


УТВЕРЖДАЮ

И.о. первого заместителя директора
– главного инженера филиала
ПАО «МРСК Центра»-
«Белгородэнерго»

 М.В. Малышев
“ 20 ” 09 2019 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ
на поставку комплектной трансформаторной подстанции 10/0,4кВ без силового
трансформатора.
Лот № 302С

1. Предмет конкурса.

ПАО «МРСК Центра» производит закупку для технологических присоединений. Адрес поставки - г. Белгород, 5-й Заводской переулок, д.17. Срок поставки – 21 день с момента заключения договора поставки.

2. Технические требования.

2.1. Корпус ТП.

- 2.1.1. Степень пыле- и влагозащищенности должны быть не менее IP23.
- 2.1.2. Тип ввода ВН – кабель
- 2.1.3. Тип ввода НН – кабель
- 2.1.4. Тип КТП – проходная
- 2.1.5. Габариты: длина не более 2200 мм, ширина не более 2200 мм; высота 4500 мм.
- 2.1.6. Двери КТП с резиновым уплотнением, с запирающими устройствами, открываемыми одним ключом, или съемной ручкой; наличие петель для навесного замка.
- 2.1.7. Отсек РУ-10кВ должен иметь сетчатое ограждение с лючком для проведения осмотра и контроля напряжения; при наличии в РУ-10кВ коммутационного аппарата (разъединителя/выключателя нагрузки) сетчатое ограждение должно иметь механическую блокировку с приводом этого аппарата.
- 2.1.8. В отсеках, где расположено электрооборудование на напряжение свыше 1000В, токоведущие части 0,4кВ должны быть отделены перегородками (или проложены в трубах, металлорукавах).
- 2.1.9. Конструкция корпуса подстанции должна обеспечивать возможность замены силового трансформатора без демонтажа конструктивных элементов (съемная крыша или выкатное устройство).
- 2.1.10. Обязательно наличие над дверьми отливов, козырьков, исключающих попадание атмосферных осадков внутрь КТП. Конструкция крыши должна исключать сток воды с крыши на стены КТП.
- 2.1.11. В профиле корпуса КТП предусматривать специальные возвышения под проходными изоляторами для исключения попадания влаги под изолятор. Отверстия для крепления проходных изоляторов должны соответствовать проходным изоляторам, описанным в п.2 данного ТЗ.
- 2.1.12. Конструкция КТП должна позволять замену трансформатора на большую мощность, замену шин 10(6)-0,4кВ, а также расширение РУ-10-0,4кВ: установку дополнительных автоматических выключателей 0,4кВ в подстанциях киоскового типа (вплоть до четырех выключателей в РУ-0,4кВ, если не предусмотрено больше для конкретной КТП) и наличие места под одну дополнительную ячейку рядом с каждой секцией шин 10(6)-0,4кВ в двухтрансформаторных подстанциях.
- 2.1.13. Высокая устойчивость к коррозии корпуса КТП (высокое качество лакокрасочного покрытия защита от коррозии на 20 лет, использование оцинкованной стали, горячекатаного металла, неметаллов) толщина металла должна быть не менее 2,5 мм, гарантийный срок службы по коррозионной стойкости корпуса не менее 15-20 лет. Краска порошковая полимерная по грунтовке.
- 2.1.14. Цветографическое оформление объектов электросетевого хозяйства должны соответствовать Альбому фирменного стиля и Руководству «Применение символики ПАО «МРСК Центра»» (см. приложение №1 к данному ТЗ).

2.2. Общие требования к подстанции киоскового типа:

2.2.1. Все токоведущие части должны быть защищены от случайного прикосновения:

- в РУ-6(10)кВ – сетчатым ограждением с окошком для осмотра и проверки наличия/отсутствия напряжения необходимо наличие блокировки, препятствующей открытию ограждения при включенном коммутационном аппарате;
- в РУ-0,4кВ – щитами на петлях, позволяющими производить оперативные переключения не открывая щит.

2.3. Ошиновка 10 кВ - алюминиевые шины

2.4. Коммутационные аппараты со стороны ВН.

