

СОГЛАСОВАНО:

Начальник департамента  
корпоративных  
и технологических АСУ  
ПАО «МРСК Центра»

\_\_\_\_\_ Е. Л. Силин  
«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2015г.

УТВЕРЖДАЮ:

Первый заместитель директора –  
главный инженер филиала  
ПАО «МРСК Центра» - «Брянскэнерго»

\_\_\_\_\_ А. И. Косарим  
«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2015г.

Филиал ПАО «МРСК Центра» - «Брянскэнерго»  
Проектно-изыскательские работы по модернизации системы телемеханики  
ПС 110/6 кВ Мичуринская (ф.602, ф.624 , ф.625 и ф. 634)

## ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ

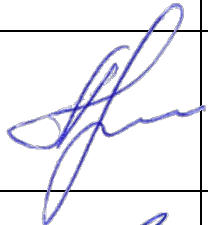

Действует с 2015 г.

СОГЛАСОВАНО:

Начальник  
Управления корпоративных и  
технологических АСУ  
Филиала ПАО «МРСК Центра»-  
«Брянскэнерго»  
\_\_\_\_\_ А.А. Шандлер

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2015 г.

2  
СОСТАВИЛИ:

Наименование организации, предприятия	Должность исполнителя	Фамилия, имя, отчество	Подпись	Дата
Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Брянскэнерго»	Начальник отдела контроллинга ИТ и ТК	Ленков А.В.		
Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Брянскэнерго»	Ведущий специалист Службы эксплуатации СДТУ и ИТ, Отдел эксплуатации АСДУ	Свириев С.И.		

СОГЛАСОВАНО:

Наименование организации, предприятия	Должность исполнителя	Фамилия, имя, отчество	Подпись	Дата
Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Брянскэнерго»	Начальник Службы эксплуатации СДТУ и ИТ	Джуринский Ф.В.		

## Оглавление

ТЕРМИНЫ, СОКРАЩЕНИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ.....	4
<b>1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ.....</b>	<b>5</b>
1.1 НАИМЕНОВАНИЕ РАБОТ.....	5
1.2 СОСТАВ РАБОТ .....	5
1.3.МЕСТО ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ .....	5
<b>2. ОСНОВНЫЕ ЦЕЛИ РАБОТ.....</b>	<b>5</b>
<b>3. ХАРАКТЕРИСТИКИ ОБЪЕКТОВ АВТОМАТИЗАЦИИ: .....</b>	<b>5</b>
<b>4. ЭТАПЫ, СОСТАВ И СРОКИ ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ .....</b>	<b>6</b>
<b>5. ВИДЫ ИЗМЕРЯЕМОЙ, РЕГИСТРИРУЕМОЙ И ПЕРЕДАВАЕМОЙ</b> <b>ИНФОРМАЦИИ С ПС.....</b>	<b>6</b>
<b>6. ОБЪЕМ И НОМЕНКЛАТУРА ИЗМЕРЯЕМОЙ, РЕГИСТРИРУЕМОЙ И</b> <b>ПЕРЕДАВАЕМОЙ ТЕЛЕМЕХАНИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ, ХАРАКТЕРИСТИКИ</b> <b>ПОМЕЩЕНИЙ ОБЪЕКТОВ, ХАРАКТЕРИСТИКИ КАНАЛОВ СВЯЗИ МЕЖДУ ПС И</b> <b>ДП .....</b>	<b>6</b>
<b>7. ТРЕБОВАНИЯ К ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ.....</b>	<b>6</b>
<b>8. ТРЕБОВАНИЯ К ПРОЕКТНЫМ РЕШЕНИЯМ .....</b>	<b>7</b>
8.1. ТРЕБОВАНИЯ К КТМ .....	7
8.2. ТРЕБОВАНИЯ К ИП .....	8
8.3.ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К КТМ ПС .....	9
<b>9. ТРЕБОВАНИЯ К ПРИМЕНЯЕМЫМ ТЕХНИЧЕСКИМ РЕШЕНИЯМ.....</b>	<b>9</b>
9.1. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ТМ ПС.....	9
9.2. ТРЕБОВАНИЯ К ВРЕМЕННОМУ РЕГЛАМЕНТУ ФУНКЦИЙ.....	10
9.3 ТРЕБОВАНИЯ К ТЕХНИЧЕСКИМ РЕШЕНИЯМ КТМ .....	10
9.4. ТРЕБОВАНИЯ К УСПД КТМ .....	11
9.5. ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ИП .....	13
<b>10. ПОРЯДОК СДАЧИ И ПРИЕМКИ РАБОТ .....</b>	<b>15</b>
<b>11. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ПРЕДОСТАВЛЕНИЮ УСЛУГ.....</b>	<b>15</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ №1 .....</b>	<b>16</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ №2 .....</b>	<b>17</b>

