### Описание: C:\Users\fomenko_sa\AppData\Local\Microsoft\Windows\Temporary Internet Files\Content.Outlook\EMMIF90C\Логотип ДРСК_2015.jpg

### Акционерное Общество

**«Дальневосточная распределительная сетевая**  **компания»**

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ**

Внедрение АИИС КУЭ. Установка приборов учета электроэнергии с включением в автоматизированную систему по филиалу АО «ДРСК» «Приморские электрические сети»

1. **Основание для проведения работ:**
   1. Инвестиционная программа филиала АО «ДРСК» – «Приморские электрические сети» на 2018 год.
2. **Основные нормативно-технические документы (НТД), определяющие требования к выполнению работ.**
   1. Федеральные Законы Российской Федерации:
      1. «Об электроэнергетике» от 26 марта 2003г. № 35 ФЗ;
      2. «О техническом регулировании» от 27.12.2002г. № 184-ФЗ (ред. от 22.12.2014).
      3. ГОСТ 34.602-89 «Комплекс стандартов на автоматизированные системы».
      4. «Об обеспечении единства измерений» от 26.06.2008 N 102-ФЗ (ред. от 13.07.2015).
   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»;
   3. «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей» от 01 июля 2003 года приказ Минэнерго РФ от 13.01.2003 г.№6;
   4. «Правила устройства электроустановок» ПУЭ-6, ПУЭ-7 издание – Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7;
   5. РД 34.09.191 94 «Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, продаже и распределении»;
   6. РД 34.11.333 97 «Учет электрической энергии и мощности на энергообъектах. Типовая методика выполнения измерений количества электрической энергии»;
   7. РД 34.11.334 97 «Учет электрической энергии и мощности на энергообъектах. Типовая методика выполнения измерений количества электрической мощности»;
   8. РД 34.11.114-98 «Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и мощности. Основные нормируемые метрологические характеристики. Общие требования».
   9. ГОСТ 7746-2015 «Трансформаторы тока. Общие технические условия»;
   10. ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения»**.**
   11. «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», утв. 2003 г.
   12. «Объемы и нормы испытаний электрооборудования», М 1998 г.
3. **Объекты автоматизации**

Под объектом автоматизации настоящего технического задания понимается ТП 6(10)/ 0,4 кВ и точки учета, электрически присоединенные к ТП 6(10)/0,4 кВ, а так же высоковольтные пункты коммерческого учета электроэнергии 6-10 кВ. Оснащение учетом и организация автоматизированного съема показаний электроэнергии предусматривается в Структурных Подразделениях (СП) филиала АО «ДРСК» «Приморские электрические сети»:

**В Структурном Подразделении Приморские Южные Электрические Сети**

**Объектами автоматизации в 2018 году являются:**

* *Партизанский Район Распределительных Электрических Сетей:*

однофазных точек учета – 344 шт.;

трехфазных точек учета – 152 шт.;

трехфазных точек учета в ТП – 11 шт.;

автоматизация ТП АО «ДРСК» –9 шт.

**Установка ПКУ- 6(10) кВ**

* *Артемовский Район Распределительных Электрических Сетей:*

п. Соловей Ключ: СТ «Голубая нива», ООО «ГринСтар»;

с. Суражевка: СТВ «Пластик»;

п. Заводской: ПАО «ДГК».

* *Владивостокский Район Электрических Сетей:*

г. Владивосток: «Жаворонков» ТП-1691.

* *Партизанский Район Распределительных Электрических Сетей:*

г. Партизанск: ООО «Теплосетевая компания» ТП-7486

**В Структурном Подразделении Приморские Центральные Электрические Сети**

**Объектами автоматизации в 2018 году являются:**

* *Октябрьский Район Электрических Сетей:*

однофазных точек учета – 239 шт.;

трехфазных точек учета – 23 шт.;

трехфазных точек учета в ТП – 8 шт.;

автоматизация ТП АО «ДРСК» – 8 шт.

**Установка ПКУ- 6(10) кВ**

* *Октябрьский Район Электрических Сетей:*

с. Покровка: ООО с/х «Искра»;

* *Уссурийский Район Электрических Сетей:*

с. Корсаковка: ТП КХ «Урюпин С.Б.»;

* *Ханкайский Район Электрических Сетей:*

п. Камень-Рыболов: ТП ИП «Иващенко С.В.»;

* *Южный Район Электрических Сетей:*

г. Уссурийск: ТП «Партизанские сады»;

п. Миниральный: ТП «Бутовец».

**В Структурном Подразделении Приморские Западные Электрические Сети**

**Объектами автоматизации в 2018 году являются:**

**Установка ПКУ- 6(10) кВ**

* *Спасский Район Электрических Сетей:*

с. Чкаловское: ФКУ «ИК 39 ГУФСИН»;

с. Воскресенка: ОАО «Оборонэнерго»;

станция Сунгач: ОАО «Оборонэнерго»;

станция Кнорринг: ОАО «Оборонэнерго»;

с. Лебединое: ОАО «Оборонэнерго»;

с. Славинка; ЗТП-8 (Абонентская).

**В Структурном Подразделении Приморские Северные Электрические Сети**

**Объектами автоматизации в 2018 году являются:**

**Установка ПКУ- 6(10) кВ**

* *Кавалеровский Район Электрических Сетей:*

с. Зеркальное: «Пески», «Золотые пески».

