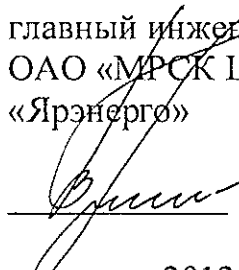


Филиал ОАО «МРСК Центра»-«Ярэнерго»

УТВЕРЖДАЮ
Заместитель директора
по техническим вопросам –
главный инженер Филиала
ОАО «МРСК Центра»-
«Ярэнерго»

 Григорьев В.В.

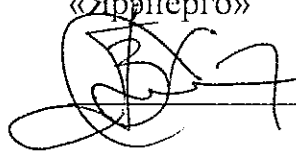
_____ 2013 г.

Филиал ОАО «МРСК Центра» - «Ярэнерго»
Проектно-изыскательские работы по созданию АИИС КУЭ
РП 10кВ п.Ченцы (Ярославская область, п.Ченцы) Филиала ОАО «МРСК
Центра» - «Ярэнерго»

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ
На 30 листах

Действует с _____ г.

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

 Быстрицкий В.С.

_____ 2013 г.

СОДЕРЖАНИЕ

1.	ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ	7
2.	НАЗНАЧЕНИЕ И ЦЕЛИ СОЗДАНИЯ СИСТЕМЫ.....	8
3.	ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА АВТОМАТИЗАЦИИ.....	9
4.	ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМЕ	10
5.	СОСТАВ, СРОКИ И СОДЕРЖАНИЕ РАБОТ ПО СОЗДАНИЮ СИСТЕМЫ	23
6.	ПОРЯДОК КОНТРОЛЯ И ПРИЕМКИ РАБОТ.....	25
7.	ТРЕБОВАНИЯ К ДОКУМЕНТИРОВАНИЮ	26
8.	ТРЕБОВАНИЯ К ПОДРЯДЧИКУ	28
	Приложение.....	28

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ 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 учета 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
СРО	Саморегулируемая организация
СОЕВ	Система обеспечения единого времени

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Настоящее Техническое задание является основным документом, определяющим требования к выполнению проектно-изыскательских работ по созданию АИИС КУЭ филиала ОАО «МРСК Центра»-«Ярэнерго» на РП 10кВ п.Ченцы (Ярославская область, п.Ченцы) в соответствии с договором на технологическое присоединение с ООО " ПСП ЭКСПРЕСС" №40706388/ТП-13/ЯПО.

Структура проектируемой АИИС КУЭ – трехуровневая.

2. НАЗНАЧЕНИЕ И ЦЕЛИ СОЗДАНИЯ СИСТЕМЫ

2.1. АИИС КУЭ РП 10/0,4 кВ п.Ченцы Филиала ОАО «МРСК Центра»-«Ярэнерго» предназначена для осуществления эффективного автоматизированного учета и оперативного контроля объемов передаваемой электрической энергии и мощности на подстанции, передачи информации в Центр сбора и обработки информации (ЦСОИ) Филиала ОАО «МРСК Центра»-«Ярэнерго».

2.2. Основные цели создания системы:

- измерение количества передаваемой электрической энергии, позволяющее определить величины учетных показателей, используемых в технических расчетах Филиала ОАО «МРСК Центра»-«Ярэнерго»;
- снижение потерь электрической энергии;
- получение информации об объемах передаваемой электроэнергии и мощности;
- предоставление результатов измерений в удобном для пользователя виде (графики, таблицы), передача информации заинтересованным субъектам в установленном формате в соответствии с регламентом об информационном обмене;
- сокращение сроков и удешевление работы по обработке информации;
- соответствие требованиям технической политики ОАО «МРСК Центра», введенной в действие Приказом генерального директора ОАО «МРСК Центра» №227-ЦА от 16.08.2010 г. и технической политики ОАО «МРСК Центра» в области информационных технологий, принятой Советом директоров (выписка из Протокола №16/10 от 30.07.2010 г.)
- соответствие стандарту "Организация технической политики по учету электроэнергии в распределительном электросетевом комплексе ОАО "МРСК Центра", введенного в действие Приказом генерального директора ОАО «МРСК Центра» №91-ЦА от 12.03.2012 г.

3. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА АВТОМАТИЗАЦИИ

3.1. Место выполнения работ:

- РП 10кВ (Ярославская область, п.Ченцы);
- Центр сбора и обработки информации (г. Ярославль).

3.2. Подробная информация об объекте автоматизации указана в техническом задании №3506 на проектирование и строительство (реконструкцию) сетей внешнего электроснабжения для осуществления технологического присоединения объектов в Ярославском районе Ярославской области.

3.3. Условия эксплуатации оборудования АИИС КУЭ РП 10кВ п.Ченцы (Ярославская область, п.Ченцы) Филиала ОАО «МРСК Центра»-«Ярэнерго»:

- от минус 35°C до плюс 50°C – для устройств, устанавливаемых в не отапливаемых помещениях;
- от плюс 10°C до плюс 35°C – для устройств, устанавливаемых в отапливаемых помещениях;
- влажность (не конденсирующаяся): не более 80% при плюс 35°C.

3.4. Перечень точек учета:

- представлен в Приложении.

4. ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМЕ

4.1. Требования к АИИС КУЭ в целом:

АИИС КУЭ должна создаваться как 3-х уровневая иерархическая информационно-измерительная система с централизованным управлением и распределенной 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 АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройку параметров АИИС КУЭ;
- перезапуск АИИС КУЭ и контроль зависания;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени);
- учет потерь электроэнергии от точки измерений до точки учета;
- санкционированного предоставления результатов измерений.

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

4.2. Перечень уровней иерархии АИИС КУЭ

– 1-ый уровень – информационно-измерительный комплекс (ИИК) – обеспечивает автоматическое проведение измерений в точке измерений. В его состав входят: счетчики электрической энергии; измерительные трансформаторы тока и напряжения; вторичные измерительные цепи, технические средства приёма-передачи данных (каналообразующей аппаратуры);

– 2-ой уровень – информационно вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) обеспечивает интерфейс доступа к информации по учету электроэнергии ИИК. Дополнительно на ИВКЭ могут быть возложены функции автоматического: сбора информации по учету электроэнергии от ИИК; сбора и обработки информации о состоянии средств измерений; сбора и обработки информации о состоянии объектов измерений; расчета потерь электроэнергии от точки измерений до точки поставки. В состав ИВКЭ входят: контроллер, обеспечивающий интерфейс доступа к ИИК; технические средства приёма-передачи данных (каналообразующей аппаратуры);

– 3-ий уровень – информационно вычислительный комплекс (ИВК) обеспечивает: автоматизированный сбор и хранение результатов измерений; автоматическую диагностику состояния средств измерений; подготовку отчета 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 и 2-й уровни иерархии АИИС КУЭ должны быть расположены непосредственно на объектах. 3-й уровень ИВК должен быть расположен в административном здании филиала ОАО «МРСК Центра»-«Ярэнерго». При проектировании в качестве ИВК следует использовать существующий ИВК. Компоненты проектируемой АИИС КУЭ, устанавливаемые на объектах (счетчики э/э и УСПД) должны поддерживать возможность передачи данных в существующий ИВК филиала.

Система обеспечения единого времени (СОЕВ) должна выполнять законченную функцию измерений времени, иметь нормированные метрологические характеристики и обеспечивать 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 должна быть привязана к единому календарному времени. СОЕВ должна быть сформирована на всех уровнях иерархии АИИС КУЭ – ИИК, ИВКЭ и ИВК – и обеспечивать коррекцию времени (синхронизацию).

4.3. Требования к компонентам АИИС КУЭ:

4.3.1 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 и «Журналам событий» со стороны ИВКЭ или ИВК;
- конфигурирование и параметрирование технических средств и ПО;
- диагностику работы технических средств (обязательно при новом строительстве энергообъектов);
- при наличии технической возможности и соответствующей МВИ, автоматизированный учет потерь электроэнергии от точки измерений до точки учета энергии.

4.3.1.1 Требования к измерительным ТТ и ТН:

- 1) классы точности измерительных трансформаторов тока и напряжения должны быть 0,5S и выше для ТТ и 0,5 и выше 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 заземленной нейтралью измерительные трансформаторы тока необходимо устанавливать в трех фазах, к которым следует подключать трехфазные трехэлементные счетчики;
- 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 учета, должны быть защищены от несанкционированного доступа и использоваться только для учета э/э.

