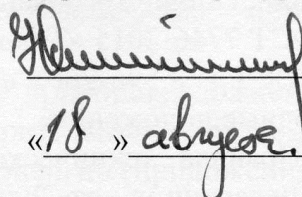




**Акционерное общество
«Дальневосточная распределительная сетевая компания»**

«Утверждаю»:

Заместитель Генерального
директора по инвестициям и
управлению ресурсами АО «ДРСК»

 В.А. Юхимук
«18» августа 2017

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

на выполнение работ по модернизации систем учета электроэнергии Вяземского РЭС
(в рамках создания АИИС КУЭ РРЭ в филиале АО «ДРСК» «Хабаровские
электрические сети»)

1. Основание для проведения работ:

1.1. Инвестиционная программа АО «ДРСК» по созданию автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (далее АИИС КУЭ) розничного рынка филиала АО «ДРСК» – «Хабаровские электрические сети» на 2017 год.

2. Основные нормативно-технические документы (НТД), определяющие требования к выполнению работ.

2.1. Федеральные Законы Российской Федерации:

2.1.1. «Об электроэнергетике» от 26 марта 2003г. № 35 ФЗ;

2.1.2. «О техническом регулировании» от 27.12.2002г. № 184-ФЗ (ред. от 22.12.2014).

2.1.3. ГОСТ 34.602-89 «Комплекс стандартов на автоматизированные системы».

2.1.4. «Об обеспечении единства измерений» от 26.06.2008 N 102-ФЗ (ред. от 13.07.2015).

2.2. Постановление Правительства РФ № 442 от 04.05.2012 г. «О функционировании розничных рынков электрической электроэнергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии» (вместе с «Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии», «Правилами полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии»;

2.3. «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей» от 01 июля 2003 года приказ Минэнерго РФ от 13.01.2003 г. №6;

2.4. «Правила устройства электроустановок» ПУЭ-6, ПУЭ-7 издание – Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7;

2.5. РД 34.09.191 94 «Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, продаже и распределении»;

2.6. РД 34.11.333 97 «Учет электрической энергии и мощности на энергообъектах. Типовая методика выполнения измерений количества электрической энергии»;

2.7. РД 34.11.334 97 «Учет электрической энергии и мощности на энергообъектах. Типовая методика выполнения измерений количества электрической мощности»;

2.8. РД 34.11.114-98 «Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и мощности. Основные нормируемые метрологические характеристики. Общие требования».

2.9. ГОСТ 7746-2015 «Трансформаторы тока. Общие технические условия»;

2.10. ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

2.11. «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», утв. 2003 г.

2.12. «Объемы и нормы испытаний электрооборудования», М 1998 г.

3. Объект автоматизации:

Под объектом автоматизации настоящего технического задания понимается ТП 6(10)/0,4 кВ, точки учета электрически присоединенные к ТП. Оснащение учетом и организация автоматизированного съема показаний электроэнергии предусматривается в зоне обслуживания СП «Центральных ЭС»: Вяземского РЭС и подлежащие модернизации в рамках создания АИИС КУЭ филиала АО «ДРСК» - «ХЭС».

4. Объем работ:

Работы по модернизации точек учета электроэнергии предусматриваются в следующих объемах:

СП «Центральные ЭС» Вяземского РЭС

- однофазные подвешного типа – 268 точек учета;

- трехфазные полукосвенного включения – 23 точек учета;

Всего предполагается автоматизация по:

- 9 ТП 6(10)/0,4 кВ.

4.1. Описание работ по организации учета на ТП 6(10)/0,4:

4.1.1. Произвести проверку работоспособности оборудования (исключение заводского брака).

4.1.2. Произвести сборку шкафа УСПД в комплектации: шкаф, УСПД, приборы учета электроэнергии, автоматические выключатели, вторичные цепи, интерфейсные цепи, заземления, др. силовое и вспомогательное оборудование и материалы в необходимом для автоматизации количестве.

4.1.3. При необходимости выполнить демонтаж ранее установленных измерительных трансформаторов тока 0,4 кВ и счетчиков электрической энергии. Оборудование, высвободившееся после демонтажа, передается представителю филиала по акту передачи.

4.1.4. Выполнить монтаж измерительных трансформаторов тока 0,4 кВ и проложить вторичные цепи. В случае необходимости обеспечить сборку металлоконструкций для установки трансформаторов тока. Место установки и коэффициенты трансформации необходимо письменно согласовать с представителем филиала не позднее, чем за 5 рабочих дней до начала производства работ.

4.1.5. Обеспечить монтаж собранных шкафов учета на ТП 6(10)/0,4 кВ, проложить вторичные цепи и подключить измерительный комплекс к питанию. В случае необходимости обеспечить сборку металлоконструкций для установки шкафов. Место установки необходимо письменно согласовать с представителем филиала не позднее, чем за 5 рабочих дней до начала производства работ.

4.1.6. Выполнить заземление шкафов.

4.1.7. По окончании установки проверить под нагрузкой правильность подключения счетчиков трансформаторного включения методом построения векторной диаграммы.

4.1.8. На момент снятия и установки приборов, должен заполняться акт допуска в эксплуатацию прибора учета (измерительного комплекса) электрической энергии для расчетных приборов учета электроэнергии (приложение 8 «*Форма акта проверки (допуска в эксплуатацию) прибора учета (измерительного комплекса) электрической энергии*»).

4.1.9. Обеспечить заполнение дефектной ведомости в соответствии с формой, приведенной в приложении 2 «*Ведомость по модернизации систем учета*» к настоящему техническому заданию. Данный документ должен отражать полный перечень материалов, используемых при модернизации учета и, по согласованию сторон может быть расширен.

4.2. Описание работ по модернизации точек учета электроэнергии (в частном секторе):

На частных домовладениях для модернизации узлов учета необходимо выполнить следующие операции:

4.2.1 Произвести проверку работоспособности оборудования (исключение заводского брака).

4.2.2. Выполнить корректное программирование счетчика подвесного типа исполнения.

4.2.3. Произвести замену ввода в здание:

4.2.3.1. Выполнить демонтаж ответвления в здание.

4.2.3.2. Необходимо предусмотреть разделение совмещенных вводов по двух, трех, четырех и более квартирным жилым домам, не попадающим в разряд многоквартирные, которые выполнены единым вводом. От вводов в здание проложить отдельный провод по внешней стене дома (здания) с креплением скобами до вводного коммутационного аппарата у абонента в соответствии с требованиями главы 2.4 ПУЭ (2009 г.). Общее количество вводов, требующих разделения, указано в Приложении 1 «*Спецификация Вяземского РЭС*»;

4.2.3.3. Осуществить монтаж нового ввода.

4.2.3.4. При устройстве ответвления необходимо обеспечить его надежное крепление, а также устройство дополнительных ответвлений по факту разделения совмещенных вводов.

4.2.4. Установить прибор учета на ответвлении ВЛ-0,4кВ (работы по установке прибора учета осуществляется на уровне траверсы опоры).

