

«Утверждаю»
Первый заместитель директора
- главный инженер
филиала ПАО «МРСК Центра» - «Ярэнерго»
В.В. Плещев
С.П. Савченко
«13» 02 2019 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ №884/ЯР

на выполнение работ «под ключ» по проектированию и
строительству КЛ 6 кВ №1 ТП 1934 – ТП 1936
(строительство КЛ 6 кВ №1 ТП 1934 – ТП 1936 ПС 35/6 кВ Ляпинская котельная);
реконструкции КЛ 6-10кВ ТП 941-ТП 942 АСБ 3*150 (инв. №12013288-00)
(реконструкция КЛ 6 кВ ТП 941-ТП 942 (инв. №12013288-00) ПС 35/6 кВ Заволжская);
строительству КЛ 0,4 кВ №2 ТП 1936
(строительство КЛ 0,4 кВ №2 ТП 1936 ПС 35/6 кВ Ляпинская котельная);
строительству КЛ 0,4 кВ №8 ТП 1936
(строительство КЛ 0,4 кВ №8 ТП 1936 ПС 35/6 кВ Заволжская);
строительству ТП 1936;
(строительство ТП 1936 ПС 35/6 кВ Заволжская ПС 35/6 кВ Ляпинская котельная).

1. Общие требования

Работы выполнить в два этапа:

1-й этап:

1.1 Разработать проектно-сметную документацию (ПСД) для реконструкции/нового строительства ЛЭП 10 (6) кВ и объектов распределительной сети 10 (6)/0,4 кВ, расположенных в

Область	Район
Ярославская	г. Ярославль, Тверицкая наб., д.58а

с учетом требований НТД, указанных в п. 11 настоящего ТЗ. При проектировании необходимо руководствоваться последними редакциями документов, необходимых и действующих на момент разработки документации, в том числе не указанных в данном ТЗ;

1.2 Выполнить согласование проекта с Заказчиком, заинтересованными сторонами и надзорными органами (при необходимости).

2-й этап: Выполнение строительно-монтажных (СМР) и пусконаладочных работ (ПНР).

2. Исходные данные для проектирования и проведения СМР и ПНР.

Ориентировочные объемы работ указаны в Приложении №1 к данному техническому заданию (ТЗ). Исходные данные в необходимом и достаточном объеме запрашиваются подрядной организацией у сетевой организации до выполнения предпроектного обследования объекта.

3. Требования к проектированию

3.1 Техническая часть проекта в составе:

3.1.1 Пояснительная записка:

- исходные данные для проектирования;
- основные технические решения;
- при разработке документации осуществлять выбор места размещения объекта, с приоритетным условием нахождения на земельных участках в муниципальной собственности;
- проектирование объектов на земельных участках, правообладателями которых являются физические лица, юридические лица всех форм собственности допускается в исключительных случаях с обязательным согласованием филиала ПАО «МРСК Центра»/ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и обоснованием отсутствия возможности размещения объектов энергетики на муниципальных землях;
- отчет о результатах инженерно-геодезических и инженерно-геологических изысканиях, выполненных в соответствии с СП 47.13330.2012 «Инженерные изыскания для строительства. Основные положения», и СП 11-105-97 «Инженерно-геологические изыскания для строительства. Часть I. Общие правила производства работ»;
- сведения о проектируемых объектах распределительной сети 6-10 кВ

- сведения о климатической и географической характеристике района, на территории которого предполагается осуществлять строительство объекта;
- сведения об объекте с указанием наименования, назначения и месторасположения начального и конечного пунктов линейного объекта, его категории и классе;
- технико-экономическую характеристику проектируемого линейного объекта (категория, протяженность, проектная мощность, пропускная способность и др.);
- реестр титулов в соответствии с правилами формирования титулов для инвестиционной деятельности;
- сведения о примененных инновационных решениях. В разделе необходимо дать предложения по применению оборудования, материалов или технологий из реестра инновационных технологий ПАО «Россети», размещенного на официальном сайте компании.

3.1.2 Проект полосы отвода:

Предоставить в адрес Заказчика пакет документов по исполнительной документации, в том числе в обязательном порядке геодезическую исполнительную съемку построенного/реконструируемого объекта, согласованный со всеми заинтересованными лицами.

