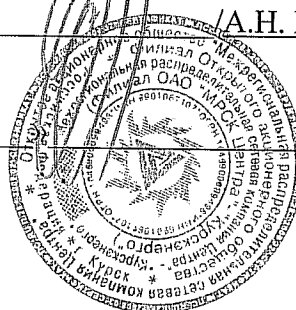


А.Н. Рудневский

<<

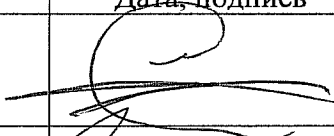
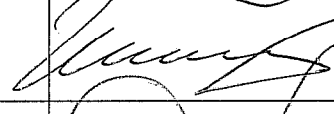
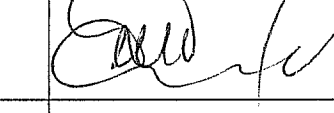


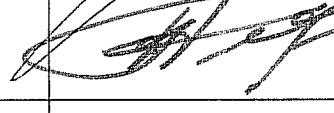

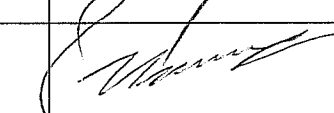
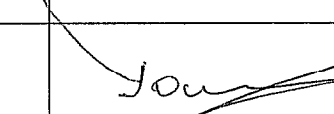


на выполнение проектных работ, поставку оборудования, выполнение
строительно-монтажных и пусконаладочных работ в рамках программы
перспективного развития систем учета электроэнергии на розничном рынке
электроэнергии филиала ОАО «МРСК Центра»-«Курскэнерго» на 2014 год.

г. Курск 2014 г.

Лист согласования

к техническому заданию
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»-
«Курскэнерго» на 2014 год.

Наименование должности	И.О. Фамилия	Дата, подпись
Заместитель директора по развитию и реализации услуг филиала ОАО «МРСК Центра»-«Курскэнерго»	С.А. Севрюков	
Заместитель директора по техническим вопросам – главный инженер филиала ОАО «МРСК Центра»-«Курскэнерго»	В.И. Истомин	
Заместитель директора по экономике и финансам филиала ОАО «МРСК Центра»-«Курскэнерго»	А.И. Брежнев	
Начальник управления капитального строительства филиала ОАО «МРСК Центра»-«Курскэнерго»	Г.П. Хардинов	
Начальник управления МТО и логистики филиала ОАО «МРСК Центра»-«Курскэнерго»	О.С. Скрынников	
Начальник управления учета электроэнергии филиала ОАО «МРСК Центра»-«Курскэнерго»	Д.И. Желдаков	
Заместитель главного инженера-начальник управления распределительных сетей филиала ОАО «МРСК Центра»-«Курскэнерго»	Г.Л. Узеринов	
Начальник отдела метрологии и качества электроэнергии – главный метролог филиала ОАО «МРСК Центра»-«Курскэнерго»	И.Н. Игонин	
Начальник управления информационных технологий филиала ОАО «МРСК Центра»-«Курскэнерго»	Н.И. Голицын	
И.О. Директора по информационным технологиям - начальника департамента информационных технологий ОАО «МРСК Центра»	Е.Л. Силин	
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	5
1.2. Наименование	5
1.3. Назначение	5
1.4. Основание для проведения работ	5
1.5. Сроки начала и окончания работ	5
1.6. Ценовые показатели	5
1.7. Источник финансирования	5
2. Общие технические требования	5
3. Состав и содержание работ	7
3.1. Перечень работ по организации учета	7
4. Требования к системе учета с автоматизированным удаленным сбором данных	8
4.1. Общие требования к проектированию системы учета с автоматизированным удаленным 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	13
4.6. Требования к надёжности	14
4.7. Метрологические и другие требования к оборудованию	14
4.8. Требования к электромагнитной совместимости	14
4.9. Требования по эксплуатации, техническому обслуживанию, ремонту и хранению	14
4.10. Требования по стандартизации и унификации	14
4.11. Требования к документированию	15
4.12. Требования к эксплуатационной документации	16
4.13. Требования к безопасности	16
4.14. Требования к защите информации от несанкционированного доступа	16
4.15. Требования к патентной чистоте	16
4.16. Требования к Системе и ИВК	Ошибка! Закладка не определена.
4.17. Требования к видам обеспечения	Ошибка! Закладка не определена.
4.18. Требования к проведению опытной эксплуатации	17
5. Требования к строительству	18
6. Гарантийные обязательства	19
7. Особые условия	20
8. Срок выполнения работ	20
9. Контактные данные	20
10. Приложения	20

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;
- МКЖД** – многоквартирный жилой дом;
- 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»-«Курскэнерго».

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 организации о технической политике по учету электроэнергии в распределительном сетевом 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 выпуском не ранее 1-го квартала 2014 года.

2.2. 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;

2.3. 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.

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

2.4.1. Трансформаторы тока по техническим характеристикам должны соответствовать ГОСТ 7746-2001. Коэффициенты трансформаторов тока (Приложение №2) должны быть уточнены и при необходимости скорректированы по результатам предпроектного обследования по условиям фактической нагрузки и требованиям Правил устройства электроустановок;

2.4.2. 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».

2.5. На приборы учёта и шкафы учета должны быть нанесены логотипы филиала ОАО «МРСК Центра» - «Курскэнерго».

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, подлежащих включению в существующую систему 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;

- согласование проектной документации при установке систем учета электроэнергии на границе балансовой принадлежности с МКЖД (ВРУ многоквартирных домов и т.д.), а также согласование графиков выполнения работ с потребителями, с организациями-представителями потребителей (старшими по дому при непосредственном управлении или управляющими компаниями многоквартирных домов и т.д.);

- 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;

- 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 пуско-наладочных 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 удаленным 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 удаленным сбором данных должны быть изготовлены производителем в виде законченных укомплектованных изделий, для установки которых на месте эксплуатации должно быть 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 удаленным 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 опору – в соответствии с местом и способом установки;
- работа, по меньшей мере по одному цифровому каналу связи;
- возможность поверки счетчиков через числоимпульсный интерфейс (DIN 43864) на месте установки;
- 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.

Функциональные возможности при организации общедомового учета электроэнергии:

- учет активной и реактивной энергии для однофазных счетчиков;
- учет активной и реактивной энергии и мощности для трехфазных счетчиков;
- класс точности для активной (реактивной) энергии не хуже 1,0 (2,0) - для счетчиков прямого включения и 0,5S (1,0) для счетчиков трансформаторного включения по току;
- 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: от 173В до 264В для 1-фазных приборов учета; $3 \cdot (120-230)/(208-400)$ 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, RS-485] и/или удаленно [по встроенному модему радио и/или GSM/GPRS, и др.].

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 0,5S (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, RS-485] и/или удаленно [по встроенному модему радио и/или 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» - «Курскэнерго». 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.

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.

4.4.1. При установке систем учета в щитовой МКЖД или на вводе ВРУ 0,4 кВ:

- счётчик электрической энергии прямого включения размещать в запирающемся помещении ВРУ, в случае отсутствия ВРУ, устанавливать в отдельном запирающемся шкафу;
- счётчики трансформаторного включения в комплекте с трансформаторами тока размещать в запирающемся помещении ВРУ, в случае отсутствия ВРУ, установить в отдельном запирающемся шкафу, с устройством для опломбирования, если иное не предусмотрено проектом;
- трансформаторы тока должны быть установлены во всех трех фазах;
- в шкафу перед счётчиком или измерительными трансформаторами, предусмотреть аппарат защиты от короткого замыкания во внутримодульной сети, выбранный по расчётному току сети (по фактической нагрузке), имеющий устройство для пломбирования или маркирования исключающее доступ к контактам;
- схему шкафа учёта и подключение к нему ввода электроустановки выполнить в соответствии со схемой, указанной в паспорте применяемого счётчика;
- монтаж шкафа выполнять по нормам безопасности от поражения электрическим током и возгорания.

4.4.2. 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, счётчик 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 радиоканалу или GSM/GPRS, PLC, RS 485 и др.;
- передача информации от ИБКЭ до центра сбора информации осуществляется по каналам сотовой связи стандарта GSM/GPRS, по каналу Ethernet и т.д.;
- технические характеристики каналообразующей аппаратуры должны обеспечивать скорость передачи информации в канале не менее 9600 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;
- при использовании радиоканала (RF) для передачи данных со счетчиков, модем должен обеспечивать работу в mesh сетях с автоматической маршрутизацией передаваемых пакетов данных;
- 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 удаленным 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:

4.7.1. 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»-«Курскэнерго» 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 Курскому 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»-«Курскэнерго»;
- 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;
- о 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

ИВК, используемый в филиале для опроса точек учета на ТП/частном секторе/МКЖД
ПО «Микрон», разработчик ОАО «ННПО имени М.В. Фрунзе»
ПО «Энфорс БП», разработчик ООО «Энфорс»

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% 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 раздельно 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.

5.1 Обеспечение безопасности выполнения работ и соблюдение техники безопасности согласно:

- Межотраслевых правил по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок (РД 153-43.0-03.150-00);
- 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 60 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.

6.4. Для обеспечения гарантийных обязательств в период действия гарантийного срока, помимо поставляемого оборудования, в филиал необходимо дополнительно предоставить обменную партию приборов учета и УСПД того же типа, необходимую для оперативной замены приборов учета и УСПД, приобретенных Заказчиком и вышедших из строя в период действия гарантии (оборудование предоставляется Подрядчиком на указанный период безвозмездно, с возможностью последующего выкупа Заказчиком не использованных по прямому назначению остатков по ценам, указанным в договоре и хранится на складах Заказчика весь период действия гарантии). Объем такой партии определяется Подрядчиком, исходя из расчета надежности, среднестатистического процента отказов оборудования (приборов учета, УСПД, модемов и др.), и должен обеспечивать выполнение гарантийных обязательств поставщика в течение всего гарантийного срока эксплуатации. Объем обменной партии должен быть не менее 3% по каждому типу оборудования.

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 МПОТ (ПОТ РМ-016-2001, РД 153-34.0-03.150.-00) по утвержденному филиалом ОАО "МРСК Центра"- "Курскэнерго" 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 30.12.2014 г.

9. Контактные данные

По техническим условиям выполнения работ обращаться:

Ведущий инженер ОЭиРСУЭ Сазонов Сергей Викторович (4712) 38-01-46

Ведущий инженер ОЭиРСУЭ Матвеев Владимир Вячеславович (4712) 38-01-32

10. Приложения:

Приложение №1. Технические характеристики поставляемого оборудования

Приложение №2. Спецификация поставляемого оборудования

Приложение №3 Перечень объектов (МКЖД) для выполнения работ по созданию 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
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.	не менее 200
Количество каналов связи с приборами учета	
• интерфейс типа PLC/радиомодем	1
Количество каналов связи с ИВК:	
• интерфейс типа Ethernet	не менее 1
• интерфейс типа RS-232	не менее 1
Скорость передачи каналов связи с ИВК и внешними устройствами:	
• интерфейс типа PLC/радиомодем	0.6÷2.5
• интерфейс типа Ethernet, Мбит/с	1÷10
• 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 отключении питания, ч	не менее 1000
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
Гарантийный срок, лет	Не менее 5

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 внутридомовыми электрическими сетями МКЖД
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. 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 5 лет
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 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 автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии. Размещение приборов учета в БиЗ на границе балансовой принадлежности с внутридомовыми электрическими сетями
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	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 31819.23-2012 «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:	
Номинальное фазное напряжение, В	220
Номинальный ток/ (максимальный ток), А	10 (100)
Класс точности, не ниже	
активной	1,0
реактивной	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)
Размыкатель нагрузки (встроенный размыкатель нагрузки)	
Срабатывание	по внешней команде
	по превышению заданных пределов параметров сети

(на каждый фазный провод)	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	не менее 2
Характеристики	
Средняя наработка на отказ, ч	100 000
Средний срок службы, лет	24
Межповерочный интервал, лет	10
Время хранения данных в энергонезависимой памяти при отсутствии питания, лет	10
Гарантийный срок, лет	Не менее 5
Точность хода часов реального времени, с/сутки	не менее $\pm 0,5$
Интерфейсы	1 x PLC/GSM/GPRS/радиомодем; 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 трансформаторами тока

Наименование	Технические требования
Наименование и тип.	Блок измерения и защиты (БИЗ) с трехфазным прибором учета электрической энергии, выключателем нагрузки (ВН), испытательной коробкой и трансформаторами тока.
Назначение и область применения.	Для размещения прибор учета, трансформаторов тока и ВН на границе раздела балансовой принадлежности с внутридомовыми электрическими сетями
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

Наименование	Технические требования
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. 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, с окраской атмосферостойкими красками в цвете согласованным с ОАО «МРСК Центра».</p>
в) Ограничение доступа внутрь шкафа	Наличие на крышке пломбировочных устройств. Наличие открытого доступа к расположенной на приборе учета кнопке управления режимами индикации дисплея и состоянием размыкателя.
г) Необходимость шефмонтажа	нет
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 0,5S

Наименование	Технические требования
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 границе раздела балансовой принадлежности с внутридомовыми электрическими сетями
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 31819.21-2012 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Статические счетчики активной энергии классов точности 1 и 2», 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
Технические данные прибора учета:	
Номинальное фазное напряжение, В	220
Номинальный ток (максимальный ток), А	5 (7,5)
Класс точности, не ниже	
• активной	0,5S
• 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:	

Наименование	Технические требования
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	10
Время хранения данных в энергонезависимой памяти при отсутствии питания, лет	10
Гарантийный срок, лет	Не менее 2
Точность хода часов реального времени, с/сутки	не менее $\pm 0,5$
Интерфейсы	1 x PLC/GSM/GPRS/радиомодем; 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
	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, входящим в состав БиЗ	
Должны быть внесены в федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений РФ и иметь действительный сертификат/свидетельство об утверждении типа СИ	

Наименование	Технические требования
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 ленту)	
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	100, 150, 200, 250, 300, 400, 500, 600, 800, 1000
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
Средний срок службы, лет	30
Межповерочный интервал, лет	6
Гарантийный срок, не менее, лет	5
Температура окружающего воздуха	-50....+45°C

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 в цвете согласованным с ОАО «МРСК Центра».</p>
в) Ограничение доступа внутрь шкафа	Наличие на крышке пломбировочных устройств. Наличие открытого доступа к расположенной на приборе учета кнопке управления режимами индикации дисплея и состоянием размыкателя.
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 0,5S
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 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:	
Номинальное фазное напряжение, В	220

