

Согласовано:

Главный инженер

ПАО «НЕФАЗ»

 Р.Н. Мустафин

41
Утверждаю:

Генеральный директор

ПАО «НЕФАЗ»

 В.А.Курганов

**Техническое задание №20-04-13/2/12 от 06.05.2021
на внесение изменений в АИИС КУЭ**

Общие требования

Настоящее Техническое задание является основным документом, определяющим требования к выбору Исполнителя для проведения работ по внесению изменений и приведению АИИС КУЭ ПАО «НЕФАЗ» в соответствие требованиям ОРЭМ класса «А».

АИИС КУЭ должна соответствовать требованиям, предъявляемым к системам, используемым для расчетов на оптовом рынке электрической энергии и мощности (Приложения №11, 11.1, 11.3, 11.4 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка).

1. НАЗНАЧЕНИЕ И ЦЕЛИ СОЗДАНИЯ СИСТЕМЫ

Структура АИИС КУЭ –иерархическая система с централизованной системой обеспечения единого времени (СОЕВ).

1.1 АИИС КУЭ ПАО «НЕФАЗ» по точкам учета (поставки на ОРЭМ и технического учета) предназначена для осуществления сбора информации об объемах электрической энергии и мощности, ее обработки и передачи информации в АО «АТС» и смежным субъектам для осуществления деятельности по купле/продаже электрической энергии и мощности на оптовом рынке электроэнергии и мощности.

1.2 Основные цели АИИС КУЭ:

- измерение количества передаваемой электрической энергии, позволяющее определить величины учетных показателей, используемых в коммерческих расчетах на ОРЭМ и прочих точек технического учета;
- информационный обмен со смежными субъектами ОРЭМ;
- передача информации в АО «АТС»;
- повышение эффективности работы в части организации учета электроэнергии;
- получение акта соответствия АИИС КУЭ техническим требованиям ОРЭМ класса А.

1.3 Объединение систем АИИС КУЭ и АИИС ТУЭ в единую систему на базе «Пирамида 2000.Сервер»;

1.4 Создаваемая АИИС КУЭ должна обеспечивать максимальное использование существующего оборудования коммерческого учета.

2. Общие требования

2.1 Требования к месту выполнения работ:

2.1.1 Работы выполняются на территории ПАО «НЕФАЗ» по адресу: Башкортостан, г. Нефтекамск, ул. Янаульская, д. 3.

2.2 Требования к срокам выполнения работ:

2.2.1 В течение 9 месяцев с даты заключения договора

2.3 Требования к условиям расчетов:

2.3.1 Оплата производится в форме безналичного расчета путем перечисления денежных средств на расчетный счет Исполнителя, в течение 45 календарных дней с даты подписания Заказчиком актов выполненных работ и на основании выставленных Исполнителем оригиналов счетов-фактур и документов, подтверждающих факт оказания услуги.

2.4 Требования к применяемым стандартам, СНиП и прочим правилам:

2.4.1 Работы выполнять в соответствии с действующей НТД, ПТБ, ПТЭ, ПУЭ, ППБ, строительным нормам и правилам РФ.

2.4.1.1 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок.

2.4.1.2 «Правила устройства электроустановок» (ПУЭ, изд. 6 и изд. 7).

2.4.1.3 Правила учета электрической энергии.

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

2.4.1.5 ГОСТ Р 52323-2005 «Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S».

2.4.1.6 ГОСТ Р 52425-2005 «Статические счетчики реактивной энергии».

2.4.1.7 ГОСТ Р 51318.22 (СИСПР 22-97) Совместимость технических средств электромагнитная. Оборудование информационных технологий. Радиопомехи промышленные. Нормы и методы измерений.

2.4.1.8 ГОСТ 12.2.007.0 (ССБТ) Изделия электротехнические. Общие требования безопасности.

2.4.1.9 РД 153-34.0-11.209-99 «Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и мощности. Типовая методика выполнения измерений электроэнергии и мощности»

2.4.1.10 СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы».

2.4.1.11 ГОСТ 24.104-85 Автоматизированные системы управления. Общие требования.

2.4.1.12 СП 77.13330 актуализированная редакция СНиП 3.05.07-85 «Системы автоматизации».

