

приложение №1
к Завещанию № 338
от 07.09.2012

Филиал ОАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго»

УТВЕРЖДАЮ

Директор по ИТ –
Начальник департамента ИТ
ОАО «МРСК Центра»

_____ А.В. Дудин

« ____ » _____ 2012 г

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора по
технической политике - главный
инженер

Филиала ОАО «МРСК Центра»-
«Воронежэнерго»
_____ А.Н.Марченко

« ____ » _____ 2012 г

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

**Проектно-изыскательские работы
по созданию АСДУ Хохольского и Россошанского РЭСов**

на 29 листах

Действует с 2012 г.

СОГЛАСОВАНО:

Начальник управления ИТ
Филиала ОАО «МРСК Центра»-
«Воронежэнерго»
_____ А.И.Пахомов

_____ 2012г.

ТЕРМИНЫ, СОКРАЩЕНИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Термины, сокращения и определения, используемые в тексте данного Технического Задания, приведены в таблице:

АПТС	Аварийно-предупредительная телесигнализация
АРМ	Автоматизированное рабочее место
АСДУ	Автоматизированная система диспетчерского управления
БСК	Батарея статических конденсаторов
ВЛ	Воздушная линия электропередачи
ДП	Диспетчерский пункт
ДЦ	Диспетчерский центр
ИВК	Информационно-вычислительный комплекс
КП	Контролируемый пункт
КТМ	Комплекс телемеханики
МИП	Многофункциональный измерительный преобразователь
ОС	Операционная система
ППО	Предпроектное обследование
ПС	Подстанция
ПТК	Программно-технический комплекс
ПУЭ	Правила устройства электроустановок
РДУ	Региональное диспетчерское управление
РЗА	Релейная защита и автоматика
РПН	Устройство регулирования переключения напряжения
РЭС	Районные электрические сети
СГЭ	Система гарантированного электропитания
СО	Системный оператор
ТИ	Телеизмерения
ТИИ	Телеизмерения интегральные
ТМ	Телемеханика
ТН	Трансформатор напряжение
ТРП	Технорабочий проект
ТС	Телесигнализация
ТТ	Трансформатор тока
ТУ	Телеуправление
ЦУС	Центр управления сетями
GPS	Глобальная система позиционирования

ОГЛАВЛЕНИЕ

1. Общие сведения	5
1.1. Наименование работ.....	5
1.2. Цели работ.....	5
1.3. Плановые сроки	5
1.4. Место проведения работ.....	5
1.5. Этапы, состав и сроки выполнения работ.....	6
1.6. Реквизиты Заказчика	6
1.7. Финансирование работ.....	7
2. Характеристики объектов автоматизации	7
3. Характеристики имеющегося технического обеспечения	7
3.1. Характеристики имеющихся каналов связи	7
3.2. Характеристики имеющегося оборудования.....	7
3.3. Характеристики имеющихся технологических помещений.....	7
4. Требования к проектной документации	7
5. Требования к применяемым техническим решениям.....	9
6. Требования к ПТК ДП РЭС.....	9
6.1. Общие требования.....	9
6.2. Требования к индивидуальным АРМ диспетчера.....	10
6.3. Требования к системе отображения информации коллективного пользования.....	11
6.4. Требования к принимаемой и передаваемой телемеханической информации	12
6.5. Требования к КТМ ПС	13
6.5.1. Общие требования к КТМ ПС	13
6.5.2. Требования к временному регламенту функций	14
6.5.3. Требования к техническим решениям КТМ ПС	14
6.5.4. Требования к УСПД КТМ ПС.....	16
6.5.5. Технические требования к МИП	18
6.6. Дополнительные требования.....	19
7. Требования к подрядчику.....	19
8. Порядок сдачи и приемки работ	20
Приложение №1	21
Характеристики объектов автоматизации	21
Приложение №2	24
Характеристики каналов связи Хохольского РЭС	24
Характеристики имеющихся каналов связи Россосанского РЭС	25
Приложение №3	26

Характеристики имеющихся технологических помещений Хохольского РЭС.....	26
Характеристики имеющихся технологических помещений Россошанского РЭС.....	27
Приложение №4	28
Объем принимаемой и передаваемой телемеханической информации Хохольского РЭС	28
Объем принимаемой и передаваемой телемеханической информации Россошанского РЭС	29

1. Общие сведения

1.1. Наименование работ

Выполнение проектно-изыскательских работ по созданию АСДУ Хохольского и Россошанского РЭСов филиала ОАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго».

1.2. Цели работ

Основные цели работ:

- приведение в соответствие уровня телемеханизации объектов требованиям отраслевых и нормативных документов;
- выполнение Технических требований Системного оператора по организации передачи телеинформации в диспетчерский центр Филиала ОАО «СО ЕЭС» Воронежское РДУ с энергообъектов Филиала ОАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго», необходимой для управления режимами ЕЭС.
- передача технологической информации на все уровни принятия решений (ДП РЭС, ЦУС Филиала ОАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго», ИАЦ ОАО «МРСК Центра и т.п.).
- выполнение «Согласованных технических мероприятий в рамках реализации мероприятий по переводу ОАО «МРСК Центра» к целевой двухуровневой модели ОТУ»

1.3. Плановые сроки

Плановые сроки проведения работ:

начало работ и окончание работ – ноябрь 2012 г.

1.4. Место проведения работ

Место проведение работ:

- РДП Хохольского РЭС (адрес определится на этапе проектирования);
- ПС 35/6кВ Хохол-1: Воронежская область, Хохольский район, р.п. Хохольский, ул.Спортивная, д.37;
- ПС 35/10кВ Хохол-2: Воронежская область, Хохольский район, с. Хохол, 90 метров на Северо-восток от ул.Верхняя Слобода;
- ПС 35/10кВ Ивановка: Воронежская область, Хохольский район, с. Ивановка, 40 метров на Северо-запад от ул.Заречная;
- ПС 35/10кВ Дон: Воронежская область, Хохольский район, с. Устье, 850 метров на Северо-восток от ул.Советской;
- ПС 35/10кВ Ст.Никольское: Воронежская область, Хохольский район, с. Староникольское;
- ПС 35/10кВ Рудкино: Воронежская область, Хохольский район, с. Рудкино, 260 метров на Северо-восток от ул.70 лет Октября;

- ПС 35/10кВ Семидесятное: Воронежская область, Хохольский район, с. Семидесятное, ул.Аси Тарковой, д.48а;
- ПС 35/10кВ Архангельское: Воронежская область, Хохольский район, с. Архангельское, ул.Центральная, д.20;
- ПС 35/10кВ Яблочное: Воронежская область, Хохольский район, с.Яблочное, ул.Кирова, д.13в.
- ДП Россошанского РЭС: 396650, Воронежская область, Россошанский район, г. Россошь, пер.Краснознамённый, д. 1 "д";
- ПС 110/35/10/6кВ Россошь: 396650, Воронежская область, Россошанский район, г. Россошь, ул.50 лет СССР, д.92;
- ПС 110/10 Никоноровка 396617, Воронежская область, Россошанский район, х.Украинский, ул.Колхозная, д.23;
- ПС 110/10 Н.Калитва: 396635, Воронежская область, Россошанский район, с.Новая Калитва, ул.50 лет Октября, д.4;
- ПС 110/10 Ст.Калитва: 396633, Воронежская область, Россошанский район, с.Старая Калитва, ул.Степная, д.1 "а";
- ПС 110/10 ПТФ: 396650, Воронежская область, Россошанский район, г.Россошь, ул.Комсомольская, д.29;
- ПС 35/10 Лизиновка: 396621, Воронежская область, Россошанский район, с.Лизиновка, ул.Пролетарская, д.45;
- ПС 35/10 Александровка: 396624, Воронежская область, Россошанский район, с.Александровка, ул.Заводская, д.4;
- ПС 35 /10 Сотницкая: 396614, Воронежская область, Россошанский район, с.Поповка, ул.Космонавтов, д.112.

