

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора по
техническим вопросам – главный
инженер филиала ОАО «МРСК
Юга» – «Волгоградэнерго»



И. Переяслов

2013 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ № 21-ПС на выполнение проектной и рабочей документации

**«Реконструкция ПС 110/6 кВ «Вилейская»
с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы большей
мощности «ПО «Правобережные электрические сети»**

1. Наименование объекта: ПС 110/6кВ «Вилейская».
2. Географическое положение объекта: г. Волгоград, Ворошиловский район.
3. Вид строительства: реконструкция.
4. Основания для проектирования: Инвестиционная программа филиала ОАО «МРСК Юга» - «Волгоградэнерго».
5. Заказчик проекта: ОАО «МРСК Юга» в интересах филиала ОАО «МРСК Юга»-«Волгоградэнерго».
6. Проектная организация: выбирается на конкурентной основе.
7. Генеральная строительная организация: выбирается на конкурентной основе.
8. Срок выдачи проекта: в соответствии с договором на проектирование.
9. Этапы разработки документации:

I этап – обоснование и согласование с Заказчиком основных технических решений по реконструируемому объекту.

II этап – разработка, согласование и экспертиза проектной и рабочей документации.

10. Основные нормативно-технические документы (НТД), определяющие требования к проекту:

- Нормы технологического проектирования ПС переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. СТО 56947007-29.240.10.028-2009, утверждены приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 16.06.2006 № 187 в редакции приказа ОАО «ФСК ЕЭС» от 13.04.2009 № 136;
- ПУЭ (действующее издание), утверждено приказом Минэнерго России от 08.07.2002 №204;
- ПТЭ (действующее издание), утверждены приказом Минэнерго РФ от 19.06.2003 №229;
- Положение о технической политике ОАО «МРСК Юга, утверждено приказом генерального директора ОАО «МРСК Юга» от 30.08.2011 №523;
- постановление Правительства РФ от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»;
- СП 132.13330.2011 «Обеспечение антитеррористической защищенности зданий и сооружений» утв. Приказом Минрегиона РФ от 05.07.2011 N 320;
- Рекомендации по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 - 750 кВ, утвержденных Приказом Минэнерго России от 30 июня 2003 г. N 288;
- ГОСТ Р 21.1101-2009 Система проектной документации для строительства «Основные требования к проектной и рабочей документации»;
- Градостроительный кодекс Российской Федерации от 29.12.2004 N 190-ФЗ (ред. от 30.12.2012) (с изм. и доп., вступающими в силу с 01.01.2013г.);
- Карты климатического районирования Волгоградской области, разработанные филиалом ОАО «ЮИЦЭ» «ЮжВТИ».

11. Основные характеристики объекта строительства:

Показатель	Значение
Номинальные напряжения	110/6 кВ
Конструктивное исполнение ПС и РУ (открытое, закрытое, КТП, КРУЭ и т.д.)	ОРУ-110кВ ЗРУ-6кВ
Тип схемы каждого РУ	ОРУ-110кВ «Две ячейки 110кВ с двумя секционными разъединителями 110кВ» ЗРУ-6кВ Две секции 6кВ
Количество линий, подключаемых к подстанции, по каждому РУ	ВЛ-110кВ – 2шт. ВЛ-6кВ – 12шт.
Количество резервных ячеек по каждому РУ	нет
Количество, тип и мощность силовых	Т-1 – ТМН-16000/110/6

Показатель	Значение
трансформаторов и автотрансформаторов	Т-2 – ТМН-16000/110/6
Тип, количество и мощность средств компенсации реактивной мощности (СКРМ)	нет
Тип, количество и мощность средств компенсации тока замыкания на землю (ДГР)	нет
Вид оперативного тока	переменный
Район по степени загрязненности атмосферы	IV
Сейсмический район	В соответствии со СНиП II-7-81
Вид обслуживания (ОВБ или дежурный персонал)	ОВБ
Возможность расширения	не требуется
Прочие особенности ПС, включая: - требования к эксплуатации, техническому обслуживанию и ремонту; - требования к охране объекта	Определяется проектом

12. В составе разрабатываемой документации обосновать и выполнить:

12.1. Реконструкцией ПС 110/6кВ «Вилейская» с заменой силовых трансформаторов и реконструкцией ОРУ-110кВ и ЗРУ-6кВ.