2.4.1.13 ГОСТ Р 52069.0-2013 Защита информации. Система стандартов. Основные положения.

2.4.1.14 ГОСТ Р 51275-2006 Защита информации. Объект информатизации. Факторы воздействующие на информацию. Общие положения.

2.4.1.15 Другой нормативно-технической документации, действующей на период производства работ и в соответствии с внутренними распорядительными документами по организации безопасного проведения работ, принятыми на предприятии Заказчика.

2.5 Требования к организации работ (монтажных, пусконаладочных и др.):

2.5.1 При выполнении работ Исполнитель должен руководствоваться требованиями нормативно-технической и технологической документации (действующие в отрасли стандарты, технические условия на монтажные и пусконаладочные работы, руководства по монтажным и пусконаладочным работам, технологические процессы, нормы, правила, инструкции).

2.5.2 Режим работы персонала Исполнителя при проведении монтажных и пусконаладочных работ на территории ПАО «НЕФАЗ» 1 или 2-х сменный по согласованию с Заказчиком, включая выходные и праздничные дни.

2.5.3 Для выполнения работ Исполнитель в срок не менее чем за 3 рабочих дня должен представить списки персонала, который будет задействован при проведении работ.

2.5.4 В списках должно быть указано: ФИО работников, должность, сведения о выполнении специальных работ.

2.5.5 Исполнитель предоставляет документы, подтверждающие квалификацию персонала, документы на право быть руководителем и производителем работ согласно нормативно-технических документов и нормативно-правовых актов, устанавливающих требования к проведению работ (Аттестация в области промышленной безопасности А1 «Общие требования промышленной безопасности», удостоверение по электробезопасности не ниже IV группы, удостоверение по охране труда), диплом об образовании «Инженер по информационным системам», «Электротехника и электроэнергетика», «Автоматизация технологических процессов производств».

2.6 Требования охраны труда при проведении работ:

2.6.1 При выполнении работ на территории Заказчика Исполнитель должен соблюдать правила внутреннего трудового распорядка ПАО «НЕФАЗ» и требования НТД указанной в п.1.4.

2.6.2 Ответственность за соблюдение необходимых мер противопожарной и промышленной безопасности, электробезопасности, мер по охране труда и технике безопасности на территории Заказчика несет Исполнитель.

2.6.3 Исполнитель несет материальную ответственность за выявленные нарушения работниками организации правил и норм по охране труда, электробезопасности, промышленной и пожарной безопасности, правил внутреннего трудового распорядка на территории Заказчика.

2.7 Иные требования:

2.7.1 С технико-коммерческим предложением предоставляется калькуляция стоимости работ или сметный расчет, составленный в ТЕР Республики Башкортостан. По согласованию с Заказчиком смета может быть составлена в ФЕР.

3 ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМЕ

3.1 Требования к АИИС КУЭ в целом:

АИИС КУЭ должна выполнять следующие функции:

- измерение количества активной и реактивной электрической энергии с дискретностью 30 минут (30-минутные приращения электроэнергии) и нарастающим итогом на начало расчетного периода (далее – результаты измерений), используемое для формирования данных коммерческого учета;
- формирование данных о состоянии средств измерений («Журналы событий») и в случае использования для расчета значений учетных показателей данных о вариантах схем электроснабжения и (или) о положении коммутационной аппаратуры предоставление коммерческим оператором (КО) данных о состоянии объектов измерений (далее – данные о состоянии средств и объектов измерений);
- ведение единого времени при выполнении измерений количества активной и реактивной электрической энергии и формирования данных о состоянии средств и объектов измерений;
- периодический (1 раз в сутки) и (или) по запросу автоматический сбор результатов измерений электрической энергии и данных о состоянии средств и объектов измерений;
- хранение не менее 3,5 лет результатов измерений, данных о состоянии средств и объектов измерений;
- обработку, формирование и передачу результатов измерений и в случае использования для расчета значений учетных показателей данных о вариантах схем электроснабжения и (или) о положении коммутационной аппаратуры данных о состоянии объектов измерений в XML-формате по электронной почте КО и внешним организациям;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;

– обеспечение по запросу КО дистанционного доступа к результатам измерений, данным о состоянии средств измерений и в случае использования для расчета значений учетных показателей данных о вариантах схем электроснабжения и (или) о положении коммутационной аппаратуры объектов измерений с сервера (АРМа) ИВК АИИС КУЭ на всех уровнях АИИС КУЭ.