Конечным результатом работы по модернизации систем учета электроэнергии должен являться полный (стопроцентный) автоматизированный сбор данных о потребленной электроэнергии со всех приборов учета, установленных:

1. По границам балансовой принадлежности абонентов, электрически подключенных к ТП-6(10)/0,4 кВ филиала АО «ДРСК» «Приморские электрические сети», по GSM\GPRS-каналу до центра сбора и обработки данных и/или на автоматизированное рабочие место (АРМ) со специализированным программным продуктом;
2. На вводах, отходящих фидерах ТП 6(10)/0,4 кВ филиала АО «ДРСК» «Приморские электрические сети», по GSM\GPRS-каналу до центра сбора и обработки данных и/или автоматизированное рабочие место (АРМ) со специализированным программным продуктом;
3. На установленных ПКУ- 6(10) кВ филиала АО «ДРСК» «Приморские электрические сети», по GSM\GPRS-каналу до центра сбора и обработки данных и/или автоматизированное рабочие место (АРМ) со специализированным программным продуктом;
4. **Основные требования к выполнению работ по модернизации систем учета.** 
   1. Подрядчик (Участник) разрабатывает проект производства работ (ППР) и согласовывает не позднее чем за 10 (десять) дней до начала производства работ с ответственным представителем Заказчика (филиал АО «ДРСК» «Приморские электрические сети), отражая в нем объемы, технологическую последовательность, сроки выполнения строительно-монтажных и пуско-наладочных работ. В ППР подрядчик разрабатывает схему (строительный чертёж) установки шкафов учёта на трансформаторные подстанции различных типов СТП, КТП, ЗТП, МТП и на ПКУЭ 6(10) кВ.
   2. В ППР подрядчик (участник) разрабатывает схему (чертеж) шкафа учета по расположению приборов учета, оборудования автоматизации и технических средств для поддержания температуры, необходимой для нормальной работы оборудования в типовых шкафах на объектах автоматизации (для шкафа учета предоставляется принципиальная схема электрических соединений приборов учета и оборудования автоматизации);
   3. Уточненные перечни точек учета, подлежащие модернизации и автоматизации согласно данному техническому заданию, будут предоставляться поэтапно согласно календарному графику выполнения работ после заключения договора, но не позднее, чем за 14 рабочих дней до начала производства работ в населенном пункте;
   4. Заявка на вывод электроустановки (объекта автоматизации) в ремонт подается подрядчиком не позднее чем за 5 рабочих дней до начала производства работ на объекте автоматизации;
   5. Перед монтажом оборудования и материалов произвести проверку работоспособности (исключение заводского брака). Внешним осмотром следует проверить: целостность корпуса счетчика, элементов конструкции устанавливаемого оборудования, сжимов и проводов счетчика для подключения к сети, наличие шифр пломбы государственного поверителя, паспорта и т.д.;
   6. Выполнить корректное программирование счетчиков электроэнергии, УСПД, дистанционных дисплеев, установить параметры, отображаемые на ЖК-индикаторе (счетчика электроэнергии), время Приморского края, соответствующие сетевые адреса, идентификаторы, установить параметры связи каждому устройству (скорость обмена, биты данных, четность, стоповые биты, управление потоком).
   7. Снятие пломб на подстанциях, ТП и у юридических лиц на расчетных фидерах обязательно проводится в присутствии полномочного представителя потребителя и заказчика;
   8. После установки приборов учета (измерительного комплекса) необходимо опломбировать места возможного несанкционированного доступа к измерительному комплексу (клеммные крышки: счетчиков электроэнергии, трансформаторов тока, испытательные коробки) в соответствии с требованиями п.3.5 ПУЭЭ (1996 г.) и п.2.11.18 ПТЭ ЭП (2003г.) пластиковой пломбой и уникальным номером (например, пломба марки «Гарант»);
   9. По окончании установки трехфазных счетчиков электроэнергии трансформаторного включения проверить под нагрузкой схему подключения прибора учета (в том числе проверка направления тока в электрической цепи) на правильность подключения счетчика электроэнергии методом построения векторной диаграммы;
   10. С целью организации дистанционного сбора данных со счетчиков электроэнергии первоочередными являются работы по монтажу и наладке оборудования на ТП 6(10)/0,4 кВ;
   11. По окончании установки приборов учета в соответствии с уточненным перечнем точек учета по частным сельским домовладениям, у юридических лиц, по техническому и расчетному учету электроэнергии на ПКУЭ, ТП производится процедура конфигурации: по однофазным, трехфазным приборам учета специализированным программным продуктом для осуществления дистанционного опроса. Далее производится опрос по всем установленным приборам учета и, в случае отсутствия показаний по отдельному прибору учета или некорректных дополнительных данных, выявляется и устраняется причина недостоверных данных;
   12. Подрядчик (Участник) отвечает за качество всего комплекса строительно-монтажных и пуско-наладочных работ (правильность установки счетчика и его расположения (ориентации), полноценный прокол изоляции проводника, корректное программирование, и т.п.), а также за выполнение всех требований завода-изготовителя, указанные в руководстве по эксплуатации и паспорте на оборудование. При выявлении дефектов монтажа приборов учета Подрядчик (участник) обязан их устранить в течение 5 рабочих дней с момента обращения Заказчика;