4.3.1.2. 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) электросчетчик должен быть подключен к трансформатору напряжения отдельным кабелем, защищенным от короткого замыкания, при этом подсоединение кабеля к электросчетчику должно быть проведено через испытательную коробку (специализированный клеммник), расположенную около счетчика.
- 3) вторичные измерительные цепи, промежуточные клеммники и испытательные коробки должны быть защищены от несанкционированного доступа;
- 4) потери напряжения в цепи «трансформатор напряжения – электросчетчик» не должны превышать 0,25% номинального вторичного напряжения трансформатора напряжения.

4.3.1.3. Требования к счетчикам электроэнергии:

Технические параметры и метрологические характеристики счётчиков должны соответствовать требованиям ГОСТ Р 52323-2005 «Статические

счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S» (для реактивной энергии - по ГОСТ Р 52425–2005 «Статические счетчики реактивной энергии»). Счетчики должны обеспечивать реверсивный учёт электроэнергии для присоединений, где возможны перетоки электроэнергии в двух направлениях. Счетчики должны выполнять учет активной и реактивной энергии (интегрированной реактивной мощности). Учет активной и реактивной электроэнергии должен быть организован с помощью трехфазных трехэлементных микропроцессорных интервальных счетчиков.

Счетчики должны соответствовать следующим основным требованиям:

- 1) класс точности:
 - для присоединений 110 кВ – не хуже 0,2S;
 - для присоединений 10 кВ, 6 кВ и 0,4 кВ - не хуже 0,5S;
- 2) наличие энергонезависимой памяти для хранения профиля нагрузки с получасовым интервалом и зафиксированных показаний активной и реактивной электроэнергии с нарастающим итогом на глубину не менее 123 суток, а также запрограммированных параметров;
- 3) наличие дисплея с индикацией показаний электроэнергии с нарастающим итогом, а также основных энергетических величин;
- 4) обеспечивать подключение по одному или нескольким цифровым интерфейсам компонентов АИИС КУЭ для автономного считывания данных, организации удалённого доступа и параметрирования;
- 5) наличие двух независимых гальванически изолированных интерфейсов типа RS-485 для организации автоматизированного сбора данных о расходе электроэнергии и данных телемеханики (поддержка работы по протоколу Modbus);
- 6) наличие оптопорта для автономного считывания данных;
- 7) измерение и индикация параметров сети (активная, реактивная, полная мощность по фазам и суммарная, фазные и линейные напряжения, фазные токи, коэффициент мощности) с нормированным временем обновления не более 1,5 сек и с погрешностью не хуже класса точности счетчика;
- 8) 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);
- 9) 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 счетчиком, 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.
- 10) защита 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);
- 11) автоматическая самодиагностика с формированием обобщённого сигнала в «Журнале событий»:
- измерительного блока;
 - вычислительного блока;
 - коррекция таймера;
 - блока питания;
 - дисплея;
 - блока памяти (подсчет контрольной суммы);
- 12) работоспособность в диапазоне температур, определенных условиями эксплуатации;
- 13) средняя наработка на отказ счетчика должна составлять не менее 100000 часов;
- 14) межповерочный интервал – не менее 10-ти лет.

4.3.2 Требования к ИВКЭ.

4.3.2.1. Общие требования к ИВКЭ

ИВКЭ обеспечивает:

- автоматический регламентный сбор результатов измерений;
- сбор данных о состоянии средств и объектов измерений со всех ИИК, обслуживаемых данным ИВКЭ;
- возможность масштабирования долей именованных величин электроэнергии и других физических величин;
- ведение Журнала событий;
- предоставление доступа ИВК к результатам измерений;
- предоставление доступа ИВК к данным о состоянии средств и объектов измерений;
- конфигурирование и параметрирование технических средств и программного обеспечения;

- диагностику работы технических средств;
- хранение результатов измерений;
- хранение данных о состоянии средств и объектов измерений;
- предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированного доступа к данным;
- аппаратную и программную защиту от несанкционированного изменения параметров и любого изменения данных;
- расчет потерь электроэнергии от точек измерений к точкам учета в сетевых элементах.

