусмотреть следующие затраты (при необходимости):
 - удорожание производства работ в зимнее время и на снегоборьбу принимаются в % от глав 1-8 ССР согласно ГСН 81-05-02-2001 «Сборник сметных норм дополнительных затрат при производстве строительно-монтажных работ в зимнее время»;
 - пусконаладочные работы определить на основании смет;
 - командировочные расходы – нормы на выплату суточных в соответствии с Постановлением Правительства РФ № 729 от 02.10.2002, расходы на проезд и проживание определяются расчетом;
 - средства на премирование за ввод объекта в эксплуатацию принять в соответствии с письмом Госстроя РФ от 10.10.1991 г. № 1-Д и письмом Минтруда РФ и Госстроя РФ от 15.03.1993 № 463-РБ/713/32 определить расчетом на основе ПОС;
 - средства на покрытие затрат строительных организаций по добровольному страхованию работников и имущества, в том числе строительных рисков согласно

статей 255, 263 Налогового кодекса РФ и письму Госстроя РФ № НЗ-3942/07 от 18.07.2002 в размере 1% от итогов глав 1-8 ССР;

- затраты по перевозке автомобильным транспортом работников строительных и монтажных организаций на расстояние свыше 3 км.

4.12. Требования к эксплуатационной документации.

Эксплуатационная документация оформляется в соответствии с ГОСТ 2.601.-2006, ГОСТ 2.610 – 2006. Эксплуатационная документация на системы учета должна содержать следующую информацию:

- перечень средств измерений в составе информационно-измерительного комплекса с указанием их номинальных параметров и классов точности;
- схема подключения счетчика электроэнергии и трансформаторов тока;
- паспорта-протоколы;
- паспорта на оборудование системы учета;

4.13. Требования к безопасности:

- Система учета должна удовлетворять требованиям международных и российских нормативных документов по безопасности;
- по общим требованиям безопасности устройства, входящие в систему учета, должны соответствовать ГОСТ 26104-89 и ГОСТ 25861-83;
- Система учета на всех уровнях должна быть защищена от несанкционированного доступа;
- программные средства должны обеспечивать многоуровневую систему защиты, как функционального программного обеспечения, так и защиты данных. Пользователи должны быть авторизованы, то есть каждый пользователь должен иметь идентификатор и пароль для входа в систему. Права пользователей должны быть строго фиксированы.

4.14. Требования к защите информации от несанкционированного доступа.

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

4.14.1. При создании Системы должны быть решены следующие вопросы обеспечения информационной безопасности:

- необходимость и целесообразность защиты каждой из компонентов Системы;
- условия и критерии аттестации пользовательских рабочих мест с позиции выполнения требований защиты информации от несанкционированного доступа;
- разработка или выбор методов и средств программно-технической защиты информационных ресурсов на этапах сбора, обработки и транспортировки информации с обеспечением степени ее защищенности, адекватной ценности и конфиденциальности содержания.

4.14.2. Используемые программно-технические средства защиты от несанкционированного доступа должны обеспечивать:

- идентификацию пользователей;
- передачу данных по сети в закодированном (зашифрованном) виде;
- контроль за процессами обработки информации путем автоматического ведения системных журналов, в том числе, регистрацию попыток несанкционированного доступа, обнаруживаемых программными средствами защиты.

4.15. Требования к патентной чистоте.

Патентная чистота системы учета должна обеспечиваться в отношении России.

4.16. Требования к совместимости оборудования.

Поставляемые приборы учета и УСПД/концентраторы должны быть полностью совместимы с одним из существующих в филиале ПО верхнего уровня (Таблица 1). При работе с приборами учета и УСПД через установленное в филиале ПО верхнего уровня должны функционировать все доступные функции оборудования.

Подробные технические характеристики оборудования, поставляемого в рамках данного ТЗ, приведены в Приложении 1.

Перечень ПО верхнего уровня, в одно из которых должны напрямую передаваться данные с УСПД (концентраторов) или счетчиков электроэнергии представлен в таблице:

Таблица 1

ПО для опроса точек учета на ТП, КТП
«RDM», разработчик ООО «Инженерный центр «Энергоаудитконтроль»

Доработка Подрядчиком существующего в филиале программного обеспечения ИВК в случае, предусмотренном п.3.1.2 с целью обеспечения возможности опроса предлагаемого Подрядчиком оборудования не должна ухудшать первоначальные функциональные возможности и характеристики ПО.

4.17. Требования к проведению опытной эксплуатации.

При проведении опытной эксплуатации проверяется соответствие установленного оборудования настоящим техническим требованиям, совместимость оборудования с ПО верхнего уровня филиала, а также выполнение компонентами системы учета, заявленных производителем свойств и функций. Удачным опросом является получение информации с 95% и более приборов учета (суточный опрос, месячный опрос).

Критерии успешного прохождения опытной эксплуатации:

- автоматический ежедневный сбор значений накопленной за день и с начала месяца энергии суммарно и отдельно по всем тарифам - не более 0,5% случаев неудачных опросов;
- автоматический ежемесячный сбор значений активной мощности, усредненной за прошедший 30 минутный интервал - не более 0,5% случаев неудачных опросов;
- автоматический сбор записей журналов событий приборов учета - не более 0,5% случаев неудачных опросов за день;
- удаленное (с рабочего места оператора) управление (ограничение, отключение) нагрузкой потребления по каждому присоединению, оборудованному приборами учета, входящими в автоматизированную систему - не более 0,5% случаев неудачных действий (без учета состояния каналов связи);
- удаленное (с рабочего места оператора) параметрирование приборов учета и их групп - не более 0,5% случаев неудачных действий (без учета состояния каналов связи);
- устойчивая работа элементов автоматизированной системы – максимально допустимое кол-во отказов и выходов из строя элементов автоматизированной системы – не более 0,5% от общего количества узлов входящих в ее состав (серверы, приборы учета, оборудование связи) за период опытной эксплуатации;
- количество приборов учета, данные с которых не удалось получить путем удаленного опроса в течение отчетного месяца (исключая случаи выхода из строя прибора учета), УСПД, сервера, % от общего числа приборов учета - не более 0,1%;
- среднее время устранения причины инцидента (сбоя) с момента возникновения инцидента (не более 4 часов);

- устойчивая работа системы синхронизации времени, отклонение времени на УСПД, приборах учёта не должно превышать 5 с.
- количество инцидентов, вызвавших несанкционированное, или произведенное с нарушением установленного порядка, ограничение и (или) отключение нагрузки, исключая некорректные действия персонала Заказчика – не более 2% в первый месяц опытной эксплуатации.

5. Требования к строительству.

Обеспечение безопасности выполнения работ и соблюдение техники безопасности согласно:

- Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок (ПОТЭУ) утверждены приказом Минтруда России от 24.07.2013 № 328н;
- ПУЭ (действующее издание);
- ПТЭ (действующее издание);
- СНиП 12-03-2001 "Строительные нормы и правила российской федерации. Безопасность труда в строительстве";
- СНиП 12-04-2002 "Строительные нормы и правила Российской Федерации. Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство";
- СНиП 3.01.01-85 «Организация строительного производства»
- СНиП 3.05.06-85 «Электротехнические устройства»
- Основные положения функционирования розничных рынков электрической энергии, утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 04.05.2012г. №442.
- ГОСТ 7746-2001. «Трансформаторы тока. Общие технические условия»;
- ГОСТ 14254-96. «Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (Код IP)»;
- 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 Р 51318.22-99 (СИСПР 22-97). «Совместимость технических средств электромагнитная. Радиопомехи промышленные от оборудования информационных технологий. Нормы и методы испытаний»;
- ГОСТ Р 8.563-2009 «Методики (методы) измерений»;
- ГОСТ Р 8.596-2002. ГСИ. «Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения»;
- РД 34.11.502-95. «Методические указания. Организация и порядок проведения метрологической экспертизы документации на стадии разработки и проектирования»;
- РД 34.11.202-95. «Методические указания. Измерительные каналы информационно-измерительных систем. Организация и порядок проведения метрологической аттестации»;
- РД 34.11.333-97. «Типовая методика выполнения измерений количества электрической энергии»;
- РД 34.11.334-97. «Типовая методика выполнения измерений электрической мощности»;
- РД 34.11.114-98. «Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и мощности. Основные нормируемые метрологические характеристики. Общие требования»;
- РД 153-34.0-11.209-99. «Рекомендации. Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и мощности. Типовая методика выполнения измерений электроэнергии и мощности»;
- МИ 222-80. «Методика расчета метрологических характеристик ИК ИИС по метрологическим характеристикам компонентов»;
- МИ 2168-91 ГСИ ИИС. «Методика расчета метрологических характеристик измерительных каналов по метрологическим характеристикам линейных аналоговых компонентов»;

- МИ 2439-97 ГСИ. «Метрологические характеристики измерительных систем. Номенклатура. Принцип регламентации, определения и контроля;
- МИ 2440-97 ГСИ. «Методы экспериментального определения и контроля характеристик погрешности измерительных каналов измерительных систем и измерительных комплексов»;
- МИ 2441-97 ГСИ. «Испытания с целью утверждения типа измерительных систем. Общие требования».