Средства измерений, применяемые в АИИС КУЭ, должны входить в перечень средств измерений, внесенных в Государственный реестр и допущенных к применению в Российской Федерации, иметь действующие свидетельства о поверке, соответствовать требованиям Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии Российской Федерации, соответствовать условиям эксплуатации, отраслевым требованиям и требованиям, изложенным в разделе 4 настоящего ТЗ.

Системы коммерческого (АИИС КУЭ) и технического учета (АИИС ТУЭ) должны быть объединены на текущем сервере ИВК ПО «Пирамида».

Обеспечить настройку, пуско-наладку и работоспособность резервной АИИС КУЭ на базе КТС «Энергия+».

3.2 Функции АИИС КУЭ реализуются на следующих уровнях.

– 1-й уровень – информационно-измерительный комплекс (ИИК). В его состав входят: счетчики электрической энергии, измерительные трансформаторы тока и напряжения, вторичные аналоговые и (или) цифровые измерительные цепи, устройства сопряжения измерительных цепей, технические средства приема-передачи данных и каналы связи (каналообразующая аппаратура);

– 2-ой уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ). В состав ИВКЭ входят: устройства сбора и передачи данных (УСПД), технические средства приёма-передачи данных и каналы связи (каналообразующая аппаратура);

– 3-ий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), в состав которого входят: сервер (сервера) баз данных с установленным программным обеспечением (ПО), автоматизированные рабочие места (АРМ), технические средства приема-передачи данных и каналы связи (каналообразующая аппаратура).

При отсутствии уровня ИВКЭ его функции выполняет уровень ИВК.

Система обеспечения единого времени (далее – СОЕВ) формируется на всех уровнях АИИС КУЭ. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает синхронизацию времени от источника точного времени при проведении измерений количества электроэнергии с точностью не хуже 5,0 с. В СОЕВ входят все средства измерений времени, влияющие на процесс измерения количества электроэнергии, и учитываются временные характеристики (задержки) линий связи между ними, которые используются при синхронизации и коррекции времени. СОЕВ должна быть привязана к единому календарному времени.

Значения показателей надежности СОЕВ должны быть не ниже:

- коэффициент готовности – не менее 0,95;
- время восстановления – не более 24 часов.

Перечень средств измерения и каналообразующей аппаратуры для включения в АИИС КУЭ ПАО «НЕФАЗ» представлен в Таблице 1

Таблица 1

№ поз.	Наименование и техническая характеристика Оборудования и материалов. Завод-изготовитель	Тип, марка, обозначение	Кол-во
1.0	Сервер	HP Proliant DL 360 Gen9	1
1.1.	Программное обеспечение, АО ГК «Системы и технологии»	Пирамида 2000 Сервер	1

1.2.	Операционная система	Windows Server 2016 R2 x64	1
2.0	Автоматизированное рабочее место (процессор, монитор, клавиатура, мышь), DNS и PHILIPS	DNS Office 015. PHILIPS 223VSLSB	1
2.1.	Операционная система	Windows 10 PRO	1
2.2.	Программное обеспечение, АО ГК «Системы и технологии»	Пирамида 2000 модуль субъекта РРЭ	1
2.3.	Программное обеспечение, АО ГК «Системы и технологии»	Пирамида АРМ оператора	1
3.	Сервер	NPort 5430 4Port	1
4	Блок питания	PWR-12125-WPEU-S1	1
5	Устройство синхронизации времени, АО ГК «Системы и технологии»	УСВ-2	1
6	Счетчик электрической энергии многофункциональный, ООО «Инкотекс-СК»	Меркурий 234 ART-00 R	54
7	Счетчик электрической энергии многофункциональный, ОАО «ННТО имени М.В. Фрунзе	СЭТ-4ТМ.03	6
8	Счетчик электрической энергии многофункциональный, ОАО «ННТО имени М.В. Фрунзе	СЭТ-4ТМ.03М	2
9	Счетчик электрической энергии многофункциональный, ОАО «ННТО имени М.В. Фрунзе	ПСЧ-4ТМ.05МК	8
10	Трансформатор тока, СЗТТ г.Екатеринбург	ТПШЛ-10, ТЛШ-10УЗ, ТПЛ-10, ТПЛ. ТПЛМ-10	184
11	Трансформатор напряжения, Трансформаторный завод г. Курган-Тюбе	НТМИ-6-66	8
12	Источник бесперебойного питания	Eaton 5PX 3000VA	1
13	Источник бесперебойного питания	RPT 2x2x0.5	1