   13. Выполнить актуализацию поопорных схем. Актуализированные поопорные схемы необходимо предоставить в формате MS Visio (Приложение № 6 «Требования к заполнению поопорной схемы на ТП» к техническому заданию»). На актуализированные поопорные схемы нанести наименования улицы, адрес, номера домов/квартир, номер группы, заводской номер вновь установленных счетчиков электроэнергии;
   14. Заполнить Приложение 2 «Реестр по модернизации приборов учета» (лист-1 для ТП,) к техническому заданию в соответствии с приведенной формой. Данный реестр должен отражать полный перечень приборов учета и оборудования используемого при модернизации учета по согласованию сторон может быть расширен;
   15. Заполнить Приложение 3 «Дефектную ведомость установленного оборудования и материалов (лист1 для ТП, лист2 для ПКУ)» к техническому заданию в соответствии с приведенной формой. Данный документ должен отражать полный перечень оборудования и материалов, используемых при модернизации учета, по согласованию сторон может быть расширен;
   16. Заполнить Приложение 4 «Форма акта допуска в эксплуатацию и проверки приборов учета (измерительных комплексов) электрической энергии» к техническому заданию, и совместное подписание с представителями подрядчика (участника), заказчика от филиала АО «ДРСК» «Приморские электрические сети» и потребителем;
   17. Заполнить Приложение 5 «Форма соглашения о порядке эксплуатации измерительных комплексов» к техническому заданию, и совместное подписание с представителями подрядчика (участника), заказчика от филиала АО «ДРСК» «Приморские электрические сети» и потребителем.
5. **Монтажные работы по модернизации узлов учета электроэнергии**
   1. *Для трансформаторных подстанций 10(6)/0,4 кВ:*
      1. Демонтировать старые приборы учета и трансформаторы тока;
      2. Оклеить внутреннюю поверхность шкафов теплоизолирующим материалом;
      3. Произвести сборку шкафов учета (Приложение № 7 «Опросный лит к шкафам учета ТП») в комплектации: шкаф, приборы учета, испытательные коробки (для трансформаторных счетчиков), УСПД, автоматические включатели, ограничители импульсных напряжений, розетки, и др. силовое и вспомогательное оборудование и материалы. Перечень оборудования и материалов приведен в «Приложении 1 «Спецификации» к техническому заданию»;
      4. Произвести монтаж обогрева с дальнейшим его подключением к терморегулятору. Терморегулятор должен быть смонтирован на монтажной панели;
      5. Выполнить монтаж измерительных трансформаторов тока 0,4 кВ на вводных и отходящих фидерах распределительного устройства 0,4 кВ. В случае необходимости обеспечить сборку металлоконструкций для установки трансформаторов тока. Место установки и коэффициенты трансформации письменно согласовать с представителем филиала АО «ДРСК» «Приморские электрические сети» не позднее, чем за 5 дней до начала производства работ;
      6. Выполнить монтаж шкафа учета на ТП 6(10)/0,4 кВ, проложить и подключить необходимые вторичные цепи, интерфейсные линии связи и цепи заземления в соответствии с требованиями ПУЭ, подключить измерительный комплекс к питанию. В случае необходимости обеспечить сборку металлоконструкций для установки шкафа на ТП 6(10)/0,4 кВ. Монтаж оборудования (счетчики электроэнергии, трансформаторы тока и др.) произвести в соответствии с гл. 1.5, гл. 3, 4 действующих ПУЭ. Нанести все необходимые маркировки: на вторичные цепи учета, силовые цепи питания, интерфейсные линии, оборудование автоматизации и шкаф учета. Место установки шкафа учета необходимо письменно согласовать с представителем филиала АО «ДРСК» «Приморские электрические сети» не позднее, чем за 5 рабочих дней до начала производства работ в населенном пункте;
      7. Сразу после установки шкафов учета на ТП заполнить Приложение № 4 «Форма акта допуска в эксплуатацию и проверки приборов учета (измерительных комплексов) электрической энергии» к техническому заданию;
      8. Для трансформаторных подстанций провести проверку на качество сигнала сотовых операторов (МТС, Мегафон, Билайн) с помощью ввода стандартных АТ–команд для GSM/GPRS модемов (маршрутизаторов). Результаты проверки качества сигнала сотовых операторов необходимо занести в Приложение 3 «Дефектную ведомость установленного оборудования и материалов (лист1 для ТП)» к техническому заданию» с обязательным указанием точных географических координат в системе WGS84 с помощью GPS-приемника;
      9. Выполнить для всех ТП установку GSM антенн, например типа ANT-996 A с врезным креплением на металлическом рефлекторе-кронштейне 330-330 мм, установить площадки для крепления передающих антенн на высоте, обеспечивающей недоступность до данного оборудования при условии соблюдения допустимого расстояния до токоведущих частей электроустановки, находящихся под напряжением;
      10. Если уровень сигнала всех сотовых операторов находится в пределах от минус 96 дБ до минус 120 дБ, необходимо выполнить техническую проверку улучшения качества сигнала сотовой связи. При неуверенном (неустойчивом) приеме сотовых операторов необходимо установить внешние направленные антенны например, типа DEST GSM-900 AKL-B.

