

29,101

Приложение №1  
к заявке № 435  
от 10.12.2012 г.  
"Утверждаю"

Заместитель директора  
по техническим вопросам –  
главный инженер филиала  
ОАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго»  
А. Н. Марченко  
" " 20\_\_ г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

на проведение конкурса по выбору подрядчика на выполнение техперевооружения ПС 110 кВ  
№20 Северная ПС 110 кВ №9 СХИ под «КЛЮЧ»  
для технологического присоединения жилого комплекса ООО «Партнер»

1. Общие положения

1.1. Выполнить проект техперевооружения ПС 110 кВ №20 Северная, ПС 110 кВ №9 СХИ.

1.2. Выполнить согласование проекта в надзорных органах.

1.3. Выполнить техперевооружение ПС 110 кВ №20 Северная, ПС 110 кВ №9 СХИ.

1.4. Техперевооружение ПС 110 кВ №20 Северная, ПС 110 кВ №9 СХИ должно производиться в полном соответствии с проектом согласованным представителями «МРСК Центра» - «Воронежэнерго».

1.5. Подрядчик определяется на основании проведения конкурса на выполнение данного вида работ.

1.6. Две новых линейных ячейки 10 кВ с вакуумными выключателями, трансформаторами тока, микропроцессорными защитами с блоками питания, устройствами ТМ и связи, счетчиками АИИСКУЭ, 2 комплекта ОПН 10 кВ, строительные материалы, кабельно-проводниковая продукция и все остальное оборудование поставляются Подрядчиком согласно проектным спецификациям, ГОСТ и ТУ.

1.7. Все условия работ определяются и регулируются на основе договора заключенного Заказчиком с победителем конкурса.

1.8. Участвующие в конкурсе должны иметь право допуска на данный вид деятельности в соответствии с действующим законодательством РФ и Уставом СРО, а так же опыт строительно-монтажных и проектных работ аналогичных объектов не менее 5 лет.

1.9. Строительно-монтажные работы производимые организацией должны быть застрахованы.

1.10. Техперевооружение ПС 110 кВ №20 Северная производится на территории расположенной в:

Область	Район	Город (село, деревня)	Адрес
Воронежская	Центральный район	г. Воронеж	ул. Транспортная, 56а

1.11. Техперевооружение ПС 110 кВ №9 СХИ производится на территории расположенной в:

Область	Район	Город (село, деревня)	Адрес
Воронежская	Центральный район	г. Воронеж	ул. Дарвина, 1а

**2. Обоснование для техперевооружения:**

- договор на технологическое присоединение №40525636 от 31.08.2012г.

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

- постановление правительства Российской Федерации № 87 от 16 февраля 2008 г. «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»;
- техническая политика ОАО «МРСК Центра», утвержденная приказом ОАО «МРСК Центра» № 227 от 16.08.2010 г.
- положение о технической политике в области IT технологий, утвержденные приказом ОАО «МРСК Центра»;
- типовые требования к корпоративному стилю оформления объектов и техники производственного назначения, принадлежащих ОАО «МРСК Центра», утвержденные приказом ОАО «МРСК Центра»;
- ПУЭ (действующее издание);
- ПТЭ (действующее издание).

**4. Основные нормативно-технические документы (НТД), определяющие требования к производству работ:**

- СНиП 12-01-2004 «Организация строительного производства»;
- СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве», часть 1 «Общие требования»;
- СНиП 12-04-2002 «Безопасность труда в строительстве», часть 2 «Строительное производство»;
- ГОСТ 12.3.032-84 ССТБ «Работы электромонтажные. Общие требования безопасности»;
- типовые требования к корпоративному стилю оформления объектов и техники производственного назначения, принадлежащих ОАО «МРСК Центра», утвержденные приказом ОАО «МРСК Центра»;
- ПУЭ (действующее издание);
- ПТЭ (действующее издание).

**5. Стадийность проведения работ**

Работы выполняются в соответствии с настоящим техническим заданием в 5 этапов:

- проведение изыскательских работ на месте техперевооружения;
- разработка проектной и рабочей (при необходимости) документации;
- согласование проектно-сметной документации в надзорных органах;
- подготовительные работы;
- строительно-монтажные работы.

**6. Основные характеристики техперевооружаемых ПС:**

6.1. ПС 110 кВ №20 Северная:

КРУН 10 кВ: две секции шин (1-2 с.ш.)