Наименование	Технические требования
Номинальный ток (максимальный ток), А	5 (7,5)
Класс точности, не ниже	
• активной	0,5S
• 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	10
Время хранения данных в энергонезависимой памяти при отсутствии питания, лет	10
Гарантийный срок, лет	Не менее 5
Точность хода часов реального времени, с/сутки	не менее $\pm 0,5$
Интерфейсы	1 x PLC/GSM/GPRS/радиомодем; 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
	факт включения нагрузки

Наименование	Технические требования
	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 пасту)	
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	100, 150, 200, 250, 300, 400, 500, 600, 800, 1000
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
Средний срок службы, лет	30

Наименование	Технические требования	
Межповерочный интервал, лет	6	
Гарантийный срок, не менее, лет	5	
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, радиомодем)	шт.	35
БиЗ в сборе, оборудованный 3-фазным счетчиком трансформаторного включения (PLC-технология, радиомодем), испытательной коробкой (без ТТ)	шт.	46
БиЗ в сборе, оборудованный 3-фазным счетчиком трансформаторного включения (PLC-технология, радиомодем) и ТТ 100/5	шт.	70
БиЗ в сборе, оборудованный 3-фазным счетчиком трансформаторного включения (PLC-технология, радиомодем) и ТТ 150/5	шт.	4
БиЗ в сборе, оборудованный 3-фазным счетчиком трансформаторного включения (PLC-технология, радиомодем) и ТТ 200/5	шт.	1
трансформаторы тока "400/5"	компл.	11
трансформаторы тока "600/5"	компл.	16
трансформаторы тока "800/5"	компл.	16
трансформаторы тока "1000/5"	компл.	3
Шкаф УСПД для установки на ТП6-10/0,4 кВ в сборе	шт.	46

**Перечень объектов (МКЖД) для выполнения работ по созданию
автоматизированной системы учета**

№ п/п	Наименование филиала (РЭС)	Наименование подстанции	Питающая линия 10 кВ	Питающая ТП 10/0,4 кВ (места установки компонентов уровней ИИК и ИВКЭ)	Адреса МКЖД (места установки компонентов уровня ИИК)
1	Рыльский	110/35/10 кВ "Рыльская"	ВЛ - 10 кВ № 214	ЗТП № 1	Дзержинского 46
2	Рыльский	110/35/10 кВ "Рыльская"	ВЛ - 10 кВ № 214	ЗТП № 1	Дзержинского 20а
3	Рыльский	110/35/10 кВ "Рыльская"	ВЛ - 10 кВ № 214	ЗТП № 1	Кирова 1
4	Рыльский	110/35/10 кВ "Рыльская"	ВЛ - 10 кВ № 214	ЗТП № 1	Колхозная 21
5	Рыльский	110/35/10 кВ "Рыльская"	ВЛ - 10 кВ № 214	ЗТП № 1	Куйбышева 27
6	Рыльский	110/35/10 кВ "Рыльская"	ВЛ - 10 кВ № 214	ЗТП № 1	Куйбышева 28
7	Рыльский	110/35/10 кВ "Рыльская"	ВЛ - 10 кВ № 214	ЗТП № 1	Ленина 14
8	Рыльский	110/35/10 кВ "Рыльская"	ВЛ - 10 кВ № 214	ЗТП № 1	Ленина 58
9	Рыльский	110/35/10 кВ "Рыльская"	ВЛ - 10 кВ № 214	ЗТП № 2	Ленина 60
10	Рыльский	110/35/10 кВ "Рыльская"	ВЛ - 10 кВ № 214	ЗТП № 2	Ленина 62
11	Рыльский	110/35/10 кВ "Рыльская"	ВЛ - 10 кВ № 214	ЗТП № 2	Ленина 59а
12	Рыльский	110/35/10 кВ "Рыльская"	ВЛ - 10 кВ № 214	ЗТП № 2	Ленина 89б
13	Рыльский	110/35/10 кВ "Рыльская"	ВЛ - 10 кВ № 214	ЗТП № 2	Луначарского 10
14	Рыльский	110/35/10 кВ "Рыльская"	ВЛ - 10 кВ № 214	ЗТП № 2	Луначарского 18
15	Рыльский	110/35/10 кВ "Рыльская"	ВЛ - 10 кВ № 214	ЗТП № 2	Луначарского 8б
16	Рыльский	110/35/10 кВ "Рыльская"	ВЛ - 10 кВ № 214	ЗТП № 2	Маяковского 41
17	Рыльский	110/35/10 кВ "Рыльская"	ВЛ - 10 кВ № 208	ЗТП № 3	Новая 7
18	Рыльский	110/35/10 кВ "Рыльская"	ВЛ - 10 кВ № 208	ЗТП № 3	Новая 7а
19	Рыльский	110/35/10 кВ "Рыльская"	ВЛ - 10 кВ № 208	ЗТП № 3	Пер. Луначарского 25
20	Рыльский	110/35/10 кВ "Рыльская"	ВЛ - 10 кВ № 208	ЗТП № 3	Пер. Р.Люксембург 2
21	Рыльский	110/35/10 кВ "Рыльская"	ВЛ - 10 кВ № 208	ЗТП № 3	Пер. Володарского 7
22	Рыльский	110/35/10 кВ "Рыльская"	ВЛ - 10 кВ № 208	ЗТП № 4	Промышленная 2
23	Рыльский	110/35/10 кВ "Рыльская"	ВЛ - 10 кВ № 214	ЗТП № 6	Промышленная 12
24	Рыльский	110/35/10 кВ "Рыльская"	ВЛ - 10 кВ № 214	ЗТП № 6	Розы Люксембург 9
25	Рыльский	110/35/10 кВ "Рыльская"	ВЛ - 10 кВ № 208	ЗТП № 7	Розы Люксембург 12
26	Рыльский	110/35/10 кВ "Рыльская"	ВЛ - 10 кВ № 208	ЗТП № 7	Розы Люксембург 62
27	Рыльский	110/35/10 кВ "Рыльская"	ВЛ - 10 кВ № 208	ЗТП № 7	Розы Люксембург 66
28	Рыльский	110/35/10 кВ "Рыльская"	ВЛ - 10 кВ № 208	ЗТП № 7	Розы Люксембург 72
29	Рыльский	110/35/10 кВ "Рыльская"	ВЛ - 10 кВ № 208	ЗТП № 7	Розы Люксембург 87
30	Рыльский	110/35/10 кВ "Рыльская"	ВЛ - 10 кВ № 208	ЗТП № 7	Розы Люксембург 95
31	Рыльский	110/35/10 кВ "Рыльская"	ВЛ - 10 кВ № 208	ЗТП № 10	Розы Люксембург 85а
32	Рыльский	110/35/10 кВ "Рыльская"	ВЛ - 10 кВ № 208	ЗТП № 10	Розы Люксембург 87а
33	Рыльский	110/35/10 кВ "Рыльская"	ВЛ - 10 кВ № 208	ЗТП № 10	Свердлова 1
34	Рыльский	110/35/10 кВ "Рыльская"	ВЛ - 10 кВ № 208	ЗТП № 10	Свободы 8а
35	Рыльский	110/35/10 кВ "Рыльская"	ВЛ - 10 кВ № 208	ЗТП № 10	Советская площадь 14
36	Рыльский	110/35/10 кВ "Рыльская"	ВЛ - 10 кВ № 208	ЗТП № 10	Урицкого 19
37	Рыльский	110/35/10 кВ "Рыльская"	ВЛ - 10 кВ № 208	ЗТП № 10	Урицкого 21

38	Рыльский	110/35/10 кВ "Рыльская"	ВЛ - 10 кВ № 208	ЗТП № 10	Р.Люксембург, д.95
39	Рыльский	110/35/10 кВ "Рыльская"	ВЛ - 10 кВ № 208	ЗТП № 10	Свободы д. 3
40	Рыльский	110/35/10 кВ "Рыльская"	ВЛ - 10 кВ № 214	ЗТП № 12	3 интернационала д.15
41	Рыльский	110/35/10 кВ "Рыльская"	ВЛ - 10 кВ № 214	ЗТП № 14 А	Автозаводская д.10
42	Рыльский	110/35/10 кВ "Рыльская"	ВЛ - 10 кВ № 208	ЗТП № 15	Автозаводская д.12
43	Рыльский	110/35/10 кВ "Рыльская"	ВЛ - 10 кВ № 208	ЗТП № 16	Автозаводская д.6
44	Рыльский	110/35/10 кВ "Рыльская"	ВЛ - 10 кВ № 208	ЗТП № 22	Автозаводская д.7
45	Рыльский	110/35/10 кВ "Рыльская"	ВЛ - 10 кВ № 208	ЗТП № 25	Автозаводская д.8
46	Рыльский	110/35/10 кВ "Рыльская"	ВЛ - 10 кВ № 208	ЗТП № 25	Володарского д.102
47	Рыльский	110/10 кВ "АРЗ"	ВЛ - 10 кВ № 297	ЗТП № 26	Володарского д.134 А
48	Рыльский	110/10 кВ "АРЗ"	ВЛ - 10 кВ № 297	ЗТП № 26	Володарского д.77
49	Рыльский	110/35/10 кВ "Рыльская"	ВЛ - 10 кВ № 212	ЗТП № 33	Володарского д.78а
50	Рыльский	110/35/10 кВ "Рыльская"	ВЛ - 10 кВ № 212	ЗТП № 33	Ворошилова д.78
51	Рыльский	110/35/10 кВ "Рыльская"	ВЛ - 10 кВ № 213 "Д"	ЗТП № 34	Ворошилова д.80
52	Рыльский	110/35/10 кВ "Рыльская"	ВЛ - 10 кВ № 213 "Д"	ЗТП № 34	Дзержинского д.50
53	Рыльский	110/35/10 кВ "Рыльская"	ВЛ - 10 кВ № 213 "Д"	ЗТП № 34	Ладьгина д.21
54	Рыльский	110/35/10 кВ "Рыльская"	ВЛ - 10 кВ № 213 "Д"	ЗТП № 34	К.Либкнехта д.17
55	Рыльский	110/10 кВ "АРЗ"	ВЛ - 10 кВ № 297	ЗТП № 36	К.Либкнехта д.18
56	Рыльский	110/10 кВ "АРЗ"	ВЛ - 10 кВ № 297	ЗТП № 36	К.Либкнехта д.31
57	Рыльский	110/10 кВ "АРЗ"	ВЛ - 10 кВ № 297	ЗТП № 36	Ленина д.38
58	Рыльский	110/10 кВ "АРЗ"	ВЛ - 10 кВ № 297	ЗТП № 36	Ленина д.40
59	Рыльский	110/10 кВ "АРЗ"	ВЛ - 10 кВ № 297	ЗТП № 36	Ленина д.71А
60	Рыльский	110/10 кВ "АРЗ"	ВЛ - 10 кВ № 297	ЗТП № 37	Маяковского д.41А
61	Рыльский	110/35/10 кВ "Рыльская"	ВЛ - 10 кВ № 214	ЗТП № 42	Островского д. 97
62	Рыльский	110/35/10 кВ "Рыльская"	ВЛ - 10 кВ № 214	ЗТП № 42	пер. Луначарского д. 31
63	Рыльский	110/35/10 кВ "Рыльская"	ВЛ - 10 кВ № 214	ЗТП № 42	пер. Луначарского д. 7А
64	Рыльский	110/35/10 кВ "Рыльская"	ВЛ - 10 кВ № 214	ЗТП № 42	Промышленная д.10
65	Рыльский	110/35/10 кВ "Рыльская"	ВЛ - 10 кВ № 214	ЗТП № 42	Промышленная д.5В
66	Рыльский	110/35/10 кВ "Рыльская"	ВЛ - 10 кВ № 214	ЗТП № 43	Промышленная д.5А
67	Рыльский	110/35/10 кВ "Рыльская"	ВЛ - 10 кВ № 214	ЗТП № 43	Промышленная д.6
68	Рыльский	110/35/10 кВ "Рыльская"	ВЛ - 10 кВ № 214	ЗТП № 43	Промышленная д.8
69	Рыльский	110/35/10 кВ "Рыльская"	ВЛ - 10 кВ № 208	ЗТП № 45	Р. Люксембург д.5
70	Рыльский	110/35/10 кВ "Рыльская"	ВЛ - 10 кВ № 208	ЗТП № 45	Свободы д.8Б
71	Рыльский	110/35/10 кВ "Рыльская"	ВЛ - 10 кВ № 208	ЗТП № 45	Советская площадь 10
72	Рыльский	110/35/10 кВ "Рыльская"	ВЛ - 10 кВ № 208	ЗТП № 45	Советская площадь 18А
73	Рыльский	110/35/10 кВ "Рыльская"	ВЛ - 10 кВ № 208	ЗТП № 45	Советская площадь 19
74	Рыльский	110/35/10 кВ "Рыльская"	ВЛ - 10 кВ № 212	ЗТП № 46	Советская площадь 25
75	Рыльский	110/10 кВ "АРЗ"	ВЛ - 10 кВ № 297	ЗТП № 48	Урицкого д.82
76	Рыльский	110/35/10 кВ "Рыльская"	ВЛ - 10 кВ № 214	ЗТП № 50	Урицкого д.85
77	Рыльский	110/35/10 кВ "Рыльская"	ВЛ - 10 кВ № 214	ЗТП № 50	Энгельса д.1
78	Рыльский	110/35/10 кВ "Рыльская"	ВЛ - 10 кВ № 214	ЗТП № 50	Энгельса д.4
79	Рыльский	110/35/10 кВ "Рыльская"	ВЛ - 10 кВ № 214	ЗТП № 50	К. Маркса д.35
80	Рыльский	110/35/10 кВ "Рыльская"	ВЛ - 10 кВ № 214	ЗТП № 50	Урицкого 19а
81	Рыльский	110/10 кВ "АРЗ"	ВЛ - 10 кВ № 297	ЗТП № 55	Урицкого 49
82	Рыльский	110/10 кВ "АРЗ"	ВЛ - 10 кВ № 297	ЗТП № 55	Урицкого 51
83	Рыльский	110/10 кВ "АРЗ"	ВЛ - 10 кВ № 297	ЗТП № 55	Урицкого 59
84	Рыльский	110/10 кВ "АРЗ"	ВЛ - 10 кВ № 297	ЗТП № 55	Урицкого 60а