Для установки и настройки антенны на местности необходимо выполнить следующие действия:

С целью определения ориентации антенны необходимо подключить ее к устройству, позволяющему измерять уровень сигнала в режиме реального времени в дБ (сотовый телефон, модем и т.п.).

При настройке антенны ее необходимо поворачивать вокруг мачты медленно и с остановками (10-20 сек.), так как уровень принимаемого сигнала, отображаемый в телефоне, изменяется с задержкой. Вращение антенны производят до того момента, пока не будет установлено направление, откуда приходит сигнал максимального уровня. Данные действия производятся для всех операторов сотовой связи, присутствующих на данной территории. Полученный результат (уровень сигнала) необходимо занести в Приложение 3 «Дефектная ведомость установленного оборудования и материалов» (лист-1для ТП) к техническому заданию с пометкой «Антенна»;

* 1. *Для однофазных счетчиков у физических и юридических лиц:*
     1. Демонтировать питающий ввод абонента, начиная от ВЛ 0,4 кВ на опоре до изоляторов на здании (доме);
     2. Смонтировать новый ввод проводом СИП4 от ВЛ на опоре до ввода у абонента. Обеспечить надежное крепление нового ответвления СИП4 при помощи анкерных зажимов, в соответствии с инструкцией по эксплуатации данной продукции и требованиями главы 2.4. ПУЭ (2009 г.);
     3. Подключить счетчик электроэнергии в соответствии с инструкцией по эксплуатации и требованиями технического задания
     4. Выполнить настройку прибора учета электрической энергии, установленного на опоре, и дистанционного дисплея, которые поставляются единым комплектом;
     5. Свободный конец отрезка СИП при помощи соответствующих по назначению прокалывающих зажимов необходимо закрепить на ВЛ;
     6. Работы по установке счетчиков и манипуляции с ответвлением к зданию (сооружению) производятся на уровне траверсы опоры 0,4 кВ и выполняются с использованием специализированных приспособлений и механизмов;
     7. 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 АВВГнг LS 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 «Спецификации» к техническому заданию;
     8. Сразу после установки прибора учета заполнить Приложение № 4 «Форма акта допуска в эксплуатацию и проверки расчетных приборов учета (измерительных комплексов) электрической энергии».
  2. *Для трехфазных счетчиков прямого включения у физических и юридических лиц*:
     1. Демонтировать питающий ввод абонента, начиная от ВЛ-0,4 кВ на опоре до изоляторов на здании (доме);
     2. Выполнить настройку прибора учета электрической энергии, установленного на опоре, и дистанционного дисплея, которые поставляются единым комплектом;
     3. Установить трехфазный счетчик электроэнергии на опоре в соответствии с инструкцией по эксплуатации и требованиями технического задания;
     4. Смонтировать новый ввод проводом СИП от ВЛ-0,4 кВ на опоре до ввода в здание абонента. Обеспечить надежное крепление нового ответвления СИП при помощи анкерных зажимов в соответствии с инструкцией по эксплуатации данной продукции.
     5. 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 АВВГнг LS по внешней стене дома (здания) с креплением скобами до каждого абонента в соответствии с требованиями главы 2.4 ПУЭ (2009 г.). Общие количество вводов, требующих разделения, указано в Приложении 1 «Спецификации» к техническому заданию;
     6. Сразу после установки прибора учета заполнить Приложение № 4 «Форма акта допуска в эксплуатацию и проверки расчетных приборов учета (измерительных комплексов) электрической энергии».
  3. *Для трехфазных счетчиков полукосвенного включения у юридических лиц:*
     1. Демонтировать ранее установленные счетчики электроэнергии;
     2. Выполнить установку счетчиков электроэнергии через испытательную коробку на место ранее демонтированного счетчика;
     3. Сразу после установки прибора учета заполнить Приложение № 4 «Форма акта допуска в эксплуатацию и проверки расчетных приборов учета (измерительных комплексов) электрической энергии».
  4. *Для ПКУ 6(10) кВ:*
     1. Развести опоры ВЛ 0,38-10 кВ, конструкции и материалы по объектам Приморского края согласно технического задания;
     2. Выполнить установку железобетонных опор ВЛ 6-10 кВ с траверсами и приставками;
     3. Выполнить установку разъединителя РЛНД с приводом, на опору, установить разборную штангу для отключения разъединителя. Работы по установке разъединителя и манипуляции с ответвлением к ПКУЭ производятся на уровне траверсы опоры и выполняются с использованием специализированных приспособлений и механизмов;
     4. Смонтировать ввод проводом СИП3 от опоры ВЛ 6(10) кВ (АО «ДРСК») установленной на границе балансовой принадлежности с потребителя до опоры где установлен разъединитель;
     5. Выполнить установку ограничителей перенапряжения ОПН 6(10) кВ с кронштейном на опоре возле ПКУЭ. Рама для ОПН должна быть заземлена. Необходимо обеспечить надежный контакт заземляемого конца ОПН с контуром заземления. Для этого поверхность контакта ОПН и заземленной рамы зачищаются от ржавчины и поверхностной окраски до металлического блеска. Вдоль опоры необходимо проложить стальную катаную проволоку сечением 12 мм2 и закрепить ее вдоль опоры поддерживающими дистанционными фиксаторами, один конец катаной проволоки закрепить с заземляемым концом ОПН, другой конец катаной проволоки закрепить с заземлителем;
     6. Выполнить установку платформы высоковольтного модуля (ВМ) на опоре на высоте 6м. Установить высоковольтный модуль ПКУЭ на платформу в соответствии с инструкцией по эксплуатации и требованиями технического задания, подключить ВМ к разъединителю. Работы по установке ВМ выполняются с использованием специализированных приспособлений и механизмов;
     7. Выполнить установку низковольтного модуля (НМ) (шкафа учета) к опоре П-образными шпильками. Работы по установке НМ и манипуляции должны выполнятся с использованием специализированных приспособлений и механизмов;
     8. Сразу после установки НМ проложить и подключить необходимые вторичные цепи и цепи заземления в соответствии с требованиями ПУЭ, подключить измерительный комплекс к питанию. Закрепить контрольный (КВВГ нг) кабель к опоре поддерживающими дистанционными фиксаторами от ВМ до НМ.
     9. Нанести все необходимые маркировки: на силовые цепи питания, вторичные цепи учета, на высоковольтный и низковольтный модуль, обозначить места заземления;
     10. Необходимо заземлить все коммуникационное оборудование и металлические конструкции в соответствии с главами 1.7; 2.5; 4.2 ПУЭ (6-7 издание) (Новосибирск, Норматика, 2017 г.). Используя отдельный защитный проводник. в качестве заземлителя использовать два уголка 63х63х5 мм забитых вертикально в землю на глубину 1,5-2 метра, на расстоянии между вертикальными электродами - не менее 3 м и соединив его между собой стальной катаной проволокой 12 мм2. У мест ввода заземляющих проводников должен быть предусмотрен опознавательный знак
     11. Сопротивление растеканию тока контура заземления не должно превышать 30 Ом.
     12. По окончанию монтажа, провести замер значения сопротивления заземляющего устройства, которое не должно превышать нормирующего 30 Ом (глава 2.5, п.2.5.129 ПУЭ 6 и 7 Новосибирск: ООО «Норматика», 2017 г.).
     13. Оформить протокол измерений на каждое заземляющее устройство.
     14. По окончанию установки высоковольтных пунктов учета необходимо произвести процедуру конфигурации счетчика электроэнергии для осуществления дистанционного опроса по GSM/GPRS каналу до центра сбора и обработки информации АО «ДРСК».
  5. *Пуско-наладочные работы:*
     1. Пуско-наладочные работы должны выполняться одной наладочной организацией;
     2. Сконфигурировать УСПД по всем каналам для всех счетчиков электроэнергии (оснащенных цифровыми интерфейсами связи), установленных на подстанции и ТП в специализированном программном продукте производителя УСПД;
     3. Сконфигурировать базу данных соответствующим образом для осуществления дистанционного снятия показаний со счетчиков;