**1 с.ш.**

Наименование ячейки	Значение, шт.	Примечание (тип ячейки )
Вводная	1	К-37
ТН	1	К-37
ТСН	1	К-37
СВ	1	К-37
ДГК	1	К-37
Линейная (КЛ-10-1,5,6)	3	К-37
Линейная (КЛ-10-3)	1	К-59

**2 с.ш.**

Наименование ячейки	Значение, шт.	Примечание (тип ячейки )
Вводная	1	К-37
ТН	1	К-37
ТСН	1	К-37
СР	1	К-37
Линейная (КЛ-10-7,8,9)	3	К-37
Линейная (КЛ-10-10)	1	К-59

6.2. ПС 110 кВ №9 СХИ

РУ 10 кВ: две секции шин (1-2 с.ш.)

**1 с.ш.**

Наименование ячейки	Значение, шт.	Примечание (тип ячейки )
Вводная	1	КРУ СЭЩ 70
ТН	1	КРУ СЭЩ 70
СВ	1	КРУ СЭЩ 70
Линейная	1	КРУ СЭЩ 70

**2 с.ш.**

Наименование ячейки	Значение, шт.	Примечание (тип ячейки )
Вводная	1	КРУ СЭЩ 70
ТН	1	КРУ СЭЩ 70
СР	1	КРУ СЭЩ 70
Линейная	1	КРУ СЭЩ 70

**7. Объем работ включаемых в проект**

7.1. На 1 секции шин 10 кВ ПС 110 кВ №20 Северная выполнить установку новой линейной ячейки 10 кВ с вакуумным выключателем, комплектом ОПН 10 кВ, с блоками управления, микропроцессорной защитой, с блоком питания и защитой от дуговых замыканий с оптоволоконными датчиками дуги, совместимыми с существующей. Предусмотреть пристыковку новой ячейки к существующим без переходных шкафов.

7.2. Определить проектом секцию шин необходимую для установки новой ячейки 10 кВ на ПС 110 кВ №9 СХИ.

7.3. На определенной в п.7.2 секции шин 10 кВ ПС 110 кВ №9 СХИ выполнить установку новой линейной ячейки 10 кВ с вакуумным выключателем, комплектом ОПН 10 кВ, с блоками управления, микропроцессорной защитой, с блоком питания и защитой от дуговых замыканий с оптоволоконными датчиками дуги, совместимыми с существующей. Предусмотреть пристыковку новой ячейки к существующим без переходных шкафов

7.4. Установку в новых линейных ячейках 10 кВ на ПС 110 кВ №20 Северная и ПС 110 кВ №9 СХИ электронных счетчиков, классом точности не хуже 0.2S для АСКУЭ с выдачей информации о расходе активной и реактивной электроэнергии (мощности) в АИИСКУЭ филиала ОАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго».

7.5. Установку в новых линейных ячейках 10 кВ на ПС 110 кВ №20 Северная и ПС 110 кВ №9 СХИ трансформаторов тока классом точности не хуже 0.2S, с необходимым количеством вторичных обмоток, обеспечивающих независимое подключение цепей релейной защиты, учета, автоматики и измерений. Произвести расчет по загрузке вторичной обмотки трансформаторов тока в новой ячейке (установку трансформаторов тока запроектировать с учетом этого расчета).

7.6. Установка измерительных приборов класса точности не хуже 0,5 новых линейных ячейках 10 кВ на ПС 110 кВ №20 Северная, ПС 110 кВ №9 СХИ.

7.7. Предусмотреть строительную часть под новые ячейки на ПС 110 кВ №20 Северная, ПС 110 кВ №9 СХИ.

7.8. Телемеханизацию новых ячеек на ПС 110 кВ №20 Северная и 110 кВ №9 СХИ выполнить на базе существующего комплекса телемеханики. при необходимости доукомплектовав их необходимым оборудованием.

7.9. Конструктивные решения (установочные чертежи) в соответствии с видами выбранного электрооборудования.

7.10. Технические решения по релейной защите (РЗА), с использованием микропроцессорных устройств для **новых линейных ячеек 10 кВ** на ПС 110 кВ №20 Северная и ПС 110 кВ №9 СХИ:

- схема размещения устройств релейной защиты;
- схемы организации РЗ и ПА;
- выбор необходимых защит и предварительный расчет параметров настройки устройств РЗА;
- установка цифровых измерительных преобразователей с функцией обработки информации непосредственно от измерительных трансформаторов;
- схема распределения по трансформаторам тока устройств РЗА, ПА, автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ), автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУ ТП);
- схема организации цепей переменного напряжения;
- структурно-функциональные схемы устройств РЗА присоединений с указанием: входных цепей; выходных цепей; переключающих устройств (испытательных блоков, переключателей и т.п.), необходимых для оперативного ввода/вывода из работы устройств РЗА и отдельных функций и цепей; сигналов, отображаемых с помощью светодиодов и передаваемых в ТМ;
- предусмотреть АЧР-ЧАПВ по 10 кВ на базе микропроцессорных терминалов с действием на отключение;