Технические средства ИВКЭ, при их размещении в электроустановках, должны быть выполнены в промышленном исполнении, предназначенном для непрерывного функционирования в помещениях с повышенной опасностью (согласно подпункту 2 пункта 1.1.13 ПУЭ) с возможностью их установки в ограниченных пространствах (в шкафах, отсеках, панелях и т.п.), а также обеспечивать удобство технического обслуживания.

Размещение технических средств, используемых персоналом при эксплуатации ИВКЭ, должно соответствовать требованиям эргономики для производственного оборудования по ГОСТ 12.2.049-80.

4.3.2.2. Требования к промконтроллерам (УСПД)

Промконтроллеры должны быть защищены от несанкционированного доступа как в аппаратной части (разъёмам, функциональным модулям и т.п.), так и в программно-информационном обеспечении (установка паролей).

Функции промконтроллера (в автоматическом режиме):

- сбор результатов измерений от счётчиков по цифровым интерфейсам;
- обработку результатов измерений в соответствии с параметризацией промконтроллера;
- предоставление интерфейса доступа к собранной информации;
- синхронизация времени, как в самом промконтроллере, так и в счетчиках электроэнергии, передающих информацию в данный промконтроллер;
- самодиагностика с фиксацией в «Журнале событий» или на цифровом табло.

Промконтроллер должен обеспечивать параметризацию (установку настраиваемых параметров) при первоначальной установке, после вывода из ремонта, в процессе эксплуатации самого промконтроллера и при замене счетчиков, изменении схемы учета, коммуникационных параметров. Параметрирование промконтроллера возможно только при снятии механической пломбы и вводе пароля, при этом в «Журнале событий» промконтроллера автоматически должно фиксироваться это событие с указанием даты и времени.

В «Журнале событий» должны фиксироваться следующие события:

- ввод расчётных коэффициентов измерительных каналов (коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока и напряжения);
- ввод (изменение) групп измерительных каналов учёта электроэнергии для расчёта агрегированных значений электроэнергии по группам точек измерений (необходимость формирования групп измерительных каналов в промконтроллере определяется на стадии проектирования);
- сброс показаний электроэнергии, очистка массивов мощности;
- сброс настроек контроллера («холодный» перезапуск);
- попытки несанкционированного доступа;
- связи с промконтроллером, приведшие к каким-либо изменениям данных;
- изменение текущих значений времени и даты;
- отключение питания.

Промконтроллер должен иметь встроенные энергонезависимые часы, обеспечивающие ведение даты и времени, рекомендуемая точность хода которых не хуже ± 5.0 с/сутки.

Промконтроллер должен обеспечивать автоматическую коррекцию (синхронизацию) времени.

Промконтроллер должен обеспечивать хранение:

- суточных данных о 30-мин. значениях мощности по каждому каналу не менее 35 суток;
- электропотребление за месяц по каждому каналу не менее 35 суток.

Напряжение питания промконтроллера от сети переменного или постоянного тока должно составлять 220В с допустимым отклонением напряжения в пределах $\pm 5\%$. Промконтроллер должен иметь резервный источник питания и обеспечивать автоматическое переключение на резервный источник питания при исчезновении основного питания и обратно. Электропотребление промконтроллера с полным набором электронных модулей не должно превышать 150 Вт. Охлаждение промконтроллера должно осуществляться за счет естественной конвекции. Промконтроллер должен обеспечивать работоспособность в диапазоне температур в соответствии с условиями эксплуатации.

Необходимо использовать промконтроллер, выполненный в едином корпусе, обеспечивающем возможность одностороннего обслуживания и степень защиты не ниже IP 51. Допускается устанавливать промконтроллер со степенью защиты IP 50 в сухих помещениях или в специализированных шкафах, имеющих степень защиты не менее IP 51. Конструкция промконтроллера должна позволять его размещение, как на стандартных панелях, так и в специализированных шкафах.