85	Рыльский	110/10 кВ "АРЗ"	ВЛ - 10 кВ № 297	ЗТП № 55	Урицкого 76а
86	Рыльский	110/10 кВ "АРЗ"	ВЛ - 10 кВ № 297	ЗТП № 55	Урицкого 97
87	Рыльский	110/10 кВ "АРЗ"	ВЛ - 10 кВ № 297	ЗТП № 55	Урицкого 98
88	Рыльский	110/35/10 кВ "Рыльская"	ВЛ - 10 кВ № 208	ЗТП № 61	Чапаса 41
89	Рыльский	110/35/10 кВ "Рыльская"	ВЛ - 10 кВ № 208	ЗТП № 61	Чапаса 58
90	Рыльский	110/35/10 кВ "Рыльская"	ВЛ - 10 кВ № 208	ЗТП № 61	Ворошилова д.76
91	Рыльский	110/35/10 кВ "Рыльская"	ВЛ - 10 кВ № 208	ЗТП № 63	Советская площадь 33
92	Рыльский	110/35/10 кВ "Рыльская"	ВЛ - 10 кВ № 208	ЗТП № 63	Ленина 87а
93	Рыльский	110/35/10 кВ "Рыльская"	ВЛ - 10 кВ № 208	ЗТП № 63	К.Либкнехта д.16а
94	Рыльский	110/35/10 кВ "Рыльская"	ВЛ - 10 кВ № 208	ЗТП № 63	Луначарского 6
95	Рыльский	110/35/10 кВ "Рыльская"	ВЛ - 10 кВ № 208	ЗТП № 63	пер. Луначарского д. 31а
96	Рыльский	110/35/10 кВ "Рыльская"	ВЛ - 10 кВ № 214	ЗТП № 64	Энгельса д.9
97	Рыльский	110/35/10 кВ "Рыльская"	ВЛ - 10 кВ № 212	ЗТП № 65	Энгельса д.18а
98	Рыльский	110/35/10 кВ "Рыльская"	ВЛ - 10 кВ № 212	ЗТП № 73	Автозаводская д.4
99	Рыльский	110/35/10 кВ "Рыльская"	ВЛ - 10 кВ № 212	ЗТП № 73	Дзержинского д.22
100	Рыльский	110/35/10 кВ "Рыльская"	ВЛ - 10 кВ № 214	КТП № 77	25 лет Октября 3
101	Рыльский	110/10 кВ "АРЗ"	ВЛ - 10 кВ № 296	ЗТП № 79	25 лет Октября 49
102	Рыльский	110/10 кВ "АРЗ"	ВЛ - 10 кВ № 296	ЗТП № 79	Комсомольская 35
103	Рыльский	110/35/10 кВ "Рыльская"	ВЛ - 10 кВ № 208	ЗТП № 80	Урицкого 79
104	Рыльский	110/10 кВ "АРЗ"	ВЛ - 10 кВ № 297	ЗТП № 86	Урицкого 95
105	Рыльский	110/35/10 кВ "Рыльская"	ВЛ - 10 кВ № 212	ЗТП № 91	Чапаса 43

Типовые технические решения

по организации учета на границе балансовой принадлежности индивидуальных жилых домов потребителей-граждан, организации общедомового учета на границе балансовой принадлежности многоквартирных жилых домов (в т.ч. в ВРУ), организации учета на границе балансовой принадлежности потребителей – юридических лиц, по подключению УСПД

1. ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

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

Для организации общедомового учета в многоквартирных жилых домах предусмотреть установку электросчетчиков без размыкающих устройств, с трансформаторами тока типа ТТИ, которые монтируются на жилах вводных кабелей в существующих шкафах ВРУ до коммутирующего устройства. Электросчетчики монтировать в шкафах БИЗ в непосредственной близости к шкафу ВРУ в месте удобном для обслуживания.

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

Для жилых домов не оборудованных ВРУ предусмотрена установка электросчетчика с трансформаторами тока и коммутирующим устройством в отдельном металлическом шкафу, устанавливаемом на фасаде здания. Заземление металлических шкафов выполняется к отдельному заземляющему контуру.

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

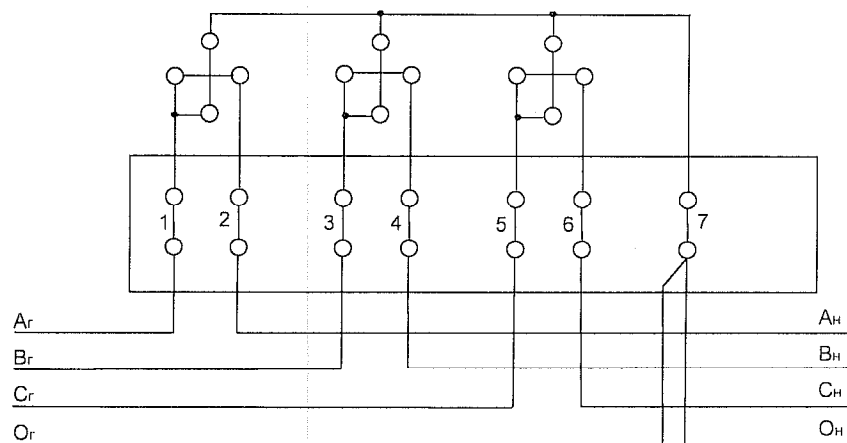
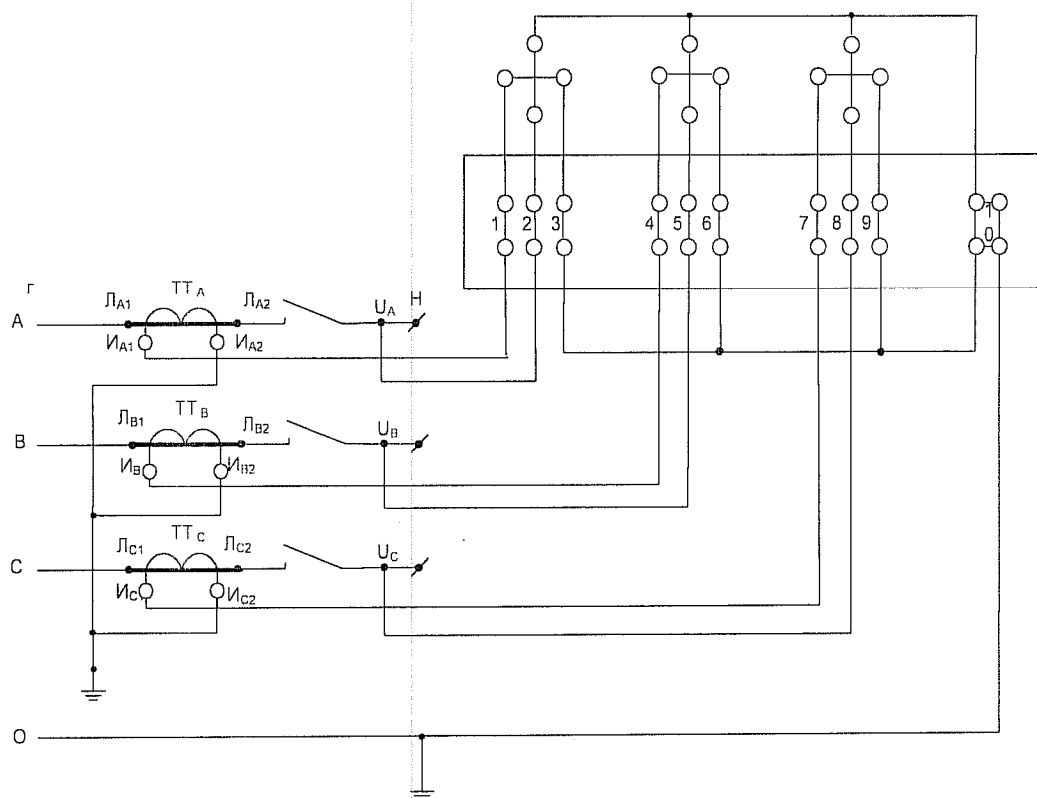
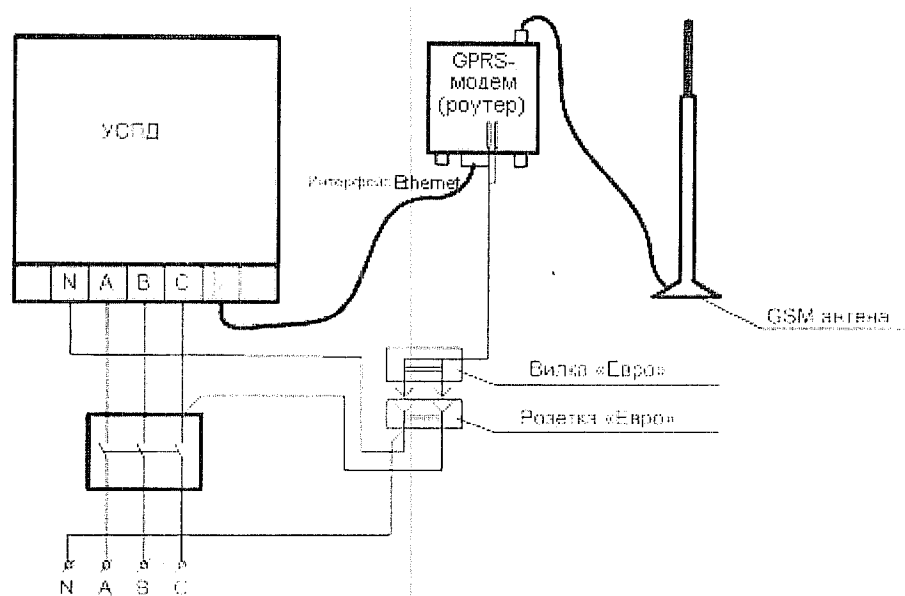


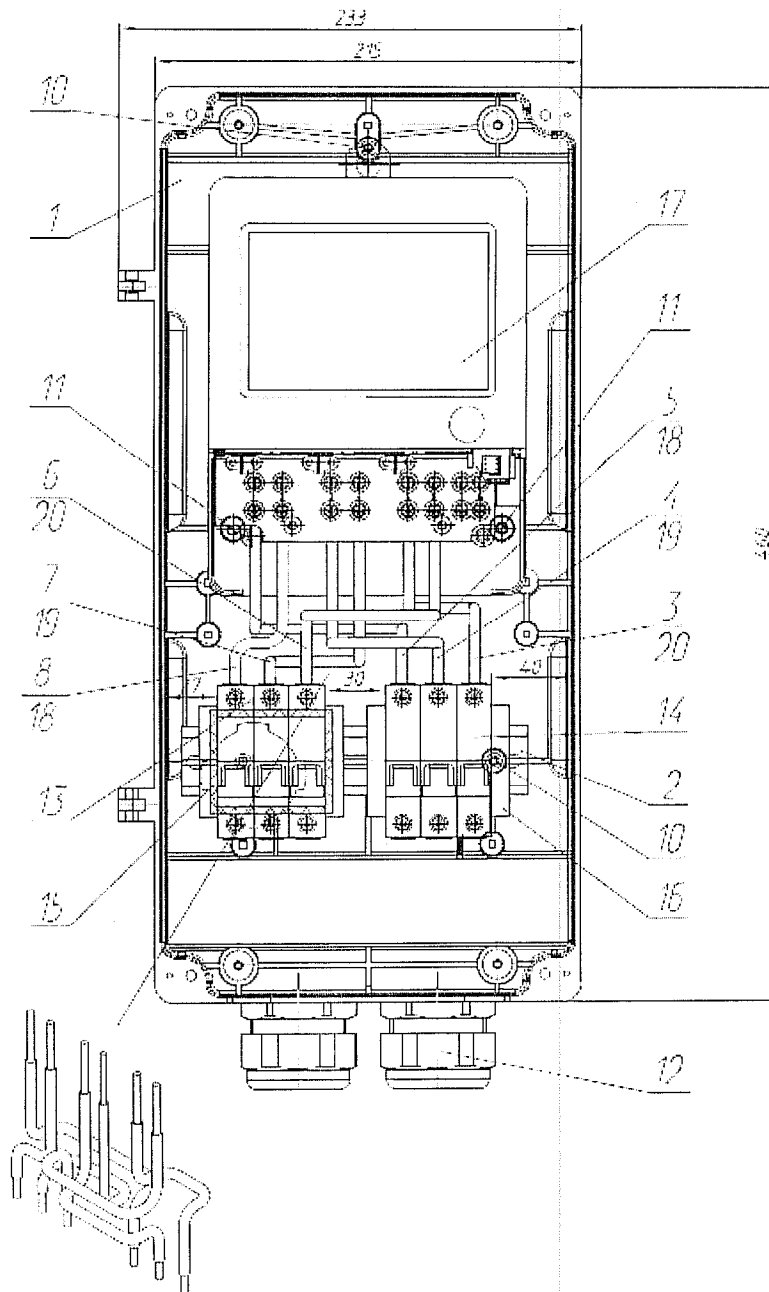
Схема подключения трехфазного счетчика к цепям тока через трансформаторы тока и непосредственным включением в цепь напряжения