- перечень всех функций РЗА защищаемого элемента сети (линия), необходимых на данном объекте, анализ реализации выбранных функций на оборудовании разных производителей;
- обоснование (расчеты) требуемых номинальных первичных и вторичных токов трансформаторов тока, а также величин мощности вторичных обмоток трансформаторов тока и напряжения (на основании обосновывающих расчетов с учетом видов устройств РЗА, их потребления, ориентировочных длин кабелей, значений токов КЗ и допустимой погрешности для каждого вида защит в месте их установки, в других точках сети и т.п.);
- ориентировочный расчет параметров срабатывания устройств РЗА для подтверждения принципов выполнения и уточнения количественного состава защит.

7.11. Схема организации передачи сигналов РЗ и ПА запроектировать на базе существующих.

7.12. Мероприятия по предотвращению импульсных помех, обеспечению электромагнитной совместимости.

7.13. Раздел «Компенсация реактивной мощности». В разделе определить необходимость, вид, количество, номинальные данные и места подключения устройств компенсации реактивной мощности. Устройства компенсации реактивной мощности должны обеспечивать степень компенсации реактивной мощности в точках присоединения не выше 0,4 ( $\text{tg } \varphi \leq 0,4$ ).

7.14. Раздел «Обеспечение нормативных требований к качеству электроэнергии». В разделе определить комплекс технических мероприятий, в том числе установку фильтрокомпенсирующих устройств, исключающих ухудшение качества электроэнергии (по уровням высших гармоник, несимметрии и колебаниям напряжений) в энергорайоне вследствие подключения электроустановок Заказчика до уровней, соответствующих требованиям ГОСТ 13109-97 во всех нормальных, а также наиболее вероятных ремонтных и послеаварийных режимах работы прилегающих сетей.

7.15. Раздел «Расчет электрических режимов в прилегающей к ПС 110 кВ №20 Северная, ПС 110 кВ №9 СХИ электрической сети 10 кВ для нормальной, ремонтных и послеаварийных схем», в том числе необходимость компенсации емкостных токов замыкания на землю. В случае превышения расчетными величинами допустимых параметров электрической сети предусмотреть усиление соответствующей сети, а также замену оборудования и устройств вне зависимости от принадлежности.

7.16. Раздел «Расчет токов КЗ на шинах ПС 110 кВ №20 Северная, ПС 110 кВ №9 СХИ и в прилегающей электрической сети 10 кВ». При необходимости определить перечень мероприятий по ограничению токов короткого замыкания. Провести выбор устанавливаемого оборудования, проверку существующего оборудования на соответствие его токам КЗ с определением необходимости его замены при недостаточной отключающей способности.

7.17. Раздел «Телемеханика и связь»:

Телемеханизацию вновь вводимого и реконструируемого оборудования на ПС 110 кВ №20 Северная, ПС 110 кВ №9 СХИ выполнить в следующем объеме:

**телесигнализация**

- положение выключателей 10 кВ
- сигналы работы защит выключателей 10 кВ
- сигналы аварийного отключения выключателей 10 кВ
- работа АПВ 10 кВ

#### **телеизмерение**

- токи на отходящих линиях;

#### **телеуправление**

- выключатели 10 кВ.

Методы передачи телеинформации должны соответствовать ГОСТ Р МЭК 60870-5-101, т.е. система сбора телеинформации энергообъекта должна обеспечивать возможность спорадической, циклической, периодической и фоновой передачи телеинформации, а также передачу по запросу:

- по каждой точке измерения должна быть обеспечена возможность измерения и передачи значений частоты, напряжения (фазное и линейное), тока, активной и реактивной мощности по каждой фазе и суммарной величины;
- передаваемая телеинформация должна содержать метки единого астрономического времени;
- в тракте телеинформации должны использоваться многофункциональные измерительные преобразователи с классом точности не хуже 0,5, подключаемые к кернам измерительных трансформаторов класса точности не хуже 0,5;
- суммарное время на измерение и передачу телеинформации (телеизмерений, телесигнализации) с ПС 110 кВ №20 Северная, ПС 110 кВ №9 СХИ в ЦУС Филиала ОАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго» должно находиться в пределах одной (1) секунды;
- протокол передачи телеинформации должен соответствовать ГОСТ Р МЭК 60870-5-104.

7.18. Сметную стоимость техперевооружения, рассчитанную в двух уровнях цен: в базисном по состоянию на 01.01.2000 и текущем, сложившемся ко времени составления смет.

