

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

на выполнение комплекса работ по созданию и модернизации точек учета розничного рынка электроэнергии у потребителей Ишимского территориально-производственного отделения филиала ОАО «Тюменьэнерго» Тюменские распределительные сети.

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, оборудование связи и т.п.);
ИИК - информационно-измерительный комплекс точки учёта;
МРСК - межрегиональная распределительная сетевая компания;
ТРС - Тюменские распределительные сети;
ТПО - территориально производственное отделение;
МЭК - международная электротехническая комиссия;
ПО - программное обеспечение;
ТЗ - техническое задание;
ТН - трансформатор напряжения;
ТТ - трансформатор тока;
УСПД - устройство сбора и передачи данных.
Com - технологический стандарт от компании Microsoft, предназначенный для создания программного обеспечения на основе взаимодействующих распределённых компонентов, каждый из которых может использоваться во многих программах одновременно;
DCom - распределённая **Com** технология;
Ethernet - пакетная технология передачи данных преимущественно локальных компьютерных сетей;
Fieldbus - промышленная сеть передачи данных;
GSM - глобальный цифровой стандарт для мобильной сотовой связи;
GPRS - надстройка над технологией мобильной связи GSM, осуществляющая пакетную передачу данных;
OPC - семейство программных технологий, предоставляющих единый интерфейс для управления объектами автоматизации и технологическими процессами;
PLC - коммуникация, построенная на линиях электропередачи;
RS-485 - стандарт передачи данных по двухпроводному полудуплексному многоточечному последовательному каналу связи;
SMS - технология, позволяющая осуществлять приём и передачу коротких текстовых сообщений сотовым телефоном;
SMTP - сетевой протокол, предназначенный для передачи электронной почты в сетях TCP/IP;
SNMP - протокол управления сетями связи на основе архитектуры TCP/IP;
TCP/IP - набор сетевых протоколов разных уровней модели сетевого взаимодействия, используемых в сетях.

1 Общие сведения

1.1 Предмет закупки

Право заключения договора на выполнение работ по созданию и модернизации точек учета розничного рынка электроэнергии у потребителей филиала ОАО «Тюменьэнерго» Тюменские распределительные сети Ишимское территориально-производственное отделение.

1.2 Наименование

Создание и модернизация точек учета розничного рынка электроэнергии у потребителей филиала ОАО «Тюменьэнерго» Тюменские распределительные сети Ишимское территориально-производственное отделение.

Работы, предусмотренные данным Техническим заданием, выполняются на линейных объектах, относящихся к сетям электроснабжения, приведенных в Приложении №2 настоящего Технического задания.

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 удаленным сбором данных на границе балансовой принадлежности с потребителями [юридических лиц, бытовых абонентов и т.д.].

1.4 Основание для проведения работ

Программа перспективного развития систем учета электроэнергии на розничном рынке электроэнергии ОАО «Тюменьэнерго», утверждённая Советом директоров ОАО «Тюменьэнерго» 12 марта 2012 года (Протокол №02/12 от 12.03.2012г.).

Инвестиционная программа ОАО «Тюменьэнерго» на 2012 - 2017 годы, утверждённая Министерством энергетики Российской Федерации (Приказ №251 от 11.05.2012г.).

1.5 Сроки начала и окончания работ

1 ЭТАП – с даты подписания договора до 30.11.2015г.

2 ЭТАП – с 01.02.2016 г. до 30.11.2016 г.

Форма и сроки оплаты выполненных работ определяются договором.

1.6 Ценовые показатели

Предельная стоимость планируемой к организации системы учета электроэнергии с удаленным сбором данных составляет 187 232 963 рубля 54 копейки кроме того НДС 18% 33 701 933 рубля 44 копейки. Итого с НДС (18%) **220 934 896 рублей 98 копеек**.

В стоимость работ входят все расходы и затраты, связанные с выполнением работ, обязательные платежи и материалы.

1.7 Источник финансирования

– Инвестиционная программа ОАО «Тюменьэнерго» на 2012 - 2017 годы, утверждённая Министерством энергетики Российской Федерации (Приказ №251 от 11.05.2012г.).

1.8 Объем и тип оборудования

Количество объектов и технические характеристики оборудования приведены в Приложении №1 настоящего Технического задания.

К установке допускаются системы учета электроэнергии, соответствующие ~~техническим~~ требованиям Стандарта организации о технической политике по учету

Согласовано: Управление правового обеспечения
ОАО «Тюменьэнерго»

Согласовано:
секретарь конкурсной комиссии
ОАО «Тюменьэнерго» Марков И.В.

электроэнергии в распределительном сетевом комплексе ОАО «Тюменьэнерго» № СТ-ИА-40.13.11-5-11-06-2014 от 11.06.2014 г., который находится на сайте www.te.ru.

1.9 Объекты

Установка систем учета электроэнергии производится на объектах, приведенных в Приложении №1 настоящего Технического задания.

2 Общие технические требования

2.1. Техническое предложение должно быть представлено в виде типового технического решения и содержать в своем составе:

- полное описание перечня и объема, предлагаемых работ;
- описание вариантов подключения и монтажа всего применяемого оборудования с приложением схем и рисунков.

Перечень оборудования всех уровней, входящих в состав предлагаемой системы и описанный в техническом предложении должен подтверждаться предоставлением в составе заявки, подаваемой участником, копиями образцов паспортов, сертификатов соответствия, свидетельства об утверждении типа средств измерений, а также документы подтверждающие характеристики и описание предлагаемого оборудования.

2.2. Продукция должна быть новой, ранее не использованной, с давностью выпуска на момент монтажа не более 6 месяцев.

2.3. Все используемое оборудование должно соответствовать условиям эксплуатации, конструктивное исполнение соответствовать требованиям климатического исполнения по ГОСТ 15150-69 «Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды» и удовлетворять требованиям к рабочему диапазону температур от -40 до +60.

2.4. Типы применяемых компонентов систем учета электроэнергии (приборы учета, измерительные трансформаторы и т.д.) должны быть утверждены федеральным органом исполнительной власти по техническому регулированию и метрологии, внесены в Государственный реестр средств измерений.

2.5. На каждую единицу поставляемого оборудования продукции должен быть предоставлен образец паспорта, комплектность по спецификации, руководство по эксплуатации. На поставляемое оборудование предоставляется копия сертификата соответствия.

2.5.1 Трансформаторы тока по техническим характеристикам должны соответствовать ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия». Коэффициенты трансформаторов тока должны быть выбраны по условиям фактической нагрузки и требованиям Правил устройства электроустановок и определены по результатам предпроектного обследования. Значения допустимых классов точности трансформаторов тока определяется исходя из условий объекта измерений.

2.5.2 Трансформаторы напряжения по техническим характеристикам должны соответствовать ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия». Значения допустимых классов точности трансформаторов напряжения определяется исходя из условий объекта измерений.

2.5.3 Технические параметры и метрологические характеристики счётчиков должны соответствовать требованиям ГОСТ 31818.11-2012 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. Часть 11. 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 31819.21-2012 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 21. Статические счетчики активной энергии классов точности 1 и 2», (для реактивной энергии - ГОСТ 31819.23-2012 «Аппаратура для

измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Счетчики статические реактивной энергии)), ГОСТ IEC 61107-2011 «Обмен данными при считывании показаний счетчиков, тарификации и управлении нагрузкой. Прямой локальный обмен данными».