12.2. На I этапе «Обоснование и согласование с Заказчиком основных технических решений по проектируемому объекту»:

12.2.1. Основные технические решения по проектируемому объекту.

12.2.2. Обследование реальной электромагнитной обстановки подстанции на предмет возможности применения микропроцессорных устройств РЗА.

12.2.3. Выбор и проверку устанавливаемого оборудования на его соответствие токам нагрузки и короткого замыкания для проектируемого объекта на основании расчетов электрических режимов и токов короткого замыкания из Схемы и программы перспективного развития электрической сети 35 кВ и выше филиала ОАО «МРСК Юга» - «Волгоградэнерго» на период 2013-2017 гг. с перспективой до 2022 года, разработанной филиалом ОАО «ЮИЦЭ» - «Волгоградэнергосетьпроект».

12.2.4. Мероприятия по обеспечению допустимости энергетических режимов при реконструкции ПС, в том числе обеспечение электроснабжения подключенных к реконструируемой ПС потребителей.

12.2.5. При разработке основных технических решений, выбор оборудования осуществлять на основании технико-экономического обоснования со сравнением оборудования не менее трех производителей, аттестованных в ОАО «ФСК ЕЭС».

12.2.6. Последовательность и этапы реконструкции, с предложениями по выделению пусковых комплексов с учетом необходимости выполнения работ.

12.2.7. Материалы по I этапу с пояснительной запиской представить Заказчику для последующего рассмотрения и согласования. Материалы должны быть выполнены в объеме, достаточном для использования их в качестве исходных данных ко II этапу проектирования.

12.3. На II этапе «Разработка, согласование и экспертиза проектной и рабочей документации», в соответствии согласованными на I этапе объемами и принципиальными решениями, обосновать и выполнить:

12.3.1. Реконструкцию ОРУ-110 кВ.

12.3.1.1. Замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 16МВА на трансформаторы мощностью 40МВА.

12.3.1.2. Монтаж ограничителей перенапряжений 110кВ с датчиком утечки ДТУ-03 в цепи смонтированных силовых трансформаторов, ограничителей перенапряжений в нейтрали трансформаторов в комплекте с изолирующим основанием и заземляющим ножом.

12.3.1.3. Монтаж дугогасящих реакторов – 2 шт. и фильтров нулевой последовательности – 2 шт.

12.3.1.4. Оснащение устанавливаемого оборудования оперативной блокировкой с интеграцией в существующую схему блокировочных устройств подстанции.

12.3.1.5. Расчет существующих маслопроводов и маслоприемника на прием дополнительного объема трансформаторного масла от устанавливаемых трансформаторов. При необходимости выполнить реконструкцию.

12.3.1.6. Прокладку силовых и контрольных кабелей по территории ПС в кабельных лотках.

12.3.1.7. Предусмотреть АРН трансформаторов Т-1 и Т-2. Пределы регулирования определить при проектировании.

12.3.2. Реконструкцию ЗРУ-6 кВ.

12.3.2.1. Организацию дополнительных секций 6кВ с вакуумными выключателями.

12.3.2.2. На отходящих присоединениях и секционных выключателях предусмотреть трех керновые ТТ класса точности не ниже 0,5S/0,5/10P, а на вводах – четырех керновые ТТ с классом точности не ниже 0,5S/0,5/10P/10P.

12.3.2.3. Установку герметизированной аккумуляторной батареи.

12.3.2.4. Реконструкция ОПУ с заменой панелей РЗА, щита собственных нужд, щита постоянного тока.

12.3.2.5. Определить необходимость установки на ПС 110/6 кВ «Вилейская» токоограничивающих реакторов. При наличии необходимости выполнить установку токоограничивающих реакторов.