Устройство сбора и передачи данных (УСПД) предназначено для сбора информации со счетчиков электрической энергии и использования в составе

автоматизированных информационно – измерительных систем коммерческого учета электрической энергии и мощности (АИИС КУЭ) в качестве специализированного промышленного контроллера информационно-вычислительного комплекса электроустановки (ИВКЭ).

Рекомендуемые технические характеристики УСПД:

- количество каналов УСПД – до 256;
- объем памяти ОЗУ - не менее 64 Мбайт;
- объем памяти для прикладного ПО - не менее 64 Мбайт;
- объем памяти для накопления данных - не менее 64 Мбайт;
- количество портов с интерфейсом типа RS-485 – не менее 4 шт.;
- количество портов с интерфейсом типа RS-232 – не менее 2 шт.;
- количество портов с интерфейсом типа Ethernet – не менее 1 шт.;
- скорость передачи канала связи с интерфейсом типа RS-485 - 9600 ÷ 115200бит/с;
- скорость передачи канала связи типа RS-232 - 9600 бит/с;
- скорость передачи канала связи типа Ethernet – не менее 1 Мбит/с;
- время считывания информации со всех счетчиков, подключенных к УСПД - не более 15 минут;
- точность хода часов реального времени - ± 5 с/сутки (± 30 с/мес.);
- ход часов реального времени при отключении питания - не менее 10000 часов;
- размещение технических средств АИИС проектировать с учетом требований к условиям эксплуатации, надежности и защиты от несанкционированного доступа.

4.3.3 Требования к ИВК

ИВК должен обеспечивать:

- автоматический регламентный сбор результатов измерений;
- сбор данных о состоянии средств и объектов измерений со всех ИИК, обслуживаемых данным ИВК;
- контроль достоверности данных;
- контроль восстановления данных;
- учет потерь электроэнергии от точки измерений до точки учета;
- возможность масштабирования долей именованных величин электроэнергии и других физических величин;
- хранение результатов измерений, состояний объектов и средств измерений (не менее 3,5 лет);
- ведение нормативно-справочной информации;
- ведение «Журналов событий»;
- формирование отчетных документов;

- агрегирование показаний счетчиков с учетом возможного изменения электрической схемы;
- возможность передачи заинтересованным субъектам:
 - результатов измерений;
 - данных о состоянии средств измерений;
 - данных о состоянии объектов измерений.
- безопасность хранения данных и программного обеспечения в соответствии с ГОСТ Р 52069.0-2003;
- конфигурирование и параметрирование технических средств и программного обеспечения;
- предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированного доступа к визуальным, печатным и электронным данным;
- диагностику работы технических средств и программного обеспечения.

Рекомендуется обеспечить режим довосстановления данных (после восстановления работы каналов связи, восстановления питания и т.п.)

Технические средства ИВК должны размещаться с соблюдением требований СанПин 2.2.2.542 и ГОСТ Р 51318.22 (СИСПР 22-97) по классу А, а также обеспечивать удобство технического обслуживания.

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

Программное обеспечение ИВК рекомендуется выполнять в соответствии с РД «Автоматизированные системы. Защита от несанкционированного доступа к информации. Классификация автоматизированных систем и требования по защите информации» Государственной технической комиссии при Президенте Российской Федерации по классу 2Б, за исключением организации физической охраны информации.

В случае, если ИВК, используемый в филиале не соответствует приведенным выше требованиям, решение о его использовании в проектируемой системе принимается совместно с Заказчиком.

4.3.4. Требования к СОЕВ.

Система обеспечения единого времени должна формироваться на всех уровнях АИИС КУЭ.

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

4.3.5. Требования к каналам связи

4.3.5.1 Требования к каналам связи между ИВКЭ и ИВК.

Необходимость резервирования каналов связи между ИВК и ИВКЭ определяется проектировщиком при расчете надежности 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;
- GSM-сеть связи;
- другие линии и сети связи, удовлетворяющие настоящим требованиям по надёжности и скорости передачи данных по согласованию с Заказчиком.

4.3.5.2 Требования к каналам связи между ИИК и ИВКЭ

При организации каналов связи между ИИК и ИВКЭ рекомендуется обеспечить взаимодействие через промышленную локальную сеть или ее фрагмент, специально выделенный для целей коммерческого учета.