База данных для однофазных и трехфазных счетчиков у физических и юридических лиц заполняется по точкам учета, с привязкой дистанционных дисплеев к счетчикам электроэнергии в соответствии с Приложением 2 «Реестр по модернизации приборов учета» к ТЗ и передается на переносном устройстве хранения данных (CD,DVD, Flash-card и т.д.);

* + 1. Осуществить пусконаладочные работы по всем приборам учета, электрически присоединенным к объекту автоматизации (ПКУЭ, ТП 6(10)/0,4 кВ);
    2. Организовать полный (100%) автоматизированный съём показаний со всех счетчиков электроэнергии, установленных;
       1. На ПКУЭ организовать передачу данных до центра сбора и обработки данных и/или (автоматизированное рабочее место (АРМ)) по GSM/GPRS-каналу, опрос выполнить специализированным программным продуктом;
       2. На трансформаторных подстанциях 6(10)/0,4 кВ через УСПД организовать передачу данных по GSM/GPRS-каналу до центра сбора и обработки данных и/или АРМ с установленным специализированным программным продуктом;
    3. В случае отсутствия показаний по отдельному прибору учета должна выявляться и устраняться причина, сбоя в опросе прибора;
    4. Пуско-наладочные работы по автоматизации подстанций, ТП-6(10)/0,4 кВ проводятся с использованием Sim-карт Подрядчика (участника);
    5. Опытная эксплуатация проводится Заказчиком совместно с Подрядчиком (участником) в течение 10 рабочих дней по каждому объекту автоматизации (подстанции, ТП-6(10)/0,4 кВ) с оформлением акта приемки в промышленную эксплуатацию объекта автоматизации, но может быть продлена не более чем на 1 месяц до устранения замечаний, выявленных в ходе испытаний.

Состав уполномоченной комиссии определяется Заказчиком и Подрядчиком (участником), которая осуществляет надзор за ходом подготовки и проведением приемочных испытаний с оформлением акта приемки по каждому объекту автоматизации;

* + 1. В период опытной эксплуатации Подрядчик (участник) устраняет все выявленные дефекты по оборудованию (закупленному) Подрядчиком (участником) и недостатки по выполнению работ;
    2. Опытная эксплуатация проводится с использованием Sim-карт Заказчика.

1. **Дополнительные условия.**
   1. Заказчик вправе в любое время проверять, в том числе с привлечением третьих лиц, соблюдение Подрядчиком (участником) условий выполнения работ (в том числе по срокам, объемам, качеству), не вмешиваясь в его хозяйственную деятельность;
   2. Стороны обязуются соблюдать конфиденциальность в отношении информации, полученной ими друг от друга, или ставшей известной им в ходе выполнения работ по настоящему техническому заданию. Не открывать и не разглашать в общем или в частности информацию какой-либо третьей стороне без предварительного письменного согласия Заказчика;
   3. Требования п.6.2 настоящего технического задания не распространяются на случаи раскрытия конфиденциальной информации по запросу уполномоченных государственных органов в случаях, предусмотренных законом;
   4. Подрядчик (участник) обязуется в Договорах, заключаемых с субподрядчиками, обеспечить включение в субподрядный Договор условий, указанных в п.6.2-6.3 настоящего технического задания.
2. **Определение стоимости и сметная документация:**
   1. Сметная стоимость определяется на основании методических указаний по определению сметной стоимости строительства Приложение 10 «Порядок определения стоимости СМР» к техническому заданию.

- порядок определения стоимости работ по техническому перевооружению, реконструкции, ремонту и техническому обслуживанию объектов генерации, сетей зданий и сооружений Приложение 11«Порядок опред. стоимости работ по тех.перевооружению, рек-ции, ремонту и тех.обслуживанию объектов»