3.3 Требования к компонентам АИИС КУЭ:

3.3.1 Общие требования к ИИК.

ИИК должен обеспечивать:

- автоматическое выполнение измерений величин активной и реактивной электроэнергии (измерение реактивной электроэнергии не является обязательным техническим требованием);
- автоматическое выполнение измерений времени в составе СОЕВ;
- автоматическую регистрацию событий, сопровождающих процессы измерения, в «Журнале событий» ИИК;
- хранение результатов измерений, информации о состоянии средств измерений («Журналов событий»);
- предоставление доступа к измеренным значениям и «Журналам событий» ИИК со стороны ИВКЭ или ИВК.

3.3.1.1 Требования к измерительным ТТ и ТН:

- классы точности измерительных трансформаторов тока должны быть не хуже 0,5, при этом в каждом из следующих случаев: плановой замене, истечении срока службы, отрицательных результатах поверки измерительных трансформаторов тока, а также новом строительстве и (или) модернизации сетевого оборудования энергообъектов или модернизации АИИС КУЭ, влекущих за собой установку измерительных трансформаторов тока в точках измерений коммерческого учета электрической энергии, – рекомендуется устанавливать измерительные трансформаторы тока класса точности не хуже 0,5S.;

– классы точности измерительных трансформаторов напряжения должны быть не хуже 0,5 при этом в каждом из следующих случаев: плановой замене, истечении срока службы, отрицательных результатах поверки измерительных трансформаторов напряжения, а также новом строительстве и (или) модернизации сетевого оборудования энергообъектов или модернизации АИИС КУЭ, влекущих за собой установку измерительных трансформаторов напряжения в точках измерений коммерческого учета электрической энергии, – должны устанавливаться измерительные трансформаторы напряжения класса точности не хуже 0,5;

– не допускается применение промежуточных трансформаторов тока;

– во всех эксплуатационных режимах необходимо не допускать перегрузку измерительных трансформаторов;

– измерительные трансформаторы должны соответствовать ПУЭ по классу напряжения, электродинамической и термической стойкости, климатическому исполнению.

3.3.1.2 Требования к вторичным цепям:

– потери напряжения в цепи «трансформатор напряжения – электросчетчик» не должны превышать 0,25 % номинального вторичного напряжения трансформатора напряжения (требования данного пункта применяются только к вторичным аналоговым измерительным цепям);

– подключение прибора учета должно соответствовать Руководству по эксплуатации прибора учета.

3.3.1.3 Требования к счетчикам электроэнергии:

– класс точности – не хуже 0,5S по активной электрической энергии. Допускается применять счетчики прямого включения (без применения в составе ИИК измерительных трансформаторов тока и напряжения) с классом точности не хуже 1,0 по активной электрической энергии. Для счетчиков с возможностью измерений количества реактивной электрической энергии класс точности по реактивной электрической энергии должен быть не хуже 1,0 для счетчиков трансформаторного включения и не хуже 2,0 для счетчиков прямого включения. Указанные требования к классу точности счетчиков с возможностью измерений количества реактивной электрической энергии применяются только в случае кодирования КО соответствующих измерительных каналов;

– подключение по цифровым интерфейсам для автономного считывания результатов измерений и «Журнала событий», удаленного доступа и параметрирования;

– наличие энергонезависимой памяти для хранения профиля нагрузки с получасовым интервалом на глубину не менее 45 суток, данных по активной и реактивной электроэнергии с нарастающим итогом на начало расчетного периода;

– наличие энергонезависимых часов, обеспечивающих ведение даты и времени (точность хода не хуже 5,0 с/сут с внешней автоматической коррекцией, работающей в составе СОЕВ);

– автоматическое ведение «Журнала событий» счетчика, фиксирующего время и даты наступления событий:

- факты связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных и конфигурации;

- факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;

- формирование обобщенного события (или по каждому факту) по результатам автоматической самодиагностики;

- отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения;

- перерывы питания электросчетчика с фиксацией времени пропадания и восстановления.