4.2.5. Обеспечить заполнение ведомости (приложение 2 «*Ведомость по модернизации систем учета*») к настоящему техническому заданию. Данный документ должен отражать полный перечень материалов, используемых при модернизации учета, и по согласованию сторон может быть расширен.

4.2.6. По окончании установки приборов учета на частных сельских домовладениях производится процедура конфигурации для осуществления дистанционного опроса элементов по каждому счетчику. Далее, мобильным терминалом производится опрос по всем предусмотренным в мобильном терминале данным, и в случае отсутствия показаний по отдельному прибору учета или некорректных дополнительных данных, выявляется и устраняется причина не достоверных данных.

4.2.7. Подрядчик отвечает за качество всего комплекса монтажных и пусконаладочных работ (правильность расположения столбового счетчика, полноценный прокол изоляции проводника, корректное программирование и т.п.). При выявлении дефектов монтажа приборов учета, Подрядчик обязан устранить выявленное нарушение в течение 5 рабочих дней с момента обращения Заказчика. Провести актуализацию поопорных схем. Актуализированные поопорные схемы необходимо предоставить в формате MS Visio. Нанести номера вновь установленных счетчиков электроэнергии на ранее составленные поопорные схемы (Приложение 6 «*Пример составления поопорных схем*»). Заданные сетевые адреса необходимо занести в электронные таблицы «Excel» (приложение 3 «*Ведомость номеров счетчиков, адресов и уровней рентрансляции*»), и передать представителю Заказчика не позднее 10 рабочих дней после завершения комплекса работ на ТП 6(10)/0,4 кВ.

4.2.8. При необходимости совместно с представителем Заказчика составить и подписать у потребителя соглашение о порядке эксплуатации счетчика электроэнергии (приложение 4 «*Соглашение о порядке эксплуатации комплекса учета электроэнергии*»).

4.2.9. На момент снятия и установки приборов, должны заполняться акты допуска в эксплуатацию приборов учета (измерительного комплекса) электрической энергии (приложение 8 «*Форма акта проверки (допуска в эксплуатацию) прибора учета (измерительного комплекса) электрической энергии*»).

4.2.10. Передать ответственному лицу из числа персонала филиала АО «ДРСК» - «Хабаровские ЭС» упаковку, документацию, подписанное соглашение о порядке эксплуатации счетчика электроэнергии, акт допуска в эксплуатацию прибора учета и дистанционный дисплей к модернизированному прибору, предварительно закрепив на нем бирку с данными абонента и полным географическим адресом установки прибора учета.

4.3. Пуско-наладочные работы на ТП 6-10/0,4 кВ:

4.3.1. Произвести настройку мобильного терминала для осуществления дистанционного снятия показаний как непосредственно со счетчиков, так и через УСПД.

4.3.2. Произвести пусконаладочные работы по всем приборам учета, электрически присоединенным к конкретному объекту автоматизации (ТП 6-10/0,4 кВ).

4.3.3. Сконфигурировать УСПД соответствующим образом для осуществления автоматизированного снятия показаний со счетчиков. Сформировать базу данных по приборам учета, электрически присоединенным к ТП-6(10)/0,4 кВ.

4.3.4. Произвести организацию PLC и радиоканалов связи до полного (100%) автоматического съема показаний со счетчиков на сертифицированный мобильный терминал и УСПД.

4.3.5. Осуществить организацию GSM-каналов связи для полного (100%) дистанционного съема показаний. Пуско-наладочные работы по объекту автоматизации (ТП 6(10)/0,4 кВ) проводятся на SIM-картах Подрядчика.

4.3.6. В случае отсутствия показаний по отдельному прибору учета, должна быть выявлена и устранена причина сбоя в опросе прибора.

4.3.7. До начала проведения опытной эксплуатации подрядчик за 10 рабочих дней подает заявку Заказчику на поставку SIM-карт сотовых операторов для установки их на объекты автоматизации.

4.3.8. Опытная эксплуатация GSM-каналов связи проводится Заказчиком совместно с Подрядчиком в течение 10 рабочих дней по каждой точки автоматизации с оформлением акта приёмки работ по каждому объекту автоматизации.

Примечания:

1. Программирование приборов учета выполняется в соответствии с методикой корректного программирования приборов учета изготовителя.

2. Работы по установке опорных приборов учета и манипуляции с ответвлением к зданию (сооружению) производятся на уровне траверсы опоры 0,4 кВ и выполняются с использованием специализированных приспособлений и механизмов.

3. Работа по ТП 6(10)/0,4кВ считается выполненной только после осуществления всех вышеуказанных операций и осуществления 100% опроса счетчиков, электрически присоединенных к одному объекту автоматизации (конкретной ТП 6(10)/0,4 кВ). Место сбора информации по радиоканалу устанавливается непосредственно вблизи опрашиваемой ТП (не далее 10 м).

4. Работа считается выполненной только после выполнения всех вышеуказанных операций и осуществления 100% опроса с АРМ всех приборов учета, установленных по вводам и отходящим фидерам ТП 6(10)/0,4 кВ.

5. Дополнительные условия:

5.1. Работы производятся в действующих электроустановках, вследствие чего Участнику (Подрядчику) необходимо проводить согласованные действия и мероприятия по охране труда согласно утвержденным правилам по охране труда при эксплуатации электроустановок по ПОТЭЭУ Пр.Минтр.328н от 24.07.2013, гл. XLVII

5.2. Заявка на вывод электроустановки в ремонт подается Участником (Подрядчиком) не позднее 5 рабочих дней до начала производства работ.

6. Определение стоимости и сметная документация:

6.1. Сметная стоимость определяется на основании методических указаний по определению сметной стоимости строительства (Приложение 10 «Методические указания по определению сметной стоимости»).

6.2. Сметную документацию выполнить согласно Постановлению Правительства РФ от 16.02.2008г. № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» в двух уровнях цен с применением базисно-индексного метода.

6.2.1. Локальные сметные расчеты выполняются в базисном уровне цен, в соответствии с действующими нормативными и методическими документами, внесенными в федеральный реестр сметных нормативов подлежащих применению при определении сметной стоимости объектов. Расчет производится по ТЕР, ТЕРм, ТССЦпг, ТСЭМ, ТЕРп и ТССЦ (редакция 2014г. с учетом изменений).

6.2.2. Сметная стоимость в текущем уровне цен, сложившемся ко времени составления смет, составляется с применением индексов изменения сметной стоимости, рекомендованных РЦЦС (Управление по ценообразованию в строительстве Министерства строительства Хабаровского края).

6.2.3. Для пересчета из базисного в текущий уровень цен и наоборот, к стоимости оборудования, прочих затрат, проектных работ применяются индексы по статьям «Оборудование», «Прочие», «Проектные работы» в соответствии с рекомендациями Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ (Минстрой).

6.2.4. Прогнозная стоимость строительства формируется с учетом индексов-дефляторов Минэкономразвития РФ. Общие методические положения по составлению сметной документации и определению сметной стоимости строительства указаны в МДС 81-35.2004.

6.3. При определении стоимости работ по двум и более сметам необходимо предоставлять сводную таблицу стоимости работ.