4. СХЕМА ПОДКЛЮЧЕНИЯ УСПД



Компоновка трехфазного БИЗ прямого включения

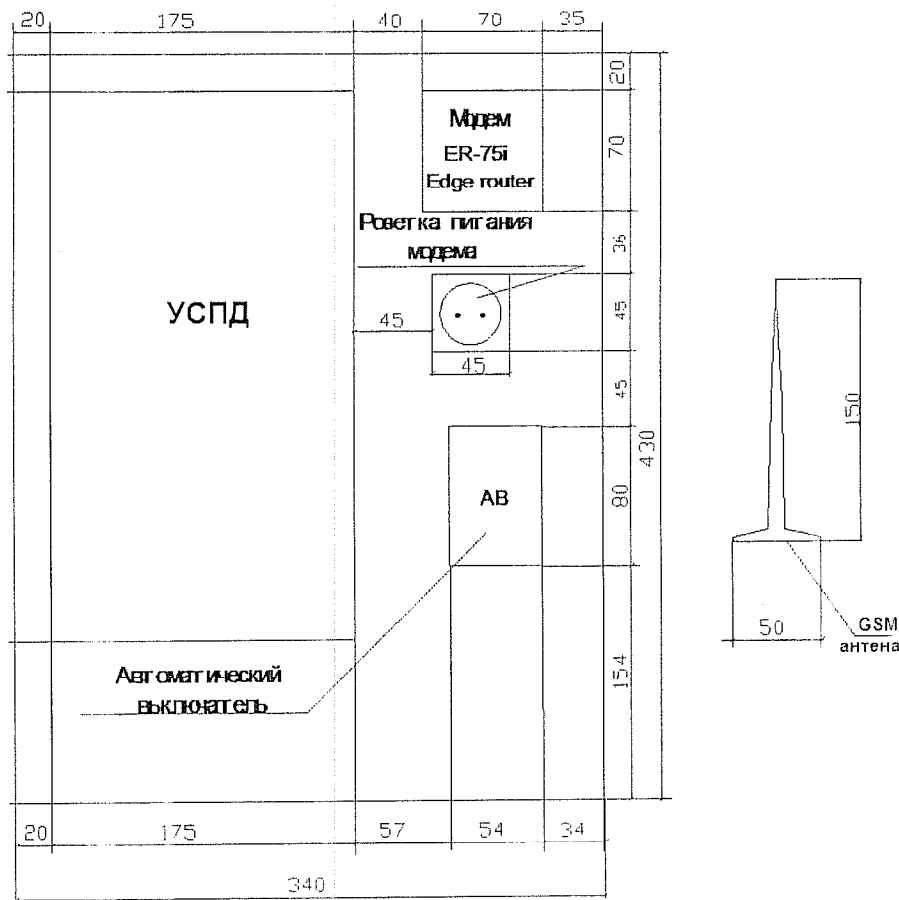


Спецификация материалов

№ 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

5. МОНТАЖ УСПД НА КТП (ТП)

6.1. Монтаж УСПД в здании ТП



Спецификация материалов (на 1 УСПД)

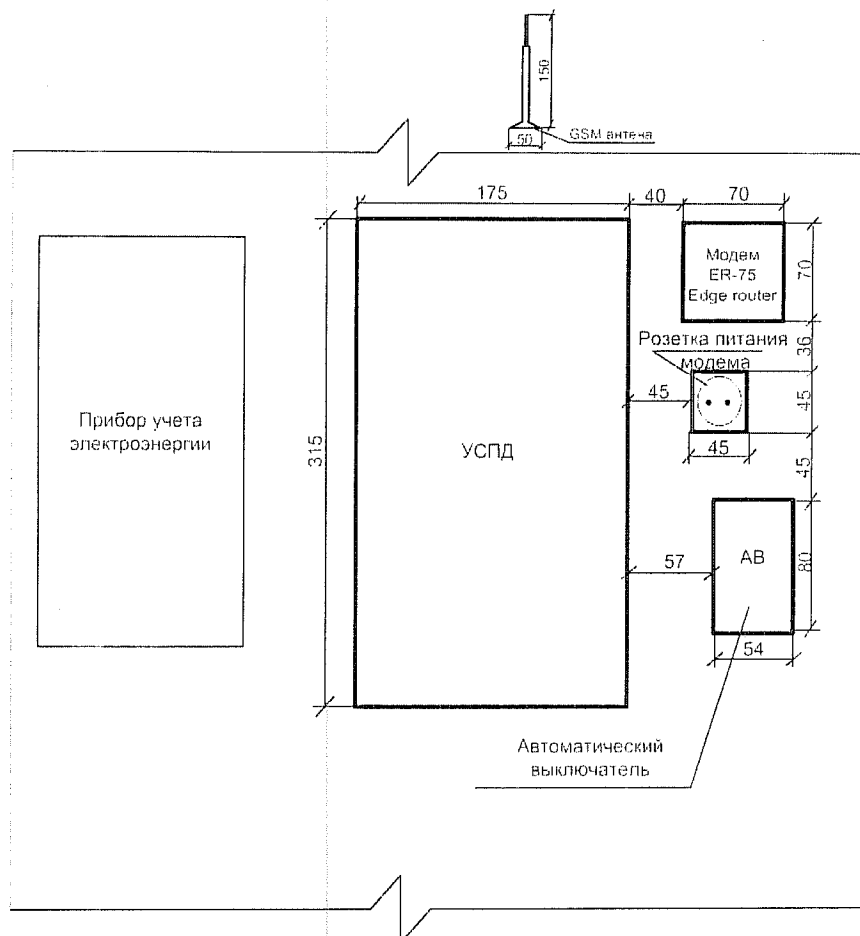
№ п/п	Материалы	Ед. изм.	Кол-во на ед.
1	Монтажная панель (фальшпанель)	шт.	1
2	Розетка МПА 16 о/п	шт.	1
3	Провод ПВ 1x2,5	км	0,010
4	Автоматический выключатель ВА47-29 3Р 4А	шт.	1
5	Труба гофрированная ПВХ «СТГ10-16-К41-100»	м	1,5
6	Провод ПВ 1x2,5*	м	12

Примечание:

1. УСПД с передающим устройством монтируется к каждому силовому трансформатору.
2. Фальшпанель с установленным на ней оборудованием монтируется внутри здания ТП 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)

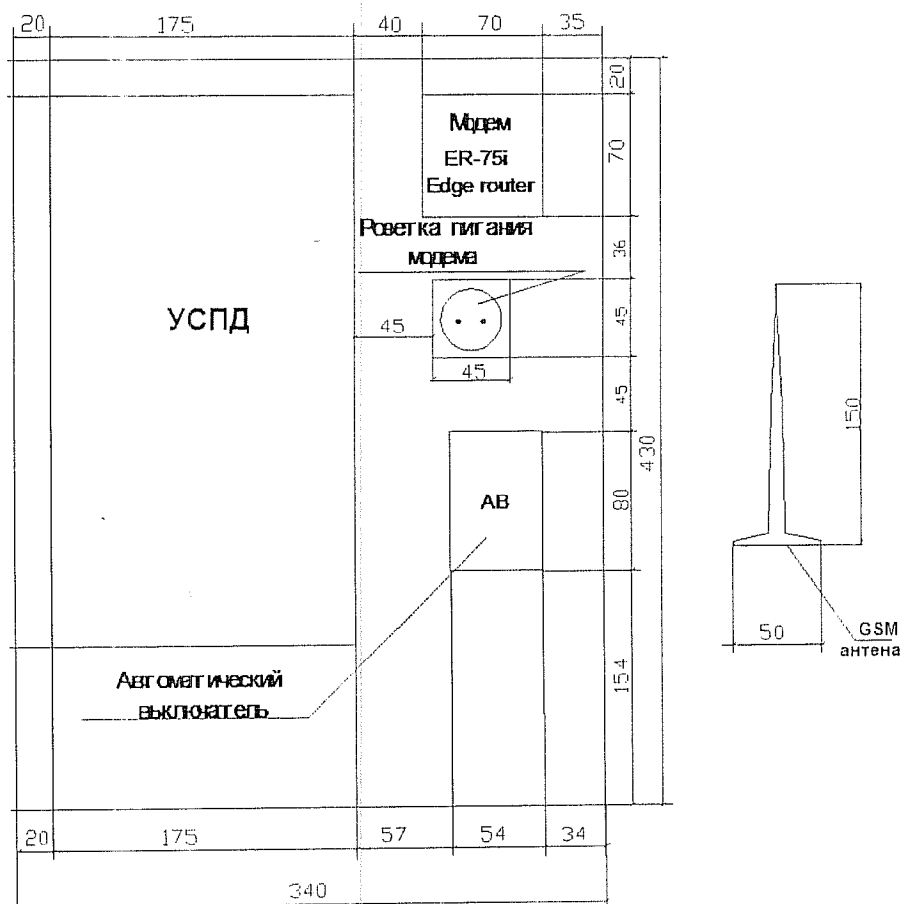
№ п/п	Материалы	Ед. изм.	Кол-во
1	Розетка МПА 16 о/п	шт.	1
2	Провод ПВ 1х2,5	км	0,010
3	Автоматический выключатель ВА47-29 3Р 4А	шт.	1
4	Труба гофрированная ПВХ «СТГ10-16-К41-100»	м	1,5
5	Сальник PG-11	шт	1
6	Провод ПВ 1х2,5*	м	12

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)

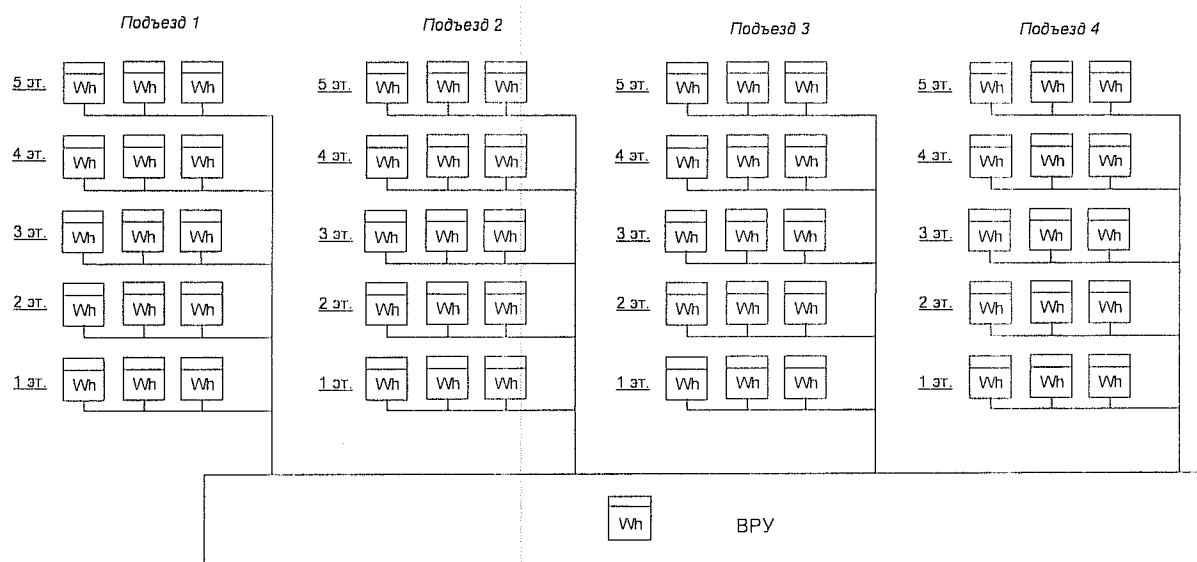
№ п/п	Материалы	Ед. изм.	Кол-во на ед.
1	Щит с монтажной панелью ЩМП-2-074 У2 (IP54)	шт.	1
2	Розетка МПА 16 о/п	шт.	1
3	Провод ПВ 1х2,5	км	0,010
4	Автоматический выключатель ВА47-29 3Р 4А	шт.	1
5	Труба гофрированная ПВХ «СТГ10-16-К41-100»	м	1,5
6	Сальник PG-21	шт	1
7	Провод ПВ 1х2,5*	м	12

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.

7. ОРГАНИЗАЦИЯ ПОКВАРТИРНОГО УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В МНОГОКВАРТИРНЫХ ДОМАХ



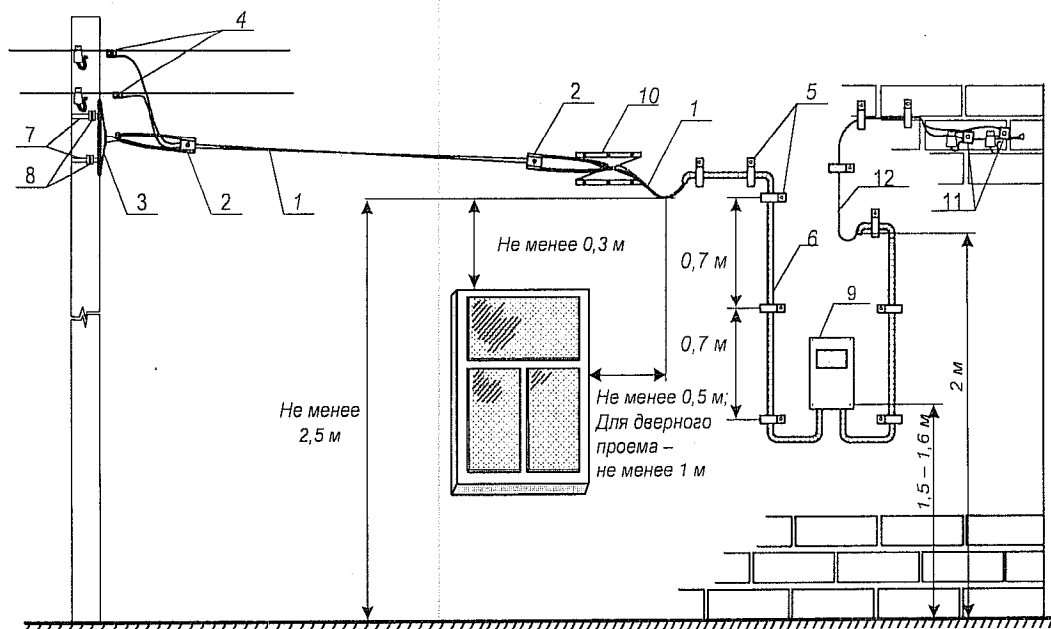
Спецификация материалов (на 1 т.у.)

№ п/п	Материалы	Ед. изм.	Кол-во на ед.
1	Провод ПВ 1х2,5	м	1,5

Примечание:

1. Монтаж счетчиков производить в существующих этажных щитах на лестничных клетках.
2. Провода от автоматического выключателя до прибора учета непригодные к дальнейшей эксплуатации заменять на новые.

