

Филиал ОАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго»

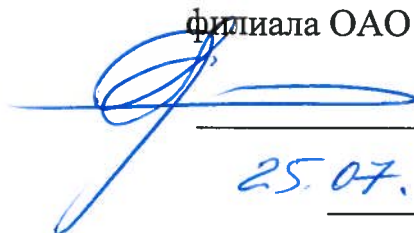
**УТВЕРЖДАЮ**

Заместитель директора по  
техническим вопросам –

главный инженер

филиала ОАО «МРСК Центра»-  
«Липецкэнерго»

А.А.Корнилов



25.07.

2014г.

**Филиал ОАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго»**  
**Проектно-изыскательские работы по модернизации АИИС КУЭ**  
**ПС 110/6 кВ «Привокзальная»**

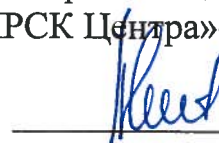
## **ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ**

На 19 листах

Действует с \_\_\_\_\_ 20\_\_\_\_ г.

**СОГЛАСОВАНО**

Заместитель директора по  
развитию и реализации услуг Филиала  
ОАО «МРСК Центра»-«Липецкэнерго»



А.Б Косолапов

2014 г.

**ОГЛАВЛЕНИЕ**

Список используемых терминов и сокращений.....	3
Общие сведения.....	6
1. Назначение и цели модернизации системы.....	7
2. Характеристика объекта автоматизации.....	8
3. Требования к системе.....	9
4. Состав, сроки и содержание работ по модернизации системы.....	15
5. Порядок контроля и приёмки работ.....	17
6. Требования к документированию.....	18
7. Требования к подрядчику.....	19

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ТЕРМИНОВ И СОКРАЩЕНИЙ

**Коммерческий учет:** Процесс получения, представления и регистрации информации: о движении товарной продукции на рынке электроэнергии, о показателях ее качества, об оказании платных дополнительных системных услуг с целью проведения финансовых расчетов между участниками и определения составляющих баланса электроэнергии.

**Энергоустановка:** Комплекс взаимосвязанного оборудования и сооружений, предназначенный для производства или преобразования, передачи, накопления, распределения или потребления энергии (ГОСТ 19431-84, статья 24).

**Электроустановка:** Энергоустановка, предназначенная для производства или преобразования, передачи, распределения или потребления электрической энергии (ГОСТ 19431-84, статья 25).

**Схема измерений:** Информация, отражающая состояние коммутационного электрооборудования, с привязкой к астрономическому времени, в соответствии с представленной однолинейной схемой данной электроустановки.

**Присоединение:** Электрическая цепь (оборудование и шины) одного назначения, наименования и напряжения, присоединенная к шинам распределительного устройства, генератора, щита, сборки и находящаяся в пределах электроустановки.

**Точка измерений:** Место расположения и подключения приборов коммерческого или технического учета на элементе электрической сети, значение измерений количества электроэнергии в котором используется в целях коммерческого учета.

**Устройство синхронизации времени:** Многофункциональное устройство, работающее в автоматическом режиме, которое должно выполнять синхронизацию времени от внешнего эталонного источника времени, поддержание (измерение) системного времени и синхронизацию времени программно-технических средств, входящих в АИИС, имеющих с УСВ интерфейсы аппаратного и информационного взаимодействия по заданному регламенту.

**Система обеспечения единого времени (СОЕВ):** Функционально объединенная совокупность программно-технических средств измерений и синхронизации времени в данной автоматизированной информационно-измерительной системе, в которой формируются и последовательно преобразуются сигналы, содержащие количественную информацию об измеряемой величине времени. СОЕВ является средством измерений времени, которое выполняет законченную функцию измерений времени и имеет нормированные метрологические характеристики.

**Коммерческая информация:** Информация, используемая в финансовых расчетах за электроэнергию на рынке и отвечающая требованиям нормативных документов.

**Объект измерений** - Физическая система (электроустановка, техническое средство и др.) которая характеризуется одной или несколькими физическими величинами, значения которых используется для коммерческих расчетов на ОРЭ.