6.4. Сметную документацию предоставлять в формате MS Excel либо другом числовом формате, совместимом с MS Excel, в формате «Гранд СМЕТА», позволяющем вести накопительные ведомости по локальным сметам. Допускается наличие аналогичных программных продуктов, которые должны полностью поддерживать форматы указанного ПО заказчика, с набором функций, не уступающих указанному ПО и схожим с ним интерфейсом.

6.5. Подрядная организация подготавливает сметный расчет, в котором необходимо предусмотреть стоимость выполнения работ, стоимость материалов и оборудования для полноценного проведения строительно-монтажных работ, работы по автоматизации модернизированных систем учета, в соответствии со спецификацией на оборудование и материалы (Приложение 1 «*Спецификация Вяземского РЭС*»), а также непредвиденные расходы (в объеме не более 1,5 % от общей стоимости).

6.6. Обоснованием принятой стоимости на оборудование и материалы могут быть прайс-листы заводов-изготовителей или данные из других источников при условии представления в составе смет подтверждающих документов. Прайс-листы заводов-изготовителей или другие документы (счета и т. д.) должны быть с указанием даты действия указанных в них цен, порядка учета в этих ценах НДС и транспортных расходов на доставку до региона производства работ.

6.7. Для оценки транспортных расходов, закладываемых в расчет, Подрядчик предоставляет транспортную схему с расчетом затрат времени на перевозку грузов и перебазировку.

6.8. В сметном расчете выполнить отдельными разделами: работы по физическим лицам, работы по юридическим лицам, пуско-наладочные работы по

дистанционному сбору данных. В разделах по физическим лицам и юридическим лицам предусмотреть работы по разделению вводов у абонентов согласно Приложению 1 «Спецификация Вяземского РЭС».

7. Требования к Участнику:

Участник должен:

7.1. иметь достаточное для исполнения договора количество собственных или арендованных машин и механизмов:

Машины и механизмы для выполнения работ **Таблица 1**

№ п/п	Наименование МТР	Ед. измерения	Кол-во, не менее
1	Легковой автомобиль (минимальное количество посадочных мест – 4)	ед.	2
3	Бортовой автомобиль (грузоподъемностью не менее 1,5 т.)	ед.	1
4	Автогидроподъемник	ед.	1
	Итого	ед.	4

Потребность в МТР выявлена на основании ГЭСН 08; ГЭСН 32 при составлении сметной документации в программе Гранд СМЕТА, базисно-индексным методом с использованием территориальных единичных расценок (ТЕР-2001 в редакции 2014г., включенных в федеральный реестр сметных нормативов РФ).

7.1.1. Для подтверждения наличия МТР, Участник должен предоставить копии документов (по своему усмотрению из перечисленных):

а) копии свидетельств о регистрации транспортного средства (ПТС), ПСМ (включается в случае установления требования о наличии самоходных транспортных средств) (в количестве и соответствии с таблицей 1);

б) в случае отсутствия собственных МТР – соглашение о намерениях заключить договор аренды;

в) в случае отсутствия собственных МТР – договоры аренды.

7.2. иметь достаточное для исполнения договора количество кадровых ресурсов соответствующей квалификации (данная информация указывается в справке о кадровых ресурсах),

Трудозатраты кадровых ресурсов **Таблица 2**

ЛСР №	Затраты труда рабочих по монтажу оборудования, чел.ч.	Затраты труда машинистов по монтажу оборудования, чел.ч.	Итого трудозатраты, чел.ч.	Продолжительность рабочего дня, час	Итого трудозатраты, чел.дн.	Продолжительность монтажа оборудования, дн.
1	2 137,88	916,23	3054,11	8	381,76	-

в том числе:

Рабочий персонал **Таблица 3**

Наименование	Ед.измерения	Количество
Электромонтер – 6 разряд IV группа по электробезопасности и право производителя в эл. установках до и выше 1000В	чел.	2
Электромонтер – 4 разряд III группа по электробезопасности	чел.	4
Инженер (электротехник) V группа по электробезопасности и право выдачи нарядов распоряжений в эл. установках до и выше 1000В	чел.	2

Потребность в кадровых ресурсах выявлена на основании ГЭСН 08; ГЭСН 32 при составлении сметной документации в программе Гранд СМЕТА, базисно-индексным методом с использованием территориальных единичных расценок (ТЕР-2001 в редакции 2014г., включенных в федеральный реестр сметных нормативов РФ)

7.3. Персонал Участника должен быть обучен, иметь соответствующую квалификацию (по монтажу и наладке электроустановок с III-V группой по электробезопасности в соответствии с требованиями пунктов 1.5, 2.4, 2.5 Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок, утвержденные приказом Министерства труда и социальной защиты РФ от 24.07.201 № 328н, пункта 1.4.1 Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей. Необходимо предоставить копии удостоверений по проверке знаний правил работы в электроустановках (в количестве в соответствии с таблицей 3).

8. Сроки выполнения работ:

Сроки выполнения этапов работ по модернизации систем учета определяются в соответствии с проектом календарного графика выполнения работ (приложение 7 «Проект календарного графика работ»).

Весь объём работ должен быть завершён до 31.12.2017 года.

Заполнение и корректировка графика должна осуществляться следующим образом:

Участник (Подрядчик) по своему усмотрению корректирует объём работ исходя из своих материально-технических возможностей без изменения общего объёма и видов работ.

В графике выполнения работ (столбец наименование работ) приводятся основные виды работ, которые перечислены в локальной смете (монтажные работы у потребителей, на ТП 6(10)/0,4 кВ, пуско-наладочные работы и т.п.).

В нижней части (сводного) графика под колонкой с номером этапа выполнения работ необходимо проставить его стоимость согласно приведённым расчетам в локальной смете (без НДС, НДС и с учетом НДС).

График выполнения работ будет служить основой для подготовки приложения к Договору. В этой связи в целях снижения общих затрат сил и времени Заказчика и Участник (Подрядчик) на подготовку Договора данный График выполнения работ следует подготовить так, чтобы его можно было с минимальными изменениями включить в Договор.

9. Заказчик: АО «ДРСК» для филиала «Хабаровские ЭС»

10. Требования к выполнению работ:

10.1. Работы по модернизации систем учета выполняются на основании договора. Работы выполнить в соответствии с действующими государственными нормами и правилами СНиП 12-01-2004 Организация строительного производства; ГОСТ Р 12.3.048-2002 Техника безопасности в строительстве; СНиП 31-110-2003 Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий; ПУЭ издание 7; ППРФ от 25.04.2012 №390 Правила пожарной безопасности в РФ; ГОСТ 12.1.004-91 Пожарная безопасность. Общие требования; Правила противопожарного режима в РФ, утверждённые Постановлением Правительства РФ от 25.04.2012 № 390).

10.2. В приложении 7 технического задания приведен проект календарного графика выполнения работ, на основании которого Подрядчик разрабатывает проект производства работ и график выполнения работ.

10.3. В ходе выполнения работ Подрядчик поэтапно предоставляет акты на все выполненные работы, в т.ч. скрытые.