7.1. Ввод в здание для организации общедомового учета электроэнергии в многоквартирных жилых домах в выносном шкафу на фасаде здания

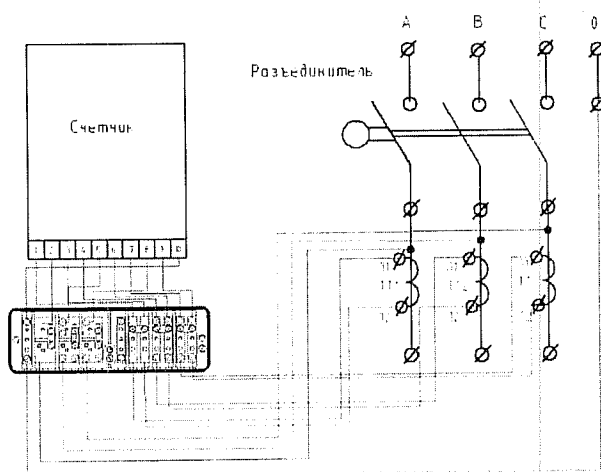


Спецификация материалов

№	МАТЕРИАЛЫ	ед. изм	3ф ввод	
			не изолированный	изолированный
1	Провод СИП-2А (4х35)	км	0,035	0,035
2	Зажим анкерный SO 118.425 ENSTO (Зажим анкерный DN 123 НИЛЕД)	шт.	2	2
3	Бандажный универсальный крюк SOT 76 ENSTO	шт.	1	1
4	Зажим соединительный SL 37.1 ENSTO	шт.	4	-
	Герметичный изолированный прокалывающий зажим SLIW 15.1 ENSTO	шт.	-	4
5	Дистанционный фиксатор для крепления СИП на стенах зданий SF50 NILED	шт.	14	14
6	Труба гофрированная ПВХ CTG10-40-K41-025	м	2,5	2,5
7	Скреп для монтажной ленты COT 36 ENSTO	шт.	2	2
8	Бандажная стальная лента COT 37 ENSTO	м	2,0	2,0
9	Шкаф учета	шт.	1	1
10	Настенный крюк SOT 28.2 ENSTO в комплекте с шурупами, дюбелями	шт.	1	1
11	Герметичный изолированный прокалывающий зажим SLIW 15.1 ENSTO	шт.	4	4

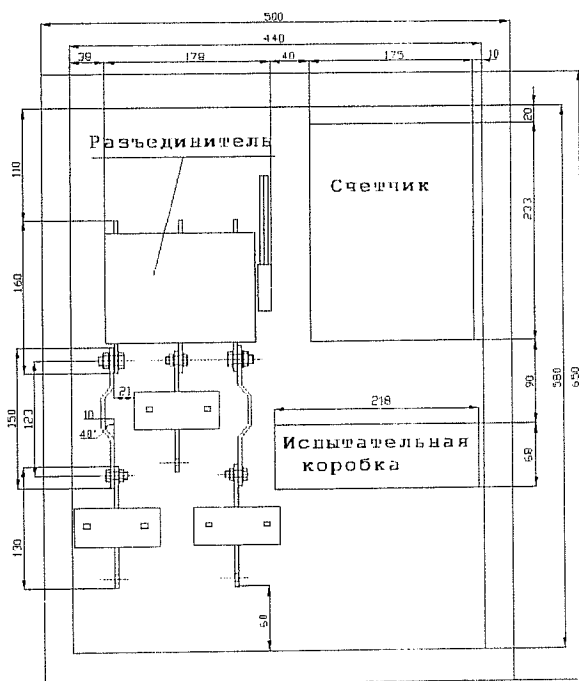
Вариант 1 (Ином. $\geq 100\text{A}$)

Электрическая схема



Компоновка шкафа учета

(щит с монтажной панелью)

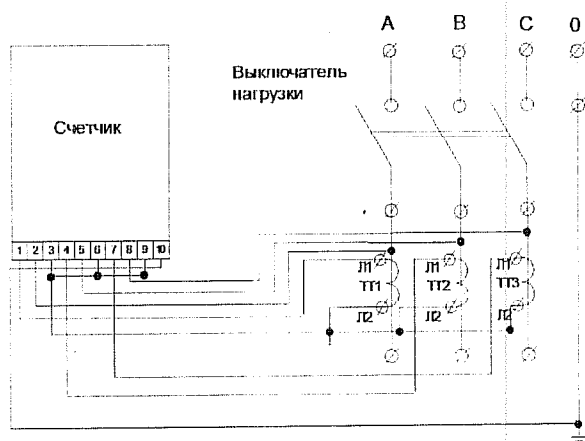


Спецификация материалов

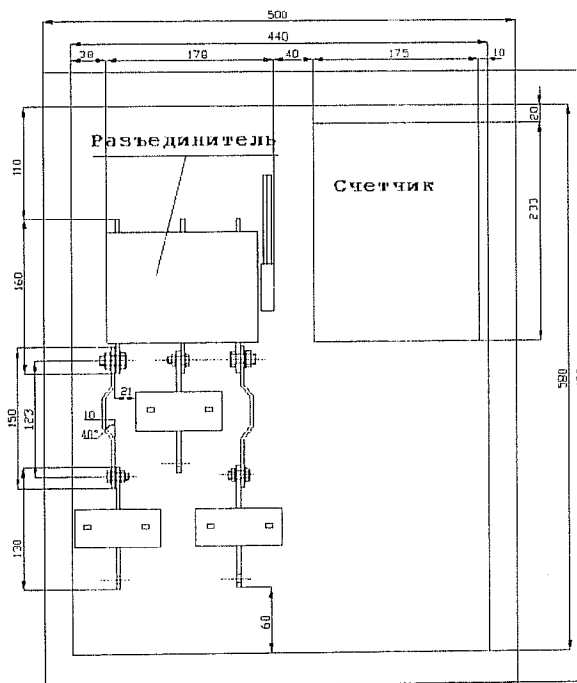
№ п/п	Наименование	Ед. изм	Кол-во
1	Провод ПВ 1x2.5 мм ²	км.	0,01
2	Щит с монтажной панелью «ЦМП-3-0 74 У2. IP54»	шт.	1
3	Коробка испытательная (пр-во Мытищинский электротехнический завод)	шт.	1
4	Трансформатор тока Т-0,66 100/5	компл.	1
5	Рубильник ВР32-31А30220-00	шт.	1
6	Провод ПВГ 1x6 мм ²	км.	0,008

Вариант 2 (Iном. $\geq 100\text{A}$)

Электрическая схема



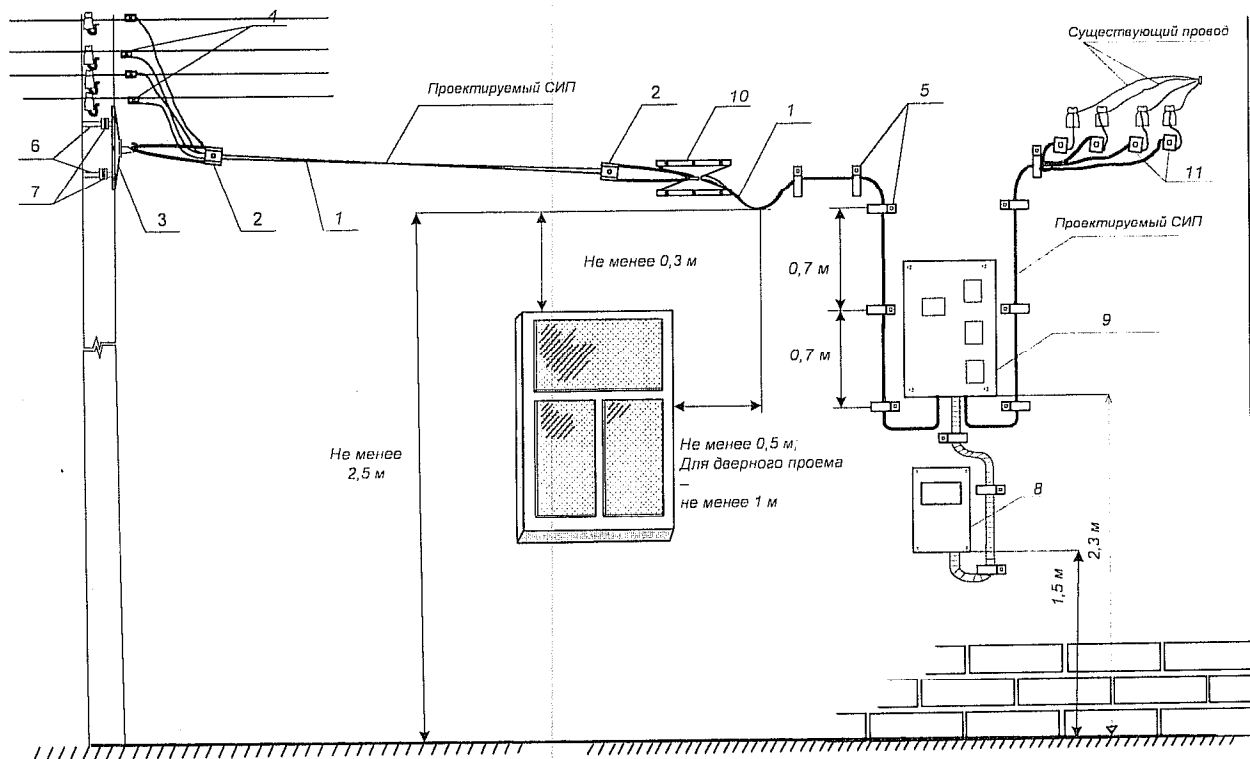
Компоновка шкафа учета
(щит с монтажной панелью)



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

7.2. Ввод в здание для организации общедомового учета электроэнергии в многоквартирных жилых домах с неизолированными проводами при установке учета на фасаде здания



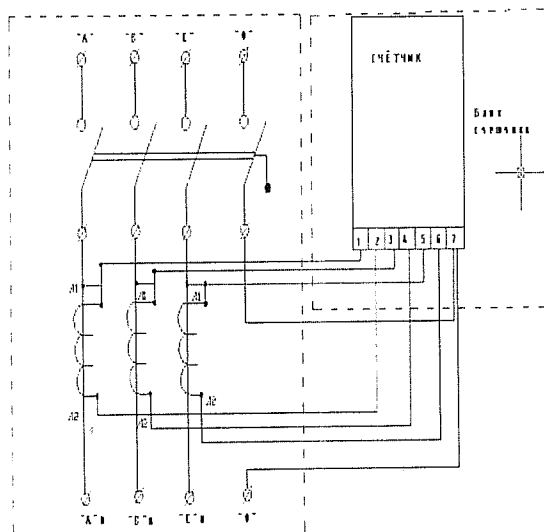
Спецификация материалов

№ п/п	Наименование	3 фазн. ввод
		Кол-во
1	Провод СИП - 4х16	0,025 км
2	Зажим анкерный DN123	2 шт.
3	Кронштейн SO 253	1 шт.
4	Зажим соединительный пластичный SL 37.1 ENSTO (CD 35)	4 шт.
5	Дистанционный фиксатор для крепления СИП на стенах зданий SF50 NILED	12 шт.
6	Бандажная стальная лента F 207 NILED	2 м
7	Скрепка NC20 NILED	2 шт.
8	БИЗ универсальный со счетчиком	1 шт.
9	БИЗ трехфазный с трансформаторами тока	1 шт.
10	Настенный крюк SOT 28.2 ENSTO в комплекте с шурупами, дюбелями	1 шт.
11	Герметичный изолированный прокалывающий зажим SLIW 15.1 ENSTO	4 шт.

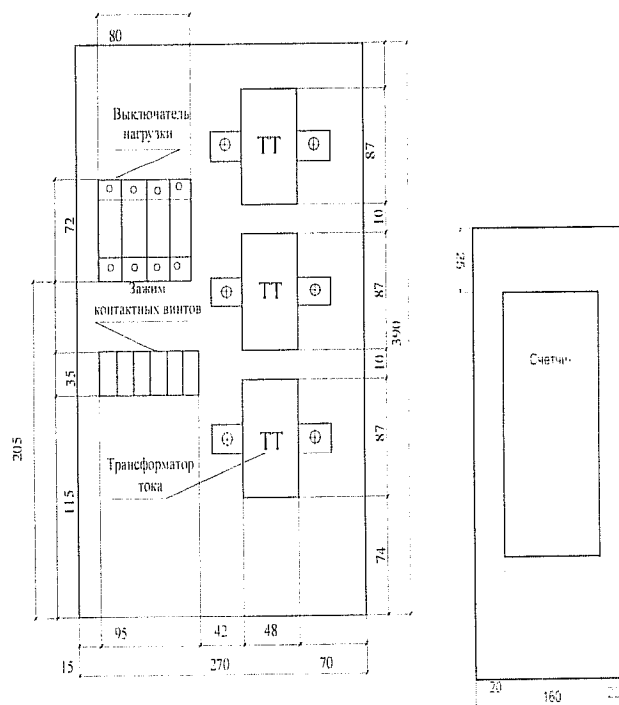
7.3. Узел общедомового учета электроэнергии с трансформаторами тока при установке на фасаде зданий, лестничных клетках, тамбурах и других помещениях зданий