## ТЕРМИНЫ, СОКРАЩЕНИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Термины, сокращения и определения, используемые в тексте данных Технических Требований, приведены в таблице:

<b>АПТС</b>	Аварийно-предупредительная телесигнализация
<b>АРМ</b>	Автоматизированное рабочее место
<b>АСДУ</b>	Автоматизированная система диспетчерского управления
<b>ВЛ</b>	Воздушная линия электропередачи
<b>ДП</b>	Диспетчерский пункт
<b>КТМ</b>	Комплекс телемеханики
<b>ИП</b>	Измерительный преобразователь
<b>ОИУК</b>	Оперативный информационно-управляющий комплекс
<b>ОС</b>	Операционная система
<b>ППО</b>	Предпроектное обследование
<b>ПС</b>	Подстанция
<b>ПТК</b>	Программно-технический комплекс
<b>ПУЭ</b>	Правила устройства электроустановок
<b>РДУ</b>	Региональное диспетчерское управление
<b>РЗА</b>	Релейная защита и автоматика
<b>РПН</b>	Устройство регулирования переключения напряжения
<b>РЭС</b>	Районные электрические сети
<b>СГЭ</b>	Система гарантированного электропитания
<b>СО</b>	Системный оператор
<b>ТЕР</b>	Территориальные единичные расценки
<b>ТИ</b>	Телеизмерения
<b>ТМ</b>	Телемеханика
<b>ТН</b>	Трансформатор напряжение
<b>ТРП</b>	Технорабочий проект
<b>ТС</b>	Телесигнализация
<b>ТТ</b>	Трансформатор тока
<b>ТУ</b>	Телеуправление
<b>ЦППС</b>	Центральная приёмо-передающая станция (второго поколения)
<b>УСПД</b>	Устройство сбора и передачи
<b>ФЕР</b>	Федеральные единичные расценки
<b>ЦУС</b>	Центр управления сетями
<b>GPS</b>	Глобальная система позиционирования

## 1. Общие сведения

### 1.1 Наименование работ

1.1.1. Проектирование КТМ ПС 110/6 кВ Мичуринская (ф.602, ф.624 , ф.625 и ф. 634) Филиала ПАО «МРСК Центра» - «Брянскэнерго».

Реквизиты Заказчика:

Юридический адрес: 129090, г. Москва, ул.2-я Ямская, д.4,

Фактический адрес: 127018, г. Москва, ул.2-я Ямская, д.4

**Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Брянскэнерго»**

ИНН 6901067107, КПП 325743001,

Адрес филиала: 241050, г. Брянск, ул. Советская, 35.

Банковские реквизиты:

ИНН 6901067107, КПП 771501001,

р/с 40702810408000010158 в отделении №8605 Сбербанк России, БИК 041501601,

к/с 301018104000000000601

1.1.2. Плановые сроки начала – с момента заключения договора, окончания работ – 5 недель с момента заключения договора.

1.1.3. Финансирование работ выполняется согласно договорам об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям № 40644241 от 22 февраля 2013г. и №40852873 и №40852874 от 17 марта 2014г.

### 1.2 СОСТАВ работ

- Предпроектное обследование объекта.
- Разработка и согласование ТЗ на проектирование модернизации КТМ объекта.
- Разработка ТРП.
- Согласование ТРП.

### 1.3.Место выполнения работ

Брянская область, Брянский район:

- ПС 110/6 кВ Мичуринская

## 2. Основные цели работ

- 2.1. Приведение в соответствие уровня телемеханизации объектов требованиям отраслевых и нормативных документов.
- 2.2. Передача технологической информации на все уровни принятия решений (ДП РЭС, ЦУС Филиала ПАО «МРСК Центра» - «Брянскэнерго», ДЦ Филиала ОАО «СО ЕЭС» - «Смоленское РДУ» и т.п.).
- 2.3. Ускорение ликвидации нарушений и аварий оборудование ПС. Снижение недоотпуска электроэнергии за счет получения оперативной информации о состоянии оборудования и возможности оперативного управления объектом.