10.4. Заказчик вправе в любое время проверять, в том числе с привлечением третьих лиц, соблюдение Исполнителем условий выполнения работ (по срокам, объемам, качеству), не вмешиваясь в его деятельность.

10.5. Результатом полного выполнения работ и готовностью к приемке по отдельно взятому счетчику является выполнение комплекса работ, описанного п. 3. технического задания, и демонстрация дистанционного (автоматизированного) опроса всех приборов учета, питающихся от конкретного объекта автоматизации.

10.6. Вводимые в работу объекты автоматизации должны отвечать требованиям эффективной эксплуатации, надежности и защищенности.

10.7. В случае если на любых стадиях выполнения работ будут обнаружены некачественно выполненные работы, представитель Заказчика составляет акт, а Исполнитель обязан своими силами и без увеличения цены договора в кратчайший срок (по согласованию с ответственными исполнителями заказчика) переделать эти работы для обеспечения их надлежащего качества и сдачи Заказчику.

11. Приемка выполненных работ:

11.1. Стороны осуществляют сдачу-приемку выполненных работ по объектам автоматизации поэтапно, в соответствии с согласованным календарным графиком выполнения работ.

11.2. Приемка объемов выполненных работ по объектам автоматизации производится поэтапно в срок до 30 числа последнего месяца этапа с предоставлением актов выполненных работ установленных форм КС-2 и КС-3, в соответствии с требованиями постановления Российского статистического агентства от 11 ноября 1999 г. N 100 «Об утверждении унифицированных форм первичной учетной документации по учету работ в капитальном строительстве и ремонтно-строительных работ». Поэтапная приемка объемов выполненных работ производится при предъявлении подтверждения выполненных работ с визой согласования ответственного лица.

11.3. Приборы учета, не установленные и не настроенные в составе объекта автоматизации, питающиеся от данного объекта автоматизации, принимаются только с согласования Заказчика

11.4. Приемка оборудования в эксплуатацию осуществляется в соответствии с требованиями гл.1 § 1.2. «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ», утв. 2003 г. Приемо-сдаточная документация оформляется в соответствии с требованиями ВСН 123-90 «Инструкция по оформлению приемосдаточной документации по электромонтажным работам» и т.п.

11.5. Для оценки готовности объектов к приемке Подрядчик предоставляет до 30 числа отчетного месяца:

- ведомость установки оборудования (приложение 2 «Ведомость по модернизации систем учета») отражающую по факту географический и электрический адрес, общие параметры измерительного комплекса и параметры настройки, а также весь объем материалов использованный для производства работ (с целью документ предоставляется *еженедельно* в формате Excel);

- ведомость присвоения сетевых адресов в формате электронных таблиц «Excel» (приложение 3 «Ведомость номеров счетчиков, адресов и уровней релетрансляции»), отображающая общие параметры измерительного комплекса и параметры настройки;

- исполнительную документацию по выполненным работам (акты на скрытые работы, акты замены (проверки приборов учета), копии паспортов и сертификатов на использованные в строительстве материалы и конструкции и т.д.);

- для дистанционного опроса данных: файл конфигурации в формате XML

составленный посредством специализированного программного обеспечения;

– для автоматизированного опроса данных: сформированную базу данных в специализированном программном продукте;

– акты выполненных работ установленной формы КС-2 и справки о стоимости работ по форме КС-3 (документы предоставляется в бумажном виде в количестве не менее 2-х экземпляров).

– документы по затратам на перевозку грузов и перебазировку, подтверждающие понесенные Подрядчиком транспортные расходы.

12. Материально-техническое обеспечение:

12.1. Заказчик передает Подрядчику со складов в г. Хабаровске по акту передачи в монтаж следующее оборудование:

- счетчики однофазные подвесного типа – 268 шт.;
- счетчики трехфазные полукосвенного включения – 23 шт.;
- Мобильный терминал (технологический) – 1 шт.;
- УСПД в комплекте с монтажным устройством и антенной – 9 шт.

12.2. В случае выявления заводского брака по оборудованию, переданному актом в монтаж, Подрядчик передает данное дефектное оборудование Заказчику с сопроводительным письмом и оформленным Актом передачи с указанием причин выбраковки.

12.3. Закупка дополнительного оборудования и материалов, необходимых для комплексного выполнения работ по данному техническому заданию (трансформаторы тока 0,4 кВ, сжимами ответвлений, кронштейнами анкерными, скрепами, лентой, кабельными наконечниками, розетками, шкафами (приложение 5 «*Опросный лист по техническим параметрам к шкафам учета*»), однополюсные выключатели, дин-рейки, испытательные коробки ЛИМГ, болтами, гайками, шайбами, дюбель гвоздями, кабельными ремешками и др. дополнительными материалами) осуществляется Подрядчиком самостоятельно в соответствии с объемами работ, с последующим предоставлением сертификатов на использованные материалы и кассовых документов, подтверждающих их стоимость. В приложении 9 «*Требования к закупаемому оборудованию и материалам*» приведены минимальные требования к закупаемому оборудованию и материалам.

12.4. Закупаемое оборудование и материалы должны быть новым и ранее неиспользовавшимся.

12.5. При закупке трансформаторов тока 0,4 кВ подрядчик должен руководствоваться следующими параметрами:

- а) коэффициенты трансформаторов тока определены спецификацией;
- б) межповерочный интервал должен составлять не менее восьми лет (8 лет);
- в) класс точности должен соответствовать 0,5S и выше;
- г) номинальной мощностью 5ВА.

12.6. Участник должен принять во внимание, что ссылка на марку (тип) продукции, носит описательный, а не обязательный характер. В случае, если Участником предлагаются аналоги требуемой Заказчику продукции, в составе своего предложения он должен в обязательном порядке предоставить подробное техническое описание предлагаемого к поставке аналога. Отсутствие в составе технико-коммерческого предложения подробного технического описания аналогов продукции может являться причиной отклонения предложения Участника.

Аналогичная продукция – это продукция, которая по техническим и функциональным характеристикам не уступает характеристикам оборудованию, заявленному в конкурсной документации, полностью соответствует присоединительным размерам, в том числе по гарантийным срокам и срокам

эксплуатации.

12.7. Для оценки возможности использования предлагаемой аналогичной продукции, предложение Участника должно содержать подробную техническую информацию в объеме, соответствующем техническим требованиям указанной продукции.

12.8. Материалы и оборудование, высвободившиеся после демонтажа, передаются Подрядчиком Заказчику по акту передачи.

12.9. Затраты на GSM связь для пуско-наладочных работ по объекту автоматизации входят в стоимость работ.

13. Гарантии исполнителя:

13.1. Гарантия исполнителя оговаривается в Договоре подряда. Гарантия подрядчика на своевременное и качественное выполнение работ, а также на устранение дефектов, возникших по его вине, составляет не менее 60 месяцев со дня подписания Акта ввода объекта автоматизации в промышленную эксплуатацию;

13.2. Гарантия на материалы и оборудование, поставляемые Подрядчиком составляет не менее 60 месяцев, если иное не установлено заводом изготовителем.