6. Гарантийные обязательства.

6.1. Гарантии качества распространяются на все оборудование системы, ее конструктивные элементы, и работы, выполненные Подрядчиком по настоящему договору.

6.2. Гарантийный срок нормальной эксплуатации оборудования входящего в систему учета устанавливается 36 месяцев с даты подписания сторонами акта приёмки законченного строительством объекта (форма КС-14).

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

При выявлении дефекта Подрядчик 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.

7. Особые условия.

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

Монтаж оборудования необходимо проводить с соблюдением Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок (ПОТЭУ) по утвержденному филиалом ОАО «МРСК Центра» - «Смоленскэнерго» проекту производства работ.

8. Срок выполнения работ.

Начало работ – не позднее 10 календарных дней с момента заключения договора.
Окончание полного комплекса работ в соответствии с настоящим техническим заданием - не позднее четырех месяцев с даты заключения договора.

9. Контактные данные

По техническим условиям выполнения работ обращаться:

Начальник управления учета электроэнергии Бонадысев Олег Федорович,
тел. (4812) 42955510.

10. Приложения:

Приложение №1. Технические характеристики поставляемого оборудования

Приложение №2. Спецификация поставляемого оборудования

Приложение №3. Перечень объектов (РП, КТП) для выполнения работ по расширению автоматизированной системы учета

Приложение №4. Типовые технические решения

Приложение №5. Объем выполняемых работ

Технические характеристики поставляемого оборудования

Характеристики УСПД/концентраторов, устанавливаемых на ТП 6-10 кВ

Наименование параметра	Технические требования
Наименование (тип передачи данных)	Устройство сбора и передачи данных (посредством PLC-технологии)
Назначение и область применения	УСПД предназначено для использования в составе системы учета электрической энергии и мощности с автоматизированным сбором данных в качестве специализированного промышленного контроллера и выполняет сбор данных о электроэнергии и мощности от информационно-измерительных комплексов (ИИК), промежуточное хранение и передачу данных на уровень информационно-вычислительного комплекса (ИВК)
Наличие сертификации	Обязательно наличие действующего сертификата соответствия и сертификата/свидетельства об утверждении типа
ГОСТ или ТУ	Обязательно и/или (ГОСТ 22261-94, ГОСТ Р МЭК 60950-2002, ГОСТ Р 51318.22-99, ГОСТ Р 51318.24-99, ГОСТ Р 51317.3.2-99, ГОСТ Р 51317.3.2-2006, ГОСТ Р 51317.3.3-99, ГОСТ Р 51317.6.5-2006)
Количество подключаемых приборов учета, шт.	от 1 до 5 (1024)
Количество каналов связи со приборами учета	
• интерфейс типа PLC	1
Количество каналов связи с ИВК:	
• интерфейс типа RS-232	не менее 1
Скорость передачи каналов связи с ИВК и внешними устройствами:	
• интерфейс типа PLC, кбит/с	0.6÷2.5
• интерфейс типа RS-232, кб/с	9.6÷115.2
Время считывания оперативной информации с одного УСПД, с	не более 60
Предел допускаемой абсолютной погрешности при измерении текущего времени (системное время), с в сутки	не более ±0,5
Питание	220 В ± 20%
Потребляемая мощность, Вт	не более 100
Характеристики надёжности	
Средняя наработка на отказ, ч	70000
Средний срок службы, лет	30
Время хода часов реального времени при	не менее 1000

отключения питания, ч	
Среднее время восстановления работоспособности аппаратных средств устройства, ч	не более 24
Условия эксплуатации	
Условия эксплуатации	УХЛ кат. 3
температура окружающего воздуха, °С	от -40 до +40
степень защиты	не ниже IP51
Масса не более, кг.	1,2
Гарантийный срок, месяцев	Не менее 36

Характеристики используемых модемов

- трехдиапазонный EGSM 900/ DCS 1800/ PCS1900
- поддержка работы с одной SIM картой
- поддержка дополнительной команды перезагрузки модема
- полное соответствие стандарту GSM фаза 2/2+
- выходная мощность не менее 2Вт (EGSM 900) и 1Вт (DCS 1800/ PCS 1900)
- USSD
- GPRS: multi-slot class 10
- GPRS: mobile station class B
- GPRS : скорость приема – до 85.6 kbps , передачи до 42.8 kbps
- SMS : MT, MO, CB, text and PDU mode
- Поддержка SIM карт: 1,8В или 3В
- Факс: Group 3, class 1
- Внешний интерфейс: RS-232 (совместимый с УСПД, в комплекте с которым он поставляется)
- Наличие разъема для подключения антенны
- Питание: внешний источник постоянного напряжения 5-28В
- Размеры: не более 158 x 90 x 36 мм
- Масса не более, гр.: 200 гр.
- Температура раб.: -30 до +50 °С
- поддерживать "крепление на DIN рейку", которое должно входить в комплект поставки.
- GPRS модем должен быть предназначен для передачи данных в режимах GPRS, EDGE, а так же, по возможности, обеспечивать поддержку 3G
- В комплект поставки модемов для УСПД (концентраторов) должны входить помимо самого устройства: блок питания, внешняя антенна с совместимым разъемом, кабель для соединения с УСПД. Возможен вариант поставки модемов, встроенных в УСПД/концентратор при условии выполнения приведенных выше технических требований и условий комплектации.

Общие требования к приборам учета электрической энергии:

- Предпочтительным является наличие у поставляемых приборов учета встроенного датчика магнитного поля, реагирующего на внешнее воздействие магнитного поля с записью факта указанного внешнего воздействия в журнале событий прибора учета, либо приборов учета с исключением воздействия магнитным полем на метрологические характеристики и результаты измерения.

- Прибор учета электрической энергии должен нормально функционировать не позднее чем через 5 сек. после приложения номинального напряжения к зажимам прибора учета. Должна быть предусмотрена защита данных учета и параметров приборов учета электрической энергии от несанкционированного доступа (электронная пломба, пароль, аппаратная блокировка, голограмма). Срок эксплуатации встроенной в прибор учета электрической энергии батареи должен быть не менее 10 лет. В приборе учета электрической энергии должен быть предусмотрен контроль правильности подключения измерительных цепей. Защита от несанкционированного доступа должна быть выполнена на техническом (аппаратном) и программном уровне

- Все приборы учета, должны поставляться в комплекте с соответствующим БИЗ (1-но фазн., 3-х фазн., 3-х фазн. с ТТ), т.е. прибор учета должен быть смонтирован в БИЗ и внутри БИЗ должна быть выполнена вся необходимая проводка, для приборов учета, за исключением устанавливаемых на ТП, подключаемых через трансформаторы тока, эти трансформаторы тока должны быть смонтированы в РУ-0,4кВ.

Характеристики трехфазных блоков измерения и защиты (БИЗ) в сборе с трехфазным прибором учета прямого включения

Наименование	Технические требования
Наименование и тип.	Блок измерения и защиты (БИЗ) в сборе с трехфазным прибором учета электрической энергии прямого включения, размыкателем нагрузки и автоматическим выключателем в соответствии с типовыми техническими решениями.
Назначение и область применения.	Размещение приборов учета на границе балансовой принадлежности с подключением к трехфазной сети
Наличие сертификации.	обязательно
ГОСТ или ТУ на шкаф учета	обязательно
Технические данные БИЗ трехфазный:	
а) Номинальное напряжение, В.	380/220
б) Номинальный (максимальный) ток, А	10 (100)
в) автоматический выключатель, шт.	1
г) размыкатель, шт	1
д) ток автоматического выключателя	в соответствии с максимальным током прибора учета
Общие требования:	

а) Конструктивное исполнение	IP54.Y1 по ГОСТ 14254-96
б) Материал	<p>Корпус БИЗ должен быть выполнен из не поддерживающего горения SAN-пластика или поликарбоната. Крышка корпуса должна быть выполнена из не поддерживающего горения прозрачного или непрозрачного SAN-пластика или поликарбоната. В случае изготовления крышки из непрозрачного материала должно быть предусмотрено прозрачное окно, обеспечивающее возможность визуального контроля учетных данных.</p> <p>В крышке должны быть установлены кнопки-толкатели, расположенные соответственно с кнопками на приборе учета в соответствии с типовыми техническими решениями. Толщина стенок не менее 4 мм.</p> <p>В течение всего срока службы корпус и крышка БИЗ не должны терять своих оптических (прозрачность) и механических свойств.</p>
в) Ограничение доступа внутрь шкафа	Наличие на крышке пломбировочных устройств, в том числе с отдельной пломбируемой крышкой для доступа к рукоятке автомата.
г) Необходимость шефмонтажа	Нет
д) Средний срок службы	Не менее 24 лет
е) Срок хранения, лет	2
ж) Диапазон рабочих температур	От - 40 до + 60 °С
з) Габаритные размеры: длина x ширина x высота,	Не более 498x233x145
и) Особенности конструкции	Конструктивное исполнение БИЗ должно предусматривать возможность крепления на опору (квадратного, круглого сечения) с помощью стальной ленты.
Наличие заводской документации.	Паспорт на БИЗ Паспорт на прибор учета - 1.
Соответствие требованиям безопасности:	Сертификат безопасности
Гарантийный срок:	Не менее 36 месяцев
Требования к 3-х фазному прибору учета прямого включения	
Наименование и тип.	3-фазный интервальный электронный прибор учета электрической энергии кл.т. не ниже 1.0