## 3. Характеристики объекта автоматизации:

- 3.1. ПС 110/6 кВ Мичуринская представляет собой двухтрансформаторную тупиковую подстанцию с уровнями напряжения 110/6 кВ с питанием от двух ВЛ 110 кВ.
- 3.2. На ПС 110/6 кВ Мичуринская установлен действующий комплекс телемеханики «Гранит». Передача телеметрической информации в ЦУС организована ретрансляцией из ЦППС Восточного ПЭС.
- 3.3. ПС 110/6 кВ Мичуринская расположена в Центральном районе РФ с соответствующим для этого района климатом. I-район по толщине стенки гололеда, II-район по ветровому давлению.

Диапазон температур окружающей среды от  $-30^{\circ}\text{C}$  до  $+30^{\circ}\text{C}$ . Атмосферное давление от 84 до 106,7 кПа. Относительная влажность от 10% до 90% при  $t=20^{\circ}\text{C}$ .

#### **4. Этапы, состав и сроки выполнения работ**

Этапы, состав и сроки выполнения работ приведены в Приложении 1.

#### **5. Виды измеряемой, регистрируемой и передаваемой информации с ПС**

Проектируемый КТМ ПС должен обеспечивать возможность измерения, регистрации и передачи следующих видов информации:

- 5.1. Положение выключателей и отделителей 6 – 110 кВ всех присоединений имеющих необходимые датчики положения коммутационного аппарата (перечень уточняется на этапе «Разработка ТЗ на проектирование КТМ объекта»).
- 5.2. Положение устройств РПН (авто) трансформаторов с обмоткой ВН 110 кВ, положения разъединителей и заземляющих ножей (перечень уточняется на этапе «Разработка ТЗ на проектирование КТМ объекта»).
- 5.3. 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); неисправности устройств РЗА; срабатывании пожарной и охранной сигнализации; сигналы от СГЭ и др.
- 5.4. Нагрузка (токовая, активная и реактивная мощность) всех отходящих от ПС ВЛ и фидеров напряжением 110 кВ и ниже (уровень 110 кВ по каждой фазе).
- 5.5. Нагрузка (токовая, активная и реактивная мощности) всех шиносоединительных, секционных, обходных, мостовых выключателей напряжением 110 кВ и ниже (уровень 110 кВ по каждой фазе).
- 5.6. 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).
- 5.7. Нагрузка (токовая, реактивная мощность) по всем устройствам компенсации реактивной мощности.
- 5.8. Величины напряжений (по каждой фазе и среднее линейное значение по 3-м фазам) по всем присоединениям 110кВ и ниже, включая собственные нужды ПС.
- 5.9. Сигналы телеуправления коммутационными аппаратами, БСК, РПН и др. (перечень уточняется на этапе «Разработка ТЗ на проектирование КТМ объекта»).
- 5.10. Измерения температуры окружающей среды.

#### **6. Объем и номенклатура измеряемой, регистрируемой и передаваемой телемеханической информации, характеристики помещений объектов, характеристики каналов связи между ПС и ДП**

Объем передаваемой информации по проектируемым подстанциям, характеристики помещений и оборудования объектов, характеристики каналов связи между ПС и ДП приведены в обязательном Приложении 2 к данным Техническим Требованиям (уточняются на этапе «Разработка ТЗ на проектирование КТМ объекта»).

#### **7. Требования к проектной документации**

- 7.1. Вся проектная документация должна поставляться, как на бумажных носителях (3 экземпляра), так и в электронном виде на CD. Текстовая и графическая информация должна быть

представлена в формате Microsoft Office 2003/2007, MS Visio 2003/2007, AutoCAD. Кроме того, на CD должны быть представлены копии всех документов в формате Adobe Acrobat Reader (.pdf).

7.2. Сметную документацию по объекту разработать в нормативной базе 2001 года в ТЕР (или ФЕР с пересчетом для области, где будут выполняться работы); локальные сметы разработать в базовых ценах; сводный сметный расчет в текущих ценах (на момент согласования ПСД).