1.5. Этапы, состав и сроки выполнения работ

Этапы, состав и сроки выполнения работ:

№ п/п	Наименование этапа	Сроки выполнения
1	Проведение предпроектного обследования объектов	ноябрь 2012г.
2	Разработка и согласование отчета по предпроектному обследованию объектов	ноябрь 2012г.
3	Разработка технорабочего проекта	-Ноябрь 2012г.
4	Разработка ТЗ на ПИР	Ноябрь 2012г.
5	Согласование и утверждение ТЗ на ПИР	Ноябрь 2012г.
6	Согласование и утверждение технорабочего проекта	Ноябрь 2012г.
7	Выпуск рабочей документации	Ноябрь 2012г.
8	Сдача и приемка работ	Ноябрь 2012г.

1.6. Реквизиты Заказчика

Реквизиты Заказчика:

- юридический адрес: 394033, г. Воронеж, ул. Арзамасская, д. 2;

- название организации: филиал ОАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго»;
- ИНН/КПП: 6901067107/575102001;
- р/с: 40702810800200011808 в филиале ГПБ (ОАО) в г. Липецке;
- к/с: 30101810400000000745;
- БИК: 044206745.

1.7. Финансирование работ

Финансирование работ выполняется согласно статье «ПИР будущих лет» инвестиционной программы 2012 г. филиала ОАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго».

2. Характеристики объектов автоматизации

Объектом автоматизации являются процессы оперативно-диспетчерского управления, управления ремонтным и эксплуатационным обслуживанием электрических сетей, планирования работ и управления их исполнением, управления развитием электросетевого комплекса Хохольского и Россошанского РЭСов филиала ОАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго».

Объектом автоматизации являются подстанции и РДП Хохольского и Россошанского РЭСов филиала ОАО «МРСК Центра-Воронежэнерго».

Характеристики подстанций, как объектов автоматизации, приведены в Приложении № 1.

3. Характеристики имеющегося технического обеспечения

3.1. Характеристики имеющихся каналов связи

Характеристики имеющихся каналов связи между ДП РЭС и ПС, между ДП РЭС и смежными объектами приведены в Приложении № 2.

3.2. Характеристики имеющегося оборудования

В ДП и на всех ПС Хохольского и Россошанского РЭСов оборудование АСДУ и ТМ отсутствует и будет внедряться в рамках данного проекта.

3.3. Характеристики имеющихся технологических помещений

Характеристики имеющихся технологических помещений в ДП РЭС и на ПС приведены в Приложении № 3.

4. Требования к проектной документации

Вся проектная документация должна поставляться, как на бумажных носителях (3 экземпляра), так и в электронном виде на CD (1 экземпляр). Электронные версии документов должны быть представлены в форматах

Microsoft Office 2003/2007, PDF, сметная документация в формате Excel. Кроме того, на CD должны быть представлены копии всех документов в формате Adobe Portable Document Format (PDF).

Сметную документацию по объекту разработать в нормативной базе 2001 года в ТЕР, локальные сметы - в базовых ценах, сводный сметный расчет - в текущих ценах на момент проектирования.

Проектная документация должна быть разработана в соответствии со следующими стандартами и нормативными документами:

- 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 24.208-80 «Документация на АСУ, требования к содержанию документов стадии "Ввод в эксплуатацию"».
- 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 21.002-81 «Система проектной документации для строительства. Нормоконтроль проектно-сметной документации».
- РД 34-20-501-03 «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ».
- ПУЭ «Правила устройства электроустановок. Изд.7. с дополнениями и изменениями».
- «Типовые технические требования по организации обмена информацией с диспетчерскими центрами и центрами управления сетями РСК».

Проектируемые технические решения разрабатываются на основании данного ТЗ и других исходных данных, предоставляемых Заказчиком на этапе проектирования «Проведение предпроектного исследования».

Допустимые отклонения проектируемых технических решений должны быть согласованы с Заказчиком на этапе проектирования «Разработка ТЗ на проектирование».

Технорабочий проект должен содержать:

- пояснительную записку, содержащую в себе, в том числе программу обеспечения надежности и расчет надежности;

- техническое обоснование предлагаемого оборудования и технических решений, которое должно содержать сравнительный анализ технических характеристик аналогичного оборудования и принятых технических решений (при выборе оборудования учитывать эксплуатационные характеристики);

- планы размещения оборудования, коммуникационных систем;
- таблицы соединений и подключений (кроссовые журналы);
- схемы организации каналов телемеханики;
- спецификации оборудования и материалов;

- локальные сметы на оборудование, локальные сметы на монтажные работы, локальные сметы на пусконаладочные работы (в том числе отрисовку схем и ввод данных в систему OMS/DMS), сводные сметные расчеты по каждому объекту.

5. Требования к применяемым техническим решениям

Применяемые технические решения должны отвечать требованиям технической политики ОАО «МРСК Центра» в области информационных технологий.

Технические решения должны быть надежными, современными, они должны обеспечивать защиту инвестиций на длительный период времени и не терять актуальность в течение 3-5 лет.

Все используемые средства измерений должны быть внесены в Государственный реестр средств измерений, иметь действующее свидетельство о поверке.

Применяемое оборудование и материалы должны иметь необходимые паспорта, сертификаты. Поставляемое ПО должно иметь соответствующее количество и состав лицензий. Поставляемое оборудование должно иметь заводскую сборку и не должно быть бывшим в употреблении.

Технические решения согласовываются с Заказчиком при выполнении проектирования.

6. Требования к ПТК ДП РЭС

6.1. Общие требования

ПТК ДП РЭС должен соответствовать:

- СО 153-34.20.501-2003 «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации»;
- «Требованиям к информационному обмену технологической информацией с автоматизированной системой Системного оператора».

ПТК ДП РЭС должен быть выполнен на базе микропроцессорных устройств и средств вычислительной техники серийного производства.

ПТК ДП РЭС должен обеспечивать выполнение следующих функций:

- прием и регистрация сигналов телеметрии с привязкой к единому астрономическому времени;
- двухпозиционное двухэтапное телеуправление по командам ТУ;

- синхронизация времени устройств ССПИ (при наличии) и ДП ОТГ ЦУС по системному времени верхнего уровня АСДТУ РСК и/или от автономного приемника сигналов точного астрономического времени (GPS/ГЛОНАСС);

- автоматическая самодиагностика функционально важных узлов, каналов связи и сигнализация неисправностей;

- гибкое конфигурирование и настройка устройств;

- поддержание надежного информационного обмена со смежными объектами за счет полноценного использования резервирования каналов связи;

- круглосуточный режим функционирования (допускается проведение профилактических работ по поддержанию ПТК в рабочем состоянии);

- эффективную защиту от злоумышленных проникновений в ПТК.