2.6. На приборы учёта и шкафы учета должны быть нанесены логотипы ОАО «Тюменьэнерго».

2.7. Состав оборудования шкафов учета и его технические характеристики должны быть определены в результате обследования объектов, а так же при составлении спецификации оборудования и работ.

3 Состав и содержание работ

Все работы по созданию и модернизации точек учета розничного рынка электроэнергии у потребителей филиала ОАО «Тюменьэнерго» Тюменские распределительные сети, Ишимское ТПО выполняются силами Подрядной организацией и включают в себя следующие работы:

- проведение предпроектного обследования объектов. Структурирование по объектам основного оборудования, определение каналов и среды передачи данных, технические характеристики и схемы включения, согласование с Заказчиком;
- разработка типовых технических решений, локальных смет, эксплуатационной документации (далее - проект) на организацию/модернизацию системы учета с удаленным сбором данных и согласование проекта с Заказчиком. Проектом предусмотреть расчет затрат на эксплуатацию системы учета;
- согласование проектной документации при установке систем учета электроэнергии на объектах потребителя (кроме частных домовладений) и графиков выполнения работ с потребителями, с организациями-представителями потребителей (кроме бытовых потребителей);
- разработка и согласование с Заказчиком планов-графиков производства работ и технологических карт производства работ по строительно-монтажным, пусконаладочным работам и сдачи в промышленную эксплуатацию готовых объектов;
- поставка оборудования и материалов в полном объеме согласно утвержденной спецификации;
- комплектация оборудования и материалов;
- выполнение работ по монтажу технических средств, прокладка проводов и кабельных линий;
- 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.);
- представление Заказчику приемосдаточной документации в соответствии с разделами 1, 2, 6, 7, 8 И 1.13-07 «Инструкция по оформлению приемосдаточной документации по электромонтажным работам».

3.1. Перечень работ по организации учета

3.1.1 Выполнение работ по монтажу технических средств:

- В соответствии с проектом выполнить монтаж средств измерений (счетчиков электрической энергии, измерительных трансформаторов).
- Монтаж оборудования передачи данных.
- Прокладка кабельных линий, линий связи, а так же частичная реконструкция ВЛ 0,4 кВ в части замены ответвлений ВЛ к жилым домам и сооружениям с применением СИП и анкерных зажимов.

- Оформление паспортов-протоколов всех измерительных комплексов на каждом объекте, включая проведение необходимых измерений по загрузке вторичных цепей трансформаторов тока, потерь напряжения от трансформаторов напряжения до счетчиков.

- Испытание смонтированных технических средств (автономное).

- Сдача системы для пусконаладочных испытаний.

3.1.2 Проведение пусконаладочных работ:

- Автономная наладка технических и программных средств.

- Обеспечение доступа программно-технического комплекса для автоматизированного сбора данных с системы учета электроэнергии.

- Комплексная наладка всех элементов системы, отладка их взаимодействия.

- Проведение предварительных испытаний.

- Оформление акта о приемке в опытную эксплуатацию.

3.1.3 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.

3.1.4 Приемочные испытания систем коммерческого учета электроэнергии:

- Анализ результатов испытаний и устранение недостатков, выявленных при испытаниях.

- Оформление акта о приемке системы коммерческого учета электроэнергии в промышленную эксплуатацию по каждому объекту отдельно.

3.1.5 Ввод системы учета в промышленную эксплуатацию в целом с составлением акта.

4 Требования к системе учета с удаленным сбором данных

4.1 Общие требования к системе учета с удаленным сбором данных

Технические средства создаваемой системы учета с удаленным сбором данных должны быть изготовлены производителем в виде законченных, укомплектованных изделий, для установки которых на месте эксплуатации достаточно указаний, приведенных в эксплуатационной документации, в которой нормированы метрологические характеристики измерительных каналов системы;

- внедряемые системы учета уровня ИВКЭ и ИИК должны поддерживаться существующим единым ИВК верхнего уровня Заказчика построенным на базе ПТК «ЭКОМ»;

- необходимость уровня ИВКЭ определить в проектной документации;

- применяемые протоколы ИИК/ИВКЭ системы должны быть открытыми и обеспечивать возможность интеграции в существующий в ОАО «Тюменьэнерго» единый ИВК верхнего уровня на базе ПТК «ЭКОМ»;

- добавление новых счетчиков электроэнергии и УСПД в существующий единый ИВК верхнего уровня на базе ПТК «ЭКОМ» должно сопровождаться расширением дискового пространства на объем необходимый для хранения учетных данных с точек учета по текущему договору в течении 3,5 лет; дальнейшее расширение системы учета - добавление новых (однотипных по отношению к используемым при создании системы и/или продекларированным исполнителем, как поддерживаемые на момент создания системы) счетчиков электроэнергии, УСПД не должно вызывать необходимости доработки созданной системы учета с удаленным сбором данных;

- система должна производить автоматический сбор с заданной периодичностью данных измерений и хранение их в базе данных не менее 3,5 лет с регулярным резервированием на внешних носителях информации;
- система должна обеспечивать снятие показаний со всех контролируемых ИИК электрической энергии на единый момент времени;
- система должна обеспечивать контроль полноты и объема собранной информации со всех контролируемых ИИК;
- система должна обеспечивать диагностику функционирования технических и программных средств;
- система должна обеспечивать конфигурирование и настройку параметров выполнения измерений и иных действий;
- система должна обеспечивать ведение системы единого времени, выработку текущего времени с погрешностью не более ± 5 секунд в сутки;
- установка (монтаж) приборов учета, оборудования сбора и передачи данных (концентраторы) с возможностью интеграции в существующую на объекте систему учета энергоресурсов с удаленным сбором данных (при наличии такой системы на объекте);
- система должна обеспечивать формирование балансов электрической энергии по объектам производства работ как по отдельности, так и по группе, в ручном и автоматическом режиме.
- Удаленный опрос, конфигурирование и управление УСПД и счетчиками должны производиться только посредством существующем ИВК верхнего уровня ПТК «ЭКОМ».

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:

- монтажа в щит учета, или на DIN-рейку, или на опору – в соответствии с местом и способом установки;
- учет электрической энергии в одно- и трех- фазных сетях переменного тока;
- работу по одному или нескольким цифровым каналам связи;
- возможность учета не менее чем по 4 - м тарифам отдельно для рабочих, выходных и праздничных дней с индивидуальным тарифным расписанием для каждого месяца года;
- отображение параметров и событий на дисплее должно быть русифицировано или отображаться с помощью мнемосимволов и кодов (исключение могут составлять единицы измерения параметров по единой системе измерений – СИ, отображаемых на дисплее счетчика);
- измерение и расчет в режиме реального времени для однофазных приборов учета:
 - фазное напряжение;
 - фазный ток;
 - активная мощность;
 - реактивная мощность;
 - полная мощность;
 - коэффициент мощности;
 - ток в нулевом проводе;
 - небаланс токов в фазном и нулевом проводах;
 - частота сети.