7.3. Документы должны быть разработаны на основании следующих стандартов и нормативных документов:

7.3.1 ГОСТ 34.201-89. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем.

7.3.2 ГОСТ 34.601-90. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.

7.3.3 ГОСТ 34.602-89. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание автоматизированной системы.

7.3.4 ГОСТ 34.603-92. Информационная технология. Виды испытаний автоматизированных систем.

7.3.5 РД 50-34.698-90. Информационная технология. Комплекс стандартов и руководящих документов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Требования к содержанию документов.

7.3.6 ГОСТ 24.208 - 80. Документация на АСУ, требования к содержанию документов стадии "Ввод в эксплуатацию".

7.3.7 ГОСТ 2.105-95. ЕСКД. Общие требования к текстовым документам.

7.3.8 ГОСТ 2.106-96. ЕСКД. Текстовые документы.

7.3.9 ГОСТ 2.601-95. ЕСКД. Эксплуатационные документы.

7.3.10 ГОСТ 2.111-68. ЕСКД. Нормоконтроль.

7.3.11 ГОСТ 21.002-81. Система проектной документации для строительства. Нормоконтроль проектно-сметной документации.

7.3.12 ГОСТ Р 51318.11-99 (СИСПР 11-97) Совместимость технических средств электромагнитная. Радиопомехи промышленные от промышленных, научных, медицинских и бытовых (ПНМ) высокочастотных установок. Нормы и методы испытаний.

7.3.13 РД 34-20-501-03. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ.

7.3.14 ПУЭ «Правила устройства электроустановок. Изд.7. с дополнениями и изменениями».

7.3.15 Целевая модель прохождения команд и организации каналов связи и передачи телеметрической информации между диспетчерскими центрами и ЦУС сетевых организаций, подстанциями.

7.3.16 Исходные данные, представленные Заказчиком.

7.4. Допустимые отклонения проектируемых технических решений - согласовываются с Заказчиком на этапе «Разработка ТЗ на проектирование КТМ объектов».

## **8. Требования к проектным решениям**

### **8.1. Требования к КТМ**

- 8.1.1 Комплекс телемеханики (КТМ) должен соответствовать требованиям стандарта ГОСТ 26.205-88 «Комплексы и устройства телемеханики. Общие технические условия».
- 8.1.2 КТМ 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 ГОСТ 26.205-88.
- 8.1.3 КТМ должен иметь декларацию о соответствии, выданную органом по сертификации продукции аккредитованным Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии.
- 8.1.4 КТМ и средства измерения (в том числе и измерительной системы в целом) должны применяться утвержденного типа с действующими свидетельствами о поверке и рекомендуется использовать оборудование, аттестованное ПАО «ФСК ЕЭС», согласно распоряжению ПАО «ФСК ЕЭС» от 23.03.2011 № 205р «О применении аттестованного оборудования».
- 8.1.5 Комплекс телемеханики (КТМ) должен обеспечивать передачу по каналам связи радиальной конфигурации пункт-пункт по ГОСТ Р МЭК 870-1-1-93.
- 8.1.6 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).
- 8.1.7 Типы интерфейсов основного и резервного каналов связи с верхними уровнями АСДТУ филиала определить, по каждому КТМ, на стадии разработки рабочих проектов и согласовать с Заказчиком.
- 8.1.8 УСПД и коммуникационная ЭВМ ИБК КП должны работать в среде встраиваемых операционных систем (Windows XP Embedded, Windows CE, Linux, QNX или другой).
- 8.1.9 Проектом предусмотреть:
- на каждом объекте (ПС) необходимое количество портов RS-485 в КТМ для подключения устройств РЗА;
  - подключение внешнего, по отношению к КТМ, приемника сигналов точного времени (GPS/ГЛОНАСС).

## **8.2. Требования к ИП**

- 8.2.1 Измерения режимных параметров сети (телеизмерения – ТИ) на подстанциях должны производиться измерительными преобразователями (ИП), имеющими нормируемые относительные погрешности измерений и цифровые интерфейсы ввода/вывода информации.
- 8.2.2 Обмен данными между ИП и вышестоящими уровнями должен осуществляться с использованием специализированных открытых протоколов, предназначенных для построения систем реального времени.
- 8.2.3 ИП должен обеспечивать измерения следующих параметров сети с периодом обновления данных не более 0.5 с:
- фазное напряжение по каждой фазе и среднее линейное напряжение;
  - частоту, активную и реактивную мощности;
  - ток по каждой фазе и среднее значение линейного тока;
  - угол между током и напряжением по каждой фазе.