7.19. Выполнить согласование проектно-сметной документации и прохождение ее экспертизы в надзорных органах, в том числе выполнить метрологическую экспертизу, с предоставлением экспертного заключения.

7.20. Документацию по проекту представить в 4 экземплярах на бумажном носителе и в электронном виде в 1 экземпляре на CD носителе, при этом текстовую и графическую информацию представить в стандартных форматах MS Office, AutoCAD, а сметную документацию в формате MS Excel, либо в другом числовом формате, совместимого с MS Excel, позволяющем вести накопительные ведомости по локальным сметам.

### **8. Описание основных объемов работ по техперевооружению**

- 8.1. Подготовительные работы в соответствии с проектом.
- 8.2. Строительные и монтажные работы в полном проектном объеме.
- 8.3. Пусконаладочные работы, подключение заявителя.

### **9. Технические требования к новым линейным ячейкам на ПС 110 кВ №20 Северная и ПС 110 кВ №9 СХИ**

Указаны в Приложении 1.

### **10. Общие требования к поставляемому оборудованию**

10.1. Все применяемое электротехническое оборудование, технологии, изделия и материалы отечественного и зарубежного производства, должны иметь аттестацию аккредитованного Центра ОАО «Холдинг МРСК».

10.2. К поставке допускается оборудование, отвечающее следующим требованиям:

- для российских производителей - положительное заключение МВК, ТУ, или иные документы, подтверждающие соответствие техническим требованиям;
- для импортного оборудования, а так же для отечественного оборудования, выпускаемого для других отраслей и ведомств - сертификаты соответствия функциональных и технических показателей оборудования условиям эксплуатации и действующим отраслевым требованиям;
- оборудование должно соответствовать типовым требованиям к корпоративному стилю оформления объектов и техники производственного назначения, принадлежащих ОАО «МРСК Центра»;
- оборудование, впервые поставляемое для нужд ОАО «МРСК Центра» должно иметь положительное заключение об опытной эксплуатации сроком не менее одного года и опыт применения в энергосистемах сроком не менее трех лет;
- оборудование, не использовавшееся ранее на энергообъектах ОАО «МРСК Центра» (выводимые на рынок зарубежные или отечественные опытные образцы) допускается к рассмотрению как альтернативный вариант.

Сертификация должна быть проведена в соответствии с Постановлением Госстандарта РФ от 16 июля 1999 г. N 36 "О Правилах проведения сертификации электрооборудования".

Оборудование должно соответствовать требованиям «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ) (7-е издание) и требованиям стандартов МЭК и ГОСТ:

ГОСТ 14693-90 «Устройства комплектные распределительные негерметизированные в металлической оболочке на напряжение до 10 кВ. Общие технические условия»;

ГОСТ 1516.3-96 «Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции»

ГОСТ 15150-69 «Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды»;

ГОСТ 15543.1-89 «Изделия электротехнические. Общие требования в части стойкости к климатическим внешним воздействующим факторам».

МЭК 62271-100(2001) «Высоковольтное комплектное распределительное устройство. Часть 100. Высоковольтные автоматические выключатели переменного тока»

10.3. Каждая ячейка КРУ должна обеспечивать:

- локализацию электрической дуги;
- возможность концевой разделки и установки высоковольтных кабелей;
- свободное вкатывание /выкатывание выкатного элемента;
- нанесение систематической смазки трущихся частей КРУ.

10.4. Комплектность поставки КРУ:

- ячейка наружной установки;
- кнопки дистанционного управления выключателями (с улицы);
- устройства РЗА, ТМ и связи.

10.5. Комплектность запасных частей, расходных материалов, принадлежностей.

Поставщик должен предоставить комплект запасных частей, расходных материалов и принадлежностей (ЗИП). Объем запасных частей должен гарантировать выполнение требований по готовности и ремонтпригодности оборудования в течение гарантийного срока эксплуатации.

#### 10.6. Упаковка, транспортирование, условия и сроки хранения.

Ячейки КРУ должны обладать механической прочностью, обеспечивающей нормальные условия транспортирования. Упаковка, маркировка, временная антикоррозионная защита, транспортирование, условия и сроки хранения всех устройств, запасных частей и расходных материалов должны соответствовать требованиям, указанным в технических условиях изготовителя изделия и требованиям ГОСТ 687, ГОСТ 14192, ГОСТ 23216 и ГОСТ 15150-69 и соответствующих МЭК. Порядок отгрузки, специальные требования к таре и упаковке должны быть определены в договоре на поставку оборудования.