**Средство измерений (СИ)** – Техническое устройство, предназначенное для измерений.

**Автоматизированная информационно-измерительная система (АИИС):** Иерархическая система, представляющая собой техническое устройство, функционально объединяющее совокупность измерительно-информационных комплексов точек измерений, информационно-вычислительных комплексов электроустановок, информационно-вычислительного комплекса и системы обеспечения единого времени, выполняющее функции проведения измерений, сбора, обработки и хранения результатов измерений, информации о состоянии объектов и

средств измерений, а также передачи полученной информации в интегрированную автоматизированную систему управления коммерческим учетом на оптовом рынке электроэнергии в автоматизированном режиме.

**Информационно-вычислительный комплекс (ИВК):** Совокупность функционально объединенных программных, информационных и технических средств, предназначенная для решения задач диагностики состояний средств и объектов измерений, сбора, обработки и хранения результатов измерений, поступающих от ИВКЭ и ИИК, их агрегирование, а также обеспечения интерфейсов доступа к этой информации.

**Информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ):** Совокупность функционально объединенных программных и технических средств, предназначенная для решения задач сбора и обработки результатов измерений, диагностики средств измерений в пределах одной электроустановки, а также обеспечения интерфейсов доступа к этой информации.

**Информационно – измерительный комплекс точки измерений (ИИК):** Функционально объединенная и территориально локализованная совокупность программно-технических средств учета электроэнергии по данной точке измерений, в которой формируются и преобразуются сигналы, содержащие количественную информацию об измеряемых величинах, реализуются вычислительные и логические операции, предусмотренные процессом измерений, а также интерфейс доступа к информации по данной точке измерений электроэнергии. Измерительно-информационный комплекс точки измерений является сложным измерительным каналом, представляющим собой совокупность нескольких простых измерительных каналов, сигналы с выхода которых используются для получения результата косвенных, совокупных или совместных измерений.

**Промышленная локальная сеть:** Объединение различных датчиков, промконтроллеров и исполнительных устройств, с помощью сложных специализированных протоколов: Profibus, Canbus, FIP, ControlNet, Interbus-S, DeviceNet, P-NET, WorldFIP, LongWork, Modbus Plus и аналогичных им.

**Промышленный контроллер:** Программно-технические средства в промышленном исполнении предназначенные для непрерывного функционирования в помещениях с повышенной опасностью. Промконтроллеры устанавливаются в ограниченных пространствах (в шкафах, отсеках, панелях и консолях).

**Уровень иерархии:** Множество элементов иерархии, находящихся на одном и том же расстоянии от корня иерархической структуры. В иерархии позиции классифицируются по уровням. Все позиции уровня соответствуют уникальной классификации. Отдельный уровень иерархического измерения соответствует некоторому понятию предметной области.

**Электронный документ:** Документ, в котором информация представлена в электронно-цифровой форме.

ОРУ	- Открытое распределительное устройство
ГСИ	- Государственные стандарты обеспечения единства измерений
ЕСКД	- Единая система конструкторской документации
ЕСПД	- Единая система программной документации
ЗИП	- Запасное имущество и принадлежности
ПУЭ	- Правила устройства электроустановок
ТТ	- Трансформатор тока
ТН	- Трансформатор напряжения
АИИС КУЭ	Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учёта электроэнергии
РРЭ	- Розничный рынок электроэнергии

GSM	- Global System for Mobile Communication (глобальная система мобильной связи)
УСПД	Устройство сбора и передачи данных
ПСД	Проектно-сметная документация
СОЕВ	Система обеспечения единого времени
ОРЭ и М	Оптовый рынок электроэнергии и мощности

## ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Настоящее Техническое задание является приложением к «Техническому заданию на проведение конкурса по выбору подрядчика на реконструкцию ПС 110/6 кВ «Привокзальная» с заменой силовых трансформаторов определяющим требования к выбору Исполнителя для проведения проектно-изыскательских работ по модернизации АИИС КУЭ ПС 110/6 кВ «Привокзальная», расположенной в Липецком районе в рамках инвестиционной программы филиала ОАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго» 2014 г.

Точки учёта электроэнергии в ПС 110/6 кВ «Привокзальная» являются точками поставки электроэнергии с ОРЭМ, зарегистрированными гарантирующим поставщиком ООО «Городская энергосбытовая компания» в целях электроснабжения Потребителей города Липецка.