ПТК ДП РЭС должен обеспечивать возможность:

- увеличения количества контролируемых объектов;

- увеличения объема собираемых данных и наращивания функций;

- наращивания объемов информации при изменении конфигурации объектов;

- автономного и удаленного администрирования и тестирования;

- гибкой настройки изменяемых параметров действующей системы обслуживающим персоналом;

- изменения описания конфигурации устройств ССПИ и ПТК обслуживающим персоналом;

- оперативного изменения настроек (список сигналов, протоколы передачи, скорость передачи) эксплуатационным персоналом;

- одновременного независимого информационного обмена с несколькими смежными объектами по цифровым каналам связи.

ПТК ДП РЭС должен состоять из следующих основных частей:

- система отображения информации коллективного пользования;

- АРМ диспетчеров для работы с системой управления устранением аварий и технологических нарушений (OMS/DMS);

- комплексов телемеханики ПС Хохольского и Россошанского РЭСов.

6.2. Требования к индивидуальным АРМ диспетчера

Каждое индивидуальное АРМ диспетчера РЭС должно быть оборудовано:

- рабочей станцией;

- технологической станцией;

- специализированной диспетчерской мебелью.

Количество рабочих мест – 4 шт.

Рабочая станция диспетчера должна быть организована на базе персонального компьютера, ориентированного для круглосуточной безостановочной работы. Рабочая станция должна иметь два ЖК-монитора с диагональю экрана 24". Рабочая станция предназначена для использования в корпоративной сети передачи данных с соответствующим набором программного обеспечения (сетевые ресурсы, почта, SAP).

Технологическая станция диспетчера должна быть организована на базе персонального компьютера, ориентированного для круглосуточной безостановочной работы. Технологическая станция должна быть подключена к технологической сети передачи данных (ТСПД), иметь достаточное количество интерфейсов для подключения ЖК-панели и двух ЖК мониторов с диагональю экрана 24". Технологическая станция предназначена для работы с системой управления устранением аварий и технологических нарушений (OMD/DMS) и прочим технологическим программным обеспечением.

Место размещения системных блоков рабочих и технологических станций определить на этапе проектирования «Разработка ТЗ».

Индивидуальное рабочее место диспетчера должно быть оборудовано специализированной диспетчерской мебелью, соответствующей эргономическим требованиям, санитарным нормам, с высокими требованиями по надежности и износостойкости с учетом ее применения в круглосуточном режиме. Каждое рабочее место должно включать в себя стол с размещенным на нем оборудованием, тумбу, кресло.

Стол должен быть оборудован креплением для системы индивидуального отображения информации, размеры столешницы должны быть достаточными для размещения набора компьютерных клавиатур и мышей, телефонных аппаратов, рабочих журналов, канцелярских принадлежностей.

Кресло диспетчера должно иметь подлокотники и подголовник. Все элементы кресла должны быть с возможностью регулировки по высоте, глубине, наклону.

Чертеж стола и схема размещения на нем оборудования уточняется и согласовывается с Заказчиком на этапе проектирования.

Технические характеристики оборудования уточняются и согласовываются с Заказчиком на этапе проектирования.

6.3. Требования к системе отображения информации коллективного пользования

Проектом предусмотреть применение в качестве средства отображения информации коллективного пользования в Хохольском и Россосанском РЭСх планшетных диспетчерских щитов в объеме отображения сети 110/35/10/6/0,4 кВ.

Объем отображаемой мнемосхемы: все объекты РЭС. Перечень объектов, размеры щита, количество отображаемых данных и типы активных элементов щита определить при проектировании.

Лицевая сторона мнемосхемы должна иметь поверхность, не дающую бликов от светильников местного и общего освещения.

Подвижные элементы мнемосхемы (выключатели 6-10 кВ, разъединители, включатели нагрузки) выполнить на магнитной основе, обеспечивающей надежное их крепление к щиту мнемосхемы. Крепление подвижных элементов должно обеспечивать их надежную фиксацию в заданном положении, не нарушаемую при оперировании соседними элементами.

Размеры элементов щита должны обеспечивать четкое их различие с расстояния не менее 4-х метров.

Цветовое решение элементов мнемосхемы требует согласования с филиалом ОАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго».

В верхней части мнемосхемы напротив рабочего места диспетчера предусмотреть монтаж цифрового табло, обеспечивающего индикацию текущего времени и даты в формате чч : мин : сек число : месяц : год. Размер символа не менее 40 мм. Размеры цифрового табло должны обеспечивать четкое различение информации с расстояния не менее 4-х метров.

К мнемосхеме должен прилагаться необходимый набор дополнительных элементов, по списку, согласованному с филиалом ОАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго».

6.4. Требования к принимаемой и передаваемой телемеханической информации

Объем необходимой для передачи с КП подстанций в ПУ ЦУС телемеханической информации приведен в Приложении №4. Состав данных в рамках требуемого объема необходимо уточнить на стадии предпроектного обследования и согласовать с филиалом ОАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго».

Проектируемые КТМ ПС должны обеспечивать возможность приема и передачи следующих видов телемеханической информации:

- положение выключателей и отделителей 6 – 110 кВ всех присоединений;
- положение устройств РПН (авто) трансформаторов с обмоткой ВН 110 кВ, положения разъединителей и заземляющих ножей;
- аварийно-предупредительная телесигнализация (АПТС), содержащая общие предупредительные и аварийные сигналы о возникновении нарушений в работе оборудования и устройств, а также телесигнализацию о: срабатывании устройств РЗА (по каждому устройству РЗА и сработавшей защите); неисправности устройств РЗА; срабатывании пожарной и охранной сигнализации; сигналы от СГЭ и др.;
- напряжения на шинах 6-110 кВ на объектах в зоне оперативного обслуживания ОТГ;
- нагрузка (токовая, активная и реактивная мощность) всех отходящих от ПС ВЛ и фидеров напряжением 110 кВ и ниже (уровень 110 кВ по каждой фазе и суммарная);
- нагрузка (токовая, активная и реактивная мощности) всех шиносоединительных, секционных, обходных, мостовых выключателей напряжением 110 кВ и ниже (уровень 110 кВ по каждой фазе и суммарные);
- нагрузка (токовая, активная и реактивная мощности) сторон высокого, среднего и низкого напряжения всех трансформаторов (автотрансформаторов), присоединенных к шинам напряжением 110 кВ и ниже (уровень 110 кВ по каждой фазе и суммарные);
- нагрузка (токовая, реактивная мощность) по всем устройствам компенсации реактивной мощности;
- сигналы телеуправления коммутационными аппаратами, БСК, РПН и др.;
- измерения температуры окружающей среды.

6.5. Требования к КТМ ПС

6.5.1. Общие требования к КТМ ПС

КТМ ПС должен представлять консолидацию вторичных измерительных преобразователей, устройств управления, УСПД, сетевого коммуникационного оборудования, источников бесперебойного питания на основе ЭПУ, а также системного и прикладного программного обеспечения в едином комплексе для целей реализации АСДТУ.

КТМ ПС должен соответствовать требованиям стандарта ГОСТ26.205-88 «Комплексы и устройства телемеханики. Общие технические условия».