#### 11. Гарантийные обязательства

Гарантия на поставляемые ячейки и комплектующие должна распространяться не менее чем на 60 месяцев. Время начала исчисления гарантийного срока – с момента ввода оборудования в эксплуатацию.

Поставщик должен за свой счет и сроки, согласованные с Заказчиком, устранять любые дефекты в поставляемом оборудовании, материалах и выполняемых работах, выявленные в период гарантийного срока. В случае выхода из строя оборудования поставщик обязан направить своего представителя для участия в составлении акта, фиксирующего дефекты, согласования порядка и сроков их устранения не позднее 10 дней со дня получения письменного извещения Заказчика. Гарантийный срок в этом случае продлевается соответственно на период устранения дефектов. Поставщик должен осуществлять послегарантийное обслуживание в течение 10 лет на заранее оговоренных условиях.

#### 12. Требования к надежности и живучести оборудования.

Оборудование должно функционировать в непрерывном режиме круглосуточно в течение установленного срока службы (до списания), который (при условии проведения требуемых технических мероприятий по обслуживанию) должен быть не менее 30 лет, для микропроцессорных устройств защиты и автоматики не менее 12 лет. Срок службы ячеек до среднего (капитального) ремонта должен составлять не менее 15 лет.

#### 13. Состав технической и эксплуатационной документации

По всем видам оборудования Поставщик должен предоставить полный комплект технической и эксплуатационной документации на русском языке, подготовленной в соответствии с ГОСТ 34.003-90, ГОСТ 34.201 –89, ГОСТ 27300-87, ГОСТ 2.601, ГОСТ 12971, ГОСТ 14192 по монтажу, наладке, пуску, сдаче в эксплуатацию, обеспечению правильной и безопасной эксплуатации, технического обслуживания поставляемого оборудования.

Предоставляемая Поставщиком техническая и эксплуатационная документация для ячейки должна включать:

- паспорт;
- комплект электрических схем главных цепей (1 экз.);
- комплект электрических схем вспомогательных цепей (2 экз.);
- руководство по эксплуатации (2 экз. на КРУ).

#### 14. Сроки и очередность поставки оборудования

Поставка оборудования, входящего в предмет Договора, должна быть выполнена согласно графика, утвержденного Заказчиком.



### **15. Требования к Поставщику.**

Наличие документов, подтверждающих возможность осуществления поставок указанного оборудования (в соответствии с требованиями конкурсной документации);

В случае альтернативного предложения по поставляемому оборудованию, Поставщик выполняет корректировку и согласование проектной документации с проектной организацией и другими заинтересованными сторонами в сроки, согласованные с Заказчиком, за свой счет без изменения стоимости поставляемого оборудования.

### **16. Правила приемки оборудования.**

Все поставляемое оборудование проходит входной контроль, осуществляемый представителями филиалов ОАО «МРСК Центра» и ответственными представителями Поставщика при получении оборудования на склад.

В случае выявления дефектов, в том числе и скрытых, Поставщик обязан за свой счет заменить поставленную продукцию.

### **17. Требования к проектной организации**

- обладание необходимыми профессиональными знаниями и опытом при выполнении аналогичных проектных работ;
- наличие свидетельства о допуске к работам по разработке проектной документации для объектов капитального строительства, оформленного в соответствии с требованиями действующего законодательства РФ и устава СРО;
- привлечение субподрядчика, а также выбор типа оборудования и заводов изготовителей производится по согласованию с заказчиком.

### **Проектная организация в праве**

- запрашивать необходимые для проектных работ данные по параметрам строящегося объекта, присоединяемых потребителей и конфигурации питающей сети в районе строительства;
- вести авторский надзор за строительством объекта и соответствием выполняемых работ проектной документации.

### **18. Основные требования к выполнению работ**

18.1. Все работы выполняются в полном соответствии с проектом.

18.2. Подрядчик осуществляет комплектацию работ материалами согласно спецификациям, ГОСТ и ТУ.

18.3. Номенклатура закупаемого оборудования должна соответствовать спецификациям, прилагаемым к проекту.

18.4. Изменение номенклатуры поставляемого оборудования и материалов должно быть согласовано с Заказчиком и проектной организацией.

18.5. Все применяемые материалы и оборудование должны иметь паспорта и сертификаты, поставщики и заказные спецификации оборудования должны быть согласованы с Заказчиком.

18.6. Подрядчик ведет исполнительную документацию на протяжении всего периода производства СМР в соответствии СНиП и передает ее заказчику в полном объеме по

завершении очереди строительства (техпереворужения) или полного завершения строительства (техпереворужения) объекта.