- Согласовано: Управление правового обеспечения
ОАО «Тюменьэнерго»

помехам, наведенным радиочастотными электромагнитными полями. Требования и методы испытаний»;

- 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;

- протоколы обмена данными соответствующие рекомендациям МЭК. Приборы учета должны иметь открытые стандартные протоколы обмена данными по всем своим цифровым интерфейсам, соответствующие стандарту IEC 62056 (DLMS/COSEM);

- функциональность программного обеспечения для реализации следующих задач:

- программирования счетчика;

- считывания данных и просмотра данных в эксплуатационном режиме (мгновенные данные);

- документирования данных и возможности конвертации информации в один из распространенных форматов (*.xls, *.csv, *.txt, *.xml);

- экспорт журнала событий;

- обмена данными на базе «открытых» протоколов с устройствами всех уровней иерархии системы учета;

- защита от потери зафиксированных показаний (суммарных и по тарифам) при отсутствии гарантированного питания.

Функциональные возможности при организации учета у бытовых абонентов индивидуальной жилой застройки и многоквартирного сектора:

- класс точности не хуже 1.0 по активной энергии;

- управление встроенным или внешним устройством управления нагрузкой по программируемым критериям;

- хранение профиля нагрузки с 60-ти минутным интервалом, данных по активной энергии с нарастающим итогом за прошедший месяц, суточных значений на глубину хранения не менее 123 суток, за текущий и прошедшие месяцы на глубину не менее 12 месяцев, запрограммированных параметров не менее 3-х лет, последних 100 зафиксированных событий;

- в устанавливаемых приборах учета запрограммировать хранение профиля нагрузки с 30-ти минутным интервалом;

- возможность программирования, перепрограммирования, управления и считывания параметров и данных локально [оптопорт, а так же RS-485 и/или RF] и удаленно [по встроенному модему радио и/или GSM/ GPRS, и др.];

- разграничение прав доступа на перепрограммирование в соответствии с паролями доступа;

- наличие встроенного и (или) удаленного (выносного) цифрового дисплея отображения информации;

- базовая (максимальная) сила тока счетчиков электрической энергии определяется проектом;

Функциональные возможности при организации общедомового учета электроэнергии:

- класс точности для активной (реактивной) энергии не хуже 1,0 (2.0) - для присоединений 0,4 (0,2) кВ;

- управление внешним устройством управления нагрузкой по программируемым критериям;

- хранение профиля нагрузки с 60-ти минутным интервалом, данных по активной и реактивной электроэнергии с нарастающим итогом за прошедший месяц, суточных значений на глубину хранения не менее 123 суток, за текущий и прошедшие месяцы на глубину не менее 12 месяцев, запрограммированных параметров не менее 3-х лет, последних 100 зафиксированных событий;

- в устанавливаемых приборах учета запрограммировать хранение профиля нагрузки с 30-ти минутным интервалом;
- наличие встроенного цифрового дисплея отображения информации;
- диапазон по напряжению: от 173В до 264В для 1-фазных приборов учета; $3 \cdot (57,7-115)/(100-200)$ В для 3-фазных приборов учета трансформаторного включения с ТТ и ТН, $3 \cdot (120-230)/(208-400)$ В для приборов учета трансформаторного включения с ТТ;
- базовая (максимальная) сила тока счетчиков электрической энергии определяется проектом;
- возможность программирования, перепрограммирования, управления и считывания параметров и данных локально [оптопорт, а так же RS-485 и/или RF] и 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 0,5 (1,0) [класс точности определяется в соответствии со стандартом организации о технической политике по учету электроэнергии];
- хранение профиля нагрузки с 60-ти минутным интервалом, данных по активной и реактивной электроэнергии с нарастающим итогом за прошедший месяц, суточных значений на глубину хранения не менее 123 суток, за текущий и прошедшие месяцы на глубину не менее 12 месяцев, запрограммированных параметров не менее 3-х лет, последних 100 зафиксированных событий;
- в устанавливаемых приборах учета запрограммировать хранение профиля нагрузки с 30-ти минутным интервалом;
- наличие встроенного цифрового дисплея отображения информации;
- диапазон по напряжению: $3 \cdot (57,7-115)/(100-200)$ В для 3-фазных приборов учета трансформаторного включения с ТТ и ТН, $3 \cdot (120-230)/(208-400)$ В для приборов учета прямого и трансформаторного включения с ТТ;
- базовая (максимальная) сила тока счетчиков электрической энергии определяется проектом;
- возможность программирования, перепрограммирования, управления и считывания параметров и данных локально [оптопорт, RS-485 и/или RF] и удаленно [по встроенному модему радио и/или GSM/ GPRS, и др.].

Требования к трансформаторам тока:

- тип, коэффициенты трансформации определяются проектом;
- класс точности применяемых трансформаторов тока – 0,5S.
- 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 «Общие требования к машинам, приборам и другим техническим изделиям в части стойкости к механическим внешним воздействующим факторам при эксплуатации». Исполнение трансформаторов по условиям установки на месте работы — встраиваемые, допускают установку в пространстве в любом положении. Контактные зажимы вторичной обмотки закрыты прозрачной пластмассовой крышкой, с возможностью опломбирования. По способу защиты от поражения электрическим током трансформаторы относятся к классу 0 по ГОСТ 12.2.007.0-75 «Система стандартов безопасности труда. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности» и имеют степень защиты IP 00 по ГОСТ 14254-96 «Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP)».

Коэффициенты ТТ должны быть выбраны по условиям ПУЭ к фактической нагрузке.

4.2.2 Требования к трансформаторам напряжения и их вторичным цепям.

Для питания цепей напряжения измерительных элементов счетчиков должны применяться трехфазные трансформаторы напряжения (ТН) или однофазные трансформаторы, устанавливаемые в каждой из трех фаз. Запрещается использовать для целей коммерческого учета электрической электроэнергии встроенные трансформаторы напряжения. Исключением являются ТН, встроенные в комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией, далее - КРУЭ. При применении КРУЭ встроенные ТН должны иметь возможность периодической метрологической поверки.

Применяемые измерительные ТН по техническим характеристикам должны соответствовать ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

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

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

Конструкция клеммных зажимов трансформаторов напряжения должна обеспечивать их защиту от несанкционированного доступа.

Измерительные ТН всех классов напряжения должны защищаться со стороны высшего напряжения соответствующими предохранителями или защитными коммутационными аппаратами. При этом конструкция приводов защитных коммутационных аппаратов на стороне высшего напряжения измерительных ТН расчетного учета должна обеспечивать возможность их пломбирования. Трансформаторы напряжения, используемые только для учета и защищенные предохранителями, должны иметь контроль целостности предохранителей.

Межповерочный интервал трансформаторов напряжения должен составлять не менее 6 лет.

4.3 Требования к ИВКЭ

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

Форматы и протоколы передачи данных ИВКЭ должны иметь открытые протоколы обмена данными. При передаче данных должна быть обеспечена их защита от несанкционированного доступа.