• *Привести в текстовой части*

- характеристику земельного участка, предоставленного для размещения объекта капитального строительства;
- обоснование планировочной организации земельного участка;
- расчет размеров земельных участков, необходимых для размещения линейного и площадного объекта электросетевого комплекса, полоса отвода;
- получение решения о предварительном согласовании места размещения объекта строительства;

• *Привести в графической части*

- схему планировочной организации земельного участка, схему расположения земельного участка на кадастровом плане территории, план трассы на действующем топоматериале на бумажном носителе в масштабе 1:500 и в электронном виде с указанием сведений об углах поворота, длине прямых и криволинейных участков и мест размещения проектируемых объектов электросетевого комплекса, надземных и подземных коммуникаций, пересекаемых в процессе строительства и попадающих в пятно застройки;

3.1.3 Конструктивные решения:

• *Привести в текстовой части*

- сведения о категории и классе линейного и площадного объекта электросетевого комплекса;
- описание и обоснование технических решений, обеспечивающих необходимую прочность, устойчивость объекта капитального строительства в целом, а также отдельных конструктивных элементов (мероприятий по антиобледенению, системы молниезащиты, а также мер по защите конструкций от коррозии и др.);

- описание конструкций фундаментов;

- описание и обоснование принятых объемно-планировочных решений объекта капитального строительства;

- сведения о проектной мощности (пропускной способности и др.) линейного объекта;

• *Привести в графической части*

- чертежи конструктивных решений и отдельных элементов, описанных в пояснительной записке;

- схемы устройства кабельных переходов через железные и автомобильные (шоссейные, грунтовые) дороги, а также через водные преграды;

- схемы узлов перехода с подземной линии на воздушную линию;

- профили пересечений с инженерными коммуникациями;

- чертежи заземляющих устройств опор ВЛ;

- схемы заземлений (занулений) и молниезащиты и др.

3.1.4 Проект организации строительства:

• *Привести в текстовой части*

- характеристику трассы линейного объекта, района его строительства, описание полосы отвода;

- сведения о размерах земельных участков, временно отводимых на период строительства;

- сведения об объемах и трудоемкости основных строительных и монтажных работ по участкам трассы;

– перечень основных видов строительных и монтажных работ, ответственных конструкций, участков сетей инженерно-технического обеспечения, подлежащих освидетельствованию с составлением соответствующих актов приемки перед производством последующих работ и устройством последующих конструкций;

- *Привести в графической части*

– организационно-технологические схемы, отражающие оптимальную последовательность возведения линейного объекта с указанием технологической последовательности работ.

3.1.5 Проект организаций работ по сносу (демонтажу) линейного объекта

(включается в состав проектной документации при необходимости сноса (демонтажа) линейного объекта или его части)

3.1.6 Электротехнические решения: выбор оборудования ТП, РП, электрические принципиальные и монтажные схемы, карта уставок РЗА.

3.1.7 Схема нормального режима ВЛ 10 (6) кВ и опорная схема (для реконструируемых ВЛ).

3.1.8 Мероприятия по охране окружающей среды;

3.1.9 Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности;

3.1.10 Выполнить проверку трансформаторов тока (далее ТТ) центра питания (далее ЦП) и элементов ЛЭП 6-10 кВ на пропускную способность в связи с увеличением нагрузки, замену оборудования (при необходимости), проведение расчетов токов короткого замыкания, выбор уставок релейной защиты (далее РЗ) ЦП, проверку чувствительности РЗ, проверку ТТ на 10% погрешность, предоставление карт селективности РЗ подключаемого объекта и РЗ присоединения ЦП.

3.2. Стадийность проектирования

– проведение изыскательских работ и выбор места строительства (для площадных объектов)/полосы отвода (линейные объекты);

– разработка проектно-сметной документации (ПСД);

– согласование ПСД с Заказчиком (план трассы на действующем топоматериале на бумажном носителе в масштабе 1:500 согласовать очно) и в надзорных органах (при необходимости).

3.3. Требования к оформлению проектной документации.