12.3.3. Раздел релейная защита и автоматика.

12.3.3.1. В качестве источника оперативного тока РЗА на ПС предусмотреть устройство бесперебойного питания, подключённое к двум разным ТСН.

12.3.3.2. В качестве релейной защиты и АРН силовых трансформаторов, автоматики элегазовых выключателей, релейной защиты и автоматики ячеек 6 кВ применить микропроцессорные устройства.

12.3.3.3. Предусмотреть организацию нижнего уровня АСУТП с возможностью удалённого доступа к терминалам.

12.3.3.4. Рассмотреть возможность выполнения телемеханизации с использованием терминалов РЗА (без использования датчиков АЕТ).

12.3.3.5. Предусмотреть на основе микропроцессорных терминалов РЗА:

- дуговую защиту оборудования КРУ-6 кВ;
- логическую защиту шин;
- УРОВ выключателей 6 кВ;
- АЧР на отходящих фидерах;
- автоматическое ускорение защит выключателей при их включении;
- селективную защиту от замыкания на землю в сети 6 кВ с действием на сигнал.

12.3.3.6. Предусмотреть ЗМН вводов 6 кВ силовых трансформаторов и АВР секционных выключателей 6 кВ.

12.3.3.7. Предусмотреть АВР собственных нужд.

12.3.3.8. Определить техническую возможность и, при наличии таковой, предусмотреть проектом резервирование отказа выключателей 110 кВ трансформаторов, а также дальнейшее резервирование отключения КЗ за силовыми трансформаторами со стороны питающих подстанций.

12.3.3.9. В ячейках 6 кВ установить пломбируемые спецклеммники для подключения приборов учёта к цепям тока и напряжения.

12.3.3.10. Выполнить расчёт уставок автоматов на щите собственных нужд.

12.3.3.11. Выполнить расчёты по проверке силовых кабелей на не возгорание при воздействии токов К.З.

12.3.4. Раздел организация связи и телемеханики.

12.3.4.1. Выполнить телемеханизацию подстанции 110/6 кВ «Вилейская» в объеме ТС/ТИ/ТУ. Объемы ТС/ТИ/ТУ согласовать с ПО «Правобережные электрические сети» и ЦУС «Волгоградэнерго». Схема сбора и передачи телеинформации должна предусматривать ретрансляцию ТМ с ПС «Вилейская» на ДП ПЭС и ЦУС «Волгоградэнерго».

Перечень сигналов (ТС, ТИ, ТУ), собираемых в устройство телемеханики (контролируемый пункт), представить в виде таблицы, которая должна содержать:

- название присоединения;
- вид (тип) измеряемых и регистрируемых параметров;
- источник информации;
- получатели информации.

Типовой состав телеизмерений должен включать:

- величины действующих значений напряжений на шинах и секциях шин;
- величины токов и перетоков активной и реактивной мощности отдельно по каждой ЛЭП 110 кВ;
- величины токов по каждой ЛЭП 6 кВ;
- величины токов, активной и реактивной мощности отдельно по каждому трансформатору 110 кВ (со стороны обмоток высшего и низшего напряжений);
- измерения номера положения анцапф РПН трансформаторов, установленных на подстанции;
- температуру наружного воздуха (t°);
- величины реактивных мощностей компенсирующих устройств (при их наличии).

Типовой состав телесигнализации должен включать:

- телесигнализацию положения выключателей присоединений подстанции;
- телесигнализацию разъединителей в схеме 110 кВ (ЛР, ШР, РР, ОД и их ЗН) и в цепях телеуправляемых выключателей (ЛР, ШР, ЗН) при наличии технических возможностей;
- отдельные сигналы «контроль напряжения на шинах С.Н.»;
- отдельные сигналы «контроль земли на шинах 6 кВ»;
- отдельный сигнал «общий сигнал охранной сигнализации»;
- аварийно-предупредительную телесигнализацию (АПТС), содержащую общие предупредительные и аварийные сигналы о возникновении ненормальных ситуаций;
- сигнализацию пропадания напряжения питания оборудования связи и телемеханики.