В качестве каналов связи могут быть использованы:

- сеть передачи данных;
- GSM-сеть связи;
- другие линии и сети связи, удовлетворяющие настоящим требованиям по надёжности и скорости передачи данных по согласованию с Заказчиком.

4.4. Требования по надежности.

Значения показателей надежности ИВК рекомендуется иметь не ниже заданных:

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

Значения показателей надежности ИВКЭ рекомендуется иметь не ниже заданных:

- средняя наработка на отказ – не менее 35000 часов;
- среднее время восстановления - не более 24 часов.

Надежность ИИК, определяется как совокупность надежности измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии. В качестве показателей надежности 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 надежности счетчиков электроэнергии рекомендуется иметь не ниже заданных:

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

Значения показателей надежности 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 АИИС КУЭ и использование избыточной информации.

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

Установленный полный срок службы АИИС КУЭ – не менее 20 лет.

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

- задание и обоснование требований к надежности АИИС КУЭ и ее составных частей;
- резервирование;
- расчет показателей надежности;
- обеспечение ремонтпригодности;
- автоматизированный сбор и анализ информации о состоянии эксплуатируемых средств измерений АИИС КУЭ;
- обеспечение комплектами ЗИП в оптимальном количестве;
- обеспечение эксплуатационной и ремонтной документацией.

Программно-аппаратная система контроля работоспособности и диагностирования неисправностей АИИС КУЭ 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 АИИС КУЭ следует использовать рациональную последовательность выполнения всего комплекса операций, обеспечивающих ее восстановление при отказах. Для этого в эксплуатационной документации на АИИС КУЭ 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 АИИС КУЭ 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 АИИС КУЭ должна сохраняться при отключении электропитания. После восстановления электропитания должна быть обеспечена процедура восстановления требуемого объема информации по всей иерархии работоспособности АИИС КУЭ.

При выявлении отказов компонентов, входящих в АИИС КУЭ, должна:

- 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.

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

В АИИС КУЭ должны быть предусмотрены меры защиты от случайных изменений и разрушения информации, а так же от несанкционированного вмешательства.

4.5. Требования к безопасности.

Технические средства АИИС КУЭ 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 АИИС КУЭ, которые могут находиться под напряжением или под наведенном 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 их безопасная техническая эксплуатация.

5. СОСТАВ, СРОКИ И СОДЕРЖАНИЕ РАБОТ ПО СОЗДАНИЮ СИСТЕМЫ

Начало работ: определяется датой заключения договора;

Окончание работ: не позднее 60-ти календарных дней с момента заключения договора.

№ п/п	Наименование этапов
1.	Проведение предпроектного обследования объектов
2.	Согласование с Заказчиком технических решений (отчет по ППО)
3.	Разработка технического задания на проектирование АИИС КУЭ
4.	Согласование и утверждение ТЗ на проектирование АИИС КУЭ в филиале ОАО «МРСК Центра» - «Ярэнерго»
5.	<p>Разработка проектно-сметной документации в составе:</p> <ul style="list-style-type: none"> – титульный лист; – ведомость проектной документации; – пояснительная записка к техническому проекту; – схема функциональной структуры; – описание автоматизируемых функций; – описание комплекса технических средств; – описание информационного обеспечения; – описание программного обеспечения; – описание организационной структуры; – расчет необходимой численности персонала, для эксплуатации и технического обслуживания системы; – проектная оценка надёжности АИИС КУЭ; – описание метрологического обеспечения; – рабочая документация, содержащая: <ul style="list-style-type: none"> • план электроустановок с размещением ОРУ, КРУН, помещений ЗРУ, щитов управления и т.п.; • однолинейную электрическую схему; • таблицу соединений и подключений (кабельный журнал); • спецификацию оборудования и программных средств; • ведомость оборудования и материалов; • локальную смету; • схему структурную АИИС КУЭ; • схему соединений внешних проводок АИИС КУЭ; • схемы однолинейные; • измерительные цепи счетчиков. Схемы подключения; • информационные цепи. Схемы подключения; • планы размещения оборудования и прокладки кабелей;

	<ul style="list-style-type: none">• чертежи общего вида оборудования;• монтажные чертежи, при необходимости. – ведомость ЗИП;
6.	Согласование и утверждение проектно-сметной документации в филиале ОАО «МРСК Центра» - «Ярэнерго».