На реконструируемых вводах РУ 110 кВ и РУ 6 кВ, а также ТСН должны быть установлены измерительные комплексы – технический учёт. Существующие измерительные комплексы РУ 6 кВ должны быть реконструированы с учётом технических требований ОРЭМ, с обеспечением совместимости с существующим ПО ИВК Энфорс Филиала - коммерческий учёт. Необходимо предусмотреть сертификацию измерительных комплексов РУ 6 кВ.

При модернизации системы необходимо в качестве ИВК использовать существующий ИВК филиала ОАО «МРСК Центра»-«Липецкэнерго» на базе ПО верхнего уровня «Энфорс». Все компоненты проектируемой системы учёта электроэнергии должны интегрироваться в действующую систему учёта филиала и иметь сертификаты об утверждении типа средств измерений. Функциональные возможности ПО ИВК филиала должны быть расширены путём увеличения количества опрашиваемых измерительных каналов на 240.

## 1. НАЗНАЧЕНИЕ И ЦЕЛИ МОДЕРНИЗАЦИИ СИСТЕМЫ

Система учёта электроэнергии на ПС 110/6 кВ «Привокзальная» филиала ОАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго» предназначена для осуществления эффективного автоматизированного учёта и оперативного контроля объёмов передаваемой электрической энергии и мощности и передачи информации в Центр сбора и обработки информации (ЦСОИ) филиала ОАО «МРСК Центра»-«Липецкэнерго».

### 1.1. Основные цели модернизации системы учёта электроэнергии

- измерение количества передаваемой электрической энергии, позволяющее определить величины учетных показателей, используемых в коммерческих и технических расчётах Филиала ОАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго»;
- снижение потерь электрической энергии;
- получение информации об объемах передаваемой электроэнергии и мощности;
- сокращение сроков и удешевление работы по обработке информации;
- соответствие требованиям Положения ОАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе» введенного в действие Приказом генерального директора ОАО «МРСК Центра» №22-ЦА от 28.01.2014 г;
- соответствие требованиям Стандарта организации технической политики по учёту электроэнергии в распределительном электросетевом комплексе ОАО «МРСК Центра» введенного в действие Приказом генерального директора ОАО «МРСК Центра» от 12.03.2012 № 91-ЦА.

Критерием достижения цели модернизации АИИС КУЭ ПС 110/6 кВ «Привокзальная» является получение акта ввода системы учёта в постоянную эксплуатацию.

## **2. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА АВТОМАТИЗАЦИИ**

Объектом, на котором планируется модернизация АИИС КУЭ является ПС 110/6 кВ «Привокзальная» филиала ОАО «МРСК Центра»-«Липецкэнерго».

Сведения об условиях эксплуатации объекта автоматизации и характеристиках окружающей среды.

Температура окружающей среды:

- от минус 40°C до плюс 50°C – для устройств, устанавливаемых в не отапливаемых помещениях;
- от плюс 0°C до плюс 50°C – для устройств, устанавливаемых в отапливаемых помещениях.
- влажность от 30 до 90% при плюс 25°C.
- атмосферное давление от  $8.4 \times 10^4$  до  $10.7 \times 10^4$  Па;



### 3.ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМЕ

#### 3.1 Требования к системе учёта электроэнергии в целом

Система учёта электроэнергии создана как иерархическая информационно-измерительная система с централизованным управлением и распределённой функцией измерения, обеспечивающая:

- выполнение измерений 30-минутных значений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (1 раз в сутки или чаще) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени измеренных данных о приращениях электроэнергии (мощности) с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение данных об измеренных величинах в стандартной базе данных в течение 3,5 лет;
- ежесуточное резервирование баз данных на внешних носителях информации;
- разграничение доступа к базам данных для разных групп пользователей и фиксация в отдельном электронном файле всех действий пользователей с базами данных;
- подготовку данных в XML формате для их передачи по электронной почте внешним организациям;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;
- диагностику и мониторинг функционирования технических и программных средств системы учёта электроэнергии ;
- конфигурирование и настройку параметров системы учёта электроэнергии;
- ведение системы единого времени в систему учёта электроэнергии (коррекция времени);
- санкционированное предоставление результатов измерений.