Применяемые ИВКЭ должны обеспечивать:

- интерфейсы связи с приборами учета;
- автоматическую коррекцию (синхронизацию) времени обслуживаемых счетчиков электрической энергии;
- передачу накопленных данных в различные системы верхнего уровня для их дальнейшей обработки и хранения;
- передачу на уровень ИВК перечня приборов учета, связь с которыми присутствует;
- трансляцию управляющих команд с уровня ИВК на уровень ИИК и передачу подтверждения выполнения команды от счетчика на ИВК;
- ведение и передачу на уровень ИВК журнала событий, позволяющего установить время выхода/не выхода прибора учета на связь;

- автоматический поиск приборов учета в сети и включение найденных приборов учета в схему опроса;
- дистанционную коррекцию схемы опроса;
- защиту от несанкционированного доступа на аппаратном уровне посредством опломбировки разъёмов, функциональных модулей и т.п., и на программном уровне - вводом пароля;
- функцию самодиагностики с фиксацией результата в «Журнале событий» и отображение соответствующей индикации.

Возможность параметрирования ИВКЭ должна быть только при вводе корректного пароля.

ИВКЭ должен иметь функцию самодиагностики с возможностью считывания результата посредством коммуникационного интерфейса и специального программного обеспечения.

Напряжение питания ИВКЭ или блока 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, предусмотренными проектом.

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.).

4.4 Требования к монтажу и местам установки оборудования

4.4.1 При установке системы учёта (Приложение №1 настоящего Технического задания) потребителям индивидуальной застройки:

- счётчик электрической энергии подлежит установке в отдельном запирающемся распределительном шкафу наружной установки (на опоре линий электропередач) со степенью защиты от проникновения воды и посторонних предметов соответствующий IP 54 по ГОСТ 14254-96 «Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP)»;
- в случае установки систем учета с выносным отображающим устройством (дисплеем), счетчик подлежит установке в месте подключения отходящей линии (ввода) к сетям электроснабжения;
- в шкафу перед счётчиком, допускается установка реле контроля напряжения для защиты счетчика и внутридомовой сети от перенапряжений (при этом после РКН предусмотреть автомат с независимым расцепителем)¹;
- в шкафу перед счётчиком, предусмотреть аппарат защиты от короткого замыкания во внутридомовой сети, выбранный по расчётному току сети, имеющий устройство для пломбирования или маркирования исключающее доступ к контактам;
- внутридомовую сеть к счетчику прямого включения подключить непосредственно к выходным (нагрузочным) клеммам счётчика в соответствии со схемой, указанной в паспорте применяемого счётчика;
- монтаж шкафа учета выполнить по нормам безопасности от поражения электрическим током и возгорания;
- должны быть выполнены мероприятия по защите от хищения электроэнергии путем замены неизолированного ввода на изолированный (кабельный);
- при наличии ввода на 2, 3, 4 квартиры, осуществить разделение вводов, выполнив по 1 вводу на квартиру;

¹ При необходимости для защиты от недопустимого отклонения напряжения в электрических сетях.

- при применении распределительных шкафов, типовыми техническими решениями необходимо предусмотреть установку распределительного шкафа на расстоянии не менее 1,7 м от основания опоры;

- монтаж оборудования выполнять по нормам безопасности от поражения электрическим током.

4.4.2 При установке систем учета в многоквартирных домах (МКД) на лестничных площадках:

- счётчики устанавливать в существующем запирающемся шкафу внутренней или наружной установки в соответствии с результатами предпроектного обследования;

- при организации точек учета во вновь устанавливаемых шкафах учета, типоразмеры шкафа выбрать в зависимости от требуемого количества (по количеству квартир на площадке) и типов применяемых счётчиков;

- монтаж шкафа выполнить по нормам безопасности от поражения электрическим током.

4.4.3 При установке систем учета в многоквартирных домах (МКД) внутри квартир:

- счётчики устанавливать в существующих нишах взамен ранее установленных, при отсутствии установочных ниш, точку учета следует организовать в щите учета наружного исполнения. Место установки определяется результатами предпроектного обследования;

- внутриквартирную сеть подключать непосредственно к выходным (нагрузочным) клеммам счётчика с учетом коммутационной аппаратуры в соответствии со схемой, указанной в паспорте применяемого счётчика.

4.4.4 При установке систем учета в щитовой МКД 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, предусмотреть аппарат защиты от короткого замыкания во внутридомовой 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.

4.4.5 При установке систем учета, средств автоматизации и связи (Приложение №1 настоящего Технического задания) на ПС/ТП/РУ/КТП 6-10кВ:

- в целях термической и динамической устойчивости применять счётчики трансформаторного включения;

- трансформаторы тока устанавливать на присоединении в РУ-0,4кВ;

- счётчики, средства автоматизации и связи устанавливать в РУ-0,4кВ трансформаторных подстанций, допускается установка в запирающихся шкафах наружного исполнения;

- 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.

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 ИБК 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 1200 бит/с;

- выбор оборудования и канала передачи данных должен производиться с учетом обеспечения надежности и экономичности (наименьших затрат) передачи данных;

- при использовании каналов связи GSM/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;

- модем работающий по протоколу GPRS должен иметь функцию использования статического ip-адреса; 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 обязательной защитой данных от искажения.

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 удаленным сбором данных по показателям надёжности должны соответствовать требованиям ГОСТ 27883-88 «Средства измерения и управления технологическими процессами. Надёжность. Общие требования и методы испытаний».

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 измерений, 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 приборы учета 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 ТР ТС 020/2011 «Электромагнитная совместимость технических средств» по электромагнитной совместимости;
- уровень радиопомех, создаваемых устройствами и их составными частями, должен соответствовать требованиям ГОСТ Р 51320-99 «Совместимость технических средств электромагнитная. Радиопомехи промышленные. Методы испытаний технических средств - источников промышленных радиопомех» и не превышать норм, предусмотренных в «Общесоюзных нормах допускаемых промышленных радиопомех» (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 из состава ЗИП, с последующим ремонтом, вышедших из строя модулей;
- технические средства системы учета должны быть обслуживаемыми устройствами. Техническое обслуживание должно заключаться в систематическом наблюдении за правильностью работы устройства, в регулярном техническом осмотре и устранении возникающих неисправностей допущенным для этих работ персоналом или обслуживающей организацией;
- условия хранения технических средств системы учета должны отвечать требованиям ГОСТ 15150-69 «Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды».