Назначение и область применения	Приборы учета электрической энергии электронные multifunctional предназначены для измерения активной и реактивной энергии и мощности в режиме многотарифности в трехфазных цепях переменного тока с частотой 50 Гц. Приборы учета могут применяться как автономно, так и в составе автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии. Размещение приборов учета на границе балансовой принадлежности с электроустановками потребителей-граждан и юридических лиц.
Наличие сертификации.	Обязательно наличие действительного сертификата соответствия и сертификата/свидетельства об утверждении типа СИ
Поверка	Наличие действующего свидетельства о поверке
ГОСТ или ТУ на прибор учета	Обязательно (ГОСТ 22261-94; ГОСТ Р 52322-2005 (МЭК 62053-21: 2003); ГОСТ Р 52425-2005 (МЭК 62053-23: 2003); ГОСТ Р 51317.3.8-99 (МЭК 61000-3-8-97)
Технические данные прибора учета:	
Номинальное фазное напряжение, В	220
Номинальный ток/ (максимальный ток), А	10 (100)
Класс точности, не ниже	
активной (ГОСТ Р 52322)	1,0
реактивной (ГОСТ 52425)	2,0
Номинальная частота сети, Гц	50
Максимальный рабочий температурный диапазон	от -40 до +60 °С (В данном температурном диапазоне прибор учета не должен терять не одну из своих функций)
Масса не более, кг.	1,4
Размыкатель нагрузки (встроенный размыкатель нагрузки)	
Срабатывание (на каждый фазный провод)	по внешней команде
	по превышению заданных пределов параметров сети
	по превышению ограничения энергопотребления
	при попытке несанкционированного доступа
Максимальный ток (без приваривания контактов), А	100
Наработка на отказ при максимальном токе прибора	не менее 5000 операций
Время задержки на отключение	задается программой ограничения энергопотребления
шаг задания максимальной мощности, кВт	0,1
время задержки на отключение	1 мин
Параметры режима многотарифности:	

Количество суточных временных тарифных зон	8
Количество типов дней недели	2
Характеристики	
Средняя наработка на отказ, ч	100 000
Средний срок службы, лет	24
Межповерочный интервал, лет	не менее 10
Время хранения данных в энергонезависимой памяти при отсутствии питания, лет	не менее 10
Гарантийный срок, месяцев	не менее 36
Точность хода часов реального времени, с/сутки	не менее $\pm 0,5$
Интерфейсы	1 x PLC; 1x RS-485 или оптопорт.
Энергонезависимая память	
В энергонезависимой памяти хранятся в течение 90 сут.	активная и реактивная энергия на 30-минутных интервалах, на конец суток и на конец месяца
	минимальные и максимальные значения фазного напряжения на 30-минутных интервалах и за сутки
	журнал событий прибора учета
Журнал событий	
В журнале событий хранятся	снятие и возобновление подачи напряжения
	факт и причина срабатывания размыкателя нагрузки
	факт включения нагрузки
	факт перепрограммирования тарифного расписания
	изменение значения максимальной мощности при ограничении энергопотребления
	значение максимальной мощности при формировании команды на отключение
	статусная информация о сбоях и ошибках в работе основных узлов прибора учета
	попытки хищения энергии (недоучета);
	попытки несанкционированного доступа, в том числе – при отсутствии питания

Характеристики трехфазных блоков измерения и защиты (БИЗ) в сборе с трехфазным прибором учета трансформаторного включения и испытательной коробкой

Наименование	Технические требования
--------------	------------------------

Наименование	Технические требования
Наименование и тип.	Блок измерения и защиты (БИЗ) с трехфазным прибором учета электрической энергии и испытательной коробкой.
Назначение и область применения.	Для размещения прибора учета и испытательной коробки на ТП/КТП 6-10/0,4 кВ при организации технического (балансирующего) учета
Наличие сертификации.	обязательно
ГОСТ или ТУ на шкаф учета	обязательно
Технические данные БИЗ трехфазный:	
а) Номинальное напряжение, В.	380/220
б) Номинальный ток (максимальный ток), А	5 (7,5)
Общие требования:	
а) Конструктивное исполнение	IP54.Y2 по ГОСТ 14254-96
б) Материал	<p>Корпус БИЗ должен быть выполнен из не поддерживающего горения SAN-пластика или поликарбоната. Крышка корпуса должна быть выполнена из не поддерживающего горения прозрачного или непрозрачного SAN-пластика или поликарбоната. В случае изготовления крышки из непрозрачного материала должно быть предусмотрено прозрачное окно, обеспечивающее возможность визуального контроля учетных данных. В крышке должны быть установлены кнопки-толкатели, расположенные соосно с кнопками на приборе учета в соответствии с типовыми техническими решениями. Привод размыкателя нагрузки должен иметь управление, не требующее открытие крышки БИЗ. Толщина стенок не менее 4 мм.</p> <p>В течение всего срока службы корпус и крышка БИЗ не должны терять своих оптических (прозрачность) и механических свойств.</p> <p><u>Примечание:</u> допускается исполнение корпуса БиЗ из металла, при условии его обязательного заземления, при условии его обязательного заземления, с окраской атмосферостойкими красками.</p>
в) Ограничение доступа внутрь шкафа	<p>Наличие на крышке пломбировочных устройств.</p> <p>Наличие открытого доступа к расположенной на приборе учета кнопке управления режимами индикации дисплея и состоянием размыкателя.</p>
г) Необходимость шефмонтажа	нет

Наименование	Технические требования
е) Средний срок службы, лет	Не менее 24 лет
ж) Срок хранения, лет	2
з) Габаритные размеры: длина x ширина x высота, мм	Не более 650x500x250
и) Диапазон рабочих температур	От - 40 до + 60°C
к) Особенности конструкции	Конструктивное исполнение БИЗ должно предусматривать возможность крепления на опору (квадратного, круглого сечения) с помощью стальной ленты
Требования к 3-х фазному прибору учета трансформаторного включения	
Наименование и тип.	3-фазный интервальный электронный прибор учета электрической энергии кл.т. не ниже 0,5
Назначение и область применения	Приборы учета электрической энергии электронные многофункциональные предназначены для измерения активной и реактивной энергии и мощности в режиме многотарифности в трехфазных цепях переменного тока с частотой 50 Гц. Приборы учета могут применяться как автономно, так и в составе систем учета электроэнергии с автоматизированным сбором данных. Размещение приборов учета на ТП/КТП 6-10/0,4 кВ
Наличие сертификации.	Обязательно наличие действительного сертификата соответствия и сертификата/свидетельства об утверждении
Поверка	Наличие действующего свидетельства о поверке
ГОСТ или ТУ на прибор учета	ГОСТ 31818.11-2012 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. Счетчики электрической энергии», 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». Или: ГОСТ 52320-2005 Часть 11 «Счетчики электрической энергии», ГОСТ Р 52323-2005 Часть 22 «Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S», ГОСТ Р 52322-2005 Часть 21 «Статические счетчики активной энергии классов точности 1 и 2» (для реактивной энергии - ГОСТ Р 52425-2005 «Статические счетчики реактивной энергии»), IEC61107.
Технические данные прибора учета:	

Наименование	Технические требования
Номинальное фазное напряжение, В	220
Номинальный ток (максимальный ток), А	5 (7,5)
Класс точности, не ниже	
• активной	0,5
• реактивной	1,0
Номинальная частота сети, Гц	50
Максимальный рабочий температурный диапазон	от -40 до +60 °С (В данном температурном диапазоне прибор учета не должен терять не одну из своих функций)
Параметры режима многотарифности:	
Количество суточных временных тарифных зон	8
Количество типов дней недели	Не менее 2
Характеристики надёжности:	
Средняя наработка на отказ, ч	100 000
Средний срок службы, лет	Не менее 24 лет
Межповерочный интервал, лет	Не менее 10
Время хранения данных в энергонезависимой памяти при отсутствии питания, лет	Не менее 10
Гарантийный срок, месяцев	Не менее 36
Точность хода часов реального времени, с/сутки	не менее $\pm 0,5$
Интерфейсы	1 x PLC/GSM/GPRS 1x RS-485 или оптопорт.
Энергонезависимая память:	
В энергонезависимой памяти хранятся	активная и реактивная энергия на 30-минутных интервалах, на конец суток и на конец месяца
	минимальные и максимальные значения фазного напряжения на 30-минутных интервалах и за сутки
	журнал событий прибор учета
Журнал событий	
В журнале событий хранятся	снятие и возобновление подачи напряжения
	факт и причина срабатывания размыкателя нагрузки