Средства измерений, применяемые в системе учёта электроэнергии, входят в перечень средств измерений, внесенных в Государственный реестр и допущенных к применению в Российской Федерации, имеют действующие свидетельства о поверке, соответствуют требованиям Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии Российской Федерации, соответствуют условиям эксплуатации, отраслевым требованиям и требованиям, изложенным в текущем разделе настоящего ТЗ.

Все применяемое в проекте (поставляемое) электротехническое оборудование, технологии, изделия и материалы отечественного и зарубежного производства, должны иметь аттестацию аккредитованного Центра ОАО «Холдинг МРСК».

Перечень уровней иерархии системы учёта электроэнергии

- 1-ый уровень – информационно-измерительный комплекс (ИИК) - обеспечивает автоматическое проведение измерений в точке поставки. В его состав входят: счётчики электрической энергии, измерительные трансформаторы тока и напряжения, вторичные измерительные цепи;
- 2-ой уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) обеспечивает автоматизированный сбор и хранение результатов измерений, автоматическую диагностику состояния средств измерений, подготовку отчёта в XML-формате для передачи требуемых данных по электронной почте.

Дополнительно на ИВК могут быть возложены функции:

- автоматической диагностики состояния объектов измерений;
- контроля достоверности результатов измерений;

– заверения подготовленного отчета в XML-формате электронно-цифровой подписью и отправка его по электронной почте.

ИВК может обеспечивать замещение результатов измерений. В состав ИВК входят:

- технические средства приёма-передачи данных (каналообразующая аппаратура);
- промконтроллер и/или сервер;
- технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации;
- технические средства обеспечения безопасности локальных вычислительных сетей.

1-й уровень иерархии системы учёта электроэнергии расположен непосредственно на объекте, 2-й уровень - в административном здании филиала ОАО «МРСК Центра»-«Липецкэнерго» по адресу: г. Липецк, ул. Гагарина, д.110.

СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает синхронизацию времени при проведении измерений количества электроэнергии с точностью не хуже  $\pm 5,0$  с/сутки. 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 времени. СОЕВ привязана к единому календарному времени. СОЕВ сформирована на 2-м уровне иерархии системы учёта электроэнергии - ИВК и обеспечивает коррекцию времени (синхронизацию).

### **3.2 Требования к компонентам системы учёта электроэнергии**

#### **3.2.1 Общие требования к ИИК**

ИИК должен обеспечивать:

- автоматическое выполнение измерений величин активной и реактивной электроэнергии и других показателей коммерческого учета (измерение реактивной электроэнергии обязательно при новом строительстве энергообъектов);
- автоматическое выполнение измерений времени (обязательно при новом строительстве энергообъектов);
- автоматическую регистрацию событий в «Журнале событий», сопровождающих процессы измерения (обязательно при новом строительстве энергообъектов);
- хранение результатов измерений, информации о состоянии средств измерений в специализированной базе данных (обязательно при новом строительстве энергообъектов);
- безопасность хранения информации и программного обеспечения (далее - ПО) в соответствии с ГОСТ Р 52069.0 и ГОСТ Р 51275;
- предоставление доступа к измеренным значениям параметров, «Журналам событий» и «Журналам качества электроэнергии» со стороны ИВК;
- конфигурирование и параметрирование технических средств и ПО;
- диагностику работы технических средств;
- автоматизированный учёт потерь электроэнергии от точки измерений до точки учета энергии.

#### **3.2.2 Требования к измерительным ТТ и ТН**

- 1) для присоединений 110 кВ – класс точности не хуже 0,2S для ТТ и 0,2 для ТН, остальные присоединения - не хуже 0,5S для ТТ и 0,5 для ТН;
- 2) технические параметры и метрологические характеристики трансформаторов тока должны соответствовать требованиям ГОСТ 7746-2001, трансформаторов напряжения –

требованиям ГОСТ 1983-2001;

- 3) по климатическому исполнению измерительные трансформаторы должны соответствовать ГОСТ 15150-69;
- 4) для измерений в электрических сетях с заземлённой нейтралью измерительные трансформаторы тока необходимо устанавливать в трёх фазах, к которым следует подключать трёхфазные трёхэлементные счётчики;
- 5) не допускается применение промежуточных трансформаторов тока;
- 6) во всех эксплуатационных режимах необходимо не допускать перегрузку измерительных трансформаторов;
- 7) измерительные трансформаторы должны соответствовать ПУЭ по классу напряжения, электродинамической и термической стойкости, климатическому исполнению;
- 8) выводы измерительных трансформаторов, используемых в измерительных цепях коммерческого учёта, должны быть защищены от несанкционированного доступа и использоваться только для учёта электрической энергии;
- 9) иметь действующие свидетельства о поверке.