2.4.1. Места установки:

- предохранитель и разъединитель внутренней установки в цепи трансформатора и выключатели нагрузки на вводах ЛЭП 6-10 кВ;

2.4.2. Характеристики выключателей нагрузки.

- Тип – ВНА.
- Расположение приводов – справа.
- Номинальный ток – 400А.
- Заземляющие ножи в сторону трансформатора в цепи трансформатора и в сторону линий на вводах линий 6(10)кВ.

2.4.3. Характеристики разъединителей внутренней установки.

- Тип – РВЗ.
- Расположение приводов – справа.
- Номинальный ток – 400А.
- Заземляющие ножи в сторону трансформатора в цепи трансформатора и в сторону линий на вводах линий 6(10)кВ.

2.5. Предохранители 6-10 кВ.

2.5.1. Комплектация:

- Изолятор ИО-6(10)-3,75 I УЗ (чертеж №2 согласно ГОСТ 19797-85);
- Контакт, обеспечивающий установку патрона предохранителя в правильном положении;
- Патрон соответствующего номинала (с номинальным током не более 1,4.Ином. трансформатора).

2.5.2. Наличие индикатора срабатывания патрона.

2.6. Защита от перенапряжений.

Для защиты от перенапряжений необходимо в конструкции КТП предусмотреть место установки ограничителей перенапряжений с полимерной изоляцией (ОПНп) 0,4-10(6)кВ, в т.ч. для защиты проходных изоляторов со стороны высшего напряжения.

2.7. Изоляторы проходные 6(10)кВ.

2.7.1. Длина пути утечки по ГОСТ 9920-75 должна соответствовать категории Б.

2.7.2. Номер чертежа по ГОСТ 20454-85 – 14 (овальный фланец).

2.7.3. Гарантийный срок – не менее 10 лет.

2.8. Изоляторы опорные 6(10)кВ.

2.8.1. Тип изолятора – ИОР-6-3,75 (ИОР-10-7,5 II) по ГОСТ 19797-85 – 5.

2.8.2. Гарантийный срок – не менее 10 лет.

2.9. Ошиновка 0,4кВ - изолированные алюминиевые шины

2.10. Коммутационные аппараты 0,4кВ КТП.

2.10.1. На вводе РУ-0,4кВ необходимо применять автоматический выключатель стационарного исполнения совместно с разъединителем (рубильником).

2.10.2. Для защиты отходящих ЛЭП – автоматические выключатели стационарного исполнения с электронным расцепителем с возможностью плавной настройки время-токовых характеристик.

2.11. Характеристики выключателей автоматических 0,4кВ.

- номинальное напряжение – 690В (50Гц);
- трехполюсные;
- возможность регулировки уставок расцепителей: в диапазонах не менее 0,4-1.Инм для теплового расцепителя и регулировка кратности 1,5-10 для расцепителя токов замыкания;
- без дополнительных сборочных единиц;
- стационарное исполнение с ручным приводом;
- дополнительные контакты включенного положения;
- максимальное сечение присоединяемых проводников – 95 мм²;
- климатическое исполнение – УХЛ3.

2.12. Предусмотреть устройство компенсации реактивной мощности холостого хода трансформатора.

2.13.

Отходящие линии	Номер линии	1	2	3
	Номинальный ток, А	160	100	80
	Резерв	предусмотреть возможность расширения на 3 линии		

2.14. Наблюдаемость КТП

2.14.1. В КТП предусмотреть сигнал («сухой контакт») открытия любой входной двери с подключением к устройству контроля для передачи в диспетчерский пункт.

2.14.2. В КТП предусмотреть сигнал («сухой контакт») срабатывания датчиков пожарной сигнализации с подключением к устройству контроля для передачи в диспетчерский пункт.

2.14.3. В КТП предусмотреть сигнал («сухой контакт») открытия двери шкафа учета с подключением к устройству контроля для передачи в диспетчерский пункт.

2.14.4. Передача данных телемеханики (далее ТМ) должна быть организована в ОИК РДП РЭС филиала ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго» посредством GSM-сети.