КТМ ПС должен соответствовать требованиям серии стандартов ГОСТ Р 51179-98 и ГОСТ Р МЭК 60870 «Устройства и системы телемеханики», по степени достоверности передачи информации соответствие категории 1 по ГОСТ26.205-88.

КТМ ПС должен обеспечивать передачу по каналам связи следующих конфигураций по ГОСТ Р МЭК 870-1-1-93:

- радиальная конфигурация пункт-пункт;
- цепочечная многоточечная конфигурация.

КТМ должен обеспечивать использование коммуникационных протоколов в соответствии с обобщающими стандартами ГОСТ Р МЭК 60870-5-101 и ГОСТ Р МЭК 60870-5-104, протокол передачи телеинформации на верхний уровень должен соответствовать:

- ГОСТ Р МЭК 60870-5-101-2001(со скоростью не менее 9,6 Кбит/сек для цифровых каналов связи, 600 – 1200 бит/сек для аналоговых каналов связи);
- ГОСТ Р МЭК 60870-5-104-2004 (со скоростью не менее 64 Кбит/сек).

Типы интерфейсов основных и резервных каналов связи с верхними уровнями АСДТУ филиала ОАО «МРСК Центра»-«Воронежэнерго» и Филиала ОАО «СО ЕЭС» Воронежское РДУ определить по каждому КТМ КП на стадии разработки рабочих проектов и согласовать с Заказчиком.

УСПД и коммуникационная ЭВМ ИВК КП должны работать в среде встраиваемых операционных систем (Windows XP Embedded, Windows CE, Linux, QNX или другой).

Проектируемые системы КТМ ПС должны поддерживать круглосуточный режим функционирования.

Должен обеспечиваться постоянный мониторинг работы оборудования телемеханики подстанции с выводом результатов (норма, отказ, авария) на рабочее место персонала филиала ОАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго», эксплуатирующего оборудование телемеханики.

Допускается проведение профилактических работ по поддержанию КТМ ПС в рабочем состоянии.

Система информационной безопасности должна позволять осуществлять эффективную защиту от злоумышленных проникновений в КТМ ПС.

Входные и выходные сигнальные цепи, а так же цепи интерфейсов, устройств КТМ ПС должны иметь защиту от перенапряжения. Значение

защитного ограничения напряжения 16...24В, значение сопротивлению постоянного тока менее 6 Ом, максимально допустимое значение импульса тока 8х20мксек.-10кА, 10х700мксек.-500А, время реакции на перенапряжение менее 5 наносекунд.

Напряжение питающей сети на вводе системы бесперебойного питания КТМ ПС 160 – 280 В, частота – 50 Гц +/- 5 Гц;

Система бесперебойного электропитания должна при пропадании напряжения обеспечить гарантированное электропитание средств КТМ ПС не менее 2-х часов.

Должна быть обеспечена возможность автоматического включения КТМ ПС в работу с запуском операционной системы и требуемых приложений после восстановления электропитания подстанции.

Климатическое исполнение устройств КТМ ПС определяется проектом.

Информационная емкость КТМ ПС определяется проектом и должна составлять не менее 120 % фактического объема телеинформации.

Среднее время наработки на отказ не менее 18000 часов, коэффициент готовности оборудования системы 0,99.

6.5.2. Требования к временному регламенту функций

Определение изменения состояния телесигнализации (ТС) объектов должно обеспечиваться с быстродействием не хуже 0,1 с.

Данные телеизмерений (ТИ) и телесигнализации (ТС) должны содержать метки единого астрономического времени.

Привязка ТС к меткам времени должна обеспечиваться с дискретностью не хуже 1 мс на уровне устройства ввода информации (модуля ТС).

Общее время передачи информации об изменении состояния ТС и отклонении ТИ за пределы уставок на диспетчерский пункт (ДП) должно быть не более 1 с.

Время исполнения команды ТУ, от момента ее выдачи до завершения исполнения, не должно превышать 5 с; в случае пропадания канала связи, для исключения ложного срабатывания устройств после восстановления связи, посланная ранее команда ТУ должна автоматически удаляться из буферов памяти.

Точность синхронизации встроенного источника времени КТМ с системным временем системы OMS/DMS верхнего уровня, при синхронизации по вычислительной сети, должна быть не хуже ± 20 мс.

Должна обеспечивать возможность синхронизации встроенного источника времени КТМ от внешнего источника астрономического времени с точностью не хуже ± 1 мс.

6.5.3. Требования к техническим решениям КТМ ПС

КТМ должен представлять собой программно-технический комплекс, состоящий из сервера(ов) и/или контроллеров, модулей ТУ и ТС, МИП и т.д., объединенных в единую структуру средствами промышленной локальной сети

на основе шинных интерфейсов Ethernet, CAN, RS-485, оптических и/или других интерфейсов.

Обмен данными между составными элементами КТМ КП должен осуществляться с использованием специализированных открытых протоколов, предназначенных для построения систем реального времени.

Для диагностики составных элементов КТМ и КТМ в целом должен использоваться WEB-интерфейс или удаленный доступ по сети с ДП, конфигурирование системы должно выполняться как локально, так и удаленно с ДП.

Интеграция КТМ с внешними устройствами должна обеспечиваться по шинам CAN, RS-485, Ethernet, RS-232 и другим (уточняется на этапе «Разработка ТЗ на проектирование КТМ объектов»).

Модули должны быть выполнены в закрытом корпусе, предусматривающем установку на стандартную DIN-рейку.

КТМ должны поставляться в виде шкафа с требуемым количеством модулей ввода-вывода дискретных и аналоговых сигналов и интерфейсных модулей.

КТМ должен компоноваться аппаратными средствами обеспечивающими измерение параметров окружающей среды.

При необходимости модули ввода/вывода должны устанавливаться непосредственно возле источника сигналов на расстоянии до 1200 м от УСПД КТМ.

Модули ТС должны обеспечивать возможность выбора напряжения коммутации датчиков ТС (=24В, =220В) в соответствии с рекомендациями по защите от электромагнитных помех. Тип датчика ТС – сухой контакт.

КТМ должен обеспечивать возможность буферизации ТС при пропадании канала связи (или недостаточной скорости в нем) и передачу запомненной информации на верхний уровень при восстановлении канала связи.

Телеуправление (ТУ) объектами должно осуществляться по сигналам, принимаемым с верхнего уровня; в случае одновременного появления сигналов ТС и команды ТУ или ТС и ТИ, сигнал ТС должен иметь приоритет в прохождении.

КТМ должен обеспечивать синхронизацию встроенного в него источника времени с системным временем системы OMS/DMS верхнего уровня.

Входные каналы ТС и ТИ соответствующих модулей должны иметь гальваническую изоляцию от других цепей и корпуса модуля.

Перечень групп контактов каналов ТУ КТМ для команд «ВКЛЮЧИТЬ»/«ОТКЛЮЧИТЬ» уточняется на этапе «Разработка ТЗ на проектирование КТМ объектов»

Выходные каналы ТУ должны иметь гальваническую изоляцию друг от друга, от других цепей и от корпуса модуля ТУ.

Вероятность появления ошибки телеинформации должна соответствовать первой категории систем телемеханики ГОСТ 26.205-88.

КТМ должен обеспечивать протоколирование (регистрацию) изменений состояний ТС, ТУ с сохранением данных в энергонезависимой памяти не менее 5-ти суток.