- обеспечение защиты от несанкционированного изменения параметров счетчика, при этом защита должна быть обеспечена на программном (логическом) уровне (установка паролей) и аппаратном (физическом) уровне (установка пломб, марок и т.п.);
- предоставление доступа к результатам измерений и «Журналам событий» счетчика со стороны ИВКЭ или ИВК;
- среднее время наработки на отказ счетчика должно составлять не менее 35 000 часов, время восстановления не более $t_B = 3$ суток, межповерочный интервал – не менее 8 лет.

3.4 Требования к ИВКЭ.

3.4.1 Общие требования к ИВКЭ

ИВКЭ обеспечивает:

- автоматический регламентный сбор результатов измерений;
- сбор и хранение данных о состоянии средств измерений («Журналов событий» электро-счетчиков) со всех ИИК, опрашиваемых непосредственно данным ИВКЭ;
- возможность масштабирования долей именованных величин электроэнергии;
- ведение «Журнала событий» ИВКЭ;
- предоставление дистанционного доступа до счетчика с сервера (АРМа) АИИС КУЭ;
- предоставление доступа ИВК к результатам измерений, к данным о состоянии средств измерений, объектов измерений (при наличии автоматического сбора информации о состоянии объектов измерений;
- аппаратную и программную защиту от несанкционированного изменения параметров и любого изменения данных;
- синхронизацию (коррекцию) времени в ИВКЭ (допускается синхронизация времени ИВК) и коррекцию времени в счетчиках электроэнергии;
- самодиагностику с фиксацией результатов в «Журнале событий».

3.4.2 В «Журнале событий» ИВКЭ автоматически фиксируются время и даты наступления следующих событий:

- ввода расчетных коэффициентов измерительных каналов (коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока и напряжения);
- попыток несанкционированного доступа;
- связей с ИВКЭ, приведших к каким-либо изменениям данных;
- перезапусков ИВКЭ;
- фактов корректировки времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;
- результатов самодиагностики;
- отключения питания.

3.4.3 Наличие энергонезависимых часов, обеспечивающих ведение даты и времени (точность хода не хуже 5,0 с/сут с автоматической коррекцией (синхронизацией), работающих в составе СОЕВ).

3.4.4 ИВКЭ должен обеспечивать хранение суточных данных о тридцатиминутных приращениях электропотребления (выработки) по каждому каналу, а также электропотребление (выработку) за месяц по каждому каналу не менее 45 суток.

3.4.5 Подключение резервного источника питания и автоматического переключения на источник резервного питания при пропадании основного (резервного) питания (обязательно при создании АИИС).

3.4.6 Компоненты, входящие в состав ИВКЭ должны быть защищены от несанкционированного доступа как в аппаратной части (разъемы, функциональные модули и т.п.), так и в программно-информационном обеспечении (установка паролей).

3.4.7 При отсутствии ИВКЭ его функции выполняет ИВК.

3.4.8 Значения показателей надежности ИВКЭ не ниже:

- наработка на отказ – не менее 35 000 часов;
- время восстановления – не более 24 часов.

3.5 Требования к ИВК.

3.5.1 Общие требования к ИВК

ИВК должен обеспечивать:

- периодический (1 раз в сутки) и (или) по запросу автоматический сбор результатов измерений электрической энергии;
- автоматический сбор данных о состоянии средств измерений со всех ИИК, ИВКЭ, опрашиваемых непосредственно данным ИВК, и состоянии объектов измерений (при наличии автоматического сбора информации о состоянии объектов измерений);
- хранение не менее 3,5 лет результатов измерений, данных о состоянии объектов измерений (при наличии автоматического сбора информации о состоянии объектов измерений), данных о состоянии средств измерений («Журнал событий»);
- возможность масштабирования долей именованных величин количества электроэнергии;
- синхронизацию времени в ИВК (допускается синхронизация ИВКЭ времени ИВК) и коррекцию времени в счетчиках электроэнергии и ИВКЭ, передающих информацию в данный ИВК;
- расчеты потерь электроэнергии от точки измерений до точки поставки в случае использования данных от АИИС в качестве замещающей информации либо для расчета величины сальдо потоков электроэнергии по внутреннему сечению коммерческого учета;
- автоматический сбор результатов измерений и данных о состоянии средств измерений со всех ИИК, ИВКЭ, опрашиваемых данным ИВК, и состоянии объектов измерений (при наличии автоматического сбора информации о состоянии объектов измерений) после восстановления работы каналов связи, восстановления питания;
- формирование и передачу в XML-формате по электронной почте КО и внешним организациям с электронной подписью:
 - результатов измерений;
 - данных о состоянии объектов измерений (при наличии автоматического сбора информации о состоянии объектов измерений);
 - дистанционный доступ КО к компонентам АИИС;
 - ведение «Журнала событий» ИВК, в котором фиксируется;
 - изменение значений результатов измерений;

- изменение коэффициентов измерительных трансформаторов тока и напряжения;
- факт и величина синхронизации (коррекции) времени;
- пропадание питания;
- замена счетчика;
- полученные с уровней ИВКЭ «Журналы событий» ИВКЭ и ИИК.
- аппаратную и программную защиту от несанкционированного изменения параметров и любого изменения данных;
- конфигурирование и параметрирование технических средств и программного обеспечения ИВК.

3.5.2 Программное обеспечение ИВК должно иметь русифицированный интерфейс пользователя (включая вспомогательные и сервисные функции).

3.5.3 Требования к каналу связи при организации дистанционного доступа КО к АИИС КУЭ.

Канал связи (интернет-соединение) организуется по запросу КО с уровня ИВК АИИС КУЭ до рабочего места в КО на согласованный с КО период со следующими характеристиками:

- коэффициент готовности – не менее 0,99 (на весь период предоставления канала);
- время восстановления – не более 1 часа (суммарно за 1 рабочий день);
- скорость – не менее 1 Мбит/с.

Технические средства АИИС КУЭ должны иметь возможность дистанционного доступа до всех компонентов с уровня ИВК.

3.5.4 Обеспечение механической защиты ИВК от несанкционированного доступа.

3.5.5 Значения показателей надежности технических средств ИВК:

- коэффициент готовности – не менее 0,99;
- время восстановления – не более 1 часа.

4. СОСТАВ И СОДЕРЖАНИЕ РАБОТ

№ п/п	Наименование работ	Отчетный/ предоставляемый документ
1.	Проведение обследования существующих систем учета электроэнергии	<i>Отчет о ППО</i>
2.	Разработка проекта в соответствии с требованиями ОРЭМ, согласование с Заказчиком	<i>ТРП</i>
3.	Поставка материалов, программного обеспечения, (в т.ч. поставка и установка программного обеспечения информационно-вычислительного комплекса (ИВК) с формированием макета 80020 (Оператор ОРЭ ПО «Пирамида Сервер»))	<i>материалы, программное обеспечение</i>
4.	Выполнение строительно-монтажных работ	<i>Акт выполненных работ</i>
5.	Наладочные работы на Сервере ЦСОИ АИИС КУЭ по формированию Базы данных, отправка в АТС/сбытовую компанию, прямой опрос прибора учета.	<i>Акт наладки/ Акт выполненных работ</i>
6.	Проведение опытной эксплуатации. Разработка эксплуатационной документации Обучение персонала.	<i>Пакет документов, ввод системы в эксплуатацию</i>