- 8.2.4 Для обеспечения надежности по напряжению 110 кВ должны устанавливаться отдельно цифровые измерительные преобразователи для системы учета электроэнергии и отдельно для оперативного контроля измеряемых параметров системы АСДУ. Оба измерительных преобразователя должны быть подключены и интегрированы в ТМ ПС.
- 8.2.5 Для напряжения 35 кВ и ниже предусмотреть совместное использование ИП по отдельным цифровым интерфейсам (RS-485, CAN и/или др.) для систем АИИС КУЭ и АСДУ.
- 8.2.6 Количество и типы ИП согласовать с Заказчиком на стадии «Разработка ТЗ на проектирование КТМ объектов».

### **8.3. Дополнительные требования к КТМ ПС**

- 8.3.1 Прием-передачу телеметрической информации (ТС, ТИ, ТУ) в ЦУС Брянскэнерго организовать путем установки комплекса телемеханики. Объем фактически передаваемой телеметрической информации согласовать на этапе проектирования.
- 8.3.2 На ПС Мичуринская 110/6 кВ предусмотреть размещение оборудования ТМ в ОПУ.
- 8.3.3 Заведение контрольных кабелей от устройств РЗА 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.
- 8.3.4 Предусмотреть ЗИП.

## **9. Требования к применяемым техническим решениям**

- 1 Применяемые технические решения должны отвечать требованиям технической политики ПАО «МРСК Центра» в области информационных технологий.
- 2 Технические решения должны быть надежными и современными.
- 3 Технические решения должны обеспечивать защиту инвестиций на длительный период времени и не терять актуальность в течение 3-5 лет.
- 4 Все используемые средства измерений должны быть внесены в Государственный реестр средств измерений, иметь действующее свидетельство о поверке.

### **9.1. Общие требования к ТМ ПС**

- 9.1.1. ТМ ПС должна 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.
- 9.1.2. Проектируемые системы ТМ ПС должны поддерживать круглосуточный непрерывный режим функционирования.
- 9.1.3. Должен обеспечиваться постоянный мониторинг работы оборудования телемеханики подстанции с выводом результатов (норма, отказ, авария) на рабочее место персонала филиала ПАО «МРСК Центра»-«Брянскэнерго», эксплуатирующего оборудование телемеханики.
- 9.1.4. Допускается проведение профилактических работ по поддержанию ТМ ПС в рабочем состоянии.
- 9.1.5. Для соблюдения информационной безопасности программное обеспечение КТМ ПС должно осуществлять:

- надёжную защиту от несанкционированных проникновений;
- целостность данных КТМ ПС;
- запись и хранение истории изменений данных;
- безопасность данных профиля пользователя;
- контроль паролей;

- контроль входа в систему.

- 9.1.6. Входные и выходные сигнальные цепи, а так же цепи интерфейсов, устройств ТМ 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.
- 9.1.7. Напряжение питающей сети на вводе системы бесперебойного питания ТМ ПС 160 – 280 В, частота – 50 Гц +/- 5 Гц;
- 9.1.8. Система бесперебойного электропитания должна при пропадании напряжения обеспечить гарантированное электропитание средств ТМ ПС не менее 2-х часов. Переключение КТМ с основного на резервное электропитание и наоборот не должно повлечь за собой сбой в работе устройств КТМ.
- 9.1.9. Должна быть обеспечена возможность автоматического включения КМ ПС в работу с запуском операционной системы и требуемых приложений после восстановления электропитания подстанции.
- 9.1.10. Климатическое исполнение устройств ТМ ПС определяется проектом.
- 9.1.11. Информационная емкость ТМ ПС определяется проектом и должна составлять не менее 120 % фактического объема телеинформации.
- 9.1.12. Среднее время наработки на отказ не менее 50000 часов, срок службы не менее 12 лет.