12.3.4.2. Требования к системе сбора и передачи телеинформации:

Требования к измерительным трансформаторам:

- Измерительные трансформаторы, используемые в системе телемеханики, должны иметь измерительные керны класса точности не хуже 1 (при замене - не хуже 0,5).
- Во всех эксплуатационных режимах необходимо не допускать перегрузки измерительных трансформаторов с учетом всех подключенных к ним измерительных устройств.

Требования к измерительным преобразователям:

- Для измерения электрических величин в системе должны использоваться многофункциональные измерительные приборы (МИП) с цифровыми интерфейсами RS-485 типа АЕТ (или аналогичные).
- Все используемые в составе ССПИ средства измерений должны быть внесены в Государственный реестр средств измерений и иметь действующее свидетельство о поверке.

Для обеспечения своевременной калибровки должен быть предусмотрен обменный фонд измерительных преобразователей.

12.3.4.3. Требования к устройствам телемеханики:

В качестве оборудования контролируемого пункта (КП) телемеханики применить аппаратуру типа «Компас ТМ 2.0». КП должно иметь в составе модуль приемника точного времени GPS или ГЛОНАСС.

Поддерживаемые протоколы обмена: ГОСТ Р МЭК 60870-5-101/104.

Порты связи Ethernet и RS-232/422/485 на протяженных линиях должны иметь защиту от перенапряжения (грозозащиту).

12.3.4.4. Выполнить реконструкцию системы связи.

Подсистема связи должна обеспечивать надежную передачу следующих видов информации между подстанцией и пунктами управления:

- телеинформация (оперативные данные);
- технологическая информация (неоперативные данные);
- голосовая информация.

По каждому направлению обмена информацией должно быть организовано два физических канала: основной и резервный. Для снижения вероятности одновременного повреждения основной и резервный каналы должны проходить по разным трассам.

Коэффициент готовности направления обмена информацией должен быть не ниже 0,999.

Полоса пропускания каждого из физических каналов должна обеспечивать следующие задачи:

- телефонная связь оперативно-диспетчерского персонала;
- производственно-технологическая телефонная связь;
- передача телеинформации со скоростью обмена не ниже 9600 бит/с;
- мониторинг и управление микропроцессорными устройствами РЗА.

Диспетчерскому персоналу должно быть предоставлено в работу два прямых канала (основной и резервный).

Допускается совместное использование диспетчерских каналов связи для диспетчерской и производственно-технологической связи с

обеспечением диспетчеру возможности разъединения и приоритетного занятия канала связи.

12.3.4.5. Требования к источникам питания системы связи и телемеханики.

Бесперебойное питание устройств телемеханики и связи должно быть обеспечено с помощью источников бесперебойного питания «On-Line», типа Eaton Powerware.

Автономность работы от источников бесперебойного питания – не менее 2х часов.

Реле-повторители в схемах ТС и преобразователи в схемах ТИ на подстанции должны быть запитаны от гарантированного источника и не зависеть от ремонтных режимов в схемах РЗА и С.Н.

12.3.4.6. Требования к размещению оборудования связи и телемеханики.

Все оборудование телемеханики, связи и ИБП должно размещаться в запираемых напольных или настенных шкафах. Конструкция шкафов и кабельные вводы должны иметь защиту от проникновения грызунов.

12.3.4.7. Предусмотреть (при необходимости) реконструкцию существующего на ДП ПЭС диспетчерского мозаичного щита ЩД-7 для отображения дополнительных сигналов.

12.3.4.8. Выполнить телеуправление отходящих фидеров ПС 110/6 кВ «Вилейская», которое должно обеспечивать дистанционное отключение потребителей с пункта управления сетями ПО ПЭС при вводе графиков временных отключений.

12.3.5. Требования к учету электроэнергии.