Наименование	Технические требования
	факт включения нагрузки
	факт перепрограммирования тарифного расписания
	изменение значения максимальной мощности при ограничении энергопотребления
	значение максимальной мощности при формировании команды на отключение
	статусная информация о сбоях и ошибках в работе основных узлов прибор учета
	попытки хищения энергии (недоучета);
	попытки несанкционированного доступа, в том числе – при отсутствии питания
Требования к трансформаторам тока, монтируемым в низковольтном шкафу ТП/КТП 6-10/0,4 кВ	
Должны быть внесены в федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений РФ и иметь действительный сертификат/свидетельство об утверждении типа СИ	
Обязательное наличие сертификации	
Должна быть обеспечена возможность надежного пломбирования выводов вторичной обмотки ТТ индикаторными наклейками или роторными пломбами с возможностью визуального контроля состояния опломбированных контактных соединений с измерительными цепями (наличие прозрачных защитных крышек с проушинами под пломбировочную леску)	
Поверка	Наличие действующего свидетельства о поверке
Класс точности, не ниже	0,5S
Климатическое исполнение	ГОСТ 15150 и ГОСТ 15543.1
Категория размещения	ГОСТ 15150
Устойчивость трансформаторов к воздействию механических факторов внешней среды	ГОСТ 17516.1
Группа механического исполнения	ГОСТ 17516.1 (устанавливают в стандартах на трансформаторы конкретных типов)
Рабочее положение трансформаторов в пространстве должно быть указано в стандартах на трансформаторы конкретных типов;	
Номинальная частота, Гц	50, 60
Номинальный вторичный ток, А	5
Номинальный первичный ток, А	200, 300
Конструктивное исполнение	опорный, в соответствии с ГОСТ
Тип корпуса	самозатухающий пластик
Способ крепления	на шину, на корпус, на динрейку
Опломбировка вторичных цепей	прозрачная защитная крышка с возможностью пломбирования
Материал шины	медь, алюминий

Наименование	Технические требования
Средний срок службы, лет	30
Межповерочный интервал, лет	не менее 6
Гарантийный срок, не менее, месяцев	36
Температура окружающего воздуха	-50...+45°C

Спецификация поставляемого оборудования

Тип оборудования	Единица измерения	Всего
БиЗ в сборе, оборудованный 3-фазным счетчиком прямого включения (PLC-технология)	шт.	81
БиЗ в сборе, оборудованный 3-фазным счетчиком трансформаторного включения (PLC-технология), испытательной коробкой (без ТТ)	шт.	15
Комплект трансформаторов тока 0,66 кВ (3 шт.) 200/5	шт.	11
Комплект трансформаторов тока 0,66 кВ (3 шт.) 300/5	шт.	4
Шкаф УСПД (PLC-технология) для установки на ТП 6-10/0,4 кВ в сборе, рассчитанный на опрос не менее 1024 приборов учета	шт.	15
Шкаф УСПД (PLC-технология) для установки на ТП 6-10/0,4 кВ в сборе, рассчитанный на опрос не менее 5 приборов учета	шт.	81

**Перечень объектов (ТП, КТП) для выполнения работ по расширению
автоматизированной системы учета**

№ п.п.	РЭС	Дисп. наименование питающего центра (подстанции)	Наименование точки учета	Диспетчерско е наименован ие линии 6- 10 кВ	Наименование объекта подключения (места установки компонентов уровней ИИК и ИВКЭ)
1	Смоленский Городской	ПС 220/110/35/6кВ Смоленск-1	ввод 2	Л-623 ПС Смоленск-1	ЗТП-6кВ ТП-140
2	Смоленский Городской	ПС 220/110/35/6кВ Смоленск-1	Ввод 1	Л-623 ПС Смоленск-1	ЗТП-6кВ ТП-146
3	Смоленский Городской	ПС 220/110/35/6кВ Смоленск-1	Ввод 2	Л-623 ПС Смоленск-1	ЗТП-6кВ ТП-146
4	Смоленский Городской		Ввод 1		ТСЖ "Металлист"
5	Смоленский Городской	ПС 220/110/35/6кВ Смоленск-1	Ввод 1	Л-623 ПС Смоленск-1	ЗТП-6кВ ТП-212
6	Смоленский Городской	ПС 220/110/35/6кВ Смоленск-1	Ввод 1	Л-623 ПС Смоленск-1	ЗТП-6кВ ТП-213
7	Смоленский Городской	ПС 220/110/35/6кВ Смоленск-1	Ввод 1	Л-623 ПС Смоленск-1	ЗТП-6кВ ТП-215
8	Смоленский Городской	ПС 220/110/35/6кВ Смоленск-1	Ввод 1	Л-623 ПС Смоленск-1	ЗТП-6кВ ТП-219
9	Смоленский Городской	ПС 220/110/35/6кВ Смоленск-1	Ввод 2	Л-623 ПС Смоленск-1	ЗТП-6кВ ТП-219
10	Смоленский Городской	ПС 110/35/6кВ Южная	Ввод 1	Л-620 ПС Южная	ЗТП-6кВ ТП-246
11	Смоленский Городской	ПС 110/35/6кВ Южная	Ввод 2	Л-620 ПС Южная	ЗТП-6кВ ТП-246
12	Смоленский Городской		Ввод 1	Л-1811 РП-18	ЗТП-6кВ ТП-252
13	Смоленский Городской		ввод 1		ЗТП-6кВ ТП-255
14	Смоленский Городской		ввод 2		ЗТП-6кВ ТП-255
15	Смоленский Городской	ПС 110/35/6кВ Южная	ввод 1	Л-613 ПС Южная	ЗТП-6кВ ТП-276
16	Смоленский Городской	ПС 110/35/6кВ Южная	ввод 2	Л-613 ПС Южная	ЗТП-6кВ ТП-276
17	Смоленский Городской		ввод 1	Л-1811 РП-18	ЗТП-6кВ ТП-277
18	Смоленский Городской	ПС 220/110/35/6кВ Смоленск-1	ввод 1	Л-623 ПС Смоленск-1	ЗТП-6кВ ТП-279
19	Смоленский Городской	ПС 220/110/35/6кВ Смоленск-1	ввод 2	Л-623 ПС Смоленск-1	ЗТП-6кВ ТП-279
20	Смоленский Городской		ввод 1	Л-1811 РП-18	ЗТП-6кВ ТП-280
21	Смоленский		ввод 2	Л-1811 РП-18	ЗТП-6кВ ТП-280