2.14.5. Протокол передачи данных ТМ в ОИК РДП РЭС филиала ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго» МЭК 60870-5-104 и МЭК 61850.

2.14.6. Устройство контроля должно формировать телесигнал об отсутствии собственного электропитания.

2.14.7. Для контроля состояния автоматических выключателей отходящих линий необходимо использовать дополнительные контакты положения автоматических выключателей.

2.14.8. Контроль напряжения необходимо обеспечить по всем вводам (секциям шин) РУ-0,4кВ.

2.14.9. Для контроля напряжения трех фаз на секциях шин РУ-0,4кВ применять реле контроля напряжения (РКН). РКН должен подключаться к секции шин через автоматический выключатель.

2.14.10. Сбор телеизмерений и данных учета электрической энергии должны быть организованы от одного прибора учета с одновременной передачей информации в ОИК ДП РЭС и ИВК ВУ АСКУЭ.

2.14.11. Устройство контроля должно собирать данные с приборов учета и передавать в ПО «Пирамида-сети» филиала ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго».

- 2.14.12. Устройство контроля должно обеспечивать сбор с приборов учета и передачу телеизмерений в ОИК от приборов учета на ТП: Ia, Ib, Ic, Ua, Ub, Uc, Ucp, P, Q.
- 2.14.13. Перечень контролируемых и передаваемых телесигналов в диспетчерский пункт:
- Открытое состояние любой входной двери КТП;
 - Срабатывание датчиков пожарной сигнализации в отсеке трансформаторов;
 - Открытое состояние двери шкафа телемеханики и учета;
 - Отсутствие питания шкафа телемеханики и учета;
 - Наличие напряжения на каждом вводе 0,4 кВ;
 - Состояние автоматических выключателей отходящих фидеров 0,4 кВ и секционного выключателя 0,4 кВ (при его наличии).
- 2.14.14. Перечень контролируемых и передаваемых телеизмерений в диспетчерский пункт: Ia, Ib, Ic, Ua, Ub, Uc, Ucp, P, Q по каждому вводу 0,4 кВ.
- 2.14.15. Требования к размещению устройств контроля в КТП
- должно быть размещено в пластиковом/металлическом корпусе;
 - место размещения должно обеспечивать безопасное обслуживание устройства, шкаф учета и диспетчеризации разместить в РУНН, в отдельном отсеке;
 - все металлические нетоковедущие части должны быть соединены с общим контуром электрического заземления;
 - питание устройства контроля должно быть организовано от отдельного автоматического выключателя.
- 2.14.16. Устройство контроля должно быть с резервным источником питания (ионисторным) и обеспечивать автономность работы при отсутствии питания до 3 минут.
- 2.14.17. Устройство контроля должно иметь защиту от перенапряжения по сети.
- 2.14.18. Устройство контроля должно обеспечивать работоспособность при температуре окружающего воздуха -40...+70 °С

2.15. Учет электроэнергии.

- 2.15.1. В ТП предусмотреть выполнение учета электроэнергии на вводах секций шин РУ-0,4кВ.
- 2.15.2. Приборы учета и испытательные клемники разместить в отдельном отсеке/шкафу отдельно от силовых частей.
- 2.15.3. Организовать автоматизированную информационно-измерительную систему учета электроэнергии в соответствии с Приказом Минэнерго РФ от 22.03.2011 г № 86, с возможностью работы в составе существующей системы филиала ОАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго».
- 2.15.4. Автоматизированная система учета электроэнергии должна включать уровни:
- ИИК - информационно-измерительный комплекс (счетчики электроэнергии, измерительные трансформаторы, вторичные измерительные цепи);
 - ИВКЭ - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (устройство сбора и передачи данных, устройства синхронизации времени, каналы связи).
- 2.15.5. Предусмотреть организацию канала передачи данных в центр сбора и обработки данных филиала.
- 2.15.6. Установить приборы учета, статические (электронные), позволяющие измерять почасовые объемы потребления активной и реактивной электрической энергии, класса точности не ниже 0,5 обеспечивающие хранение данных о почасовых объемах потребления электроэнергии за последнее 120 дней. Давность поверки не более 12 месяцев. Приборы учета должны иметь цифровой интерфейс RS-485 с поддержкой протокола Modbus и оптический порт соответствующий МЭК 61107.
- 2.15.7. Класс точности трансформаторов тока для присоединения расчетных счетчиков электроэнергии должен быть не ниже 0,5.
- 2.15.8. Подключение счетчика к измерительным трансформаторам осуществить через испытательный блок (клеммник), с возможностью опломбировки. Исключить установку во вторичных цепях учёта коммутационных аппаратов, а также амперметров и вольтметров.
- 2.15.9. Решения по автоматизации, выбор канала передачи данных, тип приборов учета согласовать с управлением учета электроэнергии филиала ОАО «МРСК Центр» - «Белгородэнерго».