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 от 16.02.2008 № 87 "О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию", ГОСТ 21.1101-2013 «Система проектной документации для строительства. Основные требования к проектной и рабочей документации», ГОСТ

34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания», ГОСТ 34.602-89 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание автоматизированной системы», РД 50-34.698-90 «Методические указания. Информационная технология. Комплекс стандартов и руководящих документов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Требования к содержанию документов», статьями 47, 48 Градостроительного кодекса РФ, ПУЭ, ПТЭЭП и отвечать требованиям СНиП, государственным нормам и правилам, действующих на территории РФ;

– типовые проектные решения согласовать с филиалом ОАО «Тюменьэнерго» Тюменские распределительные сети 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 (четыре) 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;

– сметная документация составляется в базисном уровне цен на 01.01.2001г, в соответствии с Методикой по определению стоимости строительной продукции на территории Российской Федерации МДС 81-35.2004, Письмо Минрегиона РФ от 09.07.2010г. № 26686-КК/08 ;

– сметную документацию (сводный сметный расчет стоимости строительства, объектные и локальные сметные расчеты (сметы), сметные расчеты на отдельные виды затрат) разработать с применением территориальных сметных нормативов, приведенных в соответствии с государственными сметными нормативами. Пересчет в текущие цены выполнить индексами изменения сметной стоимости Минрегиона РФ. Пересчет базисной стоимости строительства осуществить в двух уровнях по состоянию на 4 квартал 2010г. и на момент составления сметной документации. Индексы перерасчета смет в текущие цены согласовать с филиалом ОАО «Тюменьэнерго» Тюменские распределительные сети;

– 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 81-05-02-2007 «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 от 02.10.2002 N 729 "О размерах возмещения расходов, связанных со служебными командировками на территории Российской

Федерации, работникам организаций, финансируемых за счет средств федерального бюджета", 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 "О размерах средств на премирование за ввод в действие производственных мощностей и объектов строительства" и письмом Минтруда РФ N 463-РБ, Госстроя РФ N 7-13/32 от 15.03.1993 "О размере средств на премирование за ввод объектов", 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 главы 25 Налогового Кодекса Российской Федерации;

- 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 2.601-2013 «Единая система конструкторской документации. Эксплуатационные документы», ГОСТ 2.610-2006 «Единая система конструкторской документации. Правила выполнения эксплуатационных документов».

Эксплуатационная документация на системы учета должна содержать следующую информацию и документы:

- перечень средств измерений в составе информационно-измерительного комплекса с указанием их номинальных параметров и классов точности;
- схема подключения счетчика электроэнергии и трансформаторов тока;
- исходные данные, методика и результаты расчета границ суммарной относительной погрешности средств измерений;
- руководство по эксплуатации;
- руководство по техническому обслуживанию;
- паспорт - формуляр;
- паспорта-протоколы;
- паспорта на оборудование системы учета;
- ведомость эксплуатационных документов.

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 ТР ТС 004/2011 «О безопасности низковольтного оборудования»;
- 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 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 видам обеспечения

4.16.1 Требования к программному обеспечению:

- в качестве ПО ИВК используется существующее ПО единого ИВК Заказчика - ПК «Энергосфера»;
 - в комплектность создаваемой системы должно входить ПО позволяющее конфигурировать, снимать показания и считывать информацию с УСПД и счетчиков, в том числе удаленно,;
 - количество лицензий на ПО позволяющее конфигурировать, снимать показания и считывать информацию с УСПД и счетчиков согласовывается с Заказчиком;
 - ПО встроенное в УСПД и приборы учета должно иметь бесплатную техническую поддержку;
 - все программное обеспечение (ПО) должно быть русифицировано, базироваться на открытых стандартах, быть масштабируемым и поддерживать как можно больше устройств учёта, сертифицированных на территории РФ;
 - проектная документация должна иметь следующие разделы:
 1. Основные технические решения;
 2. Расчет измерительных цепей напряжения и тока;
 3. Основные решения по монтажным работам;
 4. Локальные сметы на объект.
- Содержать явное описание, используемого программного обеспечения и его производителя, входящее в спецификацию закупаемой системы;
- программное обеспечение должно быть адаптировано под требования законодательства Российской Федерации;
 - объединение данных ИИК расчетного и технического учета должно производиться на интерфейсах верхнего уровня;

4.16.2 Требования к информационному обеспечению:

- все внедряемые системы учета уровня ИВКЭ и ИИК должны поддерживаться существующим единым ИВК Заказчика построенным на базе ПТК «ЭКОМ»;
- ПО позволяющее конфигурировать, снимать показания и считывать информацию с УСПД и счетчиков должно иметь функцию выгрузки показаний и профиля нагрузки в формате *.xls, *.doc, *.txt, для обработки, копирования и редактирования;
- В системе должны быть реализованы механизмы обмена данными результатов измерений, построенные на основе международного стандарта МЭК 61968 ч.9.

4.17 Требования к информационному обмену между уровнями системы

К средствам коммуникаций между устанавливаемыми устройствами систем учета предъявляются следующие требования:

- поддержка международных стандартных протоколов уровня МЭК, Fieldbus (Profibus, Modbus), DNP 3.0 и др. (перечень необходимых интерфейсов и протоколов определяется на стадии проектирования);
- обеспечение синхронизации интегрируемых компонентов системы с астрономическим временем;
- формирование служебной информации (результаты внутренней самодиагностики, синхронизации и т.п.).

4.18 Требования к проведению опытной эксплуатации

При проведении опытной эксплуатации проверяется соответствие установленного оборудования и программного обеспечения настоящим техническим требованиям, а также выполнение компонентами системы учета, заявленных производителем свойств и функций. Удачным опросом является получение информации с 95% приборов учета (суточный опрос, месячный опрос). Под инцидентом понимается событие, нарушающее нормальное функционирование системы, и не позволяющее успешно реализовать одну или несколько из заявленных функций.

Критерии успешного прохождения опытной эксплуатации:

- автоматический ежедневный сбор значений накопленной за день и с начала месяца энергии суммарно и отдельно по всем тарифам - не более 5% случаев неудачных опросов;
- автоматический ежемесячный сбор 30 (60) минутных накопленных значений активной энергии/усредненной мощности, - не более 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 5% случаев неудачных действий (без учета состояния каналов связи);
- удаленное (с рабочего места оператора) параметрирование приборов учета и их групп - не более 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 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 1%;
- среднее время устранения причины инцидента (сбоя) с момента возникновения инцидента (не более 4 часов);
- 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 выполнению работ

Обеспечение безопасности выполнения работ и соблюдение техники безопасности

согласно:

Согласовано: Управление правового обеспечения
ОАО «Тюменьэнерго»

Согласовано:

Генеральный конкурсной комиссии

ОАО «Тюменьэнерго»

- "Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок" Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 24 июля 2013 г. N 328н;
- Постановления Правительства РФ от 04.05.2012 N 442 "О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии";
- Правил устройства электроустановок (ПУЭ);
- Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭЭП);
- ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия»;
- ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия»;
- ГОСТ 14254-96 «Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (Код IP)»;
- ГОСТ 31818.11-2012 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. Часть 11. 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 Р 51318.22-99 «Совместимость технических средств электромагнитная. Радиопомехи промышленные от оборудования информационных технологий. Нормы и методы испытаний»;
- ГОСТ Р 8.563-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений. Методики (методы) измерений»;
- ГОСТ Р 8.596-2002 «Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения»;
- СНиП 12-03-2001 «Строительные нормы и правила Российской Федерации. Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования»;
- СНиП 12-04-2002 «Строительные нормы и правила Российской Федерации. Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство»;
- СНиП 3.05.06-85 «Строительные нормы и правила. Электротехнические устройства»;
- Правилами об охране труда при эксплуатации электроустановок, утвержденных приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации (зарегистрированы в Минюсте России 12 декабря 2013г. № 30593) вступившими в силу 04 августа 2014г.;
- 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. Учет электрической энергии и мощности на энергообъектах»;
- РД 34.11.334-97 «Типовая методика выполнения измерений электрической мощности. Учет электрической энергии и мощности на энергообъектах»;
- 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»;

- РД 34.35.305 «Инструкция по проверке трансформаторов напряжения и их вторичных цепей»;
- МИ 222-80 «Методика расчета метрологических характеристик измерительных каналов информационно-измерительных систем по метрологическим характеристикам компонентов»;
- МИ 2168-91 «ГСИ. Системы измерительные информационные. 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 3290-2010 «ГСИ. Рекомендации по подготовке, оформлению и рассмотрению материалов испытаний средств измерений в целях утверждения типа»;

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 системы учета объекта (без аварий, инцидентов по причине отказа оборудования объекта или нарушения технологических параметров его работы, работы в пределах проектных параметров и режимов) и работ устанавливается 60 (шестьдесят) месяцев с даты подписания сторонами Акта приемки выполненных работ формы КС-2.