Должна быть обеспечена защита от перенапряжения и импульсных помех интерфейсов CAN, RS-485, Ethernet, RS-232 и др., используемых для связи между составными элементами КТМ КП и для связи с внешними устройствами.

Конструктивное исполнение оборудования должно обеспечивать защиту от проникновения грызунов.

6.5.4. Требования к УСПД КТМ ПС

УСПД должно составлять совокупность функционально объединенных аппаратных, программных, вычислительных и других технических средств для решения задач сбора, диагностики и обработки информации по режимным параметрам сети, а также обеспечения интерфейсов доступа к этой информации.

УСПД КТМ должно являться универсальным серверным устройством с набором внешних интерфейсов, способным решать традиционные задачи телемеханики.

Удаленное и локальное конфигурирование и настройка УСПД КТМ должно выполняться через интерфейс Ethernet, либо через другие интерфейсы.

В УСПД КТМ рекомендуется использовать следующие интерфейсы:

- Ethernet (не менее 2-х) – для обмена по протоколу, соответствующему МЭК 60870-5-104;
- CAN - для подключения периферийных модулей ввода/вывода и внешних интеллектуальных микропроцессорных устройств;
- RS-485 - для подключения периферийных модулей ввода/вывода и внешних интеллектуальных микропроцессорных устройств (не менее 2-х дополнительных портов RS-485 для подключения устройств РЗА);
- RS-232 - для подключения последовательных линий, работающих по протоколу МЭК 870-5-101 или других открытых протоколов (по согласованию с Заказчиком);
- оптические или другие интерфейсы (по согласованию с Заказчиком).

УСПД должно быть реализовано на основе контроллера промышленного исполнения, содержащего в своем составе:

- вычислительные средства;
- оперативную память;
- энергонезависимую память программ и данных;
- энергонезависимые часы и календарь с автоматическими функциями учета високосного года и перехода на летнее и зимнее время;
- внешнюю консоль управления (VGA, M, KB, USB и др.);
- аппаратные средства для организации каналов обмена данными с ПТК ПУ;
- шину расширения, обеспечивающую установку интерфейсных плат для организации информационного взаимодействия с МИП, модулями ТИ, ТС, ТУ по интерфейсам RS-485, CAN и др.;
- аппаратные средства для подключения GPS – приемника точного времени;
- аппаратную реализацию сторожевого таймера (Watch Dog);

УСПД должно обеспечивать задание уставок по фазным токам и напряжениям и контролировать заданные уставки, при выходе сигнала за пределы которых должен выдаваться сигнал в линию связи.

УСПД должно соответствовать следующим рекомендованным техническим характеристикам представленным в таблице 1. Выбор типа КТМ согласовать с заказчиком на этапе проектирования:

Таблица 1

Наименование и общие требования к оборудованию, параметру	Тип, величина, количество
Общие технические характеристики УСПД:	
<ul style="list-style-type: none"> Конструкция: 	
УСПД должно быть реализовано как функционально завершенное устройство, выполненное в корпусе, предназначенном для установки на стандартных панелях или в специализированных шкафах, исполнение не ниже конструкция	IP51
системная шина: PC104, PC104+ и др., двоичных разрядов	Модульная, расширяемая 16 или 32
выходная часть интерфейсов каналов передачи данных (КПД) должна иметь гальваническую изоляцию от общей шины УСПД с напряжением пробоя, не менее, В	1500
<ul style="list-style-type: none"> Электропитание УСПД: 	
вторичный источник питания (встроенный, мощностью не более 40 Вт)	$U_{ВХ}=24В$; $U_{ВЫХ}=5В$
первичный источник питания (внешний или встроенный, мощностью не более 50Вт)	$U_{ВХ}=220В$ 50Гц. $U_{ВЫХ} = 24В$
резервное питание (от аккумулятора или от сети I категории, через внешний источник питания 220 В→24 В)	от аккумулятора 24В. от сети I катег. 220В
время переключения с основного на резервное питание, с	0
Вычислительные средства УСПД:	
<ul style="list-style-type: none"> Модуль одноплатной микро-ЭВМ (либо идентичный) 	
процессор со встроенным арифметическим сопроцессором, охлаждение – конвекционное, двоичных разрядов	32
оперативное запоминающее устройство (ОЗУ) с объемом памяти, не менее, Мбайт	64
системная шина процессора	PCI и/или др.
интерфейсы для подключения внешних запоминающих устройств	IDE, и/или SATA, Compact Flash и др.
интерфейсы для подключения внешних устройств	RS-232, CAN, USB, Ethernet и/или др.
<ul style="list-style-type: none"> Накопители на твердотельных электронных дисках (НТЭД) либо аналоги тех же объемов: 	
НТЭД для установки системного и прикладного ПО типа Compact Flash с объемом памяти, не менее, Мбайт	64
НТЭД для накопления и хранения баз данных типа IDE Flash с объемом памяти, не менее, Мбайт	64
<ul style="list-style-type: none"> Интерфейсы для организации КПД между УСПД и ПТК ПУ: 	
интерфейс типа Ethernet IEEE 802.3х, IEEE 802.11х, сетевой протокол TCP/IP (основной КПД)	2
скорость передачи данных по каналу Ethernet, не менее, Мбит/с	1
интерфейс типа RS-232 для подключения внешних устройств: GSM-модема, модема V.90/56K (резервные КПД)	2
скорость передачи данных по резервным КПД, не менее, бит/с	9600
Характеристики интерфейсов консолей управления, внешних устройств:	
<ul style="list-style-type: none"> Интерфейсы для подключения консоли настройки и приемо-сдаточных испытаний УСПД: 	
интерфейс типа VGA (для подключения CRT/LCD мониторов)	1
интерфейс типа RS-232 (консольный)	1
интерфейс типа PS/2, USB (для подключения клавиатуры и «мыши»)	2
<ul style="list-style-type: none"> Интерфейсы для подключения консоли эксплуатационного персонала: 	
интерфейс типа USB (для подключения клавиатуры и запоминающего устройства типа Compact Flash)	1
Встроенные часы реального времени (таймер) УСПД:	

• регистрируемые параметры:	
календарь	год, месяц, день
часы	час, мин., сек.
• уход текущего времени в таймере УСПД от истинного значения при нормальной температуре, не более, с/сутки (с/мес.)	±5 (±30)
• ход часов реального времени при отключении питания, не менее, ч	10000
Время считывания оперативной информации с максимального количества МИП, ТС, ТИ, подключенных к УСПД (для АСДУ), не более, с	1,0
Время считывания информации с одного УСПД (в зависимости от типа канала передачи данных), не более, с	5,0

6.5.5. Технические требования к МИП

МИП должен быть внесен в Государственный реестр средств измерений РФ и иметь Сертификат соответствия требованиям безопасности и электромагнитной совместимости.

МИП должен иметь основной интерфейс RS-485 для передачи данных и комбинацию дополнительных интерфейсов, от 1-го до 3-х, из набора RS-485, CAN, Ethernet, PLC-модем, радиомодем и др. для оперативного контроля измеряемых параметров.

МИП должен иметь энергонезависимую память для хранения данных и часы реального времени. МИП должен питаться от измерительной цепи напряжения, либо от внешнего резервного питания для считывания данных при отсутствии сигналов в измерительной цепи.

МИП должны функционировать в условиях подстанции с высоким уровнем электромагнитных полей.