Требования к вторичным цепям:

- 1) в измерительных цепях ИИК точек измерений должна предусматриваться возможность замены электросчётчика и подключения образцового счетчика без отключения присоединения (установка испытательных коробок, блоков и т.п.);
- 2) электросчётчик должен быть подключен к трансформатору напряжения отдельным кабелем, защищенным от короткого замыкания, при этом подсоединение кабеля к электросчётчику должно быть проведено через испытательную коробку (специализированный клеммник), расположенную около счётчика.
- 3) вторичные измерительные цепи, промежуточные клеммники и испытательные коробки должны быть защищены от несанкционированного доступа;
- 4) потери напряжения в цепи «трансформатор напряжения – электросчётчик» не должны превышать 0,25% номинального вторичного напряжения трансформатора напряжения.

### **3.2.3 Требования к счётчикам электроэнергии**

Технические параметры и метрологические характеристики счётчиков должны соответствовать требованиям ГОСТ Р 52323-2005 «Статические счётчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S» (для реактивной энергии - по ГОСТ Р 52425-2005 «Статические счётчики реактивной энергии»). Счётчики должны обеспечивать реверсивный учёт для присоединений, где возможны перетоки электроэнергии в двух направлениях. Счётчики должны проводить учёт активной и реактивной энергии (интегрированной реактивной мощности) и иметь действующее свидетельство о поверке. Все применяемое в проекте (поставляемое) электротехническое оборудование, технологии, изделия и материалы отечественного и зарубежного производства, должны иметь аттестацию аккредитованного Центра ОАО «Холдинг МРСК».

Счётчики должны соответствовать следующим основным требованиям:

- для присоединений 110 кВ – класс точности не хуже 0,2S, для остальных присоединений класс точности - не хуже 0,5S;
- наличие энергонезависимой памяти для хранения профиля нагрузки с получасовым интервалом на глубину не менее 90 суток, данных по активной и реактивной электроэнергии с нарастающим итогом за прошедший месяц, а также запрограммированных параметров;
- обеспечивать подключение по одному или нескольким цифровым интерфейсам компонентов системы учёта электроэнергии, в том числе для автономного считывания, удалённого доступа и параметрирования;

- наличие двух независимых гальванически изолированных интерфейсов типа RS-485 для организации автоматизированного сбора данных, один из которых с поддержкой протокола Modbus;
- наличие оптопорта;
- измерять параметры сети (фазные активную, реактивную, полную мощности, напряжения фазные и линейные, фазные токи, коэф. мощности) с нормированным временем обновления не более 1,5 сек и с погрешностью не хуже класса точности счётчика;
- наличие энергонезависимых часов, обеспечивающих ведение даты и времени (точность хода не хуже  $\pm 5,0$  секунды в сутки с внешней автоматической коррекцией (синхронизацией), работающей в составе СОЕВ);
- наличие «Журнала событий», фиксирующего время и даты наступления событий) Глубина хранения – не менее 1000 событий;
- в «Журнале событий» должны фиксироваться:
  - попытки несанкционированного доступа;
  - факты связи со счётчиком, приведших к каким-либо изменениям данных;
  - изменение текущих значений времени и даты при синхронизации времени;
  - отклонения тока и напряжения в измерительных цепях от заданных пределов;
  - отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
  - перерывы питания.
- обеспечивать защиту от несанкционированного изменения параметров, а также от записи, при этом защита должна быть обеспечена на программном (логическом) уровне (установка паролей) и аппаратном (физическом) уровне (установка пломб, марок и т.п.);
- обеспечивать автоматическую самодиагностику с формированием обобщённого сигнала в «Журнале событий»:
  - измерительного блока;
  - вычислительного блока;
  - коррекции таймера;
  - блока питания;
  - дисплея;
  - блока памяти (подсчет контрольной суммы).
- счётчики должны обеспечивать работоспособность в диапазоне температур, определённых условиями эксплуатации;
- срок эксплуатации встроенной в прибор учёта электрической энергии батареи не менее 10 лет;
- средняя наработка на отказ счётчика должна составлять не менее 100 000 часов;
- межповерочный интервал – не менее 12-ти лет;
- срок эксплуатации не менее 20 лет.