## **9.2. Требования к временному регламенту функций**

- 9.2.1. Определение изменения состояния телесигнализации (ТС) объектов должно обеспечиваться с быстроедействием не хуже 0,1 с.
- 9.2.2. Данные телеизмерений (ТИ) и телесигнализации (ТС) должны содержать метки системного времени.
- 9.2.3. Привязка ТС к меткам времени должна обеспечиваться с дискретностью не хуже 1 мс на уровне устройства ввода информации (модуля ТС).
- 9.2.4. Общее время передачи информации об изменении состояния ТС и отклонении ТИ за пределы уставок на диспетчерский пункт (ДП) должно быть менее 5 с.
- 9.2.5. Время исполнения команды ТУ, от момента ее выдачи до завершения исполнения, не должно превышать 10 с; в случае пропадания канала связи, для исключения ложного срабатывания устройств после восстановления связи, посланная ранее команда ТУ должна автоматически удаляться из буферов памяти.
- 9.2.6. Точность синхронизации встроенного источника времени КТМ с системным временем ОИУК верхнего уровня, при синхронизации по вычислительной сети, должна быть не хуже  $\pm 20$  мс.
- 9.2.7. Должна обеспечивать возможность синхронизации встроенного источника времени КТМ от внешнего источника времени UTC (SU) с точностью не хуже  $\pm 1$  мс.

## **9.3 Требования к техническим решениям КТМ**

- 9.3.1. КТМ должен представлять собой программно-технический комплекс, состоящий из сервера(ов) и/или центральной приемо-передающей станции (ЦППС) и/или контроллеров, модулей ТУ и ТС, ИП и т.д., объединенных в единую структуру средствами промышленной локальной сети на основе шинных интерфейсов Ethernet, CAN, RS-485, оптических и/или других интерфейсов.
- 9.3.2. Обмен данными между составными элементами КТМ КП должен осуществляться с использованием специализированных открытых протоколов, предназначенных для построения систем реального времени.
- 9.3.3. Для диагностики составных элементов КТМ и КТМ в целом должен использоваться удаленный доступ по сети с ДП, конфигурирование системы должно выполняться как локально, так и удаленно с ДП.
- 9.3.4. 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»).

- 9.3.5. Модули должны быть выполнены в закрытом корпусе, предусматривающем установку на стандартную DIN-рейку.
- 9.3.6. КТМ должны поставляться в виде шкафа с требуемым количеством модулей ввода-вывода дискретных и аналоговых сигналов и интерфейсных модулей.
- 9.3.7. КТМ должен компоноваться аппаратными средствами обеспечивающими измерение параметров окружающей среды.
- 9.3.8. При необходимости модули ввода/вывода должны устанавливаться непосредственно возле источника сигналов на расстоянии до 1200 м от УСПД КТМ.
- 9.3.9. 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.
- 9.3.10. 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.
- 9.3.11. В случае одновременного появления сигналов ТС и ТИ, сигнал ТС должен иметь приоритет в прохождении.
- 9.3.12. КТМ должен обеспечивать синхронизацию встроенного в него источника времени с СОЕВ верхнего уровня.
- 9.3.13. Входные каналы ТС, ТИ и выходные каналы ТУ соответствующих модулей должны иметь гальваническую изоляцию от других цепей и корпуса модуля.
- 9.3.14. Перечень групп контактов каналов ТУ КТМ для команд «ВКЛЮЧИТЬ»/«ОТКЛЮЧИТЬ» уточняется на этапе «Разработка ТЗ на проектирование КТМ объектов»
- 9.3.15. Вероятность появления ошибки телеинформации должна соответствовать первой категории систем телемеханики ГОСТ 26.205-88.
- 9.3.16. КТМ должен обеспечивать протоколирование (регистрацию) изменений состояний ТС, ТУ с сохранением данных в энергонезависимой памяти не менее 5-ти суток.