18.7. Все работы должны быть выполнены в соответствии с нормативно-технической документацией (НТД):

- СНиП;
- ПУЭ;
- руководящими документами;
- отраслевыми стандартами и др. документами.

18.8. Строительные работы должны быть организованы и проведены в соответствии с разработанным Подрядчиком ППР (проектом производства работ), с учетом всех требований предъявленным к ним. ППР согласовывается с Заказчиком.

18.9. Подрядчик (и привлекаемые им Субподрядчики) должны иметь свидетельство о допуске к работам. Выбор Субподрядчиков согласовывается с Заказчиком. Подрядчик несет полную ответственность за работу субподрядчика.

18.10. Все необходимые согласования с шефмонтажными и со сторонними организациями, возникающие в процессе техпереворужения Подрядчик выполняет самостоятельно.

18.11. Все изменения проектных решений должны быть согласованы с филиалом ОАО «МРСК Центра» «Воронежэнерго» и проектной организацией (в рамках авторского надзора за реализацией проекта).

18.12. Выполнение технических условий выданных всеми заинтересованными предприятиями и организациями в соответствии с проектными решениями.

## **19. Правила контроля и приемки работ**

19.1. Руководители работ участвующие в техпереворужении, совместно с представителями филиала ОАО «МРСК Центра» «Воронежэнерго» осуществляют входной контроль качества применяемых материалов и оборудования, проводят оперативный контроль качества выполняемых строительных работ, контролируют соответствие выполняемых работ требованиям НТД и проектной документации, проверяют соблюдение технологической дисциплины в процессе техпереворужения.

19.2. Представители проектного института в праве осуществлять авторский надзор за соответствием выполняемых работ проектной документации.

19.3. Приемку строительно-монтажных работ осуществляет Заказчик в соответствии с действующими СНиП. Подрядчик обязан гарантировать соответствие выполненной работы требованиям СНиП. Подрядчик обязан предоставить акты выполненных работ и исполнительную документацию. Обнаруженные при приемке работ отступления и замечания Подрядчик устраняет за свой счет и в сроки установленные приемочной комиссией.

19.4. Контроль и ответственность за соблюдение ПТБ персоналом Подрядчика и привлеченных им субподрядных организаций, при проведении строительно-монтажных работ возлагается на подрядную организацию.

## **20. Требуемые сроки выполнения строительных работ**

Техпереворужение подстанции осуществить 1 пусковым комплексом:

- комплекс выполнить в период до \_\_\_\_\_.

## **21. Оплата и финансирование техпереворужения**

Расчеты за выполненные работы производятся по актам выполненных работ после выставления счетов с рассрочкой платежа до 30 рабочих дней.

Стоимость работ составляет \_\_\_\_\_.

**22. Экология и природоохранные мероприятия.**

Выполнение работ произвести в соответствии с разделом проекта «Охрана окружающей среды».

**Заместитель директора по  
капитальному строительству филиала  
ОАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго»**

 **В. Н. Шатских**

**Зам. главного инженера - начальник ЦУПА  
филиала ОАО «МРСК Центра» -  
«Воронежэнерго»**

 **А. А. Бурков**

# Приложение 1

При поставке новых ячеек 10 кВ (наружной установки для ПС 110 кВ №20 Северная, внутренней установки для ПС 110 кВ №9 СХИ) с вакуумными выключателями учесть их совместимость с существующими типами ячеек.

Технические данные ячейки должны соответствовать параметрам, указанным в проекте, и быть не ниже значений, приведенных в таблице:

Наименование параметра	Величина
<b>Основные характеристики</b>	
Номинальное напряжение, кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
Номинальная частота, Гц	50
Номинальный ток главных цепей шкафов, А	Определить проектом
Номинальный ток сборных шин, А	Определить проектом
Ток электродинамической стойкости, кА	Определить проектом
Ток термической стойкости, кА	Определить проектом
Время протекания тока термической стойкости, с	
- для главных цепей	3
- для заземляющего разъединителя	1
<b>Исполнение</b>	
Уровень изоляции	Нормальная изоляция, уровень «б»
Вид изоляции (наружная)	Комбинированная (воздушная, твердая)
Наличие изоляции токоведущих шин	С неизолированными
Наличие выкатных элементов	С выкатными элементами
Вид линейных высоковольтных присоединений	Определить проектом
Расположение шин	Определить проектом
Степень защиты оболочек по ГОСТ 14254	IP30 - для ячейки на ПС 110 кВ №9; IP54 - для ячейки на ПС 110 кВ №20
Наличие дверей в отсеке выкатного элемента	да
Вид управления	Местное
Вид обслуживания ячейки	определить проектом
<b>Устойчивость к внешним воздействиям</b>	
Климатическое исполнение по ГОСТ 16150	У
Категория размещения по ГОСТ 15150	3- для ячейки на ПС 110 кВ №9; 1 - для ячейки на ПС 110 кВ №20
Рабочий диапазон температур, °С	-45...+40
Высота установки над уровнем моря (не более), м	1000
Тип атмосферы по ГОСТ 15150	II
Сейсмостойкость по шкале MSK-64, балл	до 9
<b>Изоляция</b>	
Номинальное напряжение, кВ	10
Испытательное напряжение полного грозового импульса, кВ	ГОСТ 1516.3-96
Испытательное переменное напряжение промышленной частоты, кВ	
Величина сопротивления изоляции, МОм, не менее	1000
<b>Требования к нагреву при длительной работе</b>	
Температура нагрева частей оболочки, к которым можно прикасаться при эксплуатации, °С, не более	50
Верхнее значение температуры контактных соединений при эксплуатации, °С, не более	75