* 1. Сметную документацию предоставлять в формате MS Excel, либо другом числовом формате, совместимом с MS Excel, а также в формате программы «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.
  2. Сметная документация составляется в базисном, текущем и прогнозном уровне цен.
  3. В базисном уровне цен Локальные сметные расчеты выполняются 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).
  4. Сметная стоимость в текущем уровне цен, сложившемся ко времени составления смет, составляется с применением индексов изменения сметной стоимости, рекомендованных РЦЦС. 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).
  5. Прогнозная стоимость строительства формируется с учетом индексов-дефляторов Минэкономразвития РФ.
  6. Накладные расходы принимаются по видам работ от фонда оплаты труда в соответствие с МДС 81-33.2004, МДС 81-34.2004, письмом Госстроя от 27.11.2012 № 2536-ИП/12/ГС.
  7. Сметная прибыль принимается по видам работ от фонда оплаты труда в соответствие с МДС 81-25.2001, письмом ФАСиЖКХ от 18.11.2004 №АП-5536/06, письмом Госстроя от 27.11.2012 № 2536-ИП/12/ГС.
  8. Стоимость материалов, конструкций и изделий определяется по ТССЦ соответствующего региона и ФССЦ. Перевозка материалов, конструкций и изделий учтена на расстояние определенное РЦЦС (федеральные сборники - 30км). Транспортировка грузов свыше указанного расстояния учитывается дополнительно. При отсутствии материала в сборнике, стоимость может определяться по прайс-листам заводов - изготовителей, но не выше стоимости аналогичного материального ресурса, указываемого в региональных аналитических изданиях, публикующих информацию о средних сметных ценах на основные строительные ресурсы. В сметной стоимости материалов, определенных по данным заводов-изготовителей или поставщиков, дополнительно учитываются транспортные расходы по его доставке на приобъектный склад и заготовительно-складские расходы (строительные материалы - 2%, металлоконструкции - 0,75%).
  9. Определение затрат на перевозку грузов зависят от транспортных схем доставки материалов, условий и расстояний их транспортировки. Транспортные расходы рекомендуется определять на основании калькуляций транспортных расходов по группам материалов в соответствии с транспортной схемой доставки материалов. При калькулировании стоимости транспортных расходов должны учитываться тарифы на грузовые перевозки различными видами транспорта, в том числе по железнодорожным перевозкам, принимать стоимость по действующим нормативным документам и прейскурантам естественных монополий с учетом индексов. Для оценки транспортных расходов, закладываемых в расчет, необходимо предоставить транспортную схему с расчетом затрат времени на перевозку грузов;
  10. Стоимость оборудования определяется по ценам поставщиков и включается в смету с учетом стоимости запасных частей, необходимых для обеспечения работы оборудования в процессе его наладки, пуска и освоения, стоимости тары и упаковки, транспортных расходов по доставке оборудования от поставщика до приобъектного склада, а так же средств на заготовительно-складские расходы. При отсутствии возможности определения транспортных затрат для доставки оборудования методом калькулирования, принимать как затраты на транспортные расходы в размере 3 - 6% от отпускной цены оборудования; расходы на комплектацию оборудования в размере от 0,5 - 1% от его отпускной цены; заготовительно-складские расходы в размере не менее 1,2% от суммы всех затрат на оборудования, включая отпускную цену; затраты на стоимость тары и упаковки до 1,5% от стоимости оборудования; затраты на стоимость запасных частей принимаются в размере до 2% от отпускной цены на оборудование.
  11. В локальном 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 структуре Приложения 1 «Спецификации» к техническому заданию.
  12. По итогу Локального сметного расчета учесть прочие затраты и непредвиденные расходы. При определении стоимости работ по двум и более локальным сметным расчетам необходимо предоставить сводную таблицу стоимости (затрат).
  13. Дополнительные затраты при производстве строительно-монтажных работ в зимнее время определяются по ГСН 81-05-02-2007.
  14. Затраты по перевозке автомобильным транспортом работников строительных и монтажных организаций или компенсация расходов по организации специальных маршрутов городского пассажирского транспорта определяются калькуляционными расчетами с учетом обосновывающих данных транспортных предприятий. Для оценки транспортных расходов, закладываемых в расчет, необходимо предоставить транспортную схему с расчетом затрат времени на перебазировку. Затраты по перевозке автотранспортом работников строительно-монтажных организаций к месту и обратно разрешается включать в сводную таблицу стоимости (затрат) в том случае, когда местожительство (пункт сбора) рабочих и служащих находится на расстоянии более 3 км от места работы, а коммунальный или пригородный транспорт либо отсутствует либо не в состоянии обеспечить перевозку работников.
  15. Затраты связанные с командированием рабочих для выполнения строительных, монтажных и специальных строительных работ определяются расчетами по сметной трудоемкости, определенной в сметной документации, исходя из дальности расстояния до объекта строительства и характера выполняемых работ. Постановление Правительства РФ от 02.10.02 № 729.
  16. Затраты связанные с перебазированием техники определяется на основании транспортных схем, условий и расстояний перебазировки. Транспортные расходы рекомендуется определять на основании калькуляций транспортных расходов в соответствии с транспортной схемой доставки техники. При калькулировании стоимости транспортных расходов, принимать стоимость по действующим нормативным документам и прейскурантам естественных монополий с учетом индексов. Для оценки транспортных расходов, закладываемых в расчет, необходимо предоставить транспортную схему с расчетом затрат времени на перебазировку.
  17. Средства на возмещение затрат, связанных с подвижным характером работ в строительстве принимать не больше 3,74% локального сметного расчета без учета стоимости оборудования.
  18. Затраты на проведение пусконаладочных работ в локальном сметном расчете составляется на основании МДС 81-27-2007 Методические рекомендации по применению государственных элементных сметных норм на пусконаладочные работы. Письмо Росстроя от 05.09.2007 №СК-3253/02.

Так же возможно использовать рекомендации постановления Союза инженеров-сметчиков от 17.08.2006 № 08-2/ПС «Пособие по составлению сметных расчетов (смет) на пусконаладочные работы АСУ ТП», под ред. П.В. Горячкина, А.Н. Жукова, П.С. Милова, Москва 2006 год.

* 1. Непредвиденные затраты определяются в объеме не более 1,5% от общих затрат (п.4.96 МДС 81-35.2004).
  2. НДС составляет 18% на основании Федерального закона РФ от 07.07.2003г №117-ФЗ.

1. **Требования к участнику закупки.**
   1. **Участник закупки должен:**
      1. Являться членом саморегулируемой организации (СРО), осуществляющих строительство зарегистрированной в установленном по месту (в том же субъекте РФ) регистрации Участника (с учетом исключений, предусмотренных законодательством Российской Федерации). Членство в СРО не требуется унитарным предприятиям, государственным и муниципальным учреждениям, юрлицам с госучастием в случаях, которые перечислены в ч. 2.1 ст. 47 и ч. 4.1 ст. 48 ГрКРФ;

* Уровень ответственности Участника по компенсационному фонду **возмещения вреда** должен быть не менее стоимости оферты Участника;
* Уровень ответственности Участника по компенсационному фонду **обеспечения договорных обязательств**, должен быть не менее стоимости оферты у Участника;
* В составе заявки участник должен предоставить копию действующей выписки из реестра членов СРО по форме, которая утверждена Приказом Ростехнадзора от 16.02.2017 N 58 (содержащую сведения об уровне ответственности участника по компенсационному фонду возмещения вреда и компенсационному фонду обеспечения договорных обязательств, соответствующем предложенной стоимости выполнения работ по договору). Дата выписки должна быть не ранее чем за один месяц до даты окончания подачи заявки Участника;
  + 1. Иметь в собственности либо на других законных основаниях минимальное, необходимое для исполнения договора количество машин и механизмов в количестве не менее указанного в таблице №1):