6. ПОРЯДОК КОНТРОЛЯ И ПРИЕМКИ РАБОТ

Подрядчик разрабатывает «План-график проведения проектно-изыскательских работ», содержащий этапы с контрольными датами выполнения работ (в случае необходимости пообъектно), 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.

7. ТРЕБОВАНИЯ К ДОКУМЕНТИРОВАНИЮ

7.1 При составлении документов, 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.

7.2 Документацию по проекту 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: AutoCAD (версия не ниже 2004) и Microsoft Office Visio (версия не ниже 2003), а сметную документацию в формате MS Excel.

7.3 Сметную документацию по объекту разработать в нормативной базе 2001 года в ТЕР (или ФЕР с пересчетом для Ярославской области); локальные сметы разработать в базовых ценах; сводный сметный расчет в текущих ценах;

7.4 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;
- Техническая политика ОАО «МРСК Центра», введенная в действие Приказом генерального директора ОАО «МРСК Центра» №227-ЦА от 16.08.2010 г.;
- Технической политика ОАО «МРСК Центра» в области информационных технологий, принятая Советом директоров (выписка из Протокола №16/10 от 30.07.2010 г.);
- Исходные данные, предоставленные Заказчиком.

8. ТРЕБОВАНИЯ К ПОДРЯДЧИКУ

8.1. Подрядная организация должна иметь свидетельства на допуски к данным видам работ, выданные саморегулируемой организацией, зарегистрированной уполномоченным государственным органом в установленном законодательством РФ порядке.

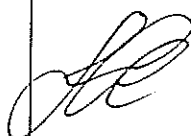
8.2. Подрядная организация должна иметь опыт работ в области проектирования АИИС не менее 1 года.

Перечень присоединений
РП 10кВ п.Ченцы (Ярославская область, п.Ченцы)
Филиала ОАО «МРСК Центра»-«Ярэнерго»




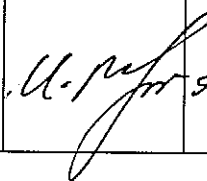
№ п/п	Класс напряжения , кВ	Присоединение	Место установки ПУ	Примечание
1.	10	Ввод Т-1	Ячейка Ввод Т-1	
2.	10	Ввод Т-2	Ячейка Ввод Т-2	
3.	10	Л-1	Ячейка Л-1	
4.	10	Л-2	Ячейка Л-2	
5.	10	Л-3 (резерв)	Ячейка Л-3	
6.	10	Л-4 (резерв)	Ячейка Л-4	
7.	10	Л-5 (резерв)	Ячейка Л-5	
8.	10	Л-6 (резерв)	Ячейка Л-6	
9.	10	СВ	Ячейка СВ 10кВ	
10.	0,4	ТСН-1	Панель СН	
11.	0,4	ТСН-2	Панель СН	

Примечание: количество присоединений уточняется на стадии проектирования по согласованию с Заказчиком

СОСТАВИЛИ:

Наименование организации, предприятия	Должность исполнителя	Фамилия, имя, отчество	Подпись	Дата
Филиал ОАО «МРСК Центра»- «Ярэнерго»	Ведущий специалист ОЭ АСКУЭЭ	Лебедев С.С.		28.06.13

СОГЛАСОВАНО:

Наименование организации, предприятия	Должность исполнителя	Фамилия, имя, отчество	Подпись	Дата
Филиала ОАО «МРСК Центра»- «Ярэнерго»	Начальник управления информационных технологий	Полетаев А.В		28.06.13
Филиала ОАО «МРСК Центра»- «Ярэнерго»	Начальник управления учета электроэнергии	Столбникова М.В.		02.07.13
Филиала ОАО «МРСК Центра»- «Ярэнерго»	Начальник отдела эксплуатации и развития систем учета	Цветкова А.А.		02.07.13
Филиал ОАО «МРСК Центра» - «Ярэнерго»	Начальник СЗИТТ	Пундик И.Г.		24.07.13