Приложения:

Приложение № 1 – Спецификация Вяземского РЭС;

Приложение № 2 – Ведомость по модернизации систем учета;

Приложение № 3 – Ведомость номеров счетчиков, адресов и уровней ретрансляции;

Приложение № 4 – Соглашение о порядке эксплуатации комплекса учета электроэнергии;

Приложение № 5 – Опросный лист по техническим параметрам к шкафам учета;

Приложение № 6 – Пример составления поопорных схем;

Приложение № 7 – Проект календарного графика работ;

Приложение № 8 – Форма акта проверки (допуска в эксплуатацию) прибора учета (измерительного комплекса) электрической энергии;

Приложение № 9 – Требования к закупаемому оборудованию и материалам;

Приложение № 10 – Методические указания по определению сметной стоимости.

**Начальник департамента транспорта и
учета электроэнергии**



С.В. Коротков

Согласовано:

**Начальник департамента капитального
строительства и инвестиций**



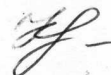
Ю.Е. Осинцев

Начальник отдела конкурсных закупок



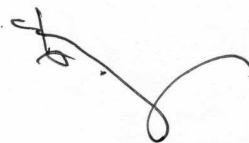
М.Г. Елисеева

Начальник сметно-договорного отдела



С.А. Коваленко

Начальник отдела организации строительства



Э.В. Шумилов

Начальник отдела учета электроэнергии



С.А. Тимченко

Тип оборудования, материалов	Марка оборудования, материалов	Ед. изм.	Кол-во	Примечания
Однофазный учет				
Счётчик однофазный подвесного типа		шт.	268	Счетчик на опору, дистанционный дисплей. С функцией управления нагрузкой. 8 тарифов.
Кабель (изолированный ввод в дом)	СИП-2а 2*16 мм.	м.	6 915	Разделение вводов
Зажим анкерный (для СИП)	DN 123	шт.	536	
Кронштейн анкерный на опору	CA 16	шт.	268	
Лента металлическая 0,7х20	F-207	м.	268	
Бутель для фиксации ленты	NB 20	шт.	268	
Крюк с резьбой	BT 8	шт.	30	
Кронштейн анкерный на фасад	CA 2000.2	шт.	208	
Ответвительный герметичный зажим (прокол)	CT 25	шт.	268	
Сжим ответвительный (орех)	У-733 м 16-35/1,5-10	шт.	536	орех
Зажим для ответвления СИП от ВЛ (прокол)	CTN 35	шт.	536	
Стяжные хомуты	CSL 180 (или аналог)	шт.	804	
Оборудование для ТП				
Шкаф учета 1,2 мм 1000х600х260 IP66 с петлями для навесного замка	MAS1008026R5	шт.	9	Для УСПД и учетов до 5 шт.
Настенное крепление шкафа, расстояние до стены 10мм (4 шт)	SZ2508.010	комплект	9	
Замок навесной		шт.	9	
ВА двухполюсный, 6 А	BA 47-63 2П 6А	шт.	9	
Маршрутизатор каналов связи	МКЭ-1/1	шт.	9	
Обогрев шкафов	RTR-E 6121	шт.	9	
Терморегулятор	MRD10-16	шт.	9	
Розетка 0,22кВ с заземляющим контактом		шт.	23	
Трёхфазные счетчики полукосвенного включения		шт.	23	
ИК испытательная коробка "ЛИМГ"	ЛИМГ.301591.009	шт.	23	
Трансформаторы тока 0,4кВ 150/5	T-0.66кВ 150/5	шт.	36	
Трансформаторы тока 0,4кВ 200/5	T-0.66кВ 200/5	шт.	12	
Трансформаторы тока 0,4кВ 300/5	T-0.66кВ 300/5	шт.	15	
Трансформаторы тока 0,4кВ 400/5	T-0.66кВ 400/5	шт.	6	
Кабель для вторичных цепей	КВВГ 10*2,5	м.	161	
Кабель для УСПД	ВВГнг 4х2,5	м.	90	
Металлорукав 20мм	РЗЦХ-20	м.	102	
Провод неизолированный	ПЦ-10	м.	9	Заземление шкафов
Наконечник болтовой	НБ-1	шт.	18	Заземление шкафов
Номерное сигнальное пластиковое устройство	СИЛТЭК	шт.	123	
Витая проволока	ПР-С 0,65/200м.	п/м	61,5	
Свинцовая плomba d= 10мм.	d= 10мм.	шт.	123	
Дополнительное оборудование				
Мобильный терминал (технологический)		шт.	1	

Примечание: Затраты на закупку дополнительного оборудования и материалов не вошедшие в перечень и необходимые для комплексного выполнения работ по данному техническому заданию входят в стоимость договора.

Ведомость по модернизации систем учета

Таблица 1																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																					
№ п/п	Географический адрес						Электрический адрес		Для приборов учета						Трансформаторы тока		Организационные мероприятия			Материалы на разделение вводов																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																	
	Населенный пункт	Улица	№ дома	Лит	№ Квартиры	Объект	ФНО потребителя	№ ТП	№ фидера 0,4 кВ	Марка	серийный номер	Марка	Серийный номер			Идентификационный номер						Тип	Наличие акта технической проверки (да/нет)	Наличие соглашения о сохранности ПУ (да/нет)	Наличие пломбы на старом ПУ (да/нет)	Проводник (провод, кабель, СИП)*	Соединительная арматура																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										
													А	В	С	группы	группы	группы	группы	группы	группы							группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы	группы

Примечание: * - В случае использования нескольких типов проводников, данные материалы указываются раздельно и последовательно в столбец. Аналогичным образом заполняются и другие позиции в отношении используемых материалов.

Таблица 2				
РЭС	Подстанция 110/35/10(6)кВ	Заводской номер	Кол-во	Примечание

Принял:
Зам. начальника СТЭ
Начальник СТЭ

СОГЛАШЕНИЕ № _____ Приложение 4 к техническому заданию
о порядке эксплуатации комплекса учета электроэнергии

« ____ » _____ 20__ года

(Наименование населенного пункта)

АО «Дальневосточная Распределительная Сетевая Компания», именуемое в дальнейшем «Сетевая организация», в лице директора «Структурного подразделения «_____» филиала АО «Дальневосточная Распределительная Сетевая Компания» «Хабаровские Электрические Сети», действующего на основании доверенности № _____ от _____ г., с одной стороны, и гр. _____, паспорт: серия _____ № _____, выданный _____, дата выдачи _____, именуемый в дальнейшем «Абонент», проживающий по адресу: _____, лицевой счет: _____, с другой стороны, заключили настоящее соглашение о нижеследующем:

Настоящее соглашение определяет права и обязанности сторон при эксплуатации измерительного комплекса электроэнергии, а именно:

1. «Сетевая организация» устанавливает Абоненту измерительный комплекс электроэнергии за свой счет и своими силами по указанному адресу (_____), а Абонент дает согласие на установку измерительного комплекса электроэнергии и обязуется соблюдать условия его эксплуатации в соответствии с требованиями, изложенными в паспорте на данный тип измерительного комплекса электроэнергии.