Таблица № 1

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| № п/п | Наименование МТР | Ед. измерения | Количество не менее, шт. |
| Машины | | | |
| 1 | Автомобили бортовые, грузоподъемность до 5 т | шт. | 1 |
| 2 | Автогидроподъемники высотой подъема до 12 м | шт. | 1 |
| 3 | Машины бурильно-крановые на автомобиле, глубина бурения до 3,5 м | шт. | 1 |
| 4 | Краны на автомобильном ходу при работе на монтаже технологического оборудования грузоподъемностью до 10 т | шт. | 1 |
| Инструмент | | | |
| 1 | Перфораторы электрические | шт. | 2 |
| 2 | Установки для сварки | шт. | 1 |

*Потребность в материально технических ресурсах выявлена на основании ГЭСНм 08, ГЭСНм 10, ГЭСН 33, ФЕРп 01, при составлении сметной документации в программе Гранд СМЕТА, базисно-индексным методом с использованием территориальных расценок (ТЕР-2001 в редакции 2014 года, включенных в федеральный реестр сметных нормативов РФ)*

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

* *В случае наличие МТР указанных в таблице 1 на правах собственности:*
* *• свидетельства о регистрации транспортного средства либо ПТС;*
* *• на машины, подлежащие регистрации в органах государственного надзора за техническим состоянием самоходных машин и других видов техники в Российской Федерации – ПСМ;*
* *В случае отсутствия собственных МТР указанных в таблице 1 Участник должен представить следующие документы (по своему усмотрению из перечисленных): договор аренды, соглашение о намерениях заключить договор аренды, договор на оказание услуг машин и механизмов, гарантийное письмо о предоставлении машин и механизмов.*
  + 1. Участник должен иметь минимально необходимое количество кадровых ресурсов соответствующей квалификации, указанных в Таблице №2:

Таблица № 2

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Наименование | Ед. изм. | Количество |
| Инженер V группа по электробезопасности | чел. | 1 |
| Инженер IV группа по электробезопасности | чел. | 1 |
| Инженер по наладке и испытаниям IV группа по электробезопасности | чел. | 1 |
| Рабочих | | |
| Электромонтажник-наладчик IV группа по электробезопасности | чел. | 3 |
| Электромонтер – 2-4 разряда III группа по электробезопасности | чел. | 9 |

*Потребность кадровых ресурсов выявлена на основании ГЭСНм 08, ГЭСНм 10, ГЭСН 33, ФЕРп 01, при составлении сметной документации в программе Гранд СМЕТА, базисно-индексным методом с использованием территориальных расценок (ТЕР-2001 в редакции 2014 года, включенных в федеральный реестр сметных нормативов РФ)*

* 1. Для подтверждения соответствия указанному требованию необходимо предоставить заверенные Участником копии удостоверений по проверке знаний правил работы в электроустановках, 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, п.1.4.1 «Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей*».*
  2. В случае, если по каким-либо причинам Участник не может предоставить требуемый документ, он должен приложить составленную в произвольной форме справку, объясняющую причину отсутствия требуемого документа
  3. В составе заявки Участник предоставляет сметный расчёт в объёме, соответствующему своему ценовому предложению.

1. **Сроки выполнения работ:**

Сроки выполнения работ по внедрению АИИС КУЭ. Установке приборов учета электроэнергии с включением в автоматизированную систему по филиалу АО «ДРСК» «Приморские электрические сети»: определяются в соответствии с календарным графиком выполнения работ. График должен представлять по этапное выполнение производства работ с указанием вида работ количества и сумм (в руб.). Пример заполнения календарного графика представлен в Приложении № 9 «Проект календарного графика выполнения работ».

Весь объём работ должен быть завершен **до 15.12.2018 года.**

Заполнение и корректировка графика должна осуществляться следующим образом:

Участник (Подрядчик) по своему усмотрению корректирует объем работ исходя из своих материально-технических возможностей без изменения общего объема 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.

1. **Требования к выполнению работ:**
   1. Работы по модернизации выполняются на основании договора подряда. Работы необходимо выполнить в соответствии с действующими государственными нормами и правилами СНиП 12-01-2004 Организация строительного производства; СНиП 12-03-99 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).
   2. В ходе выполнения работ Подрядчик (Участник) поэтапно предоставляет акты на скрытые работы.
   3. Под этапом работ подразумевается оснащение средствами учета и организация автоматизированного, удаленного сбора данных, а так же предоставление всей отчетной документации, в соответствии с техническим заданием, в пределах объектов автоматизации: подстанция, ТП-6(10)/0,4 кВ в соответствии с согласованным календарным графиком выполнения работ.
   4. В случае, если на любых стадиях выполнения работ будут обнаружены некачественно выполненные работы, представитель Заказчика составляет акт и направляет его в течение пяти дней Подрядчику (Участник). Подрядчик (Участник) 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;
2. **Приемка выполненных работ:**
   1. Стороны осуществляют сдачу-приемку выполненных работ поэтапно, в соответствии с согласованным календарным графиком выполнения работ.