Требования к вспомогательным цепям	
Номинальное напряжение вспомогательных цепей постоянного тока, В, не более	220
Исполнение схем вспомогательных соединений КРУ	На микропроцессорных устройствах
Локализационная способность	
Разделение ячейки внутренними перегородками на отсеки	да
Наличие дуговой защиты	да
Тип датчика дуговой защиты	оптоволокну
Наличие клапанов сброса давления	да
Предел локализации	отсек
Требования к безопасности	
Наличие сертификата соответствия требованиям безопасности	да
Наличие механических блокировок	да
Наличие электрических блокировок вводных ячеек	да
Наличие заземлителя « быстрого действия » с пружинным механизмом	да
Требования к комплектующим	
Выключатель	
Тип внутренней изоляции	Вакуум
Номинальное напряжение	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
Номинальная частота, Гц	50
Номинальный ток, А	Определить проектом
Номинальный ток отключения, кА	Определить проектом
Номинальный ток электродинамической стойкости, кА	Определить проектом
Ток термической стойкости, кА	Определить проектом
Время протекания тока термической стойкости, с	3
Испытательное кратковременное (одноминутное) напряжение промышленной частоты, кВ	42
Нормированные коммутационные циклы в соответствии с требованиями ГОСТ Р 52565-2006	O-0,3с-BO-180с-BO O-0,3-BO-20с-BO O-180с-BO-180с-BO
Собственное время отключения , с, не более	0,045
Полное время отключения, с, не более	0,055
Собственное время включения, с, не более	0,09
Ресурс по коммутационной стойкости:	
- при номинальном токе, циклов «ВО», не менее	50000
- при номинальном токе отключения, операций «О», не менее	150
- при номинальном токе отключения, циклов «ВО», не менее	100
Тип привода	электромагнитный
Номинальное напряжение цепей управления постоянного тока, В	220
Включение от ручного управления	да



Чувствительность к просадкам напряжения	нет
Компоновка выключателя (размещение полюсов)	
Горизонтальное (вертикальное)	Горизонтальное
Компоновка выключатель - привод	совместное
<b>Трансформатор тока</b>	
Расположение в ячейке	-
Номинальное напряжение	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
Номинальная частота, Гц	50
Номинальный первичный ток, А	Определить проектом
Номинальный вторичный ток, А	5
Номинальный ток электродинамической стойкости, кА	64
Ток термической стойкости, кА	40
Число вторичных обмоток, в том числе	
- для учета	1
- для измерений	1
- для защиты	1
Класс точности вторичных обмоток	
- для учета (не ниже)	0,2S
- для измерений (не ниже)	0,5S
- для защиты (не ниже)	5P
Мощность вторичных обмоток, ВА	
- для учета	10
- для измерений	10
- для защиты	15
Коэффициент безопасности приборов в цепи измерительной обмотки	Не более 10
Предельная кратность обмоток для защиты	20
Тип внешней изоляции	Полимер
Вид внутренней изоляции	Литая
<b>ОПН</b>	
Класс напряжения сети, кВ	10
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	12
Номинальный разрядный ток, кА**	5
Ток пропускной способности, А**	Определить проектом
Максимальная амплитуда импульса тока, кА	65
Удельная энергия, кДж/кВ $U_{нр}^{**}$	3
<b>Дополнительные условия/требования</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>– Установка микропроцессорных устройств АЧР;</li> <li>– Поставка с приборами учета электроэнергии;</li> <li>– Стыковка поставляемой ячейки с существующими - без переходного шкафа;</li> <li>– Установка измерительных приборов классом точности не хуже 0,5.</li> </ul>	

\*при верхнем расположении шин

\*\*определить проектом

## **Требования к микропроцессорным устройствам защиты в составе КРУ**

Защита линий, дуговая защита ячейки с оптоволоконными датчиками.