МИП должны обеспечивать возможность визуального контроля измеряемых величин дежурным персоналом ПС по месту установки преобразователя без необходимости подключения дополнительных устройств (измерительных приборов).

Для обеспечения надежности по 110 кВ должны устанавливаться отдельно МИП для системы учета электроэнергии и отдельно для оперативного контроля измеряемых параметров системы АСДУ.

Погрешность канала телеизмерений должна определяться по РД 34.11.321-96, РД-34.11.114-98. В пояснительной записке представить: расчет по одному из каналов измерений, исходные данные и полученные в результате расчета в виде таблиц в Разделе Метрологическое обеспечение.

Рекомендованные требования к основным техническим характеристикам МИП (в базовой конфигурации) представлены в таблице 2. Выбор типа МИП согласовать с заказчиком на этапе проектирования.

Таблица 2

Требования к техническим характеристикам МИП	
Номинальное фазное напряжение, В	57,7/100
	127/220
	220/380
Номинальный (максимальный) фазный ток, А	1 (1,5)
	5 (7,5)
Номинальная частота входного сигнала, Гц	50
Максимальный рабочий температурный диапазон, °С	-30 ... +55

Класс точности при измерении активной энергии в 2-х направлениях по ГОСТ Р 52323-2005 и ГОСТ Р 52322-2005	0,2S; 0,5S; 1
Класс точности при измерении реактивной энергии по 4-м квадрантам по ГОСТ Р 52425-2005	1; 2
Порог чувствительности для класса точности. % от I _{ном} : 0,2S, 0,5S	0,1
1	0,2
2	0,3
Период обновления всех измерений (цикличность), не более, с	1,0
Время реакции на превышение уставки, не более, с	1,0
Основная погрешность хода часов реального времени, не более, с/сутки	0,5
Время хранения данных в энергонезависимой памяти при отсутствии питания, не менее, лет	10
Ход часов реального времени при отсутствии питания, не менее, ч	10000
Средняя наработка на отказ, не менее, ч	90000
Средний срок службы, не менее, лет	30
Межповерочный интервал, не менее, лет	8

6.6. Дополнительные требования

Помещения, в которых будет установлено оборудование ПТК ДП РЭС, и помещение диспетчерской должны быть оборудованы системой поддержания микроклимата.

Система бесперебойного электропитания должна при пропадании напряжения обеспечить гарантированное электропитание средств ПТК ДП РЭС не менее 2-х часов.

Заведение контрольных кабелей ТС, ТУ к оборудованию телемеханики должно осуществляться через шкафы промежуточных клеммников. Для сигналов ТУ использовать клеммы с видимым разрывом. Тип, количество и размещение шкафов определить проектом и согласовать с Заказчиком.

На всех подстанциях, предусмотреть ремонт помещений связи или приобретение и установку типовых контейнеров для размещения оборудования телемеханики и связи.

7. Требования к подрядчику

Участвующие в закупке услуг по выполнению данного проекта должны иметь:

- свидетельства на допуски к данным видам работ, выданные саморегулируемой организацией, зарегистрированной уполномоченным государственным органом в установленном законодательством Российской Федерации порядке;

- квалифицированный персонал;
- опыт работы не менее 2 лет.

Выбор субподрядчиков должен быть согласован с Заказчиком.

Участник конкурса должен обладать гражданской правоспособностью в полном объеме для заключения и исполнения Договора, должен быть

зарегистрирован в установленном порядке и иметь соответствующие свидетельства на допуски к данным видам работ, выданное саморегулируемой организацией, зарегистрированной уполномоченным государственным органом в установленном законодательством РФ порядке.

Участник конкурса не должен являться неплатежеспособным или банкротом, находится в процессе ликвидации или экономическая деятельность участника конкурса должна быть приостановлена. На имущество участника конкурса в части, существенной для исполнения Договора, не должен быть наложен арест.

Участник конкурса должен обладать необходимыми профессиональными знаниями и опытом, иметь ресурсные возможности (финансовые, материально-технические, производственные, трудовые), управленческой компетентностью, опытом и репутацией.

Предметом конкурентного отбора является соответствие участника конкурса общим требованиям, предъявляемым к подрядной организации, а так же:

- стоимость и сроки оказания услуг, предложенных участником конкурса;
- опыт деятельности по оказанию комплекса услуг по ПИР на современном оборудовании, не менее 2 лет;
- способность обеспечить соответствие оказываемых услуг нормативно-методологическим требованиям, предъявляемым распорядительными документами ОАО «Холдинг МРСК», ОАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «МРСК Центра» (опыт работы с предприятиями электроэнергетики);
- наличие действующей системы менеджмента качества, подтвержденное сертификатом соответствия стандарту ГОСТ Р ИСО 9001-2001 (ISO 9001:2000).

8. Порядок сдачи и приемки работ

При сдаче выполненных работ Подрядчик передает Заказчику согласованный и утвержденный комплект документации согласно предъявляемым в п. 4 требованиям, после чего оформляется акт выполненных работ. Обнаруженные при приемке работ замечания Подрядчик устраняет за свой счет и в сроки, установленные Заказчиком.

Работы считаются выполненными надлежащим образом и принятыми с момента подписания сторонами Акта сдачи-приемки выполненных работ. Дополнительные условия приемки работ устанавливаются Договором.

Характеристики объектов автоматизации

ПС 35/6 кВ Хохол-1

Подстанция с уровнем напряжения 35/6 кВ, питается от линии 35 кВ, состоит из 2-х секций шин 35 кВ, 2-ух секций шин 6 кВ. Силовой трансформатор Т1 – 6.3 МВА, Т2 – 6.3 МВА, ТСН 6кВ, 11 ячеек 6 кВ. Необходима установка ячейки телемеханики и связи типа ЯТС-80 с системой климат-контроля.

ПС 35/10 кВ Хохол-2

Подстанция с уровнем напряжения 35 кВ, питается от линии 35 кВ, состоит из 1-ой секции шин 35 кВ, 2 секции шин 10 кВ, силовой трансформатор Т1 – 2,5 МВА, ТСН 10 кВ, 4 ячейки 10 кВ. Необходима установка ячейки телемеханики и связи типа ЯТС-80 с системой климат-контроля.

ПС 35/10 кВ Семидесятное

Подстанция с уровнем напряжения 35 кВ, питается от линии 35 кВ, состоит из 2 - ух секций шин 35 кВ, 1 секций шин 10 кВ (секционированная секционным выключателем), силовой трансформатор Т1 – 2.5 МВА, ТСН 10 кВ, 5 ячеек по 10 кВ. Необходима установка ячейки телемеханики и связи типа ЯТС-80 с системой климат-контроля.

ПС 35/10 кВ Рудкино

Подстанция с уровнем напряжения 35 кВ, питается от линии 35 кВ, состоит из 1-ой секций шин 35 кВ, 2 секции шин 10 кВ (секционированная секционным выключателем), два силовых трансформатора по 4 МВА, два ТСН 10 кВ, 9 ячеек по 10 кВ. Необходима установка ячейки телемеханики и связи типа ЯТС-80 с системой климат-контроля.

ПС 35/10 кВ Ивановка

Подстанция с уровнем напряжения 35 кВ/10 кВ, питается от линии 35 кВ, состоит из 1-ой секций шин 35 кВ, 2 секций шин 10 кВ (секционированная секционным выключателем), два силовых трансформатора Т-1 1.6 МВА, Т-2 1.8МВА, два ТСН 10 кВ, 9 ячеек по 10 кВ. Необходима установка ячейки телемеханики и связи типа ЯТС-80 с системой климат-контроля.