7.	Разработка Программы испытаний АИИС КУЭ. Разработка Свидетельства об утверждении типа средства измерения с приложением Описания типа средства измерения на АИИС КУЭ. Экспертиза документов и утверждение типа СИ АИИС КУЭ. Внесение АИИС КУЭ в Госреестр СИ. Проведение испытаний в целях утверждения типа СИ. Разработка и получение Свидетельства о поверке средства измерения на АИИС КУЭ. Разработка методики поверки измерительных каналов АИИС КУЭ. Первичная метрологическая поверка АИИС	<i>Свидетельство об утверждении типа средств измерений выданный Федеральным Агентством по техническому регулированию и метрологии – оригинал, Свидетельство о поверке – оригинал, Методика поверки АИИС КУЭ, Программа испытаний с целью утверждения типа единичного экземпляра системы, Акт испытаний с целью утверждения типа единичного экземпляра системы</i>
8.	Разработка и аттестация Методики измерений (МВИ), включающей в себя алгоритм учета потерь электроэнергии от точки поставки до точки измерений. Аттестация МИ в ФАТРИМ РФ или уполномоченной организацией с оформлением свидетельства Регистрация МИ в Федеральном реестре МИ	<i>Методика измерений – оригинал, Свидетельство об аттестации МВИ уполномоченной организацией</i>
9.	Подготовка комплекта документов для актуализации ГТП, в т.ч.: подготовка перечня средств измерений для целей коммерческого учета по точкам поставки в сечении (в формате XML, макет 60000)	<i>Пакет документов, ПСИ в формате XML, макет 60000</i>
10.	Проведение испытаний АИИС с участием представителей АО «АТС», получение Актов о соответствии АИИС класса А на имя Заказчика(Заявителя)	<i>Протокол испытаний, Акт соответствия</i>

5. ПОРЯДОК КОНТРОЛЯ И ПРИЕМКИ РАБОТ

5.1 Подрядчик разрабатывает «План-график проведения работ», содержащий этапы с контрольными датами выполнения работ, который согласовывается и утверждается Заказчиком и Подрядчиком совместно.

5.2 В дальнейшем Заказчик контролирует выполнение работ в соответствии с утвержденным «План-графиком проведения работ».

5.3 При завершении работ Подрядчик предоставляет Заказчику комплект документации, предусмотренный техническим заданием, с приложением к нему акта сдачи-приемки выполненных работ. Заказчик в течение 10 (десяти) рабочих дней, со дня получения документации и акта сдачи-приемки работ, рассматривает их и направляет Подрядчику подписанный акт сдачи-приемки или мотивированный отказ от приемки. Причиной отказа может быть только несоблюдение требований технического задания или некомплектность представленной документации.

5.4 В случае выявления замечаний, Подрядчик обязан устранить их за свой счет в срок, согласованный с Заказчиком и повторно предоставить комплект документов.

5.5 После окончания работ по АИИС КУЭ должны быть предусмотрены процедуры комплексных испытаний, опытной эксплуатации и приемки в постоянную эксплуатацию.

5.6 Исполнитель, должен подготовить и организовать выполнение предварительных испытаний, включая: автономные, отдельно для комплексов входящих в АИИС КУЭ, и комплексные для всей системы в совокупности.

5.7 Результаты предварительных испытаний фиксируются в протоколе испытаний и других документах, предусмотренных действующими нормативами по приемке работ.

5.8 В случае если в процессе проведения предварительных испытаний будут обнаружены несоответствия работы системы требованиям Программы и методики испытаний, в протокол испытаний включается перечень необходимых доработок и рекомендуемые сроки их выполнения. Обнаруженные при приемке работ отступления и замечания Подрядчик устраняет за свой счет и в сроки, установленные приемочной комиссией.

5.9 После устранения недостатков Подрядчик проводит повторные испытания в необходимом объеме.

5.10 После подписания Акта приемки предварительных испытаний АИИС КУЭ передается в опытную эксплуатацию.

5.11 В период опытной эксплуатации должны быть проведены:

- разработка описания типа, испытание АИИС КУЭ и внесение в государственный реестр СИ РФ.

- метрологическая поверка ИИК, входящих в АИИС КУЭ;

- разработка методики (методов) измерений АИИС КУЭ;

- аттестация методики (методов) измерений на АИИС КУЭ;

- испытания АИИС КУЭ на установление соответствие техническим требованиям АО «АТС».

5.12 По окончании опытной эксплуатации АИИС КУЭ вводится в постоянную эксплуатацию на основании соответствующего акта комиссии.

6. ТРЕБОВАНИЯ К ДОКУМЕНТИРОВАНИЮ

6.1 При составлении документов **в рамках выполнения работ**, необходимо следовать требованиям, изложенным в действующих ЕСКД и ЕСПД по соответствующим видам обеспечения АИИС КУЭ. Документы, составленные на иностранных языках, должны иметь приложение с переводом на русский язык. На каждый комплект документов должна быть составлена ведомость документов.