### **3.2.4 Требования к СОЕВ**

Система обеспечения единого времени должна формироваться на всех уровнях системы учёта электроэнергии.

СОЕВ должна выполнять законченную функцию измерений календарного времени и обеспечивать синхронизацию времени при проведении измерений количества электроэнергии с точностью не хуже  $\pm 5$  сек/сутки.



### 3.4 Требования к каналам связи

#### 3.4.1 Требования к каналам связи между ИИК и ИВК

Необходимо резервирование каналов связи между ИИК и ИВК с целью повышения надёжности функционирования АИИС.

Рекомендуется использовать каналы связи со скоростью передачи не менее 9600 бит/с и коэффициент готовности не хуже 0,95.

В качестве каналов связи могут быть использованы:

- Сеть Ethernet, как основной канал связи;
- GSM-сеть, как резервный канал;
- другие линии и сети связи, удовлетворяющие настоящим требованиям по надёжности и скорости передачи данных по согласованию с Заказчиком.

Сбор данных ИВК с приборов учёта должен осуществляться по интерфейсу RS-485 и передаваться в ЦСОД посредством 4-х портовых конвертеров RS-485/Ethernet через сеть на основе протокола TCP/IP.

### 3.5 Требования по надёжности

Значения показателей надёжности ИВК рекомендуется иметь не ниже заданных:

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

Надёжность ИИК определяется как совокупность надёжности измерительных трансформаторов и счётчиков электроэнергии. В качестве показателей надёжности измерительных трансформаторов тока и напряжения в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001 выбираются: средний срок службы и средняя наработка до отказа.

Значения показателей надёжности счётчиков электроэнергии рекомендуется иметь не ниже заданных:

- средняя наработка на отказ – не менее 35000 часов;
- среднее время восстановления - не более 7 суток.

Значения показателей надёжности СОЕВ рекомендуется иметь не ниже заданных:

- коэффициент готовности – не менее 0,95;
- среднее время восстановления – не более 168 часов.

Для повышения надёжности рекомендуется резервирование отдельных компонентов системы учёта электроэнергии и использование избыточной информации.

Необходимость применения резерва в каждом конкретном случае должна быть обоснована с учётом заданных к АИИС КУЭ требований по надёжности.

Установленный полный срок службы системы учёта электроэнергии – не менее 20 лет.

Для обеспечения надёжности АИИС на стадиях разработки, изготовления и эксплуатации должно быть предусмотрено и реализовано следующее:

- задание и обоснование требований к надёжности системы учёта электроэнергии и её составных частей;
- резервирование;
- расчёт показателей надёжности;
- обеспечение ремонтнопригодности;
- автоматизированный сбор и анализ информации о состоянии эксплуатируемых средств измерений системы учёта электроэнергии;
- обеспечение комплектами ЗИП в оптимальном количестве;
- обеспечение эксплуатационной и ремонтной документацией.

Программно-аппаратная система контроля работоспособности и диагностирования неисправностей системы учёта электроэнергии должна обеспечивать решение следующих задач:

- проверку работоспособности и обнаружение отказов оборудования;
- отыскание, диагностику неисправностей с точностью до отдельного элемента или группы элементов для замены;
- сигнализацию о возникновении отказа и результатах проверок работоспособности.

Для сокращения времени восстановления системы учёта электроэнергии следует использовать рациональную последовательность выполнения всего комплекса операций, обеспечивающих её восстановление при отказах. Для этого в эксплуатационной документации на систему учёта электроэнергии в составе руководства пользователя и/или инструкции по эксплуатации должны быть предусмотрены методики (программы) поиска и устранения неисправностей, дополняющие возможности программно-аппаратной диагностики.