- 2.15.10. На вновь устанавливаемых приборах учета и трансформаторах тока должен быть нанесен знак поверки, с давностью поверки не более 12 месяцев, и (или) выписано свидетельство о поверке, если особенности конструкции или условия эксплуатации приборов учета или трансформаторов тока не позволяют нанести знак поверки непосредственно на прибор учета или трансформатор тока, он наносится на свидетельство о поверке (см. п.п. 4, 5 ст. 13 Федерального Закона «Об обеспечении единства измерений» от 26.06.2008 г. №102-ФЗ).

3. Общие требования.

- 3.1.** К поставке допускаются материалы и оборудование, отвечающие следующим требованиям:
- продукция должна быть новой, ранее не использованной;
 - для российских производителей - наличие ТУ, подтверждающих соответствие техническим требованиям;
 - для импортных производителей, а так же для отечественных, выпускающих продукцию для других отраслей и ведомств - сертификаты соответствия функциональных и технических показателей условиям эксплуатации и действующим отраслевым требованиям;
 - сертификация должна быть проведена в соответствии с Постановлением Госстандарта РФ от 16 июля 1999 N 36 "О правилах проведения сертификации электрооборудования" (с изменениями от 3 января 2001 г., 21 августа 2002 г.);
 - продукция, впервые поставляемая заводом - изготовителем для нужд ПАО «МРСК Центра», должны иметь положительное заключение об опытной эксплуатации сроком не менее одного года и опыт применения в энергосистемах РФ (возможен опыт применения в странах таможенного союза - Белоруссии и Казахстана) сроком не менее трех лет;
 - продукция должна пройти обязательную аттестацию в аккредитованном Центре ПАО «Холдинг МРСК»;
 - продукция должна соответствовать требованиям Положения ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе»;
 - наличие выданных уполномоченными органами Федерального Агентства по Техническому Регулированию и Метрологии действующих (на момент поставки изоляторов) деклараций (сертификатов) соответствия требованиям безопасности;
 - наличие заключения о соответствии требованиям СанПиН и другим документам, устанавливающим требования к качеству и экологической безопасности продукции.
- 3.2.** Участник закупочных процедур на право заключения договора на поставку материалов и оборудования для нужд ПАО «МРСК Центра» обязан предоставить в составе своего предложения документацию (технические условия, руководство по эксплуатации и т.п.) на конкретный вид продукции, заверенную производителем. Данный документ должен подтверждать технические характеристики, заявленные поставщиком оборудования в техническом предложении.
- 3.3.** Продукция должна соответствовать требованиям «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ) (7-е издание) и требованиям:
- 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»;
 - ГОСТ 52725-2007 «Ограничители перенапряжений нелинейные для электроустановок переменного тока напряжением от 3 до 750 кВ»;
 - ГОСТ 5862-79 «Изоляторы и крышки керамические. Общие технические условия»;