Электрическая схема
шкафа учета

Компоновка



БИЗ Трехфазный

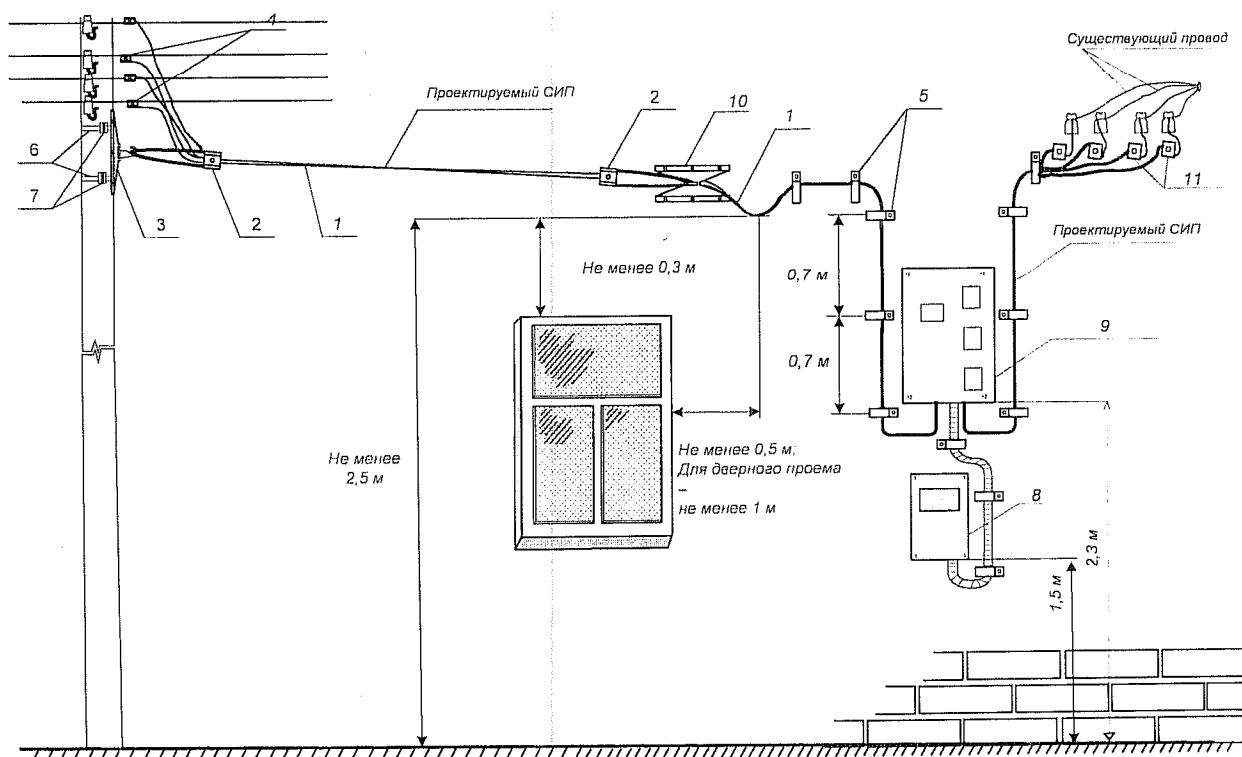


БИЗ универсальный

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

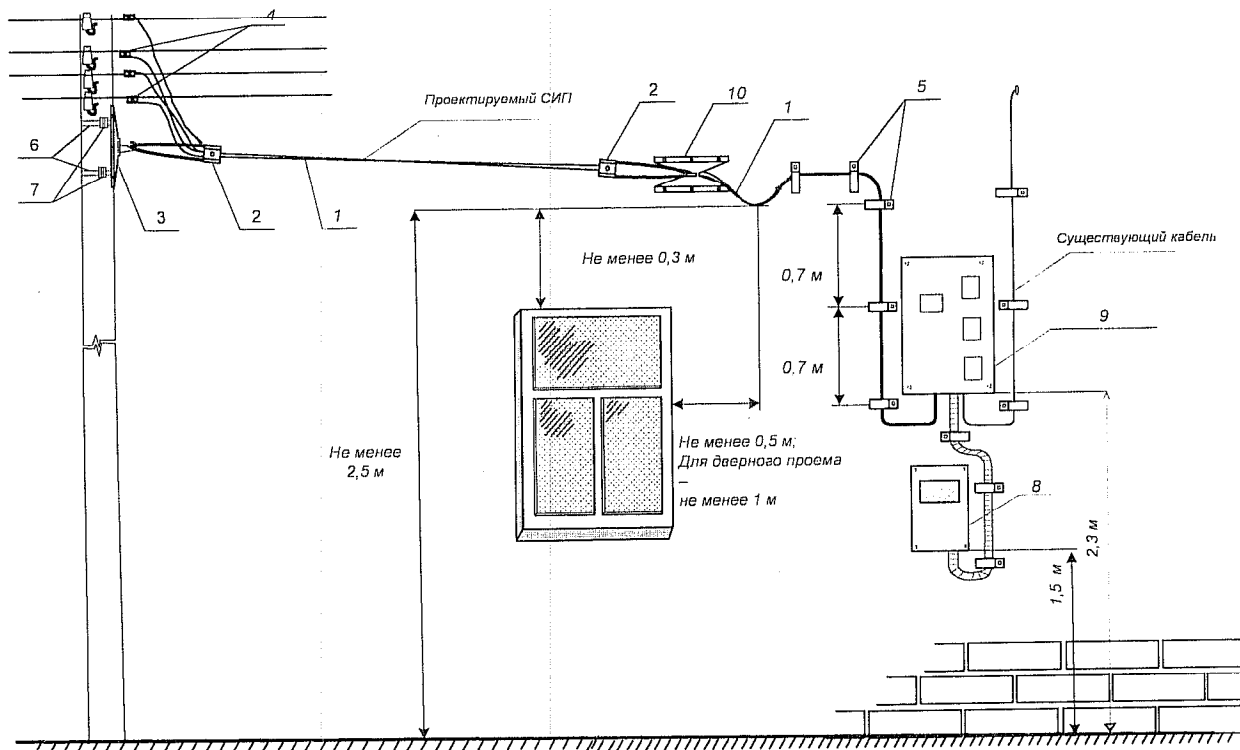
7.4. Ввод в здание для организации общедомового учета электроэнергии в многоквартирных жилых домах с изолированными проводами при установке учета на фасаде здания



Спецификация материалов

№ п/п	Наименование	3 фазн. ввод
		Кол-во
1	Провод СИП - 4х16	0,025 км
2	Зажим анкерный DN123	2 шт.
3	Кронштейн SO 253	1 шт.
4	Герметичный изолированный прокалывающий зажим SLIW 15.1 ENSTO	4 шт.
5	Дистанционный фиксатор для крепления СИП на стенах зданий SF50 NILED	12шт.
6	Бандажная стальная лента F 207 NILED	2м
7	Скрепка NC20 NILED	2 шт.
8	БИЗ универсальный со счетчиком	1 шт.
9	БИЗ трехфазный с трансформаторами тока	1 шт.
10	Настенный крюк SOT 28.2 ENSTO в комплекте с шурупами, дюбелями	1 шт.
11	Герметичный изолированный прокалывающий зажим SLIW 15.1 ENSTO	4 шт.

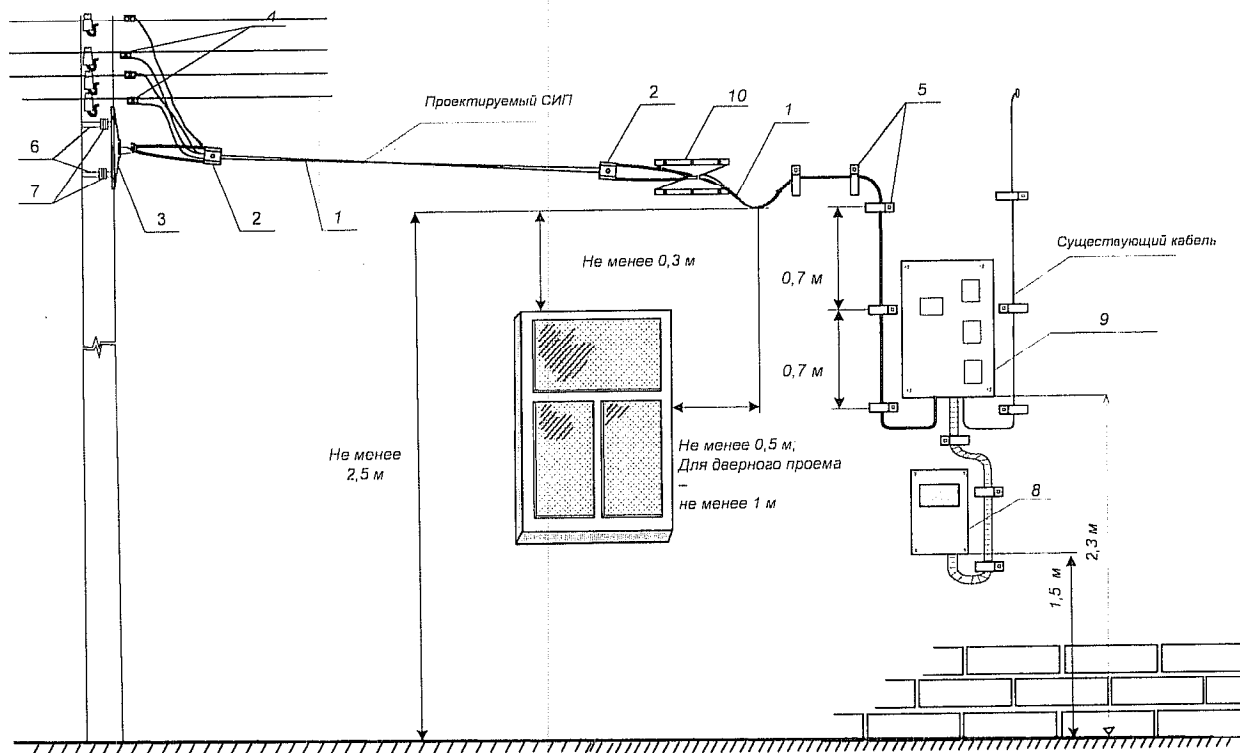
7.5. Ввод в здание для организации общедомового учета электроэнергии в многоквартирных жилых домах с неизолированными проводами при установке учета на фасаде здания, с существующим кабельным вводом



Спецификация материалов

№ п/п	Наименование	3 фазн. ввод
		Кол-во
1	Провод СИП - 4х16	0,022 км
2	Зажим анкерный DN123	2 шт.
3	Кронштейн SO 253	1 шт.
4	Зажим соединительный пластичный SL 37.1 ENSTO (CD 35)	4 шт.
5	Дистанционный фиксатор для крепления СИП на стенах зданий SF50 NILED	12 шт.
6	Бандажная стальная лента F 207 NILED	2 м
7	Скрепа NC20 NILED	2 шт.
8	БИЗ универсальный со счетчиком	1 шт.
9	БИЗ трехфазный с трансформаторами тока	1 шт.
10	Настенный крюк SOT 28.2 ENSTO в комплекте с шурупами, дюбелями	1 шт.

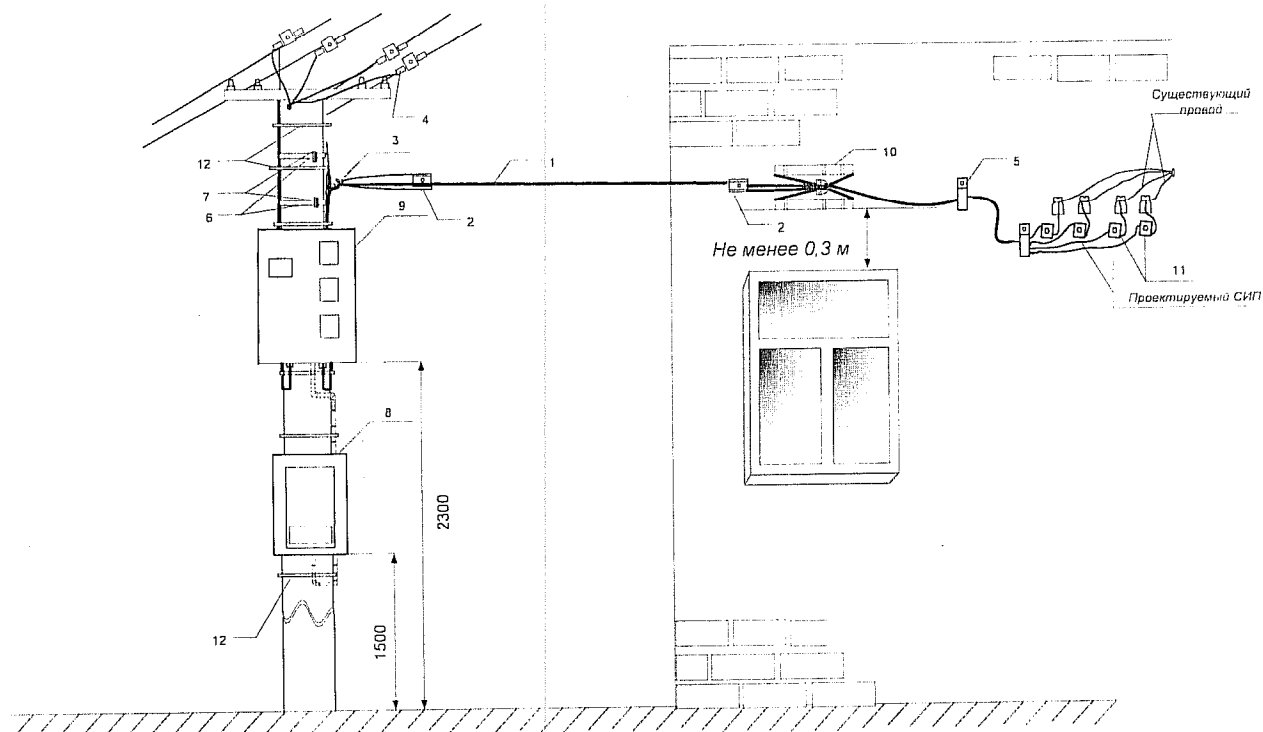
7.6. Ввод в здание для организации общедомового учета электроэнергии в многоквартирных жилых домах с изолированными проводами при установке учета на фасаде здания, с существующим кабельным вводом



Спецификация материалов

№ п/п	Наименование	3 фазн. ввод
		Кол-во
1	Провод СИП - 4x16	0,022 км
2	Зажим анкерный DN123	2 шт.
3	Кронштейн SO 253	1 шт.
4	Герметичный изолированный прокалывающий зажим SLIW 15.1 ENSTO	4 шт.
5	Дистанционный фиксатор для крепления СИП на стенах зданий SF50 NILED	12 шт.
6	Бандажная стальная лента F 207 NILED	2 м
7	Скрепка NC20 NILED	2 шт.
8	БИЗ универсальный со счетчиком	1 шт.
9	БИЗ трехфазный с трансформаторами тока	1 шт.
10	Настенный крюк SOT 28.2 ENSTO в комплекте с шурупами, дюбелями	1 шт.