При отключении основного электропитания системы учёта электроэнергии в целом или отдельных компонентов, входящих в его состав, должен быть обеспечен автоматический переход на источники резервного питания с требуемыми характеристиками.

Целостность и корректность информации системы учёта электроэнергии должна сохраняться при отключении электропитания. После восстановления электропитания должна быть обеспечена процедура восстановления требуемого объёма информации по всей иерархии работоспособности системы учёта электроэнергии.

При выявлении отказов компонентов, входящих в систему учёта электроэнергии, должно:

- сохраняться целостность и корректность информации;
- обеспечиваться восстановление работоспособности системы до начала следующего расчетного периода;
- не выдаваться ложная информация при любых аварийных ситуациях;
- обеспечиваться как восстановление, так и довосстановление данных с контролем их достоверности.

Система учёта электроэнергии должна быть сконструирована таким образом, чтобы обеспечивать свободный доступ к отдельным блокам для контроля их работоспособности и замены.

В системе учёта электроэнергии должны быть предусмотрены меры защиты от случайных изменений и разрушения информации, а так же от несанкционированного вмешательства.

### **3.6 Требования к безопасности**

Технические средства системы учёта электроэнергии должны соответствовать общим требованиям к обеспечению пожарной безопасности при эксплуатации системы согласно ГОСТ 12.1.004-91, ГОСТ Р 50377-92, РД 153-34.0-03.301.

Все внешние (наружные) токопроводящие элементы технических средств системы учёта электроэнергии, которые могут находиться под напряжением или под наведённым потенциалом, должны иметь защиту от случайного прикосновения, а сами технические средства иметь зануление или защитное заземление в соответствии с «Правилами устройства электроустановок».

Технические средства должны быть установлены так, чтобы обеспечивалась безопасная техническая эксплуатация.

### 3.7. Требования к защите технических средств

Технические средства должны быть защищены от механических, тепловых, электромагнитных и других воздействий, в том числе от несанкционированного доступа к ним и обеспечения заданной достоверности данных.

## 4. СОСТАВ, СРОКИ И СОДЕРЖАНИЕ РАБОТ ПО МОДЕРНИЗАЦИИ СИСТЕМЫ

Начало работ: определяется датой заключения договора.

Окончание работ: не позднее 20-ти недель с момента заключения договора.

№ п/п	Наименование этапов
	Проведение предпроектного обследования объектов
	Согласование с Заказчиком технических решений (отчет по ППО)
	Разработка технического задания на модернизацию системы учёта электроэнергии
	Согласование и утверждение ТЗ на модернизацию системы учёта электроэнергии в филиале ОАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго»
	Разработка проектно-сметной документации в составе: <ul style="list-style-type: none"> <li>– титульный лист;</li> <li>– ведомость проектной документации;</li> <li>– пояснительная записка к техническому проекту;</li> <li>– схема функциональной структуры;</li> <li>– описание комплекса технических средств;</li> <li>– описание постановок задач (допускается включать в пояснительную записку);</li> <li>– рабочая документация, содержащая:               <ul style="list-style-type: none"> <li>• план электроустановок с размещением ОРУ, КРУН, помещений ЗРУ, щитов управления и т.п.;</li> <li>• однолинейную электрическую схему;</li> <li>• таблицу соединений и подключений (кабельный журнал);</li> <li>• спецификацию оборудования и программных средств;</li> <li>• ведомость оборудования и материалов;</li> <li>• локальную смету;</li> <li>• схему структурную системы учёта электроэнергии;</li> <li>• схему соединений внешних проводок системы учёта электроэнергии;</li> <li>• схемы однолинейные;</li> <li>• измерительные цепи счетчиков. Схемы подключения;</li> <li>• информационные цепи. Схемы подключения;</li> <li>• планы размещения оборудования и прокладки кабелей;</li> <li>• чертежи общего вида оборудования;</li> <li>• монтажные чертежи, при необходимости.</li> </ul> </li> </ul>

	Согласование и утверждение проектно-сметной документации в филиале ОАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго».
--	--



## 5. ПОРЯДОК КОНТРОЛЯ И ПРИЕМКИ РАБОТ

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

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

При завершении работ Подрядчик предоставляет Заказчику комплект проектно-сметной документации, предусмотренный техническим заданием, с приложением к нему акта сдачи-приемки выполненных работ. Заказчик в течение 10 (десяти) рабочих дней, со дня получения проектно-сметной 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.