	Городской				
22	Смоленский Городской	ПС 110/35/6кВ Южная	ввод 1	Л-620 ПС Южная	ЗТП-6кВ ТП-282
23	Смоленский Городской	ПС 110/35/6кВ Южная	ввод 2	Л-620 ПС Южная	ЗТП-6кВ ТП-282
24	Смоленский Городской		Ввод 1	Л-1811 РП-18	ЗТП-6кВ ТП-294
25	Смоленский Городской		Ввод 2	Л-1811 РП-18	ЗТП-6кВ ТП-294
26	Смоленский Городской	ПС 110/35/6кВ Южная	Ввод 1	Л-622 ПС Южная	ЗТП-6кВ ТП-304
27	Смоленский Городской	ПС 110/35/6кВ Южная	Ввод 2	Л-622 ПС Южная	ЗТП-6кВ ТП-304
28	Смоленский Городской	ПС 220/110/35/6кВ Смоленск-1	Ввод 1	Л-613 ПС Смоленск-1	
29	Смоленский Городской	ПС 220/110/35/6кВ Смоленск-1	Ввод 2	Л-613 ПС Смоленск-1	
30	Смоленский Городской	ПС 220/110/35/6кВ Смоленск-1	Ввод 1	Л-623 ПС Смоленск-1	ЗТП-6кВ ТП-335
31	Смоленский Городской	ПС 220/110/35/6кВ Смоленск-1	Ввод 1	Л-613 ПС Смоленск-1	ЗТП-6кВ ТП-343
32	Смоленский Городской	ПС 220/110/35/6кВ Смоленск-1	Ввод 2	Л-613 ПС Смоленск-1	ЗТП-6кВ ТП-343
33	Смоленский Городской	ПС 110/35/6кВ Южная	ввод 1	Л-620 ПС Южная	ЗТП-6кВ ТП-402
34	Смоленский Городской	ПС 110/35/6кВ Южная	ввод 2	Л-620 ПС Южная	ЗТП-6кВ ТП-402
35	Смоленский Городской	ПС 110/35/6кВ Южная	ввод 1	Л-613 ПС Южная	ЗТП-6кВ ТП-404
36	Смоленский Городской	ПС 110/35/6кВ Южная	ввод 2	Л-613 ПС Южная	ЗТП-6кВ ТП-404
37	Смоленский Городской	ПС 110/6/6кВ Диффузион	ввод 1	Л-617 ПС Диффузион	ЗТП-6кВ ТП-407
38	Смоленский Городской	ПС 110/6/6кВ Диффузион	ввод 2	Л-617 ПС Диффузион	ЗТП-6кВ ТП-407
39	Смоленский Городской	ПС 110/6/6кВ Диффузион	ввод 1	Л-617 ПС Диффузион	ЗТП-6кВ ТП-408
40	Смоленский Городской	ПС 110/6/6кВ Диффузион	ввод 2	Л-617 ПС Диффузион	ЗТП-6кВ ТП-408
41	Смоленский Городской	ПС 110/6/6кВ Диффузион	Ввод 1	Л-611 ПС Диффузион	ЗТП-6кВ ТП-409
42	Смоленский Городской	ПС 110/6/6кВ Диффузион	Ввод 2	Л-611 ПС Диффузион	ЗТП-6кВ ТП-409
43	Смоленский Городской	ПС 110/6/6кВ Диффузион	ввод 1	Л-617 ПС Диффузион	ЗТП-6кВ ТП-411
44	Смоленский Городской	ПС 110/6/6кВ Диффузион	ввод 2	Л-617 ПС Диффузион	ЗТП-6кВ ТП-411
45	Смоленский Городской	ПС 110/35/6кВ Южная	ввод 1	Л-620 ПС Южная	ЗТП-6кВ ТП-430
46	Смоленский Городской	ПС 110/35/6кВ Южная	ввод 2	Л-620 ПС Южная	ЗТП-6кВ ТП-430
47	Смоленский Городской	ПС 110/35/6кВ Южная	ввод 1	Л-613 ПС Южная	ЗТП-6кВ ТП-431
48	Смоленский Городской	ПС 110/35/6кВ Южная	ввод 2	Л-613 ПС Южная	ЗТП-6кВ ТП-431
49	Смоленский Городской	ПС 110/6/6кВ Диффузион	Ввод 1	Л-611 ПС Диффузион	ЗТП-6кВ ТП-439
50	Смоленский	ПС 110/6/6кВ	Ввод 2	Л-611 ПС	ЗТП-6кВ ТП-439

82	Смоленский Городской	ПС 110/6/6кВ Диффузион	ввод 2	Л-622 ПС Диффузион	ЗТП-6кВ ТП-577
83	Смоленский Городской	ПС 110/6/6кВ Диффузион	ввод 1	Л-622 ПС Диффузион	ЗТП-6кВ ТП-583
84	Смоленский Городской	ПС 110/6/6кВ Диффузион	ввод 2	Л-622 ПС Диффузион	ЗТП-6кВ ТП-583
85	Смоленский Городской	ПС 110/35/6кВ Северная	ввод 1	Л-619 ПС Северная	ЗТП-6кВ ТП-607
86	Смоленский Городской	ПС 110/35/6кВ Северная	ввод 2	Л-619 ПС Северная	ЗТП-6кВ ТП-607
87	Смоленский Городской	ПС 110/35/6кВ Северная	ввод 1	Л-619 ПС Северная	ЗТП-6кВ ТП-609
88	Смоленский Городской	ПС 110/35/6кВ Северная	ввод 2	Л-619 ПС Северная	ЗТП-6кВ ТП-609
89	Смоленский Городской	ПС 110/35/6кВ Северная	ввод 1	Л-619 ПС Северная	ЗТП-6кВ ТП-631
90	Смоленский Городской	ПС 110/35/6кВ Северная	ввод 2	Л-619 ПС Северная	ЗТП-6кВ ТП-631
91	Смоленский Городской	ПС 35/6кВ Гнездово	Балансирующий учет	ВЛ 604 ПС Гнездово	ЗТП-6кВ ТП-658
92	Смоленский Городской	ПС 35/6кВ Гнездово	Балансирующий учет	ВЛ 604 ПС Гнездово	ЗТП-6кВ ТП-658
93	Смоленский Городской	ПС 35/6кВ Гнездово	Балансирующий учет	ВЛ 604 ПС Гнездово	ЗТП-6кВ ТП-663
94	Смоленский Городской	ПС 110/6/6кВ Смоленск-2	ввод 1	Л-619 ПС Смоленск-2	КТП-6кВ ТП-722
95	Смоленский Городской	ПС 110/35/6кВ Южная	ввод 1	Л-606 ПС Южная	ЗТП-6кВ ТП-751
96	Смоленский Городской	ПС 110/35/6кВ Южная	ввод 2	Л-606 ПС Южная	ЗТП-6кВ ТП-751

Типовые технические решения
по организации учета электроэнергии, по подключению УСПД в (ТП, КТП)

СОДЕРЖАНИЕ

1.ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ	3837
2.МЕРЫ БЕЗОПАСНОСТИ	3837
3.СХЕМЫ ПОДКЛЮЧЕНИЯ СЧЕТЧИКОВ	3837
4.СХЕМЫ ПОДКЛЮЧЕНИЯ УСПД.....	38
5.Компоновка трехфазного БИЗ прямого включен.....	39
6.МОНТАЖ УСПД НА КТП (ТП)	4240

1. ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

Крепление БИЗ осуществлять винтами к конструкции стены. Крепление счетчика и автоматического выключателя к конструкции шкафа осуществлять винтами (саморезами).

На КТП (ТП) предусмотреть замену существующих электросчетчиков на электросчетчики без размыкающего устройства. Трансформаторы тока при необходимости подлежат замене энергоснабжающей организацией. Место установки счетчика – шкаф низкого напряжения КТП. Монтаж концентратора (УСПД) и GSM-модема в мачтовых КТП предусмотреть в отдельном металлическом шкафу. Крепление шкафа предусмотреть к шкафу низкого напряжения КТП в месте, удобном для обслуживания. В КТП киоскового типа установка концентратора и GSM-модема предусмотреть в шкафу низкого напряжения без отдельного шкафа. В ТП закрытого типа монтаж электрических счетчиков и концентраторов производить без шкафов к внутренней поверхности стены в месте, удобном для обслуживания. Для обеспечения приема-передачи информации предусмотреть вынос антенны за пределы металлических шкафов.

Если фактическое потребление не позволяет произвести установку счетчика прямого включения, проектом предусмотрена установка трансформаторов тока.

Подключение к электросети счетчиков электрической энергии, концентраторов, модемов и другого оборудования осуществлять в строгом соответствии с маркировками указанными на разъемах приборов и технической документации на оборудование.

2. МЕРЫ БЕЗОПАСНОСТИ

При проведении работ по монтажу и наладке систем учета должны соблюдаться требования, установленные ГОСТ 12.2.007.0-75, ГОСТ 12.2.007.3-75, ГОСТ 26104-89, «Межотраслевыми правилами по охране труда (правилами безопасности) при эксплуатации электроустановок», «Правилами устройства электроустановок» и «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей».

3. СХЕМЫ ПОДКЛЮЧЕНИЯ СЧЕТЧИКОВ

Схема подключения трехфазного счетчика с непосредственным подключением к цепям тока и напряжения