6.3. Гарантийный срок нормальной эксплуатации оборудования входящего в систему учета устанавливается 60 месяцев с даты подписания сторонами Акта приемки выполненных работ формы КС-2.

6.4. 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 одного рабочего дня со дня обращения последнего с использованием любых доступных видов связи;

- выполнить все необходимые мероприятия по определению причины возникшего дефекта и представить Заказчику соответствующее заключение в течение 10 (Десяти) рабочих дней.

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

7 Особые условия

Работы по модернизации системы учета электроэнергии будут проводиться на действующем оборудовании 10-6-0,4кВ, а также вблизи оборудования, находящегося под высоким напряжением. Требуется определение порядка монтажа оборудования с минимальным перерывом электроснабжения.

Монтаж оборудования необходимо проводить с соблюдением "Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок" Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 24 июля 2013 г. N 328н по утвержденному филиалом ОАО «Тюменьэнерго» Тюменские распределительные сети проекту производства работ.

8 По техническим условиям выполнения работ обращаться

Начальник Управления эксплуатации и развития систем учета Департамента транспорта и учета электроэнергии ОАО «Тюменьэнерго» / Нигматуллин Рашид Гаптулхакович / тел. 77-67-93

Начальник Службы сопровождения оптового и розничного рынков электроэнергии Управления эксплуатации и развития систем учета Департамента транспорта и учета электроэнергии ОАО «Тюменьэнерго» / Кузнецов Вадим Олегович / тел. 77-62-93

9 Приложения

Приложение №1. Организация систем учета в секторе индивидуальной застройки и на ПС, ТП, РУ, КТП 6-10/0,4кВ.

Организация систем учета в секторе индивидуальной застройки и на ПС/ТП/РУ/КТП 6-10/0,4 кВ 2015-2016 гг. Ишимское ТПО

№ п/п	ПС	Населенный пункт	Всего приборов учета	Характеристика ЩУ				ТТ шт.
				1-фазный, шт.	Всего 3-фаз, 6=7+8	Прямого вкл.	Трансформато рного вкл.	
1	2	3	4=5+6	5	6=7+8	7	8	9
1 ЭТАП 2015 год								
Аромашевский РЭС								
1	ПС 110/35/10 кВ Аптула	Малиновка	226	202	24	19	5	15
2	ПС 110/35/10 кВ Кротово	Малоскарденная	133	119	14	10	4	12
3	ПС 110/35/10 кВ Березовка	Балахлей	31	30	1	0	1	3
4	ПС 110/35/10 кВ Аптула	Преображенка	31	29	2	0	2	6
5	ПС 110/35/10 кВ Кротово	Вилкова	48	45	3	2	1	3
6	ПС 110/35/10 кВ Аромашево	Балаганы	8	7	1	1	0	0
7	ПС 110/35/10 кВ Аромашево	Таловая	13	13	0	0	0	0
	ИТОГО:		490	445	45	32	13	39
Абатский РЭС								
1	ПС 110/10 кВ Тушнолобово	с. Болдырево	230	205	25	16	9	27
2	ПС 110/10 кВ Ощепково	с. Ощепково	300	284	16	16	0	0
3	ПС 110/10 кВ Камышенка	дер. Балаир	41	40	1	0	1	3
4	ПС 110/10 кВ Абатск	дер. Кокуй	57	47	10	9	1	3
5	ПС 110/10 кВ Камышенка	дер. Смоленка	48	42	6	4	2	6
6	ПС 110/10 кВ Камышенка	с. Восток	27	24	3	1	2	6
7	ПС 110/10 кВ Абатск	дер. Татарская	57	50	7	5	2	6
8	ПС 110/10 кВ Ощепково	с. Ощепково	45	10	35	20	15	45
	ИТОГО		805	702	103	71	32	96
Бердюжский РЭС								
1	ПС 110/35/10 кВ Бердюжье	д. Гагарина	127	113	14	10	4	12
2	ПС 110/10 кВ Истошино	д. Луговая	43	40	3	1	2	6
3	ПС 35/10 кВ Тундрово	д. Нестерова	1	0	1	0	1	3
4	ПС 35/10 кВ Пеганово	д. Второпесьянное	1	0	1	0	1	3
5	ПС 35/10 кВ Пеганово	д. Первопесьянное	2	2	0	0	0	0
6	ПС 35/10 кВ Пеганово	д. Первопесьянное	1	0	1	0	1	3
7	ПС 35/10 кВ Уктуз	д. Кушлук	1	0	1	0	1	3
8	ПС 35/10 кВ Уктуз	д. Полднево	12	9	3	2	1	3
9	ПС 110/35/10 кВ Бердюжье	д. Чесноки	30	26	4	2	2	6
10	ПС 110/35/10 кВ Бердюжье	д. Глубокое	36	32	4	1	3	9
11	ПС 110/35/10 кВ Бердюжье	д. Сугатова	10	9	1	0	1	3
12	ПС 110/35/10 кВ Бердюжье	с. Бердюжье	81	57	24	12	12	36
	ИТОГО		345	288	57	28	29	87
Гольшмановский РЭС								
1	ПС 110/10 кВ "Евсино"	Евсино	104	104	0	0	0	0
2	ПС 110/10 кВ "Горбуново"	Алекесеевка	38	35	3	1	2	6
3	ПС 110/10 кВ "Горбуново"	Боровлянка	174	173	1	0	1	3
4	ПС 110/10 кВ "Горбуново"	Горбуново	58	55	3	1	2	6
5	ПС 110/10 кВ "Горбуново"	Свистуха	39	37	2	0	2	6
6	ПС220/ 110/10 кВ "Гольшманово"	Гладилово	264	264	0	0	0	0
7	ПС 35/10 кВ "Чирки"	Усть-Малые Чирки	48	45	3	1	2	6
8	ПС 35/10 кВ "Чирки"	Турлаки	38	36	2	1	1	3
9	ПС 35/10 кВ "Чирки"	Тёмная	5	3	2	1	1	3
10	ПС 35/10 кВ "Чирки"	Большие Чирки	20	19	1	0	1	3
11	ПС 110/10 кВ "Гладилово"	Кузнецово	48	46	2	1	1	3
	ИТОГО		836	817	19	6	13	39
Ишимский РЭС								
1	ПС 110/10 кВ "Карасуль"	Опеновка	66	58	8	6	2	6
2	ПС 110/10 кВ "Гагарино"	Кислое	65	53	12	9	3	9
3	ПС 110/10 кВ "Песьяново"	Казанка	52	48	4	2	2	6
4	ПС 110/10 кВ "Гагарино"	Н. Травное	293	265	28	14	14	42
5	ПС 220/110/10 кВ "Ишим"	Ивановка	31	29	2	0	2	6
6	ПС 110/10 кВ "Песьяново"	Новоивановка	10	9	1	0	1	3
7	ПС 110/10 кВ "Равнец"	Налимово	18	16	2	1	1	3
8	ПС 220/110/10 "Ишим"	Троицк	57	52	5	3	2	6
9	ПС 110/10 "Песьяново"	Екатериновка	43	40	3	1	2	6
10	ПС 220/110/10 "Ишим"	Черемшанка	212	198	14	10	4	12
11	ПС 110/10 кВ "Гагарино"	Симонова	91	50	41	36	5	15
12	ПС 110/10 "1-Песьяново"	1-Песьяново	73	73	0	0	0	0
	ИТОГО:		1011	891	120	82	38	114
Казанский РЭС								
1	ПС 110/35/10 "Казанка"	Новоселезнево	675	549	126	107	19	57
2	ПС 110/35/10 "Казанка"	М-Ярки	70	58	12	10	2	6
3	ПС 110/35/10 "Казанка"	Чирки	160	138	22	18	4	12