12.3.5.1. Учет электроэнергии и мероприятия по метрологическому обеспечению средств измерения выполнить в соответствии с приложениями к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и приложениями к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка утверждено «14» июля 2006 года (Протокол № 96 заседания Наблюдательного совета НП «АТС»), Типовой инструкцией по учету электроэнергии (РД 34.09.101-94 Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении" (утв. Минтопэнерго РФ 02.09.1994) (ред. от 22.09.1998, с изм. от 13.11.2010), ГОСТ 1983-2001. Трансформаторы напряжения. Общие технические требования», ГОСТ 7746-2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия», с учетом программных и технических решений построения АИИС КУЭ/АИИС ТУЭ, реализованных в соответствии с целевой программой создания АИИС КУЭ ЕНЭС, либо со стратегией создания/модернизации систем учета на розничном рынке электроэнергии в сетях РСК, требованиями приказа Министерства энергетики РФ от 22 марта 2011 года № 86 «Об утверждении Методических рекомендаций по техническим характеристикам систем и проборов учета электрической энергии на основе технологий интеллектуального учета».

12.3.5.2. В сводном сметном расчете предусмотреть затраты на внесение МВИ в Федеральный реестр МВИ; проведение испытаний с целью утверждения единичного типа средств измерений (при модернизации: проведение испытаний с целью утверждения единичного типа средств измерений в части реконструируемых и новых (вводимых) каналов измерения) и внесение АИИС КУЭ в Федеральный реестр средств измерений; проведение процедуры установления соответствия АИИС КУЭ техническим требованиям ОРЭ с присвоением коэффициента класса качества.

12.3.5.3. Метрологическое обеспечение АИИС УЭ выполнить в соответствии с ГОСТ Р 8.596-2002 «Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

12.3.5.4. В составе проекта обосновать и выполнить требования к измерительным преобразователям, управления и регистрации:

- характеристика входных сигналов;
- характеристика выходных сигналов;
- функциональность;
- класс точности;
- интерфейсы и протоколы.

12.3.5.5. Рассчитать баланс электроэнергии по подстанции и отдельно по шинам всех классов напряжений, выполнить сравнение с допустимыми значениями небаланса, а также контроль достоверности передаваемых/получаемых данных. На реконструируемых присоединениях предусмотреть установку (замену) многофункциональных электронных счетчиков электроэнергии с классом точности не ниже 0,5S (на межсистемных линиях – 0,2S).

12.3.5.6. Решения по метрологическому контролю, которые выполнить отдельным томом.

12.3.6. Строительные решения на основе современных строительных решений для монтажа оборудования.

12.3.7. Объем пусконаладочных работ.

12.3.8. Инженерно-геологические и инженерно-геодезические изыскания в объеме, необходимом для проектирования, с оформлением отчета отдельным томом.

12.3.9. Оценка воздействия на окружающую среду (ОВОС). Раздел «Охрана окружающей среды» оформить отдельным томом.

12.3.10. Противопожарные мероприятия в соответствии с действующими отраслевыми правилами пожарной безопасности для объектов электросетевого хозяйства.

12.3.11. Охранные мероприятия в соответствии с требованиями Федерального закона №256-ФЗ от 21.07.2011г. «О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса», Постановления Правительства Российской Федерации от 05.05.2012 г. № 458 «Об утверждении Правил по обеспечению безопасности и антитеррористической защищенности объектов

топливно-энергетического комплекса» и других действующих нормативных документов.

12.3.12. Проект организации строительства (ПОС) с определением сроков выполнения строительно-монтажных работ, включая график поставки и схему транспортировки оборудования и т.д.

12.3.13. Сметную документацию.