6.2 Документацию представить в 2х экземплярах на бумажном носителе и в 1 экземпляре в электронном виде. Электронные форматы представления информации: текстовую информацию представить в стандартных форматах MS Office (Word, Excel), графическую: КОМПАС 3D, и Microsoft Office, Visio, а сметную документацию в формате MS Excel.

7 ТРЕБОВАНИЯ К ПОДРЯДЧИКУ

7.1. При подаче заявки на участие необходимо предоставить:

- Референс-лист: опыт выполнения аналогичных работ, оказания аналогичных услуг, не менее трех контрактов (должно подтверждаться актами выполненных работ и т.п.), Опыт должен включать выполнения работ по АИИС КУЭ на базе ПО «КТС Энергия», ПО «Пирамида». Подтверждается копиями договоров.
- Подтверждение в штате не менее двух специалистов с пятой группой и не менее 3 с третьей группой по электробезопасности. Подтверждается соответствующими документами
- Выписку из реестра членов саморегулируемой организации в форме утвержденной приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 16.02.2017г №58 с указанием сведений о наличии у члена саморегулируемой организации права соответственно выполнять строительство, реконструкцию, капитальный ремонт объектов капитального строительства (срок действия выписки из

реестра СРО составляет один месяц с даты ее выдачи, согласно ч. 4 статьи 55.17 Градостроительного кодекса РФ).

Виды работ, на выполнение которых Исполнитель должен иметь разрешение:

п.23.6 «Монтаж электротехнических установок, оборудования, систем автоматики и сигнализации»;

п.24.10 «Пусконаладочные работы систем автоматики, сигнализации и взаимосвязанных устройств».

8. ТРЕБОВАНИЯ К ПРИМЕНЯЕМЫМ МАТЕРИАЛАМ, ЗАПАСНЫМ ЧАСТЯМ С УКАЗАНИЕМ ЧЬИ МАТЕРИАЛЫ ИСПОЛЬЗУЮТСЯ:

8.1 Исполнитель по результатам обследования АИИС КУЭ приобретает и поставляет необходимое количество материалов, оборудования, программное обеспечение для выполнения работ по техническому заданию.

8.2 Материалы, оборудования, программное обеспечение должны иметь сертификаты, технические паспорта, лицензии на право использования программным продуктом или другие документы, удостоверяющие качество материалов, оборудования применяемых при производстве ремонтных работ АИИС ТУЭ.

9. ТРЕБОВАНИЯ ПО ГАРАНТИЙНОМУ СРОКУ НА РЕЗУЛЬТАТ РАБОТ:

9.1 Гарантийный срок на выполненные работы- 24 месяца с момента подписания акта выполненных работ.

10. ТРЕБОВАНИЯ К ОФОРМЛЕНИЮ АКТОВ ВЫПОЛНЕННЫХ РАБОТ:

10.1 Исполнитель оформляет и подписывает акты выполненных работ не позднее 25 числа месяца.

11. ВОЗМОЖНОСТЬ ПРИВЛЕЧЕНИЯ СУБПОДРЯДЧИКОВ И ОГРАНИЧЕНИЯ ВЫПОЛНЕНИЯ ИМИ РАБОТ:

11.1 Исполнитель выполняет все работы самостоятельно, без привлечения субподрядных организаций.

12. НЕОБХОДИМОСТЬ СОГЛАСОВАНИЯ ПОРЯДКА ВЕДЕНИЯ РАБОТ В НАДЗОРНЫХ ОРГАНАХ ИЛИ ТЕХНИЧЕСКОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ (ИТОГОВОЙ):

12.1 Не требуется.

13. НЕОБХОДИМОСТЬ ПРОВЕДЕНИЯ ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЭКСПЕРТИЗЫ ИТОГОВОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ:

13.1 Не требуется.

14. ОПЫТ РАБОТЫ, ОТЗЫВЫ И ДР.:

14.1 Предоставить перечень предприятий (не менее 3), где выполнялись подобные виды работ с указанием контактных телефонов.

Главный энергетик



Р.А. Мадьяров