ИТОГО:			905	745	160	135	25	75
Сладковский РЭС								
1	ПС 110/35/10 кВ "Сладково"	Майка	255	206	49	40	9	27
2	ПС 110/35/10 кВ "Сладково"	Новоказанка	72	70	2	2	0	0
3	ПС 110/35/10 кВ "Сладково"	Задонка	23	20	3	3	0	0
ИТОГО:			350	296	54	45	9	27
Сорокинский РЭС								
1	ПС 35/10 кВ Озерное	Озерное	331	298	33	33	0	0
2	ПС 110/10 кВ Каргалы	д. Одино	64	60	4	4	0	0
3	ПС 110/10 кВ Сорокино	Петровка	41	41	0	0	0	0
4	ПС 110/10 кВ Сорокино	Стрельцовка	19	19	0	0	0	0
5	ПС 110/10 кВ Пинигино	В-Пинигино	22	21	1	0	1	3
6	ПС 110/10 кВ Вяткино	с. Знаменшиково	124	105	19	13	6	18
7	ПС 110/10 кВ Вяткино	д. Серьгино	18	16	2	1	1	3
8	ПС 110/10 кВ Сорокино	Новотроицк	37	37	0	0	0	0
9	ПС 110/10 кВ Пинигино	Городище	44	42	2	0	2	6
10	ПС 110/10 кВ Пинигино	Рядовичи	51	50	1	1	0	0
11	ПС 110/10 кВ Сорокино	Лыкошино	23	20	3	1	2	6
12	ПС 110/10 кВ Сорокино	Московка	19	18	1	0	1	3
ИТОГО:			793	727	66	53	13	39
Ишимское ТПО 1 ЭТАП 2015 год:								
ВСЕГО:			5535	4911	624	452	172	516
2 ЭТАП 2016 год								
Аромашевский РЭС								
1	ПС 110/35/10 кВ Аромашево	Николаевка	31	30	1	1	0	0
2	ПС 110/35/6 кВ Аромашево	Октябрьская	5	3	2	2	0	0
3	ПС 110/35/10 кВ Березовка	Уткарма	49	47	2	1	1	3
4	ПС 110/35/10 кВ Аромашево	Слободчики	213	183	30	25	5	15
5	ПС 110/35/10 кВ Аромашево	Валгино	86	80	6	6	0	0
6	ПС 110/35/10 кВ Аптула	Русаково	172	161	11	7	4	12
7	ПС 110/35/10 кВ Аромашево	Большескаредная	51	50	1	1	0	0
8	ПС 110/35/10 кВ Аптула	Иванова	12	11	1	0	1	3
9	ПС 110/35/10 кВ Кротово	Овсово	66	65	1	1	0	0
10	ПС 110/35/10 кВ Аптула	Северная	24	24	0	0	0	0
11	ПС 110/35/10 кВ Аромашево	Смородиновка	62	58	4	4	0	0
12	ПС 110/35/10 кВ Кротово	Устьлотовка	47	44	3	2	1	3
13	ПС 110/35/10 кВ Березовка	Ольгина	4	3	1	1	0	0
14	ПС 110/35/10 кВ Аптула	Сорочкино	172	157	15	10	5	15
15	ПС 110/35/10 кВ Аромашево	Аромашево	90	57	33	31	2	6
ИТОГО:			1084	973	111	92	19	57
Абатский РЭС								
1	ПС 110/10 кВ Камышенка	дер. Камышинка	81	73	8	3	5	15
2	ПС 110/10 кВ Маслянка	с. Марай	24	22	2	0	2	6
3	ПС 110/10 кВ Банниково	дер. Бокова	56	51	5	3	2	6
4	ПС 110/10 кВ Тушинолобово	дер. Бурдина	17	14	3	1	2	6
5	ПС 110/10 кВ Тушинолобово	с. Вололазово	74	65	9	8	1	3
6	ПС 110/10 кВ Банниково	дер. Горки	51	44	7	6	1	3
7	ПС 110/10 кВ Тушинолобово	дер. Ефимова	30	28	2	1	1	3
8	ПС 110/10 кВ Маслянка	п. Лесной	11	10	1	0	1	3
9	ПС 110/10 кВ Тушинолобово	дер. Логинова	87	77	10	7	3	9
10	ПС 110/10 кВ Маслянка	дер. Мешалкина	40	35	5	4	1	3
11	ПС 110/10 кВ Банниково	дер. Пайкова	67	61	6	4	2	6
12	ПС 110/10 кВ Ошепково	дер. Погорелка	63	58	5	2	3	9
13	ПС 110/10 кВ Тушинолобово	дер. Сысоева	45	40	5	2	3	9
14	ПС 110/10 кВ Банниково	с. Сычево	72	65	7	5	2	6
15	ПС 110/10 кВ Ошепково	дер. Черемшанка	37	33	4	3	1	3
16	ПС 110/10 кВ Абатск	дер. Шипунова	70	64	6	4	2	6
17	ПС 110/10 кВ Абатск	с. Абатское	40	25	15	14	1	3
18	ПС 110/10 кВ Быструха	с. Быструха	191	184	7	5	2	6
ИТОГО:			1056	949	107	72	35	105
Бердюжский РЭС								
1	ПС 110/35/10 кВ Бердюжье	с. Бердюжье	306	243	63	57	6	18
ИТОГО			306	243	63	57	6	18
Голышмановский РЭС								
1	ПС 110/10 кВ "Гладилово"	Черемшанка	148	148	0	0	0	0
2	ПС 110/10 кВ "Малышенка"	Новая Хмелевка	128	109	19	14	5	15
3	ПС 110/10 кВ "Малышенка"	п. Комсомольский	53	47	6	4	2	6
4	ПС 110/10 кВ "Малышенка"	Хмелевка	21	20	1	0	1	3
5	ПС 110/10 кВ "Малышенка"	Михайловка	58	54	4	2	2	6
6	ПС 110/10 кВ "Малышенка"	Одино-М	26	24	2	1	1	3
7	ПС 220/ 110/10 кВ "Голышманово"	р.п. Голышманово	111	38	73	69	4	12
8	ПС 110/10 кВ "Малышенка"	Макрушино	28	27	1	0	1	3
9	ПС 110/10 кВ "Малышенка"	Русаково	45	40	5	3	2	6
10	ПС 110/10 кВ "Малышенка"	Винокурово	34	31	3	2	1	3
11	ПС 110/10 кВ "Малышенка"	Дранково	47	43	4	1	3	9