ПС 35/10 кВ Дон

Подстанция с уровнем напряжения 35 кВ/10 кВ, питается от линии 35 кВ, состоит из 1-ой секций шин 35 кВ, 2 секций шин 10 кВ (секционированная секционным выключателем), два силовых трансформатора по 2.5 МВА, два ТСН 10 кВ, 11 ячеек по 10 кВ. Необходима установка ячейки телемеханики и связи типа ЯТС-80 с системой климат-контроля.

ПС 35/10 кВ Яблочное

Подстанция с уровнем напряжения 35 кВ/10 кВ, питается от линии 35 кВ, состоит из 2-ух секций шин 35 кВ, 2-ух секций шин 10 кВ, два силовых трансформатора 4 МВА, два ТСН 10 кВ, 11 ячеек по 10 кВ. Необходима установка ячейки телемеханики и связи типа ЯТС-80 с системой климат-контроля.

ПС 35/10 кВ Староникольское

Подстанция с уровнем напряжения 35 кВ/10 кВ, питается от линии 35 кВ, состоит из 2-ух секций шин 35 кВ, 2 секции шин 10 кВ, два силовых трансформатора 2.5 МВА, два ТСН 10 кВ, 11 ячеек по 10 кВ. Необходима установка ячейки телемеханики и связи типа ЯТС-80 с системой климат-контроля.

ПС 35/10 кВ Архангельское

Подстанция с уровнем напряжения 35 кВ/10 кВ, питается от линии 35 кВ, состоит из 1-ой секций шин 35 кВ, 1-ой секции шин 10 кВ, силовой трансформатор 2.5 МВА, ТСН 10 кВ, 6 ячеек по 10 кВ. Установка ячейки телемеханики и связи типа ЯТС-80 с системой климат-контроля.

ПС 110/35/10/6 кВ Россошь

ПС 110кВ Россошь – подстанция с уровнем напряжения 110/35/10/6 кВ, питается от линии 110 кВ, состоит из 3-ех секций шин 110 кВ, секций шин 35 кВ, 2-ух секций шин 6 кВ, секции шин 10кВ. силовой трансформатор Т1 – 16 МВА, Т2 – 16 МВА, Т3 – 40 МВА, Т4 – 16 МВА, ТСН 10 кВ, 23 ячеек 10 кВ. ТСН 6кВ, 32 ячеек 6 кВ. Имеется отапливаемое помещение для размещения оборудования телемеханики.

ПС 110/10 кВ Никонорова

ПС 110кВ Никонорова – подстанция с уровнем напряжения 110 кВ, питается от линии 110 кВ, состоит из 2-ух секций шин 110 кВ, 2 секции шин 10 кВ, силовой трансформатор Т1 – 2,5 МВА, Т2 – 6,3 МВА, ТСН 10 кВ, 18 ячеек 10 кВ. Необходим ремонт помещений для размещения оборудования телемеханики или установка ячеек телемеханики и связи типа ЯТС-80 с системой климат-контроля.

ПС 110/10 кВ Новая Калитва

ПС 110кВ Новая Калитва подстанция с уровнем напряжения 110 кВ, питается от линии 110 кВ, состоит из 1 - ой секции шин 110 кВ, 2 секций шин 10 кВ (секционированная секционным выключателем), силовой трансформатор Т1 – 6,3 МВА, ТСН 10 кВ, 10ячеек по 10 кВ. Необходим ремонт помещения для размещения оборудования телемеханики или установка ячейки телемеханики и связи типа ЯТС-80 с системой климат-контроля.

ПС 110/10 кВ Старая Калитва

ПС 110кВ Старая Калитва подстанция с уровнем напряжения 110 кВ, питается от линии 110 кВ, состоит из 2 - ух секций шин 110 кВ, 2 секции шин

10 кВ (секционированная секционным выключателем), два силовых трансформатора по 6,3 МВА, два ТСН 10 кВ, 14 ячеек по 10 кВ. Необходим ремонт помещения для размещения оборудования телемеханики или установка ячейки телемеханики и связи типа ЯТС-80 с системой климат-контроля.

ПС 110/10 кВ ПТФ

ПС 110кВ ПТФ подстанция с уровнем напряжения 110 кВ/10 кВ, питается от линии 110 кВ, состоит из 2 - ух секций шин 110 кВ, 2 секций шин 10 кВ (секционированная секционным выключателем), два силовых трансформатора по 10 МВА, два ТСН 10 кВ, 16 ячеек по 10 кВ. Необходим ремонт существующей ячейки телемеханики и связи или установка новой типа ЯТС-80 с системой климат-контроля.

ПС 35/10 кВ Александровка

ПС 35кВ Александровка подстанция с уровнем напряжения 35 кВ/10 кВ, питается от линии 35 кВ, состоит из 2 - ух секций шин 35 кВ, 2 секций шин 10 кВ (секционированная секционным выключателем), два силовых трансформатора по 4 МВА, два ТСН 10 кВ, 16 ячеек по 10 кВ. Необходим ремонт помещения для размещения оборудования телемеханики или установка ячейки телемеханики и связи типа ЯТС-80 с системой климат-контроля.

ПС 35/10 кВ Лизиновка

ПС 35кВ Лизиновка подстанция с уровнем напряжения 35 кВ/10 кВ, питается от линии 35 кВ, состоит из секции шин 35 кВ, секции шин 10 кВ, силовой трансформатор 2,5 МВА, ТСН 10 кВ, 9 ячеек по 10 кВ. Необходим ремонт помещения для размещения оборудования телемеханики или установка ячейки телемеханики и связи типа ЯТС-80 с системой климат-контроля.

ПС 35/10 кВ Сотницкая

ПС 35кВ Сотницкая подстанция с уровнем напряжения 35 кВ/10 кВ, питается от линии 35 кВ, состоит из 2 - ух секций шин 35 кВ, секции шин 10 кВ, силовой трансформатор 4 МВА, ТСН 10 кВ, 9 ячеек по 10 кВ. Необходим ремонт помещения для размещения оборудования телемеханики или установка ячейки телемеханики и связи типа ЯТС-80 с системой климат-контроля.