- ГОСТ 1516.1-76 «Электрооборудование переменного тока напряжением от 3 до 500кВ. Требования к электрической прочности изоляции»;
- ГОСТ 9920-89 «Электрооборудование переменного тока напряжением от 3 до 750кВ. Длина пути утечки внешней изоляции»;
- ГОСТ 2213-79 «Предохранители переменного тока напряжением 3кВ и выше. Общие технические условия»;
- 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 17516-72 «Изделия электротехнические. Условия эксплуатации в части воздействия окр. среды».
- ГОСТ 15543.1-89 «Изделия электротехнические. Общие требования в части стойкости к климатическим внешним воздействующим факторам».
- ГОСТ 14254-96 «Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (IP)».
- ГОСТ 14695-80 «Подстанции трансформаторные комплектные мощностью от 25 до 2500 кВА на напряжение до 10кВ. Общие ТУ».
- ГОСТ Р 50345-2010 «Автоматические выключатели для защиты от сверхтоков бытового и аналогичного назначения».
- ГОСТ Р 50030.02-99 «Автоматические выключатели».
- ГОСТ Р 50031-99 «Автоматические выключатели для электрооборудования».
- ГОСТ 9.032-74 «Покрывтия лакокрасочные».
- ГОСТ 9.104-79 «Покрывтия лакокрасочные. Группы условий эксплуатации».
- ГОСТ 9825-73 «Материалы лакокрасочные. Термины, определения и обозначения».
- ГОСТ 28246-2006 «Материалы лакокрасочные. Термины и определения».
- ГОСТ 9.306-85 «Покрывтия металлические и неметаллические неорганические. Обозначения».
- ГОСТ 9.303-84 «Покрывтия металлические и неметаллические неорганические. Общие требования к выбору».
- ГОСТ 9.301-86 «Покрывтия металлические и неметаллические неорганические. Общие требования».
- ГОСТ 1516.1-76 «Электрооборудование переменного тока на напряжение от 3 до 500 кВ. Требования к эл. прочности изоляции».
- ГОСТ 1516.3-96 «Электрооборудование переменного тока напряжением от 1 до 750 кВ».
- ГОСТ 5862-79 «Изоляторы и покрышки керамические на напряжение свыше 1000 В. Общие ТУ».
- ГОСТ 9984-85 «Изоляторы керамические опорные свыше 1000 В. Общие ТУ».
- ГОСТ 20454-85 «Изоляторы керамические проходные. Типы, параметры, размеры».
- ГОСТ 22229-83 «Изоляторы керамические проходные. Общие ТУ».
- ГОСТ 25073-81 «Изоляторы Керамические опорные свыше 1000В для работы на открытом воздухе».
- ГОСТ Р 52034-2008 «Изоляторы керамические опорные на напряжение свыше 1000 В. Общие ТУ».
- ГОСТ 19797-85 «Изоляторы керамические опорные на напряжение свыше 1000 В для работы в помещении. Типы, основные параметры и размеры».
- ГОСТ 10434-82 «Соединения контактные».
- ГОСТ 12114 «Контакты электрические. Термины и определения».

- ГОСТ 15176-89 «Шины из алюминия и его сплавов».
- ГОСТ Р-50571554-2011-МЕК-60364-5-54-2002 «Электроустановки низковольтные. Выбор и монтаж электрооборудования. Заземляющие устройства, защитные проводники и проводники уравнивания потенциалов».
- СП 24.13330.2011 «Свайные фундаменты».
- ГОСТ 13579-78 «Блоки бетонные для стен подвалов. Технические условия»;
- ГОСТ 2590-88 «Прокат стальной горячекатаный круглый. Сортамент».

3.4. Срок изготовления продукции должен быть не более полугода от момента поставки.

4. **Гарантийные обязательства.**

Гарантия на поставляемые материалы и оборудование должна распространяться не менее, чем на 2 года (если иное не указано в п.2). Время начала исчисления гарантийного срока – с момента их ввода в эксплуатацию. Поставщик должен за свой счет и сроки, согласованные с Покупателем, устранять любые дефекты, выявленные в период гарантийного срока. В случае выхода изоляторов из строя, Поставщик обязан направить своего представителя для участия в составлении акта, фиксирующего дефекты, согласования порядка и сроков их устранения не позднее 5 календарных дней со дня получения письменного извещения Покупателя. Гарантийный срок в этом случае продлевается соответственно на период устранения дефектов.

5. **Требования к надежности и живучести продукции.**

Подстанции должны обеспечивать эксплуатационные показатели в течение установленного срока службы (до списания), который (при условии проведения требуемых технических мероприятий по обслуживанию) должен быть не менее 25 лет.