12	ПС 110/10 кВ "Малышенка"	Дербеть	41	40	1	0	1	3
13	ПС 110/10 кВ "Ламенка"	Робчуки	52	49	3	1	2	6
14	ПС 110/10 кВ "Ламенка"	Усть-Ламенка	246	246	0	0	0	0
15	ПС 110/10 кВ "Гладилово"	Садовниково	41	40	1	0	1	3
16	ПС 110/10 кВ "Евсино"	Одино-Евсинское	77	74	3	1	2	6
17	ПС 110/10 кВ "Земляная"	Земляная	172	155	17	12	5	15
18	ПС 110/10 кВ "Малышенка"	Кармацкая	23	22	1	0	1	3
19	ПС 110/10 кВ "Земляная"	Брованово	21	20	1	0	1	3
ИТОГО			1372	1227	145	110	35	105
Ишимский РЭС								
1	ПС 110/10 "Стрехино"	Зырянка	308	273	35	29	6	18
2	ПС 110/10 кВ "М.Остров"	Плешково	521	476	45	26	19	57
3	ПС 110/10 "Стрехино"	Бутырки	20	18	2	1	1	3
4	ПС 220/110/10 "Ишим"	Таловка	39	36	3	2	1	3
5	ПС 110/10 "Карасуль"	Никольский	128	122	6	1	5	15
6	ПС 110/10 кВ "Стрехино"	Большой Остров	133	128	5	1	4	12
7	ПС 110/10 кВ "Новолокти"	Ожогин	86	79	7	4	3	9
8	ПС 110/10 "Памятных"	Быково	100	96	4	4	0	0
ИТОГО:			1335	1228	107	68	39	117
Казанский РЭС								
1	ПС 110/35/10 "Казанка"	Новоселенево	63	29	34	32	2	6
2	ПС 110/35/10 "Казанка"	Гагарье	260	232	28	20	8	24
3	ПС 110/10 "Ильинка"	Ильинка	648	570	78	68	10	30
4	ПС 110/10 "Ильинка"	Баландино	117	109	8	5	3	9
5	ПС 110/10 "Челюскинцы"	Челюскинцы	21	9	12	12	0	0
6	ПС 110/10 "Челюскинцы"	Покровка	29	27	2	2	0	0
ИТОГО:			1138	976	162	139	23	69
Сладковский РЭС								
1	ПС 110/10 кВ "Выстрел"	Н-Андреевка	277	251	26	20	6	18
2	ПС 110/35/10 кВ "Сладково"	Никулино	258	223	35	27	8	24
3	ПС110/ 35/10 кВ "Сладково"	Катайск	90	83	7	3	4	12
4	ПС110/ 35/10 кВ "Сладково"	Щербаково	13	12	1	1	0	0
5	ПС110/ 35/10 кВ "Сладково"	Каравай	53	50	3	3	0	0
6	ПС110/ 35/10 кВ "Сладково"	Гляден	32	30	2	2	0	0
7	ПС110/ 35/10 кВ "Сладково"	Остролятово	20	18	2	1	1	3
8	ПС110/35/10 кВ "Сладково"	Беково	31	31	0	0	0	0
9	ПС110/35/10 кВ "Сладково"	Сладково	26	11	15	14	1	3
10	ПС110/10 кВ "Выстрел"	Выстрел	37	32	5	5	0	0
11	ПС110/10 кВ "Выстрел"	Викуловка	0	0	0	0	0	0
12	ПС110/10 кВ "Челюскинцев"	Новониколаевка	13	11	2	2	0	0
13	ПС110/ 35/10 кВ "Сладково"	Травное	18	17	1	0	1	3
14	ПС110/10 кВ "Менжинка"	Шадринка	42	38	4	4	0	0
15	ПС110/10 кВ "Менжинка"	Станичное (Менжинского СП)	43	39	4	4	0	0
16	ПС110/35/10 кВ "Сладково"	Победа	5	4	1	1	0	0
17	ПС110/10 кВ "Маслянка"	Хантиновка	27	27	0	0	0	0
ИТОГО:			985	877	108	87	21	63
Сорокинский РЭС								
1	ПС 110/10 кВ Сорокино	Б-Сорокино	133	104	29	24	5	15
2	ПС 110/10 кВ Сорокино	Александровка	1		1	1		
3	ПС 110/10 кВ Сорокино	Новониколаевка	34	30	4	3	1	3
4	ПС 110/10 кВ Сорокино	Вознесенка	31	30	1	1	0	0
5	ПС 110/10 кВ Сорокино	Курмановка	41	40	1	1	0	0
6	ПС 110/10 кВ Сорокино	Преображенка	18	18	0	0	0	0
7	ПС 110/10 кВ Желнино	Жидоусово	83	82	1	1	0	0
8	ПС 110/10 кВ Желнино	Буньково	29	29	0	0	0	0
9	ПС 110/10 кВ Желнино	Желнино	64	64	0	0	0	0
10	ПС 110/10 кВ Желнино	Черемшанка	30	29	1	1	0	0
11	ПС 110/10 кВ Желнино	Лебяжье	21	21	0	0	0	0
12	ПС 110/10 кВ Желнино	Тиханиха	30	30	0	0	0	0
13	ПС 110/10 кВ Ермаки	Ермаки	144	122	22	22	0	0
14	ПС 35/10 Озерное	д. Базариха	81	76	5	5	0	0
15	ПС 110/10 кВ Балаганы	Заборка	90	85	5	4	1	3
16	ПС 110/35/10 кВ Викулово	Боково	122	111	11	11	0	0
17	ПС 35/10 Озерное	д. Красная Елань	10	10	0	0	0	0
18	ПС 35/10 Калинин	д. Анциск	7	7	0	0	0	0
19	ПС 35/10 Калинин	Коточи	59	50	9	9	0	0
20	ПС 110/10 кВ Каргалы	д. Бобры	20	18	2	1	1	3
ИТОГО:			1048	956	92	84	8	24
Ишимское ТПО 2 ЭТАП 2016 год:								
ВСЕГО:			8324	7429	895	709	186	558
ВСЕГО Ишимское ТПО:			13859	12340	1519	1161	358	1074