* Приемка работ осуществляется филиалом АО «ДРСК» - «Приморские электрические сети» при выполнении Подрядчиком полного объема работ, по каждому Этапу, указанному в Календарном графике выполнения Работ (Приложение № 3 к Договору), Подрядчик в течение 5 (пяти) рабочих дней представляет Заказчику подписанный со своей стороны в 2 (двух) экземплярах Акт освидетельствования выполненных работ по форме Приложения № 8 к Договору, с приложением Приемо-сдаточной и Исполнительной документации в 3 (трех) экземплярах. К акту освидетельствования выполненных работ прилагаются:
* Приложение 2 «Реестр по модернизации приборов учета» к техническому заданию (лист-1 для ТП, и Приложение 3 «Дефектная ведомость установленного оборудования и материалов (лист-1 для ТП, лист-2 для ПКУ) к техническому заданию, отражающую по факту географический и электрический адрес, а также весь объем материалов, использованный для производства работ с целью контроля выполнения работ документ предоставляется ***еженедельно*** в формате Excel и в срок не позднее 30 числа последнего месяца каждого этапа в отсканированном виде с подписью представителя Заказчика и Подрядчика
* Подписанные Акты допуска в эксплуатацию и проверки расчетных приборов учета (измерительных комплексов) электрической энергии («Приложение 4 «Форма акта допуска в эксплуатацию и проверки приборов учета (измерительных комплексов) электрической энергии» к техническому заданию в 3 экз.), совместно составленные с представителями подрядчика и заказчика подписанные потребителем;
* Подписанные соглашения о порядке эксплуатации измерительных комплексов («Приложение 5 «Форма соглашения о порядке эксплуатации измерительных комплексов» к техническому заданию в 2 экз.), совместно составленные с представителями подрядчика и заказчика подписанные потребителем;
* Актуализированные поопорные схемы объекта (ТП), предоставленные в электронном виде. Схемы должны быть выполнены в программном обеспечении Microsoft Office Visio в соответствии, с примером приведенном («Приложение 6 «Требования к заполнению поопорной схемы на ТП» к техническому заданию);
* для сохранения конфигурации УСПД и базы данных подрядчик передает файл конфигурации УСПД на переносном устройстве хранения данных(CD,DVD, Flash-card и т.д.);
* документы по затратам на перевозку грузов и перебазировку, подтверждающие понесенные Подрядчиком транспортные расходы;
* Заполненные акты и соглашения передаются представителю РЭС в СП филиала АО «ДРСК» «Приморские электрические сети» в комплекте с паспортами на смонтированное оборудование.
  1. Приборы учета, не установленные и не настроенные в составе объекта автоматизации, принимаются только с согласования Заказчика.
  2. По завершении выполнения Работ в отношении каждого Объекта и готовности последнего к эксплуатации Подрядчик в течение 3 (трех) рабочих дней представляет Заказчику подписанные со своей стороны:

– Акт КС-2, Справку КС-3 в отношении каждого Объекта на весь объем выполненных работ по Объекту в 2 (двух) экземплярах;

– Акт о приеме-сдаче отремонтированных, реконструированных, модернизированных объектов основных средств (по форме ОС-3) в 2 (двух) экземплярах с приложением Приемо-сдаточной и Исполнительной документации в 3 (трех) экземплярах;

– Акт КС-11 в 2 (двух) экземплярах;

* 1. 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.

1. **Требования к поставляемой продукции:**
   1. Заказчик передает по акту передачи в монтаж следующее оборудование Подрядчику с центрального склада филиала АО «ДРСК» «Приморские электрические сети» (г. Уссурийск, ул. Ровная, 22а):

*Для ПКУЭ:*

ПКУЭ с монтажным комплектом в количестве 19 шт.

*Для автоматизации трансформаторных подстанций (ТП 6(10)/0,4 кВ.)*

* Однофазных счетчиков электроэнергии – 583 шт.
* Трехфазных счетчиков прямого включения – 143 шт.
* Трехфазных счетчиков полукосвенного включения – 51 шт.
* Оборудование автоматизации (ТП) – 17 шт.

В случае выявления Подрядчиком (Участником) заводского брака по оборудованию, переданному актом в монтаж, Подрядчик (Участник) передает данное дефектное оборудование Заказчику с сопроводительным письмом и оформленным Актом передачи с указанием причин выбраковки;

* 1. Подрядчик (Участник) обеспечивает закупку и поставку дополнительного оборудования и материалов, необходимых для полноценного проведения работ, строительно-монтажные работы, работы по автоматизации модернизированных точек учета, а также передачу системы Заказчику. Перечень и характеристики дополнительного оборудования и материалов с целью проведения их своевременной закупки приведен в Приложении 1 «Спецификации» к техническому заданию и в «Приложении 10 «Требования к закупаемому оборудованию» к техническому заданию», номенклатура подлежит обязательному согласованию с представителем Заказчика филиала АО «ДРСК» «Приморские электрические сети». Затраты на закупку дополнительного оборудования и материалов, необходимого для комплексного выполнения работ по данному техническому заданию, и не указанные в техническом задании, входят в стоимость работ.
  2. Вся продукция должна быть новой, ранее не использованной.
  3. Подрядчик (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.
  4. Отсутствие в составе технико-коммерческого предложения подробного технического описания аналогов продукции может являться причиной отклонения предложения Подрядчика (Участника).
  5. 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.

1. **Гарантии исполнителя:**

Гарантия исполнителя оговаривается в Договоре подряда. Гарантия подрядчика на своевременное и качественное выполнение работ, а также на устранение дефектов, возникших по его вине, составляет с момента сдачи объекта в эксплуатацию не менее 60 месяцев со дня подписания Акта сдачи-приемки, при условии соблюдения Заказчиком правил эксплуатации сданного в эксплуатацию объекта;

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

*Приложение:*

1. *Приложение № 1 – Спецификации;*
2. *Приложение № 2 – Реестр по модернизации приборов учета лист-1 для ТП,*
3. *Приложение № 3 – Дефектная ведомость установленного оборудования и материалов лист-1для ТП, лист2 для ПКУЭ*
4. *Приложение № 4 – Форма акта допуска в эксплуатацию и проверки приборов учета (измерительных комплексов) электрической энергии;*
5. *Приложение № 5 – Форма соглашения о порядке эксплуатации измерительных комплексов;*
6. *Приложение № 6 –* *Требования к заполнению поопорной схемы на ТП;*
7. *Приложение № 7 – Опросный лист к шкафам учета ТП;*
8. *Приложение № 8– Требования к закупаемому оборудованию;*
9. *Приложение № 9 – Проект календарного графика выполнения работ;*
10. *Приложение № 10 – Порядок определения стоимости СМР;*
11. *Приложение № 11 – Порядок опред. стоимости работ по тех.перевооружению, рек-ции, ремонту и тех.обслуживанию объектов.*