Сметную стоимость строительства приводить в трех уровнях цен: в базисном по состоянию на 01.01.2000 г., 4 кв. 2010 г. и текущем, сложившемся ко времени составления смет:

1) Сводный сметный расчет стоимости строительства в текущем уровне цен (под «текущим уровнем цен» понимается уровень цен, соответствующий последнему выпущенному уполномоченным на то региональным центром ценообразования либо иным органом ежеквартальному сборнику текущих цен для региона, где находится объект проектирования);

2) Сводный сметный расчет стоимости строительства в уровне цен базиса 2001 г. с пересчетом в уровень цен по состоянию на 4 квартал 2010 года с использованием отдельного индекса по статьям затрат. Базисная сметная стоимость для составления расчета получается путем обратного пересчета стоимости статей затрат по локальным сметным расчетам в текущем уровне цен (см. 1) в уровень цен базиса 2001 г. путем деления на соответствующий кварталу составления сметной документации в текущем уровне цен индекс сметной стоимости по указанной статье затрат. Далее полученная сметная стоимость в базисе 2001 года приводится в уровень цен по состоянию на 4 квартал 2010 года с применением отдельных индексов пересчета сметной стоимости по статьям затрат. Для оптимизации составления и использования данного Сводного сметного расчета стоимости строительства допускается изменение установленной формы в части замены граф 4-5 следующими графами: «ОЗП» (основная заработная плата), «ЭММ» (эксплуатация машин и механизмов), «Материалы», «НР» (накладные расходы) и «СП» (сметная прибыль); графы «Оборудование» и «Прочие» остаются без изменений.

Сметную документацию выполнить с применением сметно-нормативной базы региона в редакции 2009 г., либо иной, действующей на момент заключения договора подряда, в соответствии с МДС 81-35.2004 «Методика определения стоимости строительной продукции на территории РФ» и иными действующими на момент заключения договора нормативными актами министерств и ведомств РФ. Локальные сметы выполнить ресурсным методом в текущем уровне цен, соответствующем последнему выпущенному уполномоченным на то региональным центром ценообразования либо иным органом ежеквартальному сборнику текущих цен для региона, где находится объект проектирования.

Определение стоимости материалов, изделий, конструкций и оборудования по всем основным ценообразующим позициям (в том числе: линейный и станционный железобетон, металлические конструкции для железобетонных опор, конструкции стальных опор, кабель, провод, трос, линейно-сцепная арматура и изоляция, оборудование) рекомендуется

производить на основании прайс-листов, коммерческих предложений и иных способов объявления публичной оферты, согласованных в части стоимости со службой ОМТО Заказчика. Данные материалы выпускаются отдельным томом ПСД и служат его неотъемлемой частью. Стоимость материалов, не учтенных ценами сборников, учесть отдельным разделом. Стоимость оборудования учитывать отдельным разделом смет либо отдельным локальным сметным расчетом.

Для формирования расчета в уровне цен по состоянию на 4 квартал 2010 года рекомендуем применять соответствующий индекс к стоимости оборудования, установленный Минрегионразвития на 4 кв. 2010 года (письмо Минрегиона России от 18.11.2010 г. № 39160-КК/08), и индексы к СМР по статьям затрат, установленные уполномоченным на то региональным центром ценообразования на 4 кв. 2010 года. Пересчет в базисный уровень цен выполнить с применением отдельных индексов по статьям затрат, разработанных Региональными центрами по ценообразованию в строительстве, и Минрегионом РФ (в части индексации стоимости оборудования, прочих затрат, проектно-изыскательских работ) либо иными уполномоченными организациями. Для пуско-наладочных работ «вхолостую» принять индекс на заработную плату (фонд оплаты труда) на соответствующий квартал.

При выполнении корректировки проект следует переработать с учетом освоенных объемов капитальных вложений (на дату начала корректировки) по ранее утвержденному проекту.

Сводный сметный расчет выполнить с разделением затрат по собственникам объектов электросетевого хозяйства (при необходимости).