6. **Маркировка, состав технической и эксплуатационной документации.**

В комплект поставки для каждой партии продукции должны входить документы:

- паспорта, утвержденные в установленном порядке;
- эксплуатационные документы, утвержденные в установленном порядке на русском языке;
- сертификат качества, соответствия и/или свидетельство о приемке на партию, на русском языке;
- гарантийные свидетельства;
- другие документы согласно соответствующим НТД.

Место и способ нанесения маркировки должны быть указаны в конструкторской и нормативно-технической документации.

7. **Правила приемки продукции.**

Каждая партия изоляторов должна пройти входной контроль, осуществляемый представителями филиалов ПАО «МРСК Центра» и ответственными представителями Поставщика при получении их на склад.

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

Начальник УРС

Сроки поставки согласованы:
заместитель директора по капитальному
строительству филиала ПАО
«МРСК Центра»-«Белгородэнерго»



Стародубцев А.И.



Белусов А.С.

Согласовано:

Начальник отдела эксплуатации и
развития систем учета электроэнергии
филиала ПАО «МРСК Центра»-
«Белгородэнерго»

Гладкий М.В.

Согласовано:

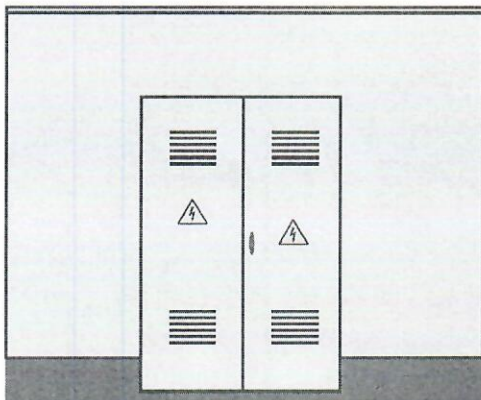
Начальник Управления корпоративных
и технологических автоматизированных
систем управления
филиала ПАО «МРСК Центра»-
«Белгородэнерго»

Недосеков В.В.

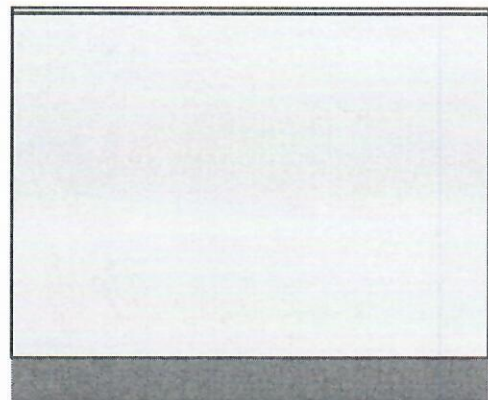
Приложение №1 к ТЗ

Цветовое оформление ТП.

ЗДАНИЯ РП и ТП 6-10 кВ/0,4 кВ

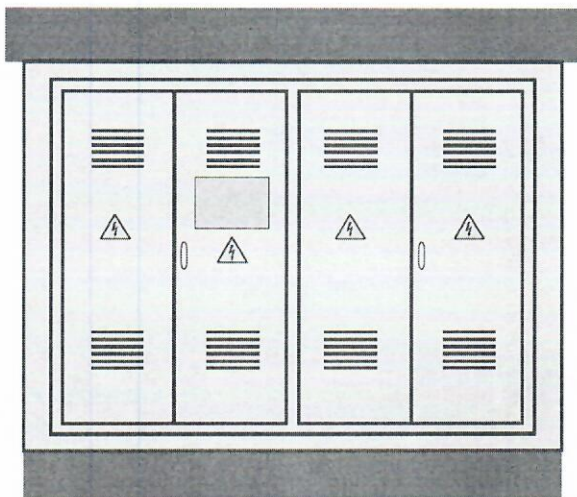


вид ТП спереди



вид ТП сбоку

ЗДАНИЯ КТП 6–10 кВ/0,4 кВ



*вид спереди КТП 6–10/0,4 кВ
с металлической синей кровлей*

 RAL 5017

 RAL 9017

 RAL 9006