#### **9.4. Требования к УСПД КТМ**

- 9.4.1. Конструктивно УСПД КТМ должно являться серийно выпускаемым устройством, на момент выполнения ПИР, с необходимым набором внешних интерфейсов для подключения вторичных измерительных преобразователей, устройств управления, сетевого коммуникационного оборудования, устройств РЗА и собственных модулей ТИ, ТС, ТУ.
- 9.4.2. Должно обеспечивать удаленное и локальное конфигурирование.
- 9.4.3. В УСПД КТМ рекомендуется использовать следующие интерфейсы:
- Ethernet (не менее 2-х) – для обмена по протоколу, соответствующему МЭК 60870-5-104;
  - RS-485 - для подключения периферийных модулей ввода/вывода и внешних интеллектуальных микропроцессорных устройств (не менее 2-х портов RS-485 для подключения устройств РЗА);
  - RS-232 - для подключения ПК, ИБП и других устройств, работающих по протоколу МЭК 870-5-101 или других открытых протоколов (по согласованию с Заказчиком);
  - оптические или другие интерфейсы (по согласованию с Заказчиком).
- Необходимый перечень интерфейсов должен быть сформирован на этапе разработки техно-рабочего проекта и согласован с Заказчиком.
- 9.4.4. 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 верхнего уровня;
- шину расширения, обеспечивающую установку интерфейсных плат для организации информационного взаимодействия с ИП, модулями ТИ, ТС, ТУ по интерфейсам RS-485, CAN и др.;
- интерфейсы для подключения внешнего инженерного пульта, ноутбука и т.д.
- аппаратные средства для подключения GPS – приемника точного времени;
- аппаратную реализацию сторожевого таймера (Watch Dog);

9.4.5. 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.

9.4.6. 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
<b><u>Общие технические характеристики УСПД:</u></b>	
• 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	IP51
конструкция	Модульная, расширяемая
системная шина: PC104, PC104+ и др., двоичных разрядов	не менее 16
выходная часть интерфейсов каналов передачи данных (КПД) должна иметь гальваническую изоляцию от общей шины УСПД с напряжением пробоя, не менее, В	1500
• 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 1 категории, через внешний источник питания 220 В→24 В)	от аккумулятора 24В, от сети 1катег. 220В
<b><u>Вычислительные средства УСПД:</u></b>	
Модуль одноплатной микро-ЭВМ (либо идентичный)	
процессор со встроенным арифметическим сопроцессором, охлаждение – конвекционное, двоичных разрядов	не менее 16
оперативное запоминающее устройство (ОЗУ) с объемом памяти, не менее, Мбайт	64
интерфейсы для подключения запоминающих устройств	IDE, и/или SATA, Compact Flash и др.

интерфейсы для подключения внешних устройств	RS-232, CAN, USB, Ethernet и/или др.
Накопители твердотельные (НТ):	
НТ для установки системного и прикладного ПО, не менее, Мбайт	64
НТ для накопления и хранения баз данных с объемом памяти, не менее, Мбайт	64
Интерфейсы для организации КПД между УСПД (ЦППС) 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
<b><u>Характеристики интерфейсов консолей управления, внешних устройств:</u></b>	
Интерфейсы для подключения консоли настройки и приемо-сдаточных испытаний УСПД:	
интерфейс типа RS-232 (консольный)	1
интерфейсы для подключения клавиатуры и «мыши»	2
Интерфейсы для подключения консоли эксплуатационного персонала:	
интерфейс типа USB (для подключения клавиатуры и НТ)	1
<b>Встроенные часы реального времени (таймер) УСПД:</b>	
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.)	$\pm 5$ ( $\pm 30$ )
ход часов реального времени при отключении питания, не менее, ч	10000
Время считывания информации с одного УСПД, не более, с	1,0

### 9.5. Технические требования к ИП

- 9.5.1. ИП должен быть внесен в Государственный реестр средств измерений РФ и иметь Сертификат соответствия требованиям безопасности и электромагнитной совместимости.
- 9.5.2. ИП должен иметь интерфейс RS-485 для передачи данных в АИИСКУЭ и комбинацию интерфейсов, от 1-го до 3-х, из набора RS-485, CAN, Ethernet для передачи информации в систему телемеханики ПС.
- 9.5.3. ИП должен иметь энергонезависимую память для хранения данных и часы реального времени. ИП должен питаться от измерительной цепи напряжения и иметь возможность подключения внешнего резервного питания для считывания данных при отсутствии сигналов в измерительной цепи.
- 9.5.4. ИП должны функционировать в условиях подстанции с высоким уровнем электромагнитных полей.
- 9.5.5. ИП должны обеспечивать возможность визуального контроля измеряемых величин дежурным персоналом ПС по месту установки преобразователя без необходимости подключения дополнительных устройств (измерительных приборов).

9.5.6. 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.

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

Таблица 2.