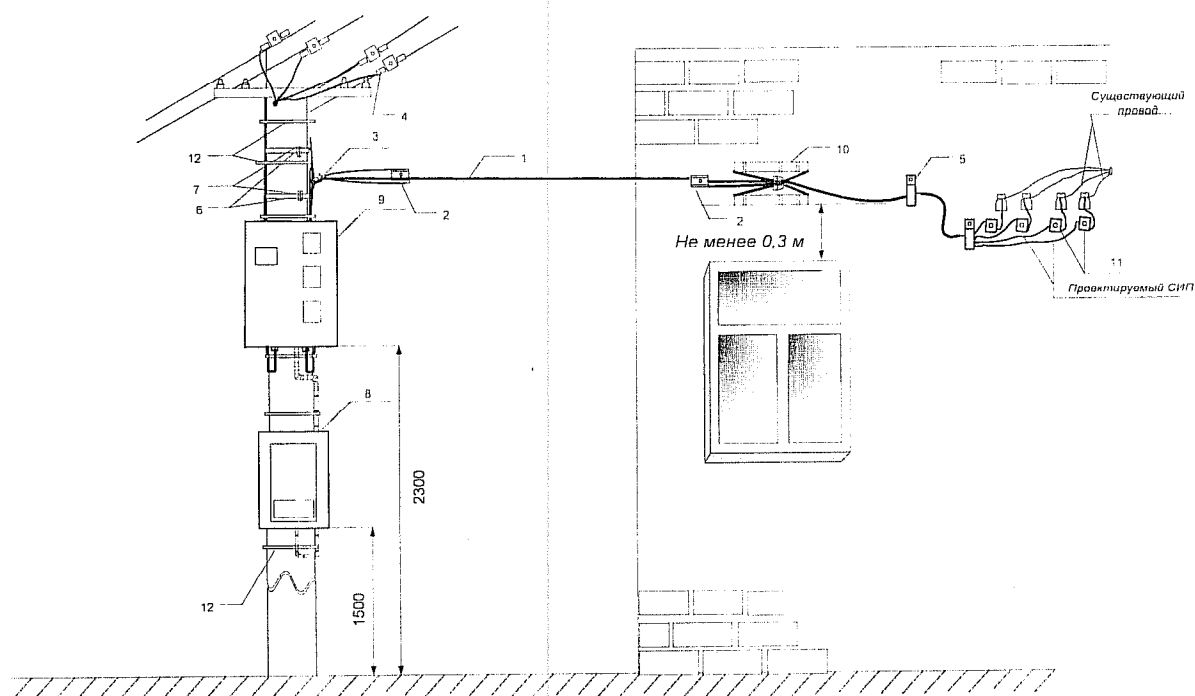
7.7. Ввод в здание для организации общедомового учета электроэнергии в многоквартирных жилых домах с неизолированными проводами при установке учета на опоре



Спецификация материалов

№ п/п	Наименование	3 ф. ввод
		Кол-во
1	Провод СИП - 2 (4x16)	0,03 км
2	Зажим анкерный DN123	2 шт.
3	Кронштейн SO 253	1 шт.
4	Зажим соединительный плечевой SL 37.1 ENSTO (CD 35)	4 шт.
5	Дистанционный фиксатор для крепления СИП на стенах зданий SF50 NILED	3 шт.
6	Бандажная стальная лента F 207 NILED	6м
7	Скрепа NC20 NILED	6 шт.
8	БИЗ универсальный со счетчиком	1 шт.
9	БИЗ трехфазный с трансформаторами тока	1 шт.
10	Настенный крюк SOT 28.2 ENSTO в комплекте с шурупами, дюбелями	1 шт.
11	Герметичный изолированный прокалывающий зажим SLIW 15.1 ENSTO	4 шт.
12	Хомут кабельный 9x1020	7 шт.

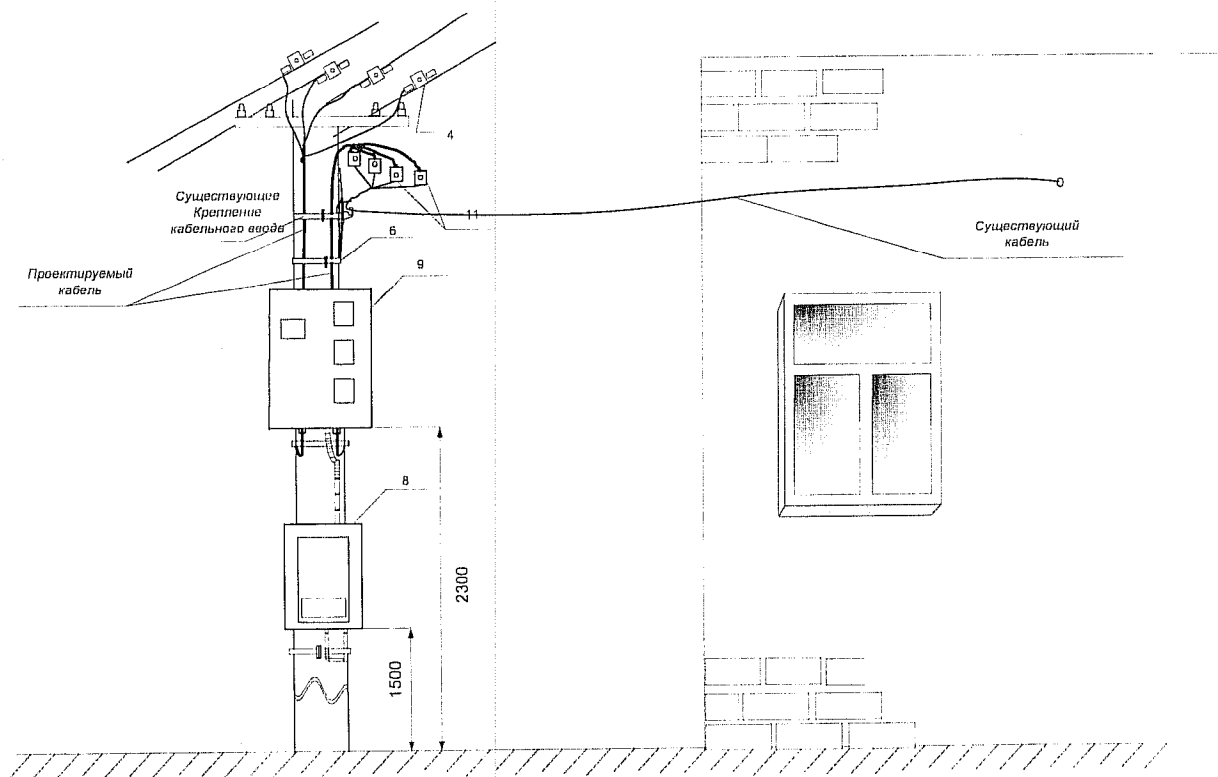
7.8. Ввод в здание для организации общедомового учета электроэнергии в многоквартирных жилых домах с изолированными проводами при установке учета на опоре



Спецификация материалов

№ п/п	Наименование	3 ф. ввод
		Кол-во
1	Провод СИП - 2 (4х16)	0,03 км
2	Зажим анкерный DN123	2 шт.
3	Кронштейн SO 253	1 шт.
4	Герметичный изолированный прокалывающий зажим SLIW 15.1 ENSTO	4 шт.
5	Дистанционный фиксатор для крепления СИП на стенах зданий SF50 NILED	3 шт.
6	Бандажная стальная лента F 207 NILED	6м
7	Скрепка NC20 NILED	6 шт.
8	БИЗ универсальный со счетчиком	1 шт.
9	БИЗ трехфазный с трансформаторами тока	1 шт.
10	Настенный крюк SOT 28.2 ENSTO в комплекте с шурупами, дюбелями	1 шт.
11	Герметичный изолированный прокалывающий зажим SLIW 15.1 ENSTO	4 шт.
12	Хомут кабельный 9х1020	7 шт.

7.9. Ввод в здание для организации общедомового учета электроэнергии в многоквартирных жилых домах с неизолированными проводами при установке учета на опоре, с существующим кабельным вводом



Спецификация материалов

№ п/п	Наименование	3 ф. ввод
		Кол-во
1	Провод СИП - 2 (4x16)	0,01 км
4	Зажим соединительный пластинчатый SL 37.1 ENSTO (CD 35)	4 шт.
6	Бандажная стальная лента F 207 NILED	4м
7	Скрепка NC20 NILED	4 шт.
8	БИЗ универсальный со счетчиком	1 шт.
9	БИЗ трехфазный с трансформаторами тока	1 шт.
11	Герметичный изолированный прокалывающий зажим SLIW 15.1 ENSTO	4 шт.
12	Хомут кабельный 9x1020	7 шт.

Существующее крепление кабельного ввода

Проектируемый кабель

Существующий кабель

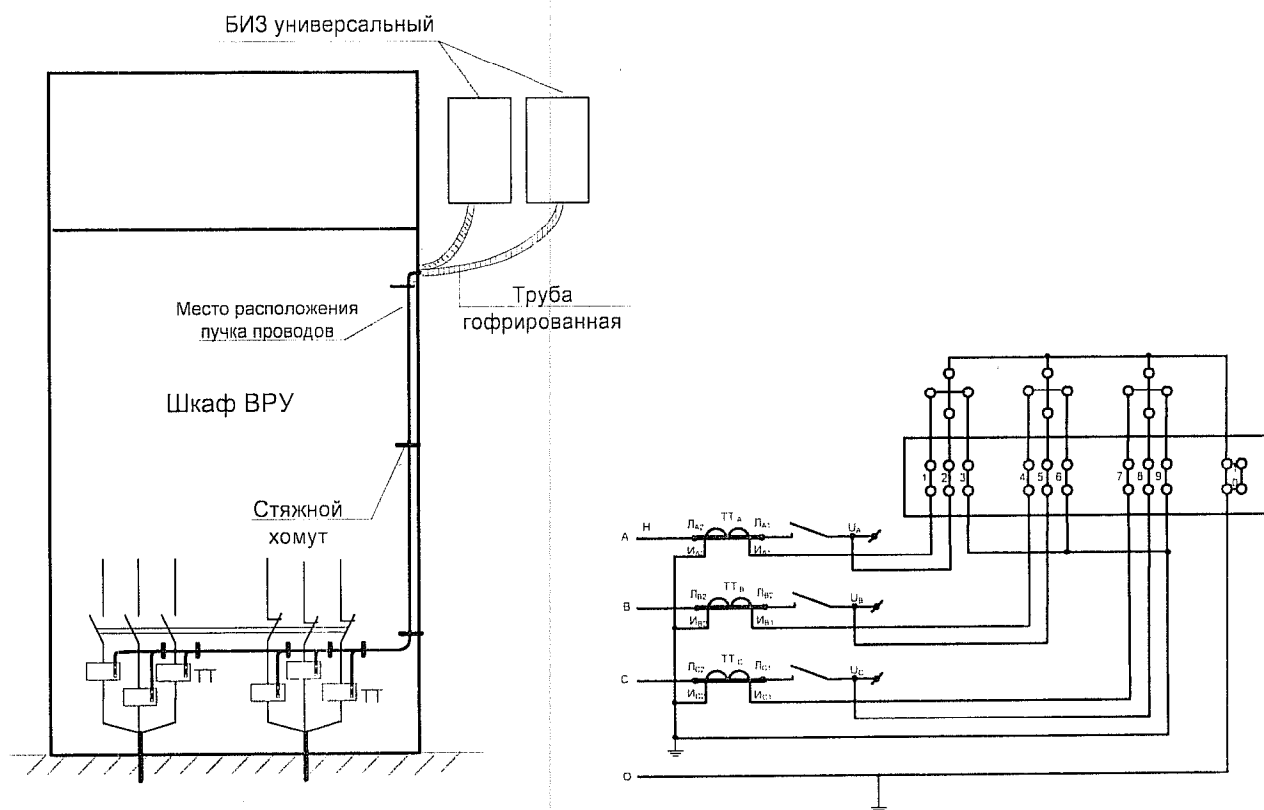
1500

2300

№ п/п	Наименование	3 ф. ввод
		Кол-во
1	Провод СИП - 2 (4x16)	0,01 км
4	Герметичный изолированный прокалывающий зажим SLIW 15.1 ENSTO	4 шт.
6	Бандажная стальная лента F 207 NILED	4м
7	Скрепка NC20 NILED	4 шт.
8	БИЗ универсальный со счетчиком	1 шт.
9	БИЗ трехфазный с трансформаторами тока	1 шт.
11	Герметичный изолированный прокалывающий зажим SLIW 15.1 ENSTO	4 шт.
12	Хомут кабельный 9x1020	7 шт.

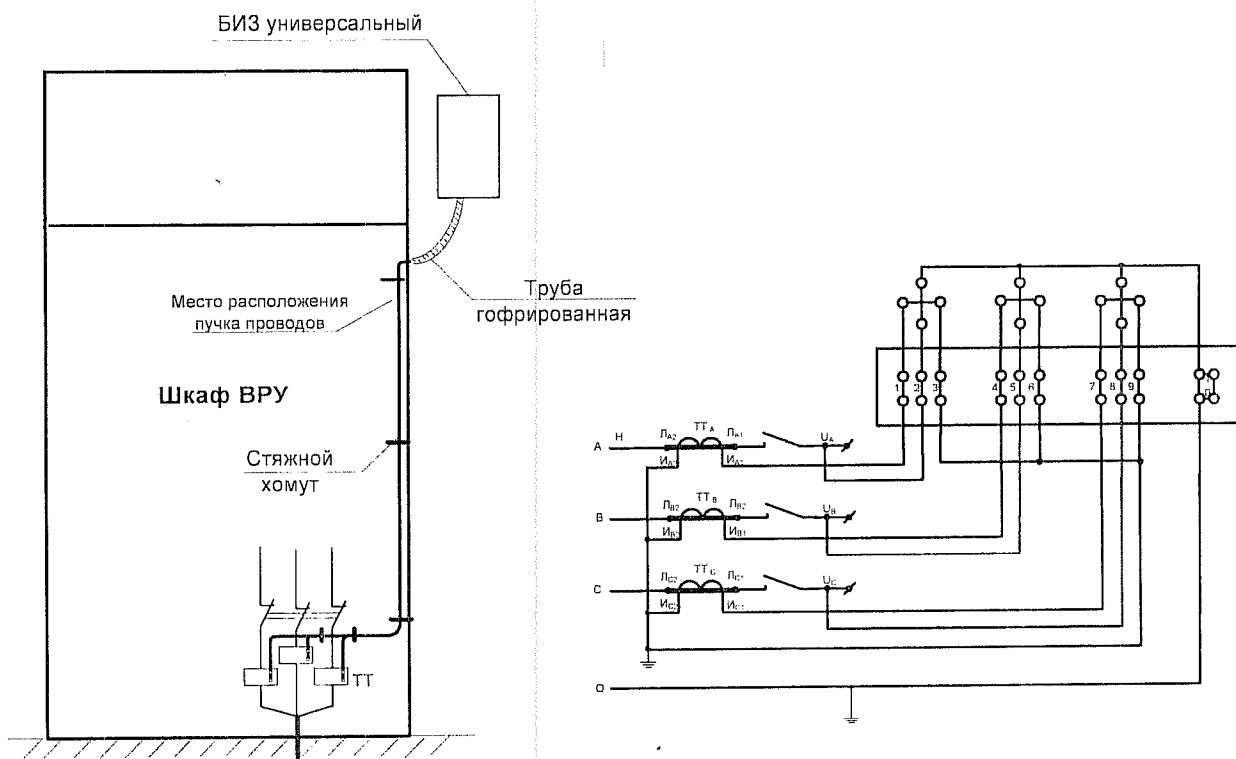
7.11. Установка счетчиков вне шкафа ВРУ с двумя вводами