В Сводном сметном расчете учесть следующие затраты:

- на подготовку территории строительства (в т.ч. обрезка деревьев, вырубка просеки) и благоустройство (разборка и восстановление существующих покрытий, устройство новых покрытий (при необходимости), устройство ограждений с применением защитных барьеров «Егоза» либо замена существующих ограждений (при необходимости);

- на проведение работ по межеванию, предоставлению, постановке на государственный кадастровый учет земельных участков для эксплуатации объекта после завершения строительства, перевода земель в категорию «земли промышленности», по составлению проекта рекультивации земель (при необходимости);

- на строительство временных зданий и сооружений в соответствии с ГСН81-05-01-2001 либо иным действующим нормативным актом на момент выдачи ПСД на прохождение внутриведомственной экспертизы Заказчика;

- на зимнее удорожание при производстве строительных и иных работ в соответствии с ГСН81-05-02-2007 либо иным действующим нормативным актом на момент выдачи ПСД на прохождение внутриведомственной экспертизы Заказчика;

- на страхование СМР в соответствии с действующим законодательством от полной (проектной) стоимости работ;

- на премирование за ввод в действие;

- командировочные расходы;

- перевозку работников, перемещение механизмов к месту ночной стоянки (при обосновании ПОС);

- на пусконаладочные работы «вхолостую»;

- на содержание службы технического надзора Заказчика в размере, предусмотренном Постановлением Правительства РФ 21-06-2010 № 468 «О строительном контроле» либо иным действующим нормативным актом на момент выдачи ПСД на прохождение внутриведомственной экспертизы Заказчика;

- на содержание дирекции в размере, предусмотренном действующими нормативными актами на момент выдачи ПСД на прохождение внутриведомственной экспертизы Заказчика;

- на проведение торгов в размере, предусмотренном действующими нормативными актами на момент выдачи ПСД на прохождение внутриведомственной экспертизы Заказчика;

- на проектные, изыскательские работы, проведение необходимых согласований, авторский надзор (в соответствии с заключаемым договором подряда);

- на прохождение вневедомственной государственной (негосударственной) экспертизы в размере, предусмотренном действующими нормативными актами на момент выдачи ПСД на прохождение внутриведомственной экспертизы Заказчика;

- на непредвиденные работы и затраты в размере, предусмотренном МДС 81-35.2004 либо иным действующим нормативным актом на момент выдачи ПСД на прохождение внутриведомственной экспертизы Заказчика.

Отдельными локальными сметными расчетами предусмотреть затраты на демонтаж существующего оборудования, конструкций, сооружений (при необходимости). Выполнить расчет возвратных сумм от демонтажа оборудования и материалов, устройства временных зданий и сооружений.

Транспортировку оборудования (в том числе крупногабаритного), строительных конструкций, материалов, кабельной продукции, сцепной арматуры и изоляции в локальных сметных расчетах учитывать от ближайшей станции разгрузки до приобъектного склада на основании разработанной схемы перевозки либо данных ПОС.

13. Особые условия.

13.1. Все технические решения, принятые в проекте должны соответствовать действующему законодательству РФ, «Положению о технической политике ОАО «МРСК Юга» и действующей нормативно-технической документации.

13.2. Состав проекта и технические решения выполнить в полном соответствии с требованиями ГОСТ 21.1101-2009 «Основные требования к проектной и рабочей документации», МДС 81-35.2004 «Методика определения стоимости строительной продукции на территории РФ», постановления Правительства РФ № 87 от 16.02.2008 г. «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».

13.3. Реконструкция ведется в условиях действующей подстанции, вблизи оборудования, находящегося под высоким напряжением и т.п. Определить порядок оборудования с минимальным перерывом электроснабжения.

13.4. Основные технические решения, в том числе спецификации оборудования и опросные листы на оборудование согласовать с филиалом ОАО «МРСК - Юга» - «Волгоградэнерго».

13.5. Форма опросных листов на оборудование и материалы должна соответствовать утвержденной форме филиала ОАО «МРСК Юга».

13.6. Проектная организация получает все необходимые согласования и заключения с надзорными организациями, организациями и физическими лицами, интересы которых затрагиваются при реализации проекта.

13.7. Копии всех согласований представить в составе проекта, при необходимости, оформить отдельным томом.

13.8. Проектная организация получает положительное заключение негосударственной экспертизы проектно-сметной документации.

13.9. Материалы в соответствии с техническим заданием в полном объеме представить на рассмотрение и согласование в филиал ОАО «МРСК Юга» - «Волгоградэнерго» для последующего прохождения внутриведомственной экспертизы и утверждения. Получить положительное заключение внутриведомственной экспертизы филиала ОАО «МРСК Юга» - «Волгоградэнерго».