Требования к техническим характеристикам ИП	
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	0,5
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	45000
Средний срок службы, не менее, лет	8
Межповерочный интервал, не менее, лет	2

## **10.Порядок сдачи и приемки работ**

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

## **11.Общие требования к предоставлению услуг**

Участвующие в закупке услуг должны иметь квалифицированный персонал, технологическую оснастку и опыт работы не менее 2 лет. Подрядчик обязан оказать качественную услугу по проектированию. Если в течение 1 года с момента приемки комплекта проектно – сметной документации в ней выявлены существенные недочёты, то Подрядчик устраняет данные ошибки за свой счет и в сроки, установленные Заказчиком.

### Этапы, состав и сроки выполнения работ

Наименование объектов Филиала ПАО «МРСК Центра» - «Брянскэнерго»:

- объект №1 – ПС 110/6 кВ Мичуринская;

№ п/п	Наименование этапов	Сроки выполнения
1.	Проведение предпроектного обследования объектов	2 дня
2.	Согласование с Заказчиком технических решений (отчет по ППО)	3 дня
3.	Разработка ТЗ на проектирование КТМ объектов	3 дня
4.	Согласование и утверждение ТЗ на проектирование КТМ объекта	3 дня
5.	<p>Разработка технорабочего проекта (ТРП), содержащего в обязательном порядке:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ пояснительную записку, содержащую в себе, в том числе программу обеспечения надежности и расчет надежности;</li> <li>✓ планы размещения оборудования и измерительных преобразователей, кабельных трасс;</li> <li>✓ схемы однолинейные принципиальные подстанций с нанесенными на них точками подключения измерительных преобразователей;</li> <li>✓ схемы подключения измерительных преобразователей к ТТ и ТН, коэффициенты трансформации ТТ и ТН, направления перетоков мощности, соответствующие подключению преобразователей;</li> <li>✓ таблицы соединений и подключений (кроссовые журналы);</li> <li>✓ схемы организации каналов телемеханики;</li> <li>✓ спецификации оборудования и материалов;</li> <li>✓ локальные сметы на оборудование, локальные сметы на монтажные работы, локальные сметы на пусконаладочные работы, сводные сметные расчеты по каждому объекту</li> </ul>	2 недели
6.	Согласование и утверждение ТРП, включая проектно-сметную документацию, в Филиале ПАО «МРСК Центра» - «Брянскэнерго»	5 дней
7.	Выпуск рабочей документации	5 дней



## Объем и номенклатура измеряемой, регистрируемой и передаваемой КТМ ПС информации

(уточняется на этапе проектирования)

Таблица 1

Объект	Количество							
	Присоединений для измерения режимных параметров сети (ИП)	ТС выключателей	ТС разъединителей	ТС замыкателей на «землю»	АПТС	ТУ	ТИ режимов технологического оборудования (давление, температура и т.п.)	ТС общестанционные
ПС Мичуринская 110/6 кВ в т.ч.:							-	4
- присоединения (6 кВ)	7	4	4	4	4	4		
<b>Итого:</b>	<b>7</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>-</b>	<b>4</b>

## Характеристика помещений и оборудования энергообъектов

Таблица 2

Объект	Характеристика помещений и оборудования подстанций для КТМ						
	Наличие помещений для установки оборудования ТМ (имеется/не имеется)	Диапазон температур в помещении установки оборудования ТМ	Необходимость установки контейнера с микроклиматом (требуется/не требуется)	Необходимость установки системы видеонаблюдения и количество видеокамер (не требуется/требуется-количество)	Количество точек обогрева приводов и ИП (не требуется/требуется-количество)	Количество линий управления дежурным освещением (не требуется/требуется-количество)	Наличие и количество АРМ дежурного на Подстанциях (не требуется/требуется-количество)
ПС Мичуринская 110/6 кВ	имеется	от +10С до +40С	Не требуется	Не требуется	Не требуется	Не требуется	Не требуется

## Характеристика каналов связи энергообъектов

(информационно)

Таблица 3

Объект	Типы каналов связи до РДУ/ЦУС/ПО/РЭС (наличие – *, необходимость реализации - **)				
	ВОЛС (осн/рез)	БПШД (осн/рез)	Проводной (осн/рез)	Радиомодем (рез)	ВЧ по ЛЭП (рез)
ПС Мичуринская 110/6 кВ	*	-	-	Рез**	-