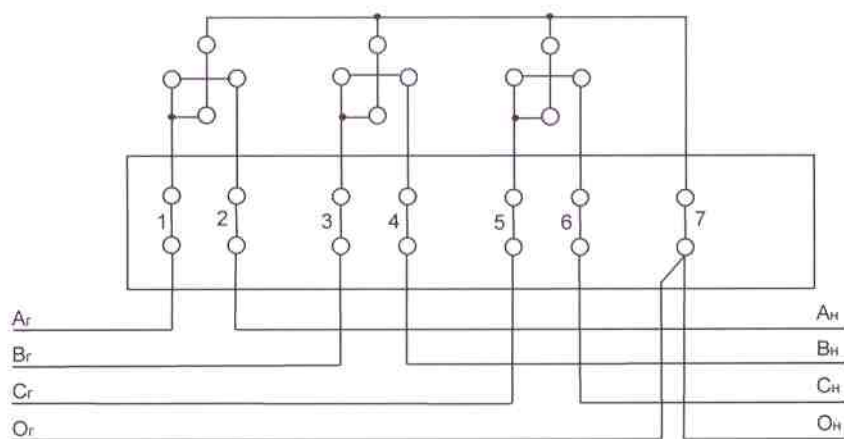
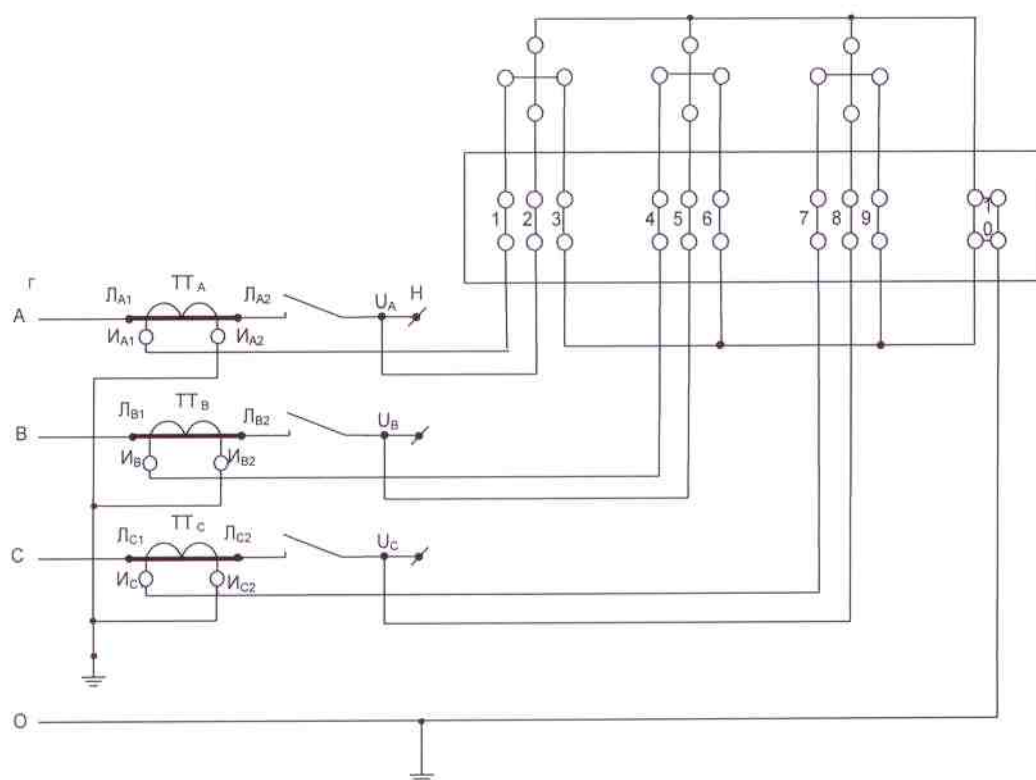
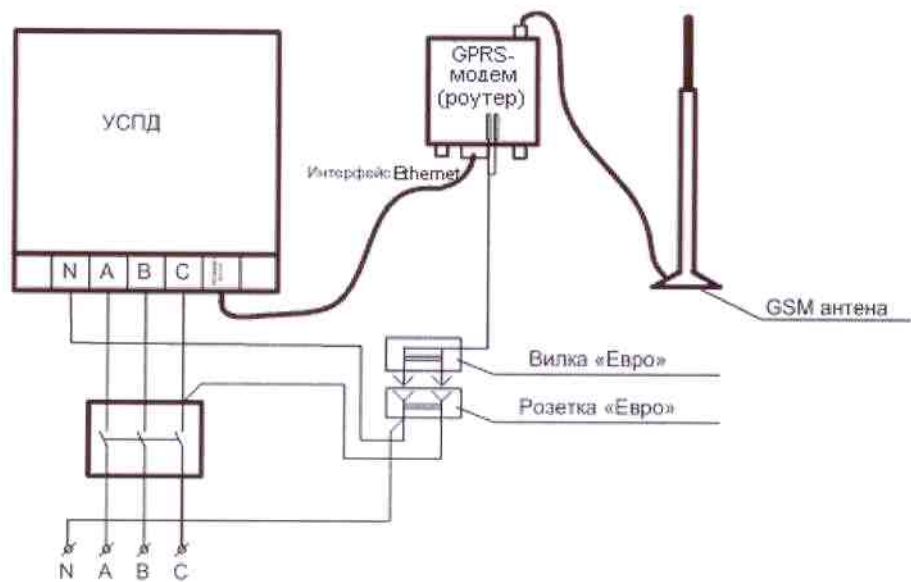


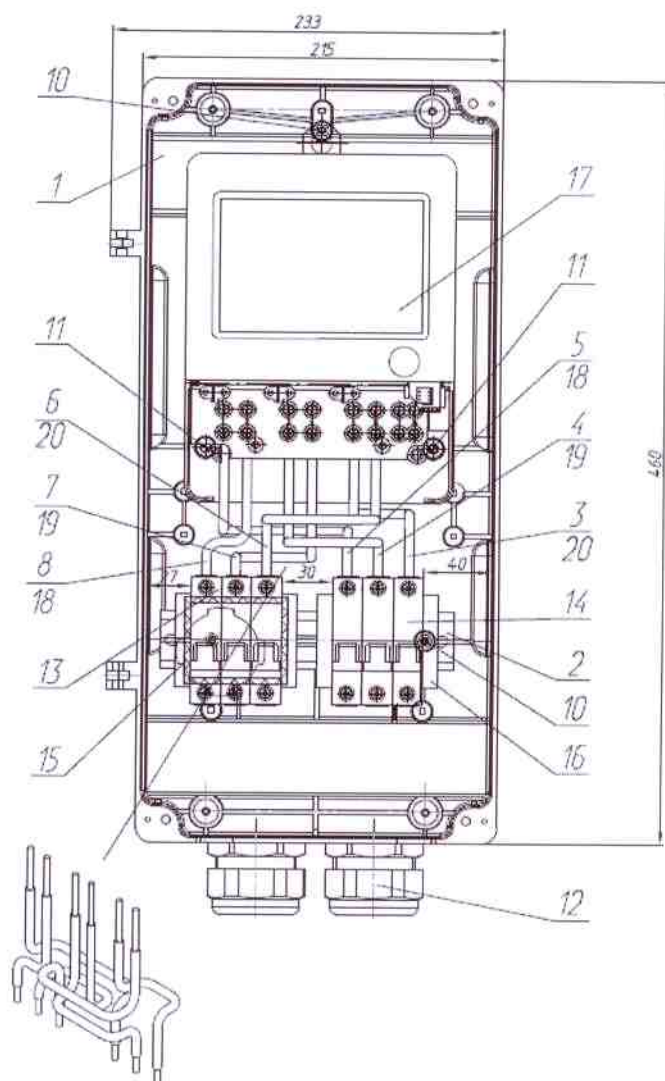
Схема подключения трехфазного счетчика к цепям тока через трансформаторы тока и непосредственным включением в цепь напряжения



4.СХЕМА ПОДКЛЮЧЕНИЯ УСПД



5.Компоновка трехфазного БИЗ прямого включения

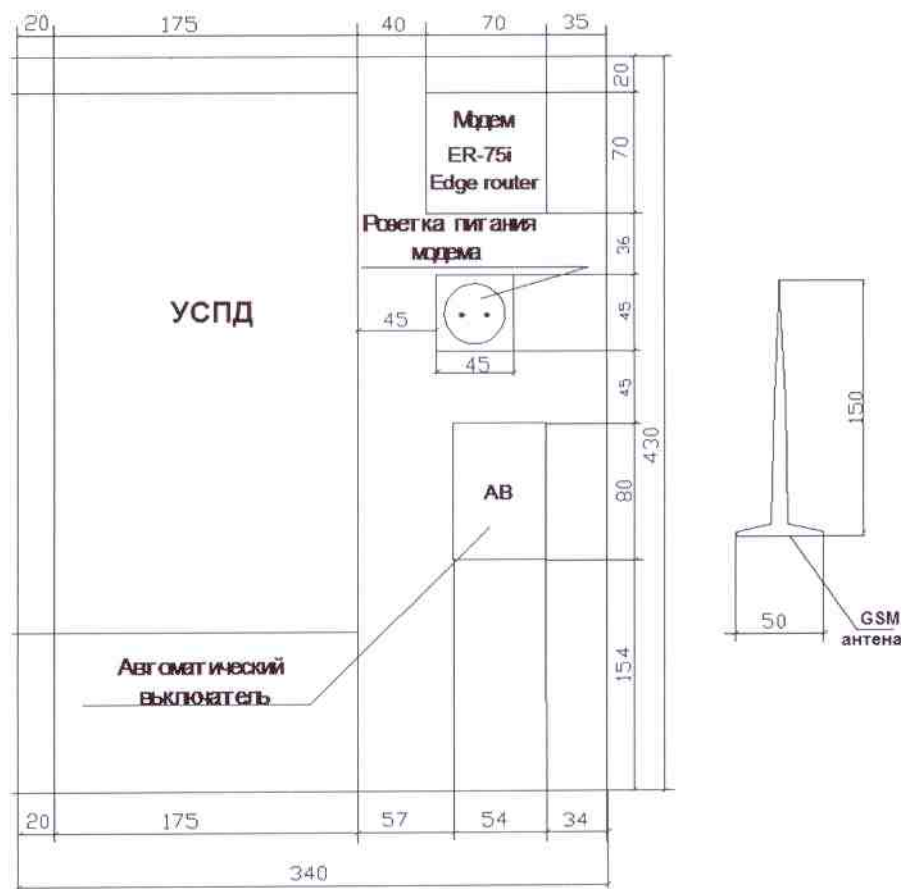


Спецификация материалов

№ п/п	Наименование	Ед. изм	Кол-во
1	Корпус БИЗ	шт.	1
2	DIN – рейка l=175 мм	шт.	1
10	Саморез 4,2x19 с пресс-шайбой острый	шт.	3
11	Саморез 4,2x25 с полукруглой головкой острый	шт.	2
12	Ввод кабельный		
16	Стопор на DIN – рейку	шт.	4
17	Счетчик электрической энергии интервальный трехфазный прямого включения	шт.	1
13	Автоматический выключатель	шт.	1
14	Выключатель-разъединитель	шт.	1