1.1 Демонтированный счетчик электроэнергии заводской серийный № _____ тип _____ показание _____ передан Абоненту.

1.2 После установки измерительного комплекса электроэнергии, оригинал его паспорта остается на хранении у «Сетевой организации». Абоненту выдана копия паспорта на установленный измерительный комплекс электроэнергии.

1.3 Установка измерительного комплекса электроэнергии оформлена Актом № _____ от _____

2. «Сетевая организация» обладает единоличным правом собственности на установленный измерительный комплекс электроэнергии.

3. Абонент обеспечивает сохранность и целостность измерительного комплекса электроэнергии, а также предоставляет доступ персонала «Сетевой организации» к измерительному комплексу электроэнергии для снятия показаний, его технического обслуживания или замены.

4. Абонент обязуется немедленно сообщать «Сетевой организации» об утрате, либо порче установленного измерительного комплекса электроэнергии. В случае утраты или порчи измерительного комплекса электроэнергии по вине Абонента, последний обязуется возместить его полную стоимость в размере _____ (_____) руб., либо стоимость его ремонта, а также возместить затраты «Сетевой организации» по замене измерительного комплекса электроэнергии.

5. Абонент обязуется при перемене собственника помещения, в котором установлен измерительный комплекс электроэнергии, сдаче в аренду, иной постоянной либо временной передаче помещения третьим лицам, в десятидневный срок уведомить «Сетевую организацию» для своевременного расторжения данного соглашения и заключения соглашения с новым владельцем помещения.

6. По всем вопросам, не урегулированным настоящим соглашением, стороны будут руководствоваться действующим законодательством РФ.

7. Соглашение вступает в силу с момента его подписания сторонами и действует до полного исполнения по нему обязательств.

8. Соглашение составлено в двух экземплярах, имеющих одинаковую юридическую силу, по одному для каждой из сторон.

9. Реквизиты сторон:

Сетевая организация:

АО «Дальневосточная Распределительная Сетевая Компания»
675000, г. Благовещенск, ул. Шевченко, 28
Филиал «Хабаровские Электрические Сети»
Адрес: ул. Промышленная, 13
Структурное подразделение «Центральные Электрические Сети»
Адрес: Промышленная, 13
Телефон: 8 (4212) 599159

Абонент:

(подпись)

(расшифровка подписи)

(подпись)

(расшифровка подписи)

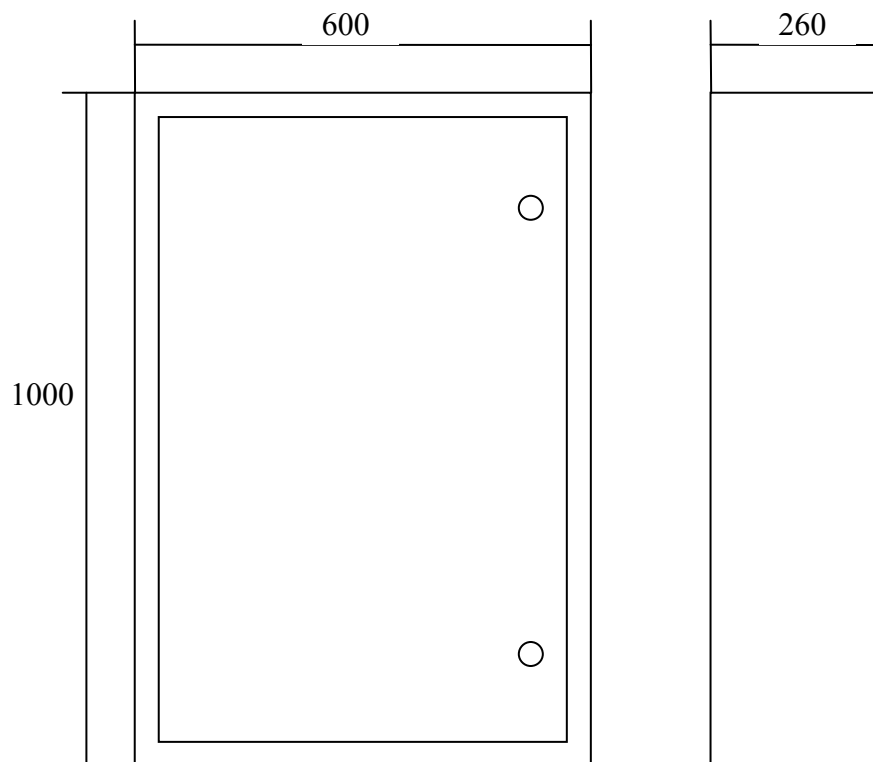
Установлен счетчик: Тип _____ № _____ показания _____

Опросный лист по техническим параметрам к шкафам учета*

Размер щита, (ширина, высота, глубина) мм	1000*600*260
Толщина стенки, мм.	1,2
Степень защиты	IP54
Способ крепления	Комплект креплений
Кол-во и тип замков с комплектом ключей	1. Ригельный двухсторонний, универсальный ключ. 2. Петли для навесного замка
Предусмотреть место под монтаж счетчика: 1 или 3- фазный и количество	4-6 шт. – (3 фазный)
Предусмотреть место под монтаж маршрутизатора каналов связи (МКС)	-
Наличие DIN-рейки прикрепленной к ящику - для (ВА, рубильника) (к-во полюсов)	Да 1 шт. (по ширине монтажной панели)
Наличие в щите 3-х трансформаторов тока и коробки испытательной переходной	-
Наличие отверстий для пломбировки верхней крышки (дверца)	-
Наличие внутренней блокирующей автоматы панели с двумя отверстиями для пломбировки	-
Возможность доступа к тумблеру ВА, рубильнику	-
Наличие мест крепления поводков заземления	Да
Наличие установленного(ых) поводка(ов) заземления	Да
Наличие смотрового окна (для снятия показаний электросчетчика)	-
Наличие монтажной панели	Да
Наличие креплений под обогрев ПУ	-
Наличие самоклеющихся знаков «Осторожно»-1, «Заземлено»-2шт	Да
Наличие отверстия для ввода кабеля, количество/диаметр	6 шт. 30мм. 2 шт. 50мм.
Наличие нулевой шины	-
Наличие отверстий для крепления шкафа учета	Да
Покраска порошковой краской RAL 7047	Да
Кол-во щитов, шт.	58
Оклейка внутренней поверхности шкафов теплоизолирующим материалом.	Да

