

“Утверждаю”
Заместитель директора
по техническим вопросам—
главный инженер филиала
ОАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго»

С. Н. Демидов
“ 21 ” 04 2014 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

на проведение конкурса по выбору подрядчика на выполнение техперевооружения под КЛЮЧ
ПС 110 кВ №6 для технологического присоединения МУП «Воронежская горэлектросеть»

1. Общие положения

- 1.1. Выполнить проект техперевооружения ПС 110 кВ №6.
- 1.2. Выполнить согласование проекта в надзорных органах.
- 1.3. Выполнить техперевооружение ПС 110 кВ №6.
- 1.4. Техперевооружение ПС 110 кВ №6 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. Два новых выкатных элемента 6 кВ с вакуумными выключателями, трансформаторами тока, микропроцессорными защитами с блоками питания, устройствами ТМ и связи, счетчиками АИИСКУЭ, ОПН 6 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 №6 производится на территории расположенной в:

Область	Район	Город (село, деревня)	Адрес
Воронежская	Левобережный район,	г. Воронеж	ул. Арзамасская, 2а

2. Обоснование для техперевооружения:

- договор на технологическое присоединение №40582407 от 22.05.2013 г.

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 техперевооружаемой ПС:

6.1. ПС 110 кВ №6:

ЗРУ 6 кВ: четыре секции шин (1-4 с.ш.)

7. Объем работ включаемых в проект

7.1. На 1 секции шин 6 кВ ПС 110 кВ №6 выполнить установку в резервную ячейку нового выкатного элемента 6 кВ с вакуумным выключателем, комплектом ОПН 6 кВ, с блоками управления, микропроцессорной защитой, с блоком питания и защитой от дуговых замыканий с оптоволоконными датчиками дуги, совместимыми с существующими.

7.2. На 2 секции шин 6 кВ ПС 110 кВ №6 выполнить установку в резервную ячейку нового выкатного элемента 6 кВ с вакуумным выключателем, комплектом ОПН 6 кВ, с блоками управления, микропроцессорной защитой, с блоком питания и защитой от дуговых замыканий с оптоволоконными датчиками дуги, совместимыми с существующими.

7.3. Установку в резервных линейных ячейках 6 кВ на ПС 110 кВ №6 электронных счетчиков, классом точности не хуже 0,5S для АСКУЭ с выдачей информации о расходе активной и реактивной электроэнергии (мощности) в АИИС КУЭ филиала ОАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго».

7.4. Установку в резервных линейных ячейках 6 кВ на ПС 110 кВ №6 трансформаторов тока классом точности не хуже 0,5S, 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).

7.5. Установка измерительных приборов класса точности не хуже 0,5 в резервных линейных ячейках 6 кВ на ПС 110 кВ №6.

7.6. Телемеханизацию резервных линейных ячеек на ПС 110 кВ №6 выполнить на базе существующего комплекса телемеханики. при необходимости доукомплектовать их необходимым оборудованием.

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

7.8. Технические решения по релейной защите (РЗА), с использованием микропроцессорных устройств для резервных линейных ячеек 6 кВ на ПС 110 кВ №6:

- 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 6 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.

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

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

7.11. 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 ($\text{tg } \varphi \leq 0,4$).

7.12. 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.

7.13. Раздел «Расчет электрических режимов в прилегающей к ПС 110 кВ №6 электрической сети 6 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.

7.14. Раздел «Расчет токов КЗ на шинах ПС 110 кВ №6 и в прилегающей электрической сети 6 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.

7.15. Раздел «Телемеханика и связь»:

Телемеханизацию **резервных линейных ячеек** выполнить в следующем объеме:

телесигнализация

- положение выключателей 6 кВ
- сигналы работы защит выключателей 6 кВ
- сигналы аварийного отключения выключателей 6 кВ
- работа АПВ 6 кВ

телеизмерение

- токи на отходящих линиях;

телеуправление

- выключатели 6 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 №6 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.

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

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

7.18. 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 проектом объеме.

8.3. Пусконаладочные работы, подключение заявителя.

9. Технические требования к резервным линейным ячейкам на ПС 110 кВ №6

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 «Россети».

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:

- выкатной элемент – 2 шт;
- вакуумный выключатель – 2 шт;
- ОПН-6 кВ – 2 комплекта;
- 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.

Выкатные элементы 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 выкатные элементы 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 (техпервооружения) или полного завершения строительства (техпервооружения) 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 техпервооружения 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 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 техперевооружении, совместно 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 техперевооружения.

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

Техперевооружение подстанции осуществить 1 пусковым комплексом:

- комплекс выполнить в течение 3 месяцев с момента подписания договора.

21. Оплата и финансирование техперевооружения

Расчеты за выполненные работы производятся в течение 30 рабочих дней после подписания актов выполненных работ.

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

При поставке новых выкатных элементов 6 кВ с вакуумными выключателями учесть их совместимость с существующим типом ячеек.

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

Наименование параметра	Величина
Выключатель	
Тип внутренней изоляции	Вакуум
Номинальное напряжение	6
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	7,2
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 «BO», не менее	50000
- при номинальном токе отключения, операций «O», не менее	150
- при номинальном токе отключения, циклов «BO», 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
Трансформатор тока	
Расположение в ячейке	-
Номинальное напряжение	6
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	7,2
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
ОПН	
Класс напряжения сети, кВ	6
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	7,2
Номинальный разрядный ток, кА**	5
Ток пропускной способности, А**	Определить проектом
Максимальная амплитуда импульса тока, кА	65
Удельная энергия, кДж/кВ $U_{нр}^{**}$	3
Дополнительные условия/требования	
<ul style="list-style-type: none"> – Установка микропроцессорных устройств АЧР; – Поставка с приборами учета электроэнергии; – Установка измерительных приборов классом точности не хуже 0,5. 	

*при верхнем расположении шин

**определить проектом

Требования к микропроцессорным устройствам защиты

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;
 - обработка 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
Входные аналоговые сигналы:	
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 ($I=5$ А), ВА, не более:	0,5
Термическая стойкость токовой цепи $3I_0$, А	2
Число входов по напряжению	-
Номинальное напряжение фаз ($U_A, U_B, U_C, 3U_0$)	-
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 ($U=100$ В), ВА	-
Входные дискретные сигналы	
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
Выходные дискретные сигналы управления	
Количество выходных реле	12
Коммутируемое напряжение переменного или постоянного тока, В, не более	300
Коммутируемый постоянный ток замыкания/размыкания при активно-индуктивной нагрузке с постоянной времени $L/R = 50$ мс, А, не более	5/0,15
Коммутируемый переменный ток замыкания/размыкания, А, не более	5/5