6. МОНТАЖ УСПД НА КТП (ТП)

6.1. Монтаж УСПД в здании ТП



Спецификация материалов (на 1 УСПД)

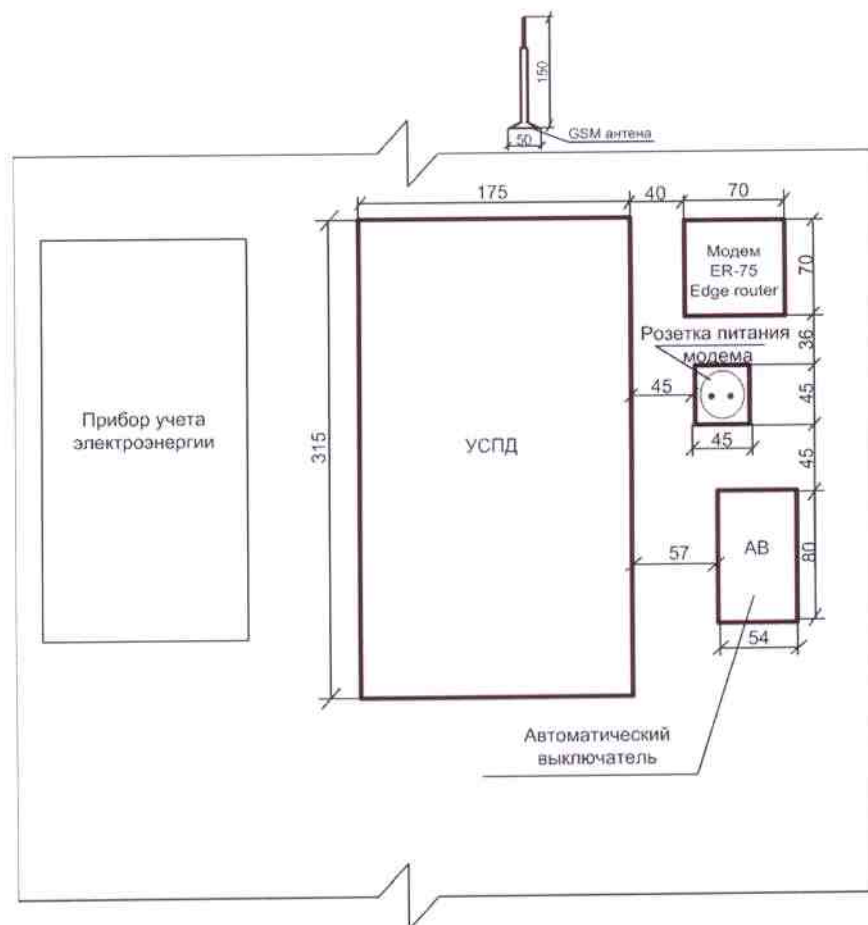
№ п/п	Материалы	Ед. изм.	Кол-во на ед.
1	Монтажная панель (фальшпанель)	шт.	1
2	Розетка МПА 16 о/п	шт.	1
3	Провод ПВ 1х2,5	км	0,010
4	Автоматический выключатель ВА47-29 3Р 4А	шт.	1
5	Труба гофрированная ПВХ «СТГ10-16-K41-100»	м	1,5
6	Провод ПВ 1х2,5*	м	12

Примечание:

1. УСПД с передающим устройством монтируется к каждому силовому трансформатору.
2. Фальшпанель с установленным на ней оборудованием монтируется внутри ТП, КТП, ЗТП в месте, удобном для обслуживания.
3. Звездочкой * отмечен провод на установку балансирующих счетчиков на ТП.

6.2. Монтаж УСПД в низковольтном шкафу КТП

Компоновка оборудования



Спецификация материалов (на 1 ТУ)

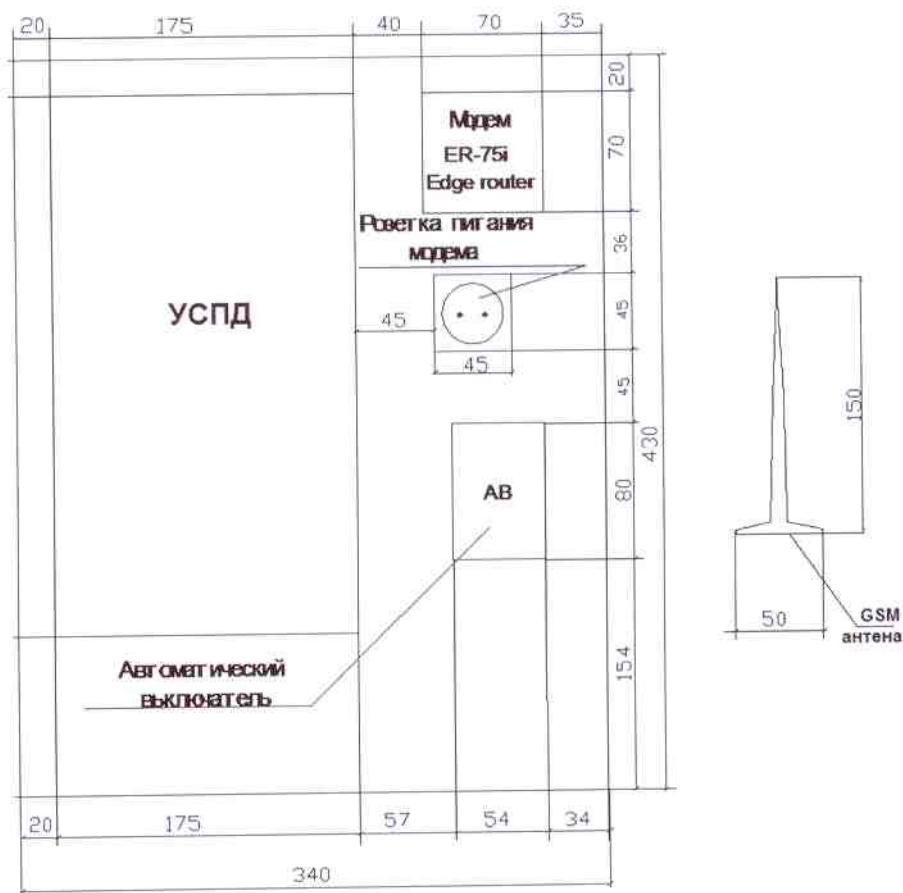
№ п/п	Материалы	Ед. изм.	Кол-во
1	Розетка МПА 16 о/п	шт.	1
2	Провод ПВ 1х2,5	км	0,010
3	Автоматический выключатель ВА47-29 3Р 4А	шт.	1
4	Труба гофрированная ПВХ «СТГ10-16-К41-100»	м	1,5
5	Сальник РГ-11	шт	1
6	Провод ПВ 1х2,5*	м	12

Примечание:

УСПД с передающим устройством монтируется в низковольтном шкафу КТП в месте удобном для обслуживания.

Звездочкой * отмечен провод на установку балансирующих счетчиков на ТП.

6.3. Монтаж УСПД на КТП в выносном шкафу



Спецификация материалов (на 1 УСПД)

№ п/п	Материалы	Ед. изм.	Кол-во на ед.
1	Щит с монтажной панелью ЦМПИ-2-074 У2 (IP54)	шт.	1
2	Розетка МПА 16 о/п	шт.	1
3	Провод ПВ 1х2,5	км	0,010
4	Автоматический выключатель ВА47-29 3Р 4А	шт.	1
5	Труба гофрированная ПВХ «СТГ10-16-K41-100»	м	1,5
6	Сальник PG-21	шт.	1
7	Провод ПВ 1х2,5*	м	12

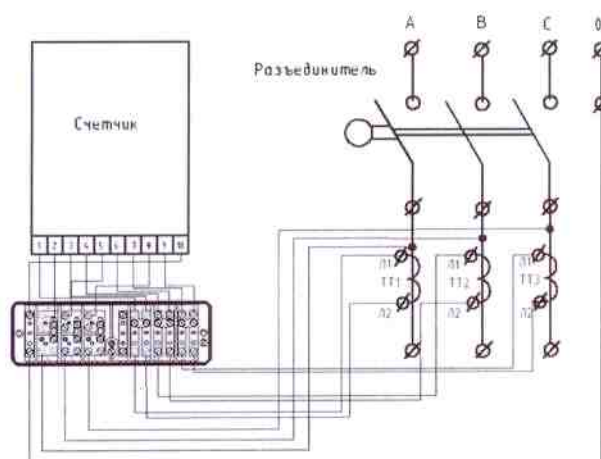
Примечание:

Шкаф – щит с монтажной панелью, с установленным на ней оборудованием монтируется на внешней стороне низковольтного шкафа КТП в месте, удобном для обслуживания.