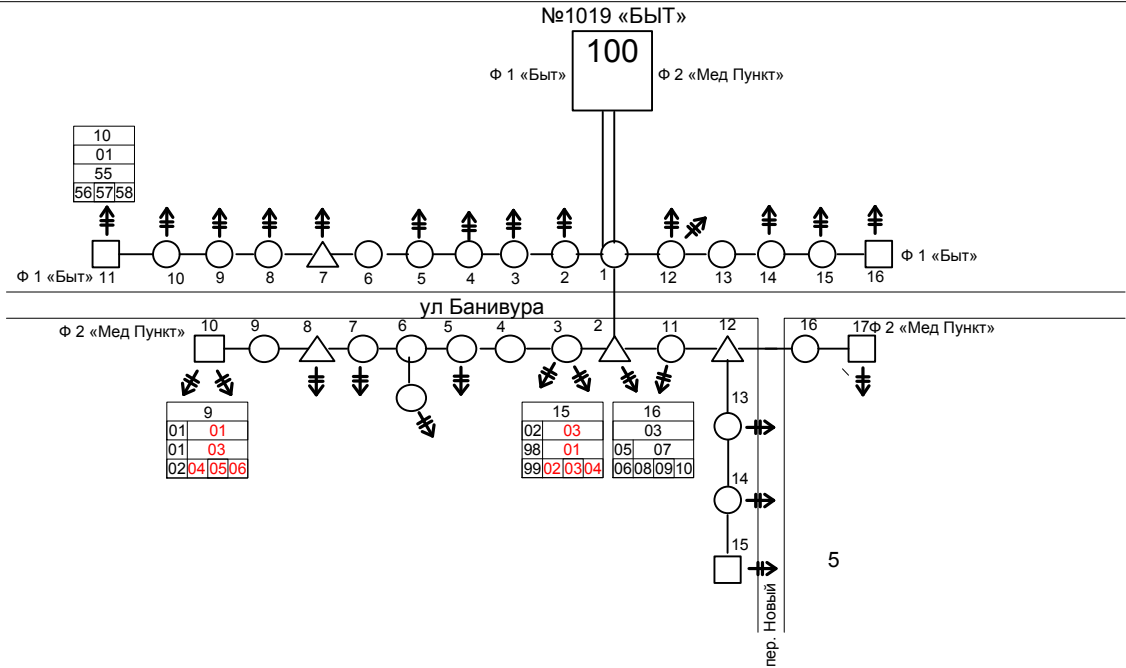
Примечание: * – Технические параметры могут быть изменены, по согласованию с Заказчиком

Шкаф учета 1,2 мм 1000х600х260 IP54 с петлями для навесного замка (MAS100626R5)



- IP 54
- Ригельный замок, спец ключ
- Петли для навесного замка
- Предупреждающий знак «Опасность поражения эл. током»

Снизу 6 входов с сальниками под ввод и вывод на потребителя d 30 мм и 2 входа с сальниками под ввод и вывод на потребителя d 50 мм, толщина металла 1,2 мм, окраска порошковая (светло-серая), универсальный ключ на все ящики этой серии.



Протяженность ВЛ 04 кв	1,5	км
Количество простых опор ЖБ	31	
Количество сложных опор ЖБ	9	
Количество простых опор дер. стойк.	0	
Количество сложных опор дер. стойк.	0	
Количество вводов	32	
Количество повторных заземлений	5	
Общая протяженность провода	3,85	км
АС 16	0	км
АС 25	1,5	км
АС 35	0	км
АС 50	0	км

Условные обозначения:

- Опора промежуточная ж/б
- △ Опора сложная ж/б
- Опора промежуточная деревянная на ж/б приставке
- ▲ Опора сложная деревянная на ж/б приставке
- ⚡ Ввод в дом
- ||— Повторное заземление на ВЛ
- ⊥ Пересечение с дорогой
- 11 Номер опоры
- 9 Номер дома
- 01 Номер группы
- 01 03 Адрес ББ (физ., **юр.**)
- 02 04 05 06 Адрес ДДМ (фазы слева направо А,В,С)

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № Подп.

9

01

01

02

01

03

04

05

06

Пересечение с дорогой

Номер опоры

Номер дома

Номер группы

Адрес ББ (физ., юр.)

Адрес ДДМ (фазы слева направо А,В,С)

№ уч.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разработал	Белослюдов				
Н.контр.	Белослюдов				
ГИП	Белослюдов				

Наименование филиала СП, РЭС

Адрес объекта

АИИС КУЭ РР

Схема поопорная

Стадия	Лист	Листов
РД	1	1

ОАО «ДРСК»

Проект календарного графика работ

РЭС	Населенный пункт	Наименование работ	Ед. изм.	Номер этапа			
				1	2	2017 год	
						3	
			Октябрь с1 по31	Ноябрь с1 по31	Декабрь с1 по30	Всего	
Вяземский РЭС СП ЦЭС		Модернизация приборов учета у физических лиц:					
		Модернизация однофазных счетчиков электроэнергии у физических лиц в составе:					
		Замена вводов 0,4 кВ, установка счетчиков	шт.	80	110	78	268
			руб.				
		Модернизация трехфазных счетчиков на ТП с заменой ТТ и установка маршрутизатора каналов связи:					
		Установка УСПД(маршрутизатора каналов связи)	шт.	3	3	3	9
			руб.				
		Установка трехфазных счетчиков эл-энергии полукосвенного вкл. на ТП 10/0,4 кВ.	шт.	7	9	7	23
			руб.				
		Пуско-наладочные работы по автоматизации:					
		Пуско-наладочные работы по автоматизации приборов учета	шт.	87	119	85	291
			руб.				
		Пуско-наладочные работы по автоматизации маршрутизатора каналов связи на ТП	шт.	3	3	3	9
			руб.				

Форма акта

- ☐ Проверки прибора учета (измерительного комплекса) электрической энергии
- ☒ Допуска в эксплуатацию прибора учета (измерительного комплекса) электрической энергии;

Дата: « ____ » _____ 20__ г. Время: ____ час. ____ мин. Населенный пункт _____

Настоящий акт составлен представителем АО «ДРСК» _____
(подразделение, должность, Ф.И.О)

На предмет проверки/допуска в эксплуатацию прибора учета (измерительного комплекса) потребителя (ССО) _____
(ФИО, должность, название организации, ССО)

В присутствии представителя (ГП, УК, ТСЖ) _____
(наименование организации, должность, ФИО)

Лица приглашенные, но не принявшие участие в проверке: _____
(название организации, должность, Ф.И.О)

Наименование объекта, адрес, на котором произведена проверка/допуск ПУ (ИК) _____ эл/эн

Порядок проверки: плановая / внеплановая Форма проверки: визуальный осмотр / инструментальная
(ненужное зачеркнуть) (ненужное зачеркнуть)

Основание внеплановой проверки _____ Договор энергоснабжения № _____

Точка подключения: _____
ПС № фидера10 (6) кВ ТП 10(6)/0,4 кВ № фидера № опоры

Основные технические характеристики и место установки расчетного измерительного комплекса:

Данные прибора учета		Счетчик установленный		Счетчик, исключенный из расчета	
Вид энергии		Активная	Реактивная	Активная	Реактивная
Тип прибора учета					
Заводской № прибора учета					
Класс точности/ передаточное число		/		/	
Номинальное напряжение, В					
Номинальный ток, А					
Год выпуска					
Квартал и год поверки (калибровки)					
Квартал и год истечения срока МПИ					
Показания	суммарные			/	
	день/ночь	/			
Разрядность (цел./дробн.)		/		/	
Тип и заводской № дистанционного дисплея					
Место установки прибора учета					
Собственник					
Данные измерительных трансформаторов / дистанционных датчиков мощности		ТТ/ ДДМ установленные (ненужное зачеркнуть)	ТТ/ ДДМ исключенные из расчетной схемы (ненужное зачеркнуть)	ТН установленные	ТН исключенные из расчетной схемы
Тип					
Класс точности					
Номинальное напряжение, В					
Номинальный первичный ток, А					
Коэффициент трансформации					
Заводской №	фаза А				
	фаза В				
	фаза С				
Год выпуска/ квартал и год поверки	фаза А				
	фаза В				
	фаза С				
Квартал и год истечения МПИ	фаза А				
	фаза В				
	фаза С				
Место установки					
Собственник					

Причина замены элементов ИК: _____

Примечания: _____

Данные об установленных пломбировочных устройствах (знаках визуального контроля (ЗВК):

место пломбирования	на момент обследования	после обследования
крышка клеммного ряда прибора учета		

Результаты проведения инструментальных измерений в ходе проверки прибора учета:

Значения величин напряжения, тока, значения и направления угла между вектором опорного и векторами измеряемых напряжений (L-индуктивное, C-ёмкостное) и коэффициенты трансформации трансформаторов тока (Ктт):

Значения напряжения	Величина, Вольт	Значения тока фаз	Первичный ток I_1 , Ампер	Ток вторичной обмотки I_2 , Ампер	Угол между током и напряжением, грд.	К тт (I_1/I_2)
Uao		A				
Ubo		B				
Uco		C				

Время 1-ого импульса (оборота) отсчитывающего устройства (диска) счетчика, _____ секунд (заполняется при необходимости)

Характеристики оборудования, использованного при проверке: инструментальные замеры произведены прибором:

- 1) марка _____ заводской № _____, дата поверки _____
- 2) марка _____ заводской № _____, дата поверки _____

Замечания/нарушения, выявленные в ходе проверки: _____

Мероприятия (перечень работ) по устранению выявленных замечаний: _____

Заключение о пригодности прибора учета (измерительного комплекса) для осуществления расчетов за потреблённую электроэнергию: _____ признается _____ (пригодным / не пригодным)

и показания электросчетчика _____ использоваться для коммерческих расчетов _____
(могут / не могут)

Потребитель уведомлён об установке антимагнитных пломб и об условиях их срабатывания: не допускается приближение устройств, содержащих магниты к элементам измерительного комплекса на расстояние менее 0,3 метра.

После устранения замечаний, потребителю следует письменно сообщить об этом в _____

_____, для проведения повторной проверки
(наименование организации)

Представитель АО «ДРСК»: _____ / _____ /

Представитель Потребителя: _____ / _____ /

Представитель Гарантирующего поставщика: _____ / _____ /

Представитель: _____ / _____ /

Лица, отказавшиеся от подписания акта проверки/допуска прибора учета в эксплуатацию либо несогласные с указанными в акте результатами:

1 _____

2 _____

Причина отказа от подписания настоящего акта: _____

Требования к закупаемому оборудованию и материалам

Кабель (изолированный ввод в дом)	СИП-2а 2*16 мм. ГОСТ Р 52373-2005
	СИП-4а 4*25 мм. ГОСТ Р 52373-2005
– жилы должны иметь изоляционный покров из сшитого светостабилизированного полиэтилена (полиэтилен с поперечными молекулярными связями)	
– Температура эксплуатации: $-50 \div +50$ °С;	
– Монтаж при температуре: не ниже -20 °С	
– Срок службы для кабеля: не менее 45 лет.	
– Гарантийный срок эксплуатации: 5 лет.	

Зажим анкерный (для СИП)	DN 123 ГОСТ Р 51177-98
– стойкий к воздействию ультрафиолета термопластика	
– усиленная структура из стекловолокна	
– предельная нагрузка 350 даН	
– для проводов с сечением жилы – 6×25 мм ²	

Кронштейн анкерный на опору	СА 16 ГОСТ Р 51177-98
– из алюминиевого сплава с высокой устойчивостью к механическим воздействиям и коррозии	
– крепление к опоре одной плоской металлической лентой в один оборот вокруг опоры и одной скрепой	
– предельная нагрузка 220 даН	

Лента металлическая монтажная 0,7х20	F-207 ГОСТ Р 51177-98
– коррозионностойкая сталь	
– обработанная кромка	
– повышенная гибкость	
– ширина-20 мм; толщина-0,7 мм	
– температура эксплуатации $-80/+50$ °С	
– механическая нагрузка – 85 кН	

Кабель для вторичных цепей	КВВГ 10*2,5 ГОСТ 1508-78
– Конструкция: Жила – мягкая медная проволока. Изоляция – ПВХ пластикат. Поясная изоляция – лента ПЭТФ пленки. Оболочка – ПВХ пластикат	
– Температура эксплуатации от – 50 °С до + 50 °С.	
– Температура прокладки и монтажа от -10 °С до +50 °С.	
– Рабочее напряжение, В – 660.	
– Номинальное переменное напряжение частоты 50 Гц, кВ: 0,66.	
– Номинальная толщина изоляции для жил 2.5 мм ² – 0.6 мм;	
– Длительно допустимая температура нагрева жил при эксплуатации: +70°С.	
– Срок службы кабелей при прокладке в земле и открытой прокладке – 15 лет, при прокладке в помещениях, каналах – 25 лет	
По нагревательным элементам	

ИК (испытательная коробка "ЛИМГ")	ЛИМГ.301591.009 ГОСТ Р 50030.7.1-2009
– габаритные размеры, мм 33x68x220	
– для закорачивания вторичных цепей трансформаторов тока, отключения токовых цепей напряжения в каждой фазе счетчика при его замене, проверке, а также включении образцового счетчика без отсоединения проводов и кабелей.	

автомат двухполюсной	ВА 47-29 ГОСТ Р 50345-2010
Число полюсов - 2	
Номинальное напряжение частотой 50 Гц, В 230/400	
Электрическая износостойкость, циклов В-О, не менее 6 000	
Механическая износостойкость, циклов В-О, не менее 20 000	
Диапазон рабочих температур, °С -40 ÷ +50	
Условия эксплуатации УХЛ4	

Трансформаторы тока 0,4 кВ	ГОСТ 7746-2001
Номинальное напряжение, кВ – 0,66	
Номинальный вторичный ток, А – 5	
Номинальная частота, Гц – 50	
Номинальный класс точности вторичной обмотки – 0,5	
Номинальная вторичная нагрузка с коэффициентом мощности cos φ=0,8, ВА – 5	
Номинальный коэффициент безопасности приборов, Кб, не более – 10	
Испытательное напряжение изоляции первичной обмотки, кВ – 3	
Испытательное напряжение изоляции вторичной обмотки, кВ – 3	
Класс нагревостойкости изоляции материалов – А	
Периодичность поверки – 8 лет	

Приложение 10 к техническому заданию

**Методические указания по определению сметной стоимости
(в электронном виде)**