Проектную документацию и спецификацию по строительству/реконструкции объектов электросетевого хозяйства оформить отдельными разделами для каждого мероприятия в соответствии с Приложением №1 ТЗ и указанием кода СПП-элемента (отдельный раздел ПСД для каждого мероприятия);

Оформить предварительное размещение объекта строительства, с согласованием местоположения со всеми землепользователями, отвод земельного участка на период строительства;

Получить ТУ, при пересечении проектируемой трассы ЛЭП инженерных коммуникаций и прохождении в их охранных зонах, у организаций, в ведении которых они находятся, и выполнить проект согласно выданных ТУ;

Выполнить заказные спецификации на основное и вторичное электротехническое оборудование, ЗИП, материалы и инструменты согласовав их с Заказчиком.

Согласованную Заказчиком и, при необходимости, надзорными органами проектную документацию предоставить в 4 экземплярах на бумажном носителе и в электронном виде в 2 экземплярах на USB - носителе: один в формате PDF, второй – в редактируемом формате в AutoCAD.

Электронная версия документации должна соответствовать ведомости основного комплекта рабочей документации и комплектоваться отдельно по каждому тому. Наименования файлов томов, списков чертежей должны соответствовать названию документации, представленной на бумажных носителях.

Не допускается передача документации в формате PDF с пофайловым разделением страниц.

В рабочей документации должны использоваться утвержденные диспетчерские наименования объектов.

4. Требования к сметной документации:

– Выполнить текстовую часть в формате пояснительной записки к сметной документации. В пояснительной записке к сметной части документации указать значения удельных показателей стоимости строительства (расширения, реконструкции, технического перевооружения) линии

электропередачи (подстанции) по каждому виду вводимой мощности, для ВЛ, КЛ - по протяженности в км.

- При формировании стоимости СМР и ПНР руководствоваться «Методикой определения стоимости строительной продукции на территории РФ» МДС 81-35.2004 и утв. федеральной сметно-нормативной базой ФЕР-2017.

- Сметная документация, должна быть составлена в двух уровнях цен: в базисном уровне цен, определяемом на основе действующих сметных норм и цен по состоянию на 01.01.2000 г. и в текущем уровне цен, сложившемся ко времени составления смет, с применением метода пересчета базисного уровня цен в текущий, с помощью индексов изменения сметной стоимости, разработанных к сметно-нормативной базе 2001.

- В случае применения инновационных решений, приведенных в Реестре инновационных решений ПАО «Россети», Подрядчиком должна быть составлена отдельная локальная смета, включающая позиции инновационного оборудования, связанные с ним работы по монтажу, поставке, пусконаладке;

- Согласованную Заказчиком сметную документацию представить в 4 экземплярах на бумажном носителе и в электронном виде в 2 экземплярах на USB - носителе: один в формате PDF, а второй в формате ГРАНД-Смета, либо в другом числовом формате, совместимым с ГРАНД-Смета, позволяющем вести накопительные ведомости по локальным сметам (совместно с проектной документацией);

(Разработанная проектно-сметная документация (далее ПСД) является собственностью Заказчика, и передача ее третьим лицам без его согласия запрещается.)

5. Требования к проведению СМР и ПНР.

5.1. Этапность проведения работ:

- подготовительные работы;
- проведение СМР (при необходимости на данном этапе произвести комплекс работ по благоустройству);

- определение координат, трансформаторных подстанций полученных в результате оцифровки данных дистанционного зондирования (по спутниковым фотографиям) в общедоступных сервисах Google, Яндекс, Bing при условии возможности однозначной идентификации на спутниковой фотографии, либо по результатам обхода с применением оборудования GPS/ГЛОНАСС и предоставление данных координат в составе исполнительной документации.

Полученные данные должны удовлетворять следующим требованиям:

- система координат WGS84 (World Geodetic System 1984) (предоставить дополнением в формате Microsoft Excel);
- формат – градусы и десятичные доли градуса, например: N55,7698, E37,6418, где N – градусы северной широты, E – градусы восточной долготы;
- точность измерения – не менее 0,000001 градусов;
- при проведении измерений координат с использованием оборудования GPS/ГЛОНАСС точка измерений должна располагаться на расстоянии не более 5 метров от объекта измерения в любую сторону.

- проведение ПНР.