1. Терминалы защит должны обеспечивать выполнение следующих основных функций: трехступенчатая максимальная токовая защита (МТЗ) от междуфазных повреждений с контролем двух или трех фазных токов; защита от обрыва фазы питающего фидера (ЗОФ); защита от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ); автоматический ввод ускорения любой из ступеней МТЗ при любом включении выключателя; формирование сигнала пуска МТЗ для организации логической защиты шин.

2. Функции автоматики, выполняемые устройствами:

- операции отключения и включения выключателя по внешним командам;
- блокировка «отпрыгания» выключателя,
- определение места и вида повреждения линии (ОМП);
- возможность подключения внешних защит: дуговой / от однофазных замыканий на землю;

- формирование сигнала УРОВ при отказах своего выключателя;

- одно/двукратное АПВ;

- отработка сигнала ЧАПВ после АЧР.

3. Устройства должны обеспечивать следующие эксплуатационные возможности:

- выполнение функций защит, автоматики и управления, определенных проектом;
- задание внутренней конфигурации (ввод/вывод защит и автоматики, выбор защитных характеристик и т.д.);

- ввод и хранение уставок защит и автоматики, длительностью до нескольких лет, не зависимо от наличия питания;

- возможность питания от токовых цепей при пропадании оперативного тока;

- передачу параметров аварии, ввод и изменение уставок по линии связи;

- непрерывный оперативный контроль работоспособности (самодиагностику) в течение всего времени работы;

- получение дискретных сигналов управления и блокировок, выдачу команд управления, аварийной и предупредительной сигнализации;

- гальваническую развязку всех входов и выходов, включая питание, для обеспечения высокой помехозащищенности;

- фиксацию токов и напряжений в момент аварии;

- измерение времени срабатывания защиты и отключения выключателя;

- измерение текущих фазных токов и напряжений, а также мощности;

- встроенные: регистратор событий; цифровой осциллограф; часы-календарь;

- хранение параметров настройки и конфигурации защит и автоматики (уставок) в течение всего срока службы вне зависимости от наличия питающего напряжения;

- выполнение функции защиты со срабатыванием выходных реле в течение 0,5 с при полном пропадании оперативного питания от номинального значения;

- время готовности устройства к работе после подачи оперативного тока не должно превышать 0,6 с; наработка на отказ устройства должна составлять не менее 100000 часов;

- в части воздействия механических факторов устройства должны соответствовать группе М6 по ГОСТ 17516.1.

Параметры микропроцессорных устройств защиты и автоматика	Защита линии
<b>Входные аналоговые сигналы:</b>	
Число входов по току	4
Ток фаз ( $I_A, I_B, I_C$ ), А	5
Максимальный контролируемый диапазон токов, А	0,2 - 200
Рабочий диапазон токов, А	1,0 - 200
Основная относительная погрешность измерения токов в фазах, %	3
Термическая стойкость токовых цепей, А, не менее:	
Длительно/кратковременно (2 с)	15/200
Частота переменного тока, Гц	50
Потребляемая мощность входных цепей для фазных токов в номинальном режиме ( $I=5\text{ А}$ ), ВА, не более:	0,5
Термическая стойкость токовой цепи $3I_n$ , А	2
Число входов по напряжению	-
Номинальное напряжение фаз ( $U_A, U_B, U_C, U_{AB}, U_{BC}$ ), В	-
Номинальное напряжение фаз ( $U_A, U_B, U_C, U_{AB}, U_{BC}$ ), В	-
Максимальный контролируемый диапазон напряжений, В	-
Рабочий диапазон напряжений, В	-
Основная относительная погрешность измерения напряжения в фазах, %	-
Термическая стойкость цепей напряжения, В	
Длительно	
Кратковременно	-
Потребляемая мощность цепей напряжения в номинальном режиме ( $U=100\text{ В}$ ), ВА	-
<b>Входные дискретные сигналы</b>	
Число входов	19
Входной ток, мА, не более	20
Напряжение надежного срабатывания, В	150-264
Напряжение надежного несрабатывания, В	0-120
Длительность сигнала, мс, не менее	20
<b>Выходные дискретные сигналы управления</b>	
Количество выходных реле	12
Коммутируемое напряжение переменного или постоянного тока, В, не более	300
Коммутируемый постоянный ток замыкания/размыкания при активной-индуктивной нагрузке с постоянной времени $L/R = 50\text{ мс}$ , А, не более	5/0,15
Коммутируемый переменный ток замыкания/размыкания, А, не более	5/5