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

## 6. ТРЕБОВАНИЯ К ДОКУМЕНТИРОВАНИЮ

При составлении документов, необходимо следовать требованиям, изложенным в действующих ЕСКД и ЕСПД по соответствующим видам обеспечения системы учёта электроэнергии. Документы, составленные на иностранных языках, должны иметь приложение с переводом на русский язык. На каждый комплект документов должна быть составлена ведомость документов.

Проектно-сметную документацию представить в 3 экземплярах на бумажном носителе и в 1 экземпляре в электронном виде на CD/DVD носителе. Электронные форматы представления информации: текстовую информацию представить в стандартных форматах MS Office (Word, Excel версия не ниже 2003), графическую: Microsoft Office Visio (версия не ниже 2003), а сметную документацию в формате MS Excel (версия не ниже 2003).

Сметную документацию по объекту разработать в нормативной базе 2001 года; локальные сметы разработать в базовых ценах; сводный сметный расчёт в текущих ценах; документы должны быть разработаны на основании следующих стандартов и нормативных документов:


- ГОСТ 2.105-95.ЕСКД. Общие требования к текстовым документам;
- ГОСТ 2.106-96. ЕСКД. Текстовые документы;
- ГОСТ 2.601-95. ЕСКД. Эксплуатационные документы;
- ГОСТ 2.111-68. ЕСКД. Нормоконтроль;
- ГОСТ 34.201-89. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем;
- ГОСТ 34.601-90. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания;
- ГОСТ 34.602-89. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание автоматизированной системы;
- ГОСТ 34.603-92. Информационная технология. Виды испытаний автоматизированных систем;
- РД 50-34.698-90. Информационная технология. Комплекс стандартов и руководящих документов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Требования к содержанию документов;
- ГОСТ Р 21.1002-2008 Система проектной документации для строительства. Нормоконтроль проектной и рабочей документации;
- РД 34-20-501-03. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ;
- ПУЭ «Правила устройства электроустановок. Изд.7. с дополнениями и изменениями» актуальной редакции и издания;
- Технической политика ОАО «МРСК Центра» в области информационных технологий, принятая Советом директоров (выписка из Протокола №16/10 от 30.07.2010 г.);
- Положение ОАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе» введенное в действие Приказом генерального директора ОАО «МРСК Центра» №22-ЦА от 28.01.2014 г.;
- Приложение 11.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка «Автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учёта электроэнергии (мощности) субъекта ОРЭ. Технические требования»;
- Исходные данные, предоставленные Заказчиком.

## **7. ТРЕБОВАНИЯ К ПОДРЯДЧИКУ**

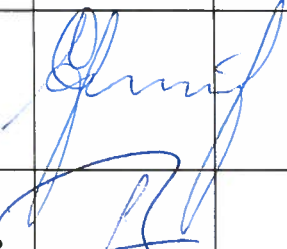
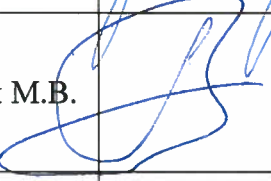
Подрядная организация должна иметь документы, подтверждающие допуск к данным видам работ, выданный саморегулируемой организацией, зарегистрированной уполномоченным государственным органом в установленном законодательством РФ порядке.

Подрядная организация должна иметь опыт работ в области проектирования АИИС.

## СОСТАВИЛИ:

Наименование организации	Должность	ФИО	Подпись	Дата
Филиал ОАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго»	Зам. начальника ОЭиРСУ	Подколзин С.М.		

## СОГЛАСОВАНО:

Наименование организации	Должность	ФИО	Подпись	Дата
Филиал ОАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго»	Начальник УУЭ	Свинцов Е.А.		
Филиал ОАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго»	Начальник ОЭиРСУ	Горемыкин М.В.		
Филиал ОАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго»	Начальник управления информационных технологий	Пастухов С.А.		