5.2. Основные требования к Подрядчику при производстве работ:

- осуществлять землеустроительные работы на период строительства;
- осуществлять страхование рисков и рисков, в том числе причинения ущерба 3 стороне, производимые организацией;

- осуществлять комплектацию работ всеми материалами, необходимыми для строительства, в строгом соответствии с технологической последовательностью СМР и в сроки, установленные календарным планом и графиком строительства согласованным Заказчиком;

- комплекс СМР и ПНР производить согласно утверждённой в производство работ заказчиком ПСД, нормативных документов регламентирующих производство общестроительных работ, а так же работ производимых на объектах электросетевого комплекса;

- закупать и поставлять оборудование и материалы, установленные проектом и утвержденные Заказчиком строительства, необходимые для производства СМР и ПНР (изменение номенклатуры поставляемых материалов должно быть согласовано с Заказчиком и проектной организацией без изменения сметной стоимости);

- оформлять разрешение на производство земляных работ при строительстве объектов и нести полную ответственность при нарушении производства работ;

- самостоятельно выполнять все необходимые согласования, возникающие в процессе строительства, с шефмонтажными и со сторонними организациями;
- выполнять все технические условия, выданные заинтересованными предприятиями и организациями и осуществить в соответствии с проектными решениями;
- согласовывать с филиалом ПАО «МРСК Центра» все изменения проектных решений, возникающие в процессе строительства;
- применять материалы, имеющие паспорта и сертификаты РФ;
- вести исполнительную документацию на протяжении всего периода производства СМР в соответствии с СНиП, передать ее Заказчику для утверждения в полном объеме по завершению очереди строительства (реконструкции) или полного завершения строительства (реконструкции) объекта;
- представлять необходимые документы для оформления ввода объекта в эксплуатацию Заказчиком по завершении работ;

6. Требования к подрядной организации:

- обладать необходимыми профессиональными знаниями и опытом при выполнении аналогичных проектных и строительно-монтажных работ;
- иметь свидетельство о допуске на данный вид деятельности, оформленного в соответствии с требованиями действующего законодательства РФ и устава СРО, а так же опыт проектирования аналогичных объектов не менее 3 лет;
- привлекать специализированные Субподрядные организации, по согласованию с Заказчиком;
- выбор типа оборудования и заводов изготовителей производить по согласованию с Заказчиком;
- отсутствие случаев травматизма персонала при проведении строительно-монтажных работ.

7. Правила контроля и приемки работ.

Контроль и приемка работ осуществляется в соответствии с условиями договора подряда и действующим законодательством и действующими регламентами.

8. Требования к оборудованию и материалам.

8.1. Общие требования:

- при реализации проекта в приоритетном порядке следует рассматривать технические решения с применением оборудования, конструкций, материалов и технологий отечественного производства;
- при проектировании объектов распределительной сети 6-10 кВ принять основные требования к оборудованию в соответствии с Типовыми техническими заданиями на поставку оборудования ПАО «МРСК Центра» / ПАО «МРСК Центра и Приволжья», окончательно уточнить на стадии проектирования;
- всё применяемое электротехническое оборудование и материалы отечественного и импортного производства должны быть новыми (дата изготовления не более полугода), ранее не использованными, соответствовать требованиям технической политики ПАО «Россети», а также пройти процедуру аттестации в ПАО «Россети» (при условии наличия в перечнях оборудования и материалов, подлежащих аттестации);
- необходимость применения оборудования импортного производства должна быть обоснована исключительно на основании технико-экономического сравнения с отечественными аналогами;
- для российских производителей – наличие положительного заключения МВК, ТУ, или иные документы, подтверждающие соответствие техническим требованиям;
- для импортного оборудования, а так же для отечественного оборудования, выпускаемого для других отраслей и ведомств – наличие сертификатов соответствия функциональных и технических показателей оборудования условиям эксплуатации и действующим отраслевым требованиям;
- провести мониторинг рынка новой техники и технологий с оценкой возможности их применения в проекте. Тип, марку и завод-изготовитель оборудования, провода, кабельной продукции, сцепной линейной арматуры определить проектом и согласовать с филиалом ПАО «МРСК Центра» - «Ярэнерго» на стадии проектирования. Инновационные решения оформить отдельным разделом проекта.
- защиту КТП/СТП 10(6)/0,4 кВ от перенапряжений осуществить ограничителями перенапряжений