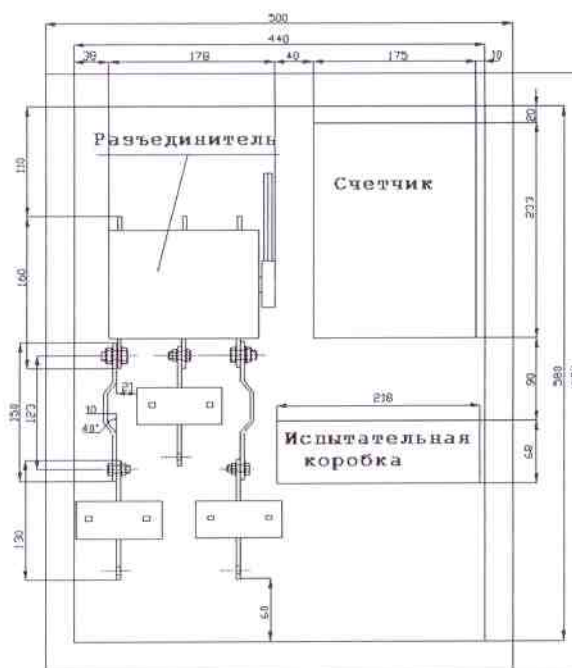
Звездочкой * отмечен провод на установку балансирующих счетчиков на ТП.

Вариант 1 (Ином. $\geq 100\text{A}$)

Электрическая схема



Компоновка шкафа учета
(щит с монтажной панелью)

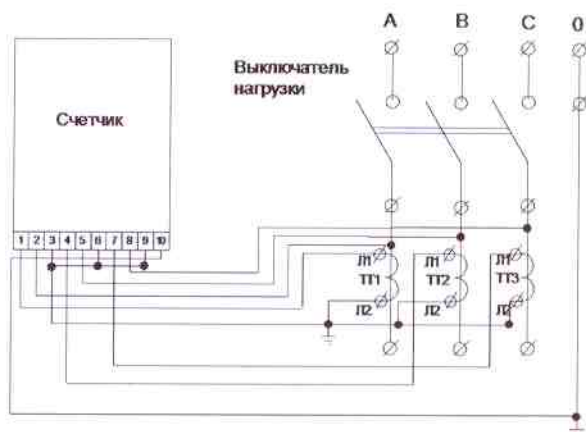


Спецификация материалов

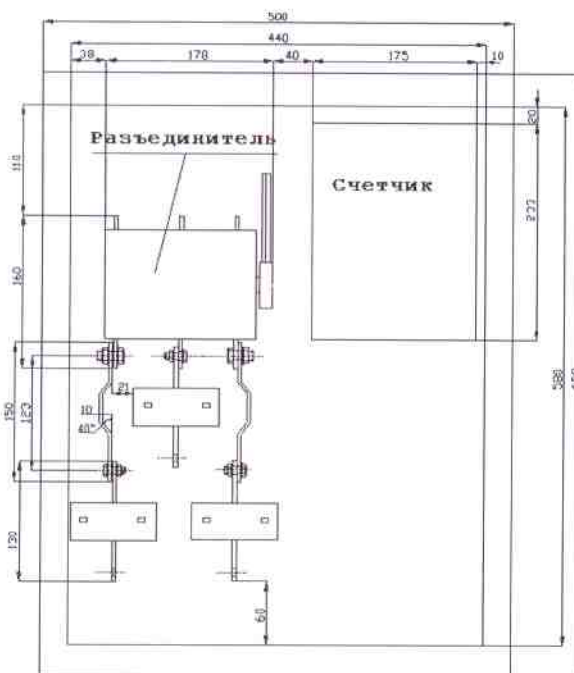
№ п/п	Наименование	Ед. изм	Кол-во
1	Провод ПВ 1x2.5 мм ²	км.	0,01
2	Щит с монтажной панелью «ЩМП-3-0 74 У2. IP54»	шт.	1
3	Коробка испытательная (пр-во Мытищинский электротехнический завод)	шт.	1
4	Трансформатор тока Т-0,66 100/5	компл.	1
5	Рубильник ВР32-31А30220-00	шт.	1
6	Провод ПВГ 1x6 мм ²	км.	0,008

Вариант 2 (Ином. $\geq 100\text{A}$)

Электрическая схема

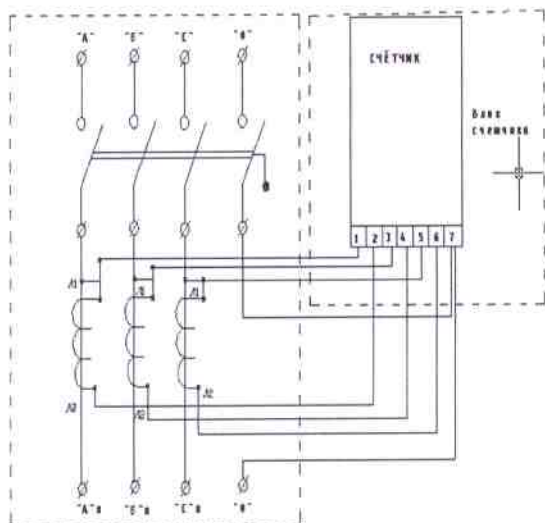


Компоновка шкафа учета
(щит с монтажной панелью)

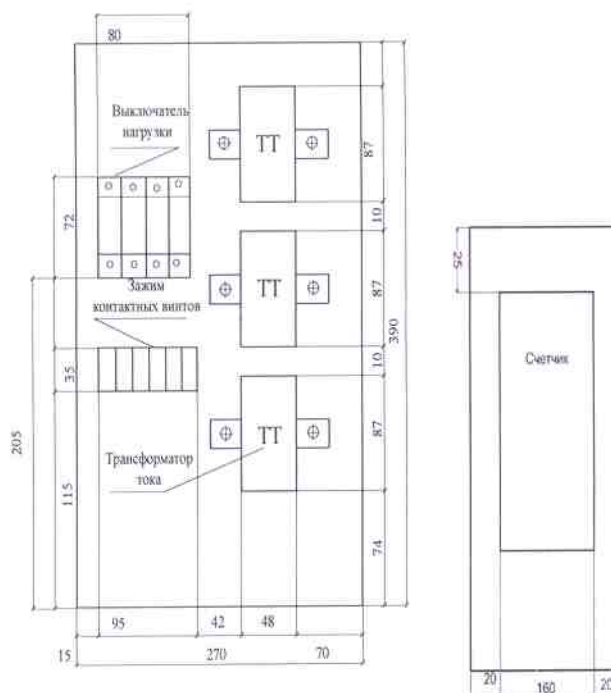


Спецификация материалов

№ п/п	Наименование	Ед. изм	Кол-во
1	Провод ПВ 1x2.5 мм ²	км.	0,01
2	Щит с монтажной панелью «ЩМП-3-0 74 У2. IP54»	шт.	1
3	Трансформатор тока Т-0,66 100/5	компл.	1
4	Рубильник ВР32-31А30220-00	шт.	1
5	Провод ПВГ 1x6 мм ²	км.	0,008



БИЗ Трехфазный



БИЗ универсальный

Спецификация материалов

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол-во
1	Провод ПВ 1х2,5, мм	км	0,015
2	БИЗ универсальный со счетчиком	шт.	1
3	БИЗ трехфазный с трансформаторами тока	шт.	1
4	Трансформатор тока ТТИ-А 100/5	шт.	1
5	Выключатель нагрузки ВН-32 3Р 100 А	шт.	1
6	Зажим контактных винтов ЭВИ-100 (80 А, 25 мм ² , 7,5 мм ²)	шт.	1
7	Гофра	шт.	1
8	Сальник PG-29	шт.	2
9	Сальник PG-36	шт.	2

Объем выполняемых работ

Вид выполняемых работ	Единица измерения	Всего
Проектно-изыскательские работы	ед. оборуд.	192
Монтаж БиЗ с 3-фазным счетчиком прямого включения на ТП ОАО «МРСК Центра»	шт.	15
Монтаж БиЗ с 3-фазным счетчиком трансформаторного включения и испытательной коробкой и установка/замена ТТ на ТП МРСК	шт.	81
Монтаж выносного шкафа с УСПД на ТП ОАО «МРСК Центра»	шт.	96
Пусконаладочные работы	ед. оборуд.	192