13.10. Документацию по проекту в полном объеме представить заказчику в 4-х экземплярах на бумажном носителе и в 2-х экземплярах в электронном виде на CD, при этом текстовую и графическую информацию представить с подписями в формате AcrobatReader (.pdf) и в редактируемом виде в стандартных форматах приложений MS Office, спецификацию на поставку оборудования и материалов в формате MS Excel, сметную документацию в формате ПК «Гранд-Смета» (.gsf и XML) и MS Excel.

13.11. Документация предоставляется заказчику нарочно. Корректировка проекта, в рамках технического задания, производится проектировщиком безвозмездно, по результатам внутриведомственной экспертизы в течение 5-ти календарных дней, до полного утверждения документации.

13.12. Разработанная проектно-сметная документация является собственностью заказчика, и передача ее третьим лицам без его согласия запрещается.

13.13. В проекте отдельной строкой необходимо указать наименование реконструируемого объекта в соответствие Свидетельству о государственной регистрации права собственности, а именно: «Сооружение ОРУ (открытое распределительное устройство)-110/6кВ подстанция 110/6кВ Вилейская» и «Здание ЗРУ подстанции 110/6кВ «Вилейская».

14. Выделение пусковых комплексов: определить проектом.

15. Начало строительства объекта в соответствии с договором на строительство.

16. Исходные данные для разработки проекта.

16.1. Перечень исходных данных, сроки подготовки и передачи их Заказчиком проектной организации определяются договором на разработку проекта и календарным графиком с учетом рекомендаций постановления

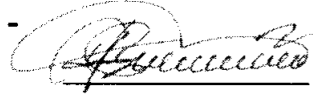
Правительства Российской Федерации от 16 февраля 2008 г. № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».

**Лист согласования технического задания №
на выполнение проектной и рабочей документации**

**«Реконструкция ПС 110/6 кВ «Вилейская»
с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы большей
мощности «ПО «Правобережные электрические сети»**

Главный инженер

ПО «Правобережные электрические
сети» филиала ОАО «МРСК Юга» -
«Волгоградэнерго»

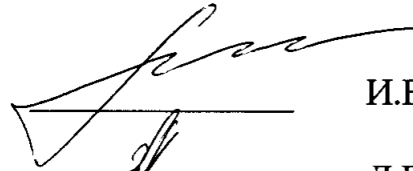


Д.А.Быкадоров

Согласовано:

филиал ОАО «МРСК Юга» - «Волгоградэнерго»

Начальник службы технического
развития



И.В. Малицын

Начальник службы измерений и
контроля качества электроэнергии



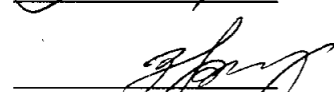
Л.В. Лукьянов

Начальник центра управления
сетями



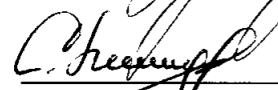
М.В. Башков

Начальник управления
высоковольтных сетей



В.А. Забазнов

Начальник центра связи и
информационных технологий



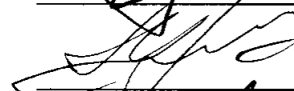
А.А. Таскаев

Начальник управления капитального
строительства



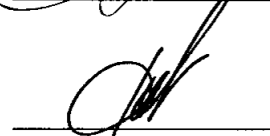
И.В. Бочарников

Зам. начальника управления
безопасности



Н.Г. Акимов

Начальник управления
перспективного развития и
технологического присоединения



С.В. Рыжков

Волгоградское РДУ

Первый заместитель директора –
главный диспетчер

не предусм.
(ишем ВРДУ
от 23.05.13г.

А.В. Николаев

№ Р17-8-VI-19-916)




Наз. СПЗД КЧС
Всех Рубцов О.С.
15.05.13.



Согласовано в части п. 7.1.1. СП ИСЭ 80380011-ИД/Р-5300 038-2012