Характеристики каналов связи Хохольского РЭС

Названия РЭС	Название объекта	Типы каналов связи до объектов (если есть, указать тип протокола)											
		ВОЛС			БПШД			Проводной		ВЧ по ЛЭП		Прочее (указать)	
		основной	резервный		основной	резервный		основной	резервный	основной	резервный	основной	резервный
Хохольский РЭС	ПС Хохол-1 35/6 кВ				*					ТЧ			Спутник*
	ПС Хохол-2 35/10 кВ				*					ТЧ			Спутник*
	ПС Ивановка 35/10кВ				*					ТЧ			Спутник*
	ПС Дон 35/10кВ				*					ТЧ			Спутник*
	ПС Ст.Никольское 35/10кВ				*					ТЧ			Спутник*
	ПС Рудкино 35/10кВ				*					ТЧ			Спутник*
	ПС Семидесятное 35/10кВ				*					ТЧ			Спутник*
	ПС Архангельское 35/10кВ				*					ТЧ			Спутник*
	ПС Яблочное 35/10кВ				*					ТЧ			Спутник*
	РДП Хохольского РЭС							Ethernet					Спутник*

* -проектируемые КС

Характеристики имеющихся каналов связи
 Россошанского РЭС

Названия РЭС	Название объекта	Типы каналов связи до объектов (если есть, указать тип протокола)									
		ВОЛС		БПШД		Проводной		ВЧ по ЛЭП		Прочее (указать)	
		основной	резервный	основной	резервный	основной	резервный	основной	резервный	основной	резервный
Росошанский РЭС	ПС 110/ 35/10/6 кВ Росошь							ТЧ			
	ПС 110/10 кВ Новая Калитва							ТЧ			
	ПС 110/10кВ Старая Калитва							ТЧ			
	ПС 110/10кВ ПТФ							ТЧ			
	ПС 110/10кВ Никонорова							ТЧ			
	ПС 35/10кВ Александровка							ТЧ			
	ПС 35/10кВ Лизинова							ТЧ			
	ПС 35/10кВ Сотницкая							ТЧ			
	РДП Россошанского РЭС						Ethernet				

Характеристики имеющихся технологических помещений Хохольского РЭС

Название РЭС	Наличие помещений для установки оборудования АСДУ (имеется/не имеется)	Диапазон температур в помещениях установки оборудования АСДУ	Необходимость установки контейнера с микроклиматом (требуется/не требуется)	Необходимость установки системы видеонаблюдения и количество видеокамер (не требуется/требуется-количество)	Количество линий управления дежурным освещением (не требуется/требуется-количество)	Наличие и количество АРМ дежурного РДП РЭС (не требуется/требуется-количество)
ПС Хохол-1 35/6 кВ	Не имеется	от +10С до +40С	Требуется	Не требуется	Не требуется	Не требуется
ПС Хохол-2 35/10 кВ	Не имеется	от +10С до +40С	Требуется	Не требуется	Не требуется	Не требуется
ПС Ивановка 35/10кВ	Не имеется	от +10С до +40С	Требуется	Не требуется	Не требуется	Не требуется
ПС Дон 35/10кВ	Не имеется	от +10С до +40С	Требуется	Не требуется	Не требуется	Не требуется
ПС Ст.Никольское 35/10кВ	Не имеется	от +10С до +40С	Требуется	Не требуется	Не требуется	Не требуется
ПС Рудкино 35/10кВ	Не имеется	от +10С до +40С	Требуется	Не требуется	Не требуется	Не требуется
ПС Семидесятное 35/10кВ	Не имеется	от +10С до +40С	Требуется	Не требуется	Не требуется	Не требуется
ПС Архангельское 35/10кВ	Не имеется	от +10С до +40С	Требуется	Не требуется	Не требуется	Не требуется
ПС Яблочное 35/10кВ	Не имеется	от +10С до +40С	Требуется	Не требуется	Не требуется	Не требуется
РДП Хохольского РЭС	Не имеется	от +10С до +40С	Требуется	Не требуется	Не требуется	Не требуется

Характеристики имеющихся технологических помещений Россошанского РЭС

Название РЭС	Наличие помещений для установки оборудования АСДУ (имеется/не имеется)	Диапазон температур в помещениях установки оборудования АСДУ	Необходимость установки контейнера с микроклиматом (требуется/не требуется)	Необходимость установки системы видеонаблюдения и количество видеокамер (не требуется/требуется-количество)	Количество линий управления дежурным освещением (не требуется/требуется-количество)	Наличие и количество АРМ дежурного РД/РЭС (не требуется/требуется-количество)
ПС 110/ 35/10/6 кВ Росось	Имеется	от +10С до +40С	Требуется система кондиционирования	Не требуется	Не требуется	Не требуется
ПС 110/10 кВ Новая Калитва	Не имеется	от +10С до +40С	Требуется	Не требуется	Не требуется	Не требуется
ПС 110/10кВ Старая Калитва	Не имеется	от +10С до +40С	Требуется	Не требуется	Не требуется	Не требуется
ПС 110/10кВ ПТФ	Не имеется	от +10С до +40С	Требуется	Не требуется	Не требуется	Не требуется
ПС 110/10кВ Никонорова	Не имеется	от +10С до +40С	Требуется	Не требуется	Не требуется	Не требуется
ПС 35/10кВ Александровка	Не имеется	от +10С до +40С	Требуется	Не требуется	Не требуется	Не требуется
ПС 35/10кВ Лизинков	Не имеется	от +10С до +40С	Требуется	Не требуется	Не требуется	Не требуется
ПС 35/10кВ Сотницкая	Не имеется	от +10С до +40С	Требуется	Не требуется	Не требуется	Не требуется
РДП Россошанского РЭС	Имеется	от +10С до +40С	Требуется система кондиционирования	Не требуется	Не требуется	Требуется - 2

Все необходимые данные уточняются на этапе «Разработка ТЗ».

Приложение №4
Объем принимаемой и передаваемой телемеханической информации Хохольского РЭС

Название РЭС	Название объекта	Количество принимаемых с объектов сигналов				Количество передаваемых на объекты сигналов				Необходимое к-во сигналов		
		ТС	ТИ	ТУ	ТУ	ТС	ТИ	ТУ	ТУ	ТС	ТИ	ТУ
Хохольский РЭС	ПС Хохол-1 35/6 кВ									48	16	14
	ПС Хохол-2 35/10 кВ									24	8	6
	ПС Ивановка 35/10кВ									48	12	14
	ПС Дон 35/10кВ									37	13	13
	ПС Ст.Никольское 35/10кВ									42	18	14
	ПС Рудкино 35/10кВ									57	11	12
	ПС Семидесятное 35/10кВ									24	6	7
	ПС Архангельское 35/10кВ									23	7	7
	ПС Яблочное 35/10кВ									48	18	14
	РДЦ Хохольского РЭС									351	109	101

Объем принимаемой и передаваемой телемеханической информации Россошанского РЭС

Название РЭС	Название объекта	Количество принимаемых с объектов сигналов				Количество передаваемых на объекты сигналов				Необходимое к-во сигналов		
		ТС	ТИ	ТУ		ТС	ТИ	ТУ		ТС	ТИ	ТУ
Россошанский РЭС	ПС 110/ 35/10/6 кВ Росось									416	51	49
	ПС 110/10 кВ Новая Калитва											
	ПС 110/10кВ Старая Калитва									97	12	8
	ПС 110/10кВ ПТФ									100	11	9
	ПС 110/10кВ Никонорова									118	14	14
	ПС 35/10кВ Александровка									127	17	15
	ПС 35/10кВ Лизиновка									145	16	13
	ПС 35/10кВ Сотницкая									67	9	8
	РДП Россошанского РЭС									76	10	8
										1146	140	124

Все необходимые данные уточняются на этапе «Разработка ТЗ».

СОСТАВИЛИ:

Наименование организации, предприятия	Должность исполнителя	Фамилия, имя, отчество	Подпись	Дата
Филиал ОАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго»	Ведущий специалист службы заказчика по ИТТ	Нефёдов И.В.		

СОГЛАСОВАНО:

Наименование организации, предприятия	Должность исполнителя	Фамилия, имя, отчество	Подпись	Дата
Филиал ОАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго»	начальник службы заказчика по ИТТ	Ключников Н.И.		