Компоновка оборудования Электрическая схема



7.12. Установка счетчиков вне шкафа ВРУ с одним вводом

Компоновка оборудования Электрическая схема

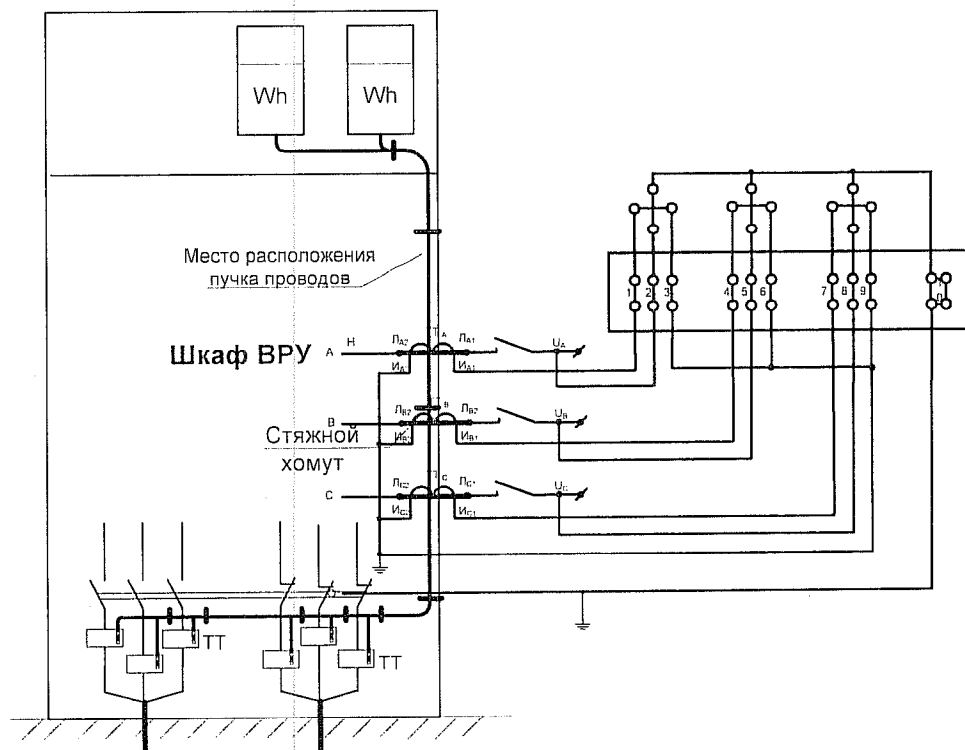


Спецификация материалов

№ п/п	Наименование	Ед. изм	Кол-во на ВРУ с 1 вводом
1	Провод ПВ 1х2,5	км.	0,021
2	Труба гофрированная ПВХ «СТГ10-20-К41-100»	м.	0,5
3	Шкаф пластиковый - БИЗ универсальный	шт	1
4	Трансформатор тока ТТИ-0,66 150/5-600/5 (ТА-80R 150/5-600/5)	компл.	1
5	Хомут кабельный 2,5х100	шт.	5

7.13. Установка счетчиков в шкафу ВРУ с двумя вводами

Компоновка оборудования
Электрическая схема



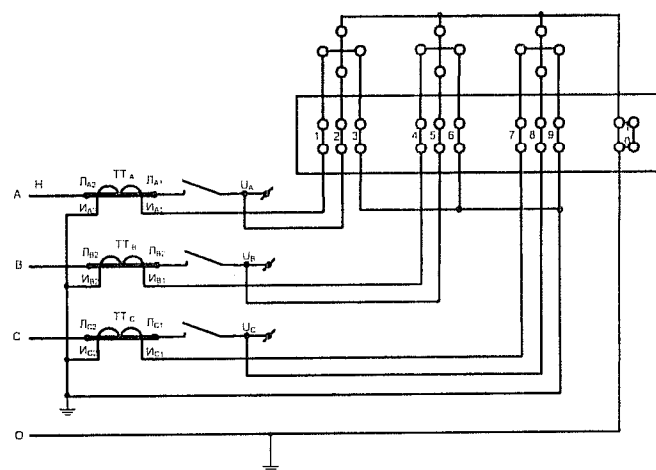
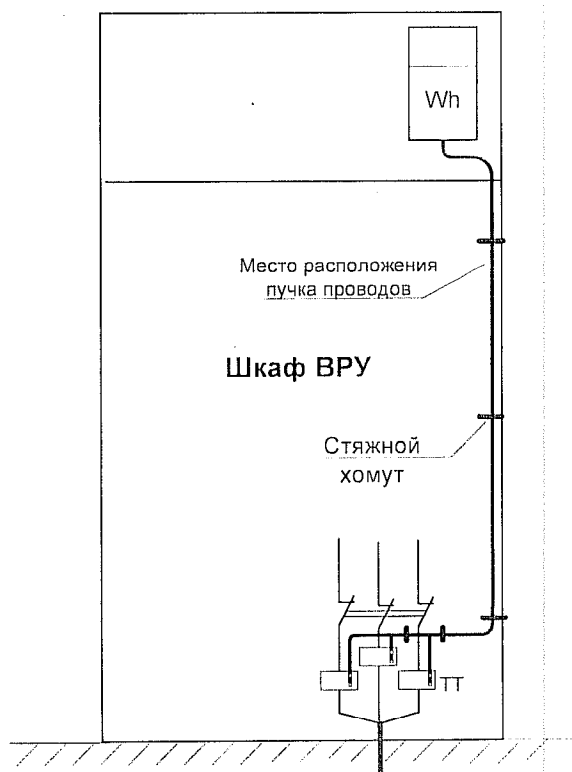
Спецификация материалов

№ п/п	Наименование	Ед. изм	Кол-во на ВРУ с 2 вводами
1	Провод ПВ 1х2,5	км.	0,042
2	Трансформатор тока ТТИ-0,66 150/5-600/5 (ТА-80R 150/5-600/5)	компл.	2
3	Хомут кабельный 2,5х100	шт.	8

7.14. Установка счетчиков в шкафу ВРУ с одним вводом

Компоновка оборудования

Электрическая схема

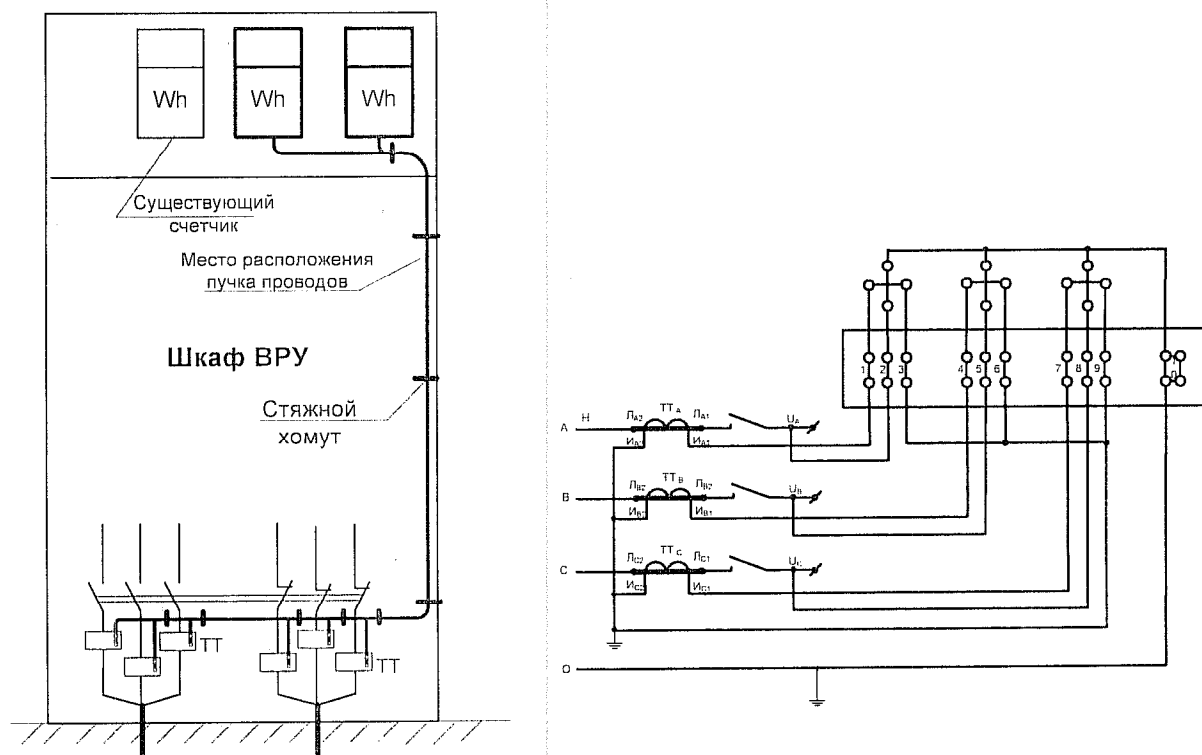


Спецификация материалов

№ п/п	Наименование	Ед. изм	Кол-во на ВРУ с 1 вводом
1	Провод ПВ 1х2,5	км.	0,021
2	Трансформатор тока ТТИ-0,66 150/5-600/5 (ТА-80R 150/5-600/5)	компл.	1
3	Хомут кабельный 2,5х100	шт.	5

7.15. Установка счетчиков в шкафу ВРУ с двумя вводами и существующим счетчиком на общедомовые нужды (юр. лица)

Компоновка оборудования
Электрическая схема



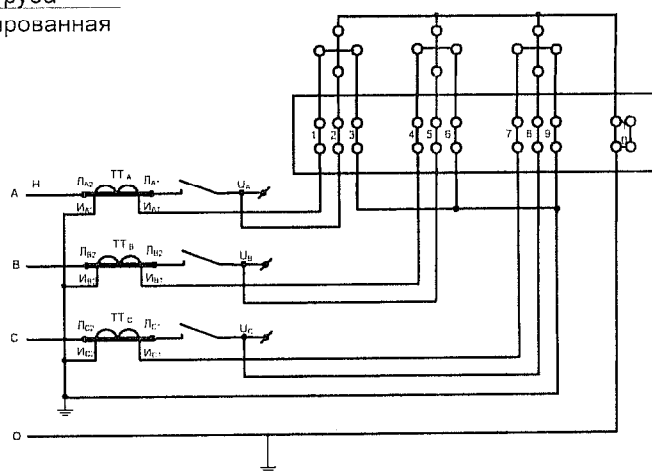
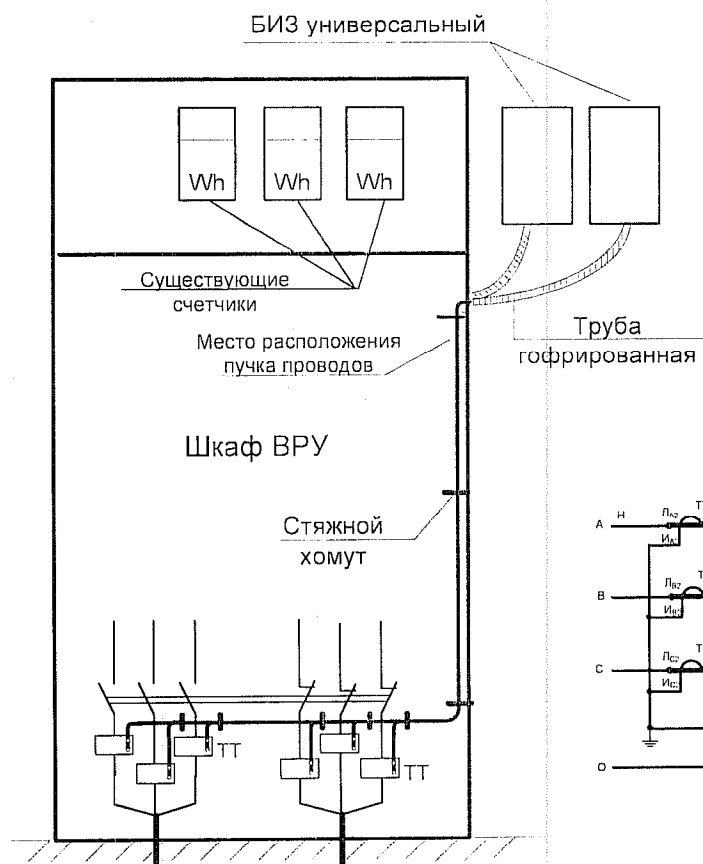
Спецификация материалов

№ п/п	Наименование	Ед. изм	Кол-во на ВРУ с 2 вводами
1	Провод ПВ 1х2,5	км.	0,042
2	Трансформатор тока ТТН-0,66 150/5-600/5 (ТА-80R 150/5-600/5)	компл.	2
3	Хомут кабельный 2,5х100	шт.	8

7.16. Установка счетчиков вне шкафа ВРУ с двумя вводами и существующими счетчиками на общедомовые нужды, лифты, юр. лица

Компоновка оборудования

Электрическая схема



Спецификация материалов

№ п/п	Наименование	Ед. изм	Кол-во на ВРУ с 2 вводами
1	Провод ПВ 1х2,5	км.	0,042
2	Трансформатор тока ТТИ-0,66 150/5-600/5 (ТА-80R 150/5-600/5)	компл.	2
3	Хомут кабельный 2,5х100	шт.	8

Объем выполняемых работ

Вид выполняемых работ	Единица измерения	Всего
Проектно-изыскательские работы	ед. оборуд.	156
Монтаж БиЗ с 3-фазным счетчиком прямого включения на ГБП МКЖД.	шт.	35
Монтаж БиЗ с 3-фазным счетчиком трансформаторного включения и ТТ на ГБП МКЖД.	шт.	75
Монтаж БиЗ с 3-фазным счетчиком трансформаторного включения и испытательной коробкой и установка/замена ТТ на ТП МРСК	объект.	46
Монтаж-выносного шкафа с УСПД на ТП потребителя и МРСК	шт.	46
Пусконаладочные работы	ед. оборуд.	156

* Объем указанных работ уточняется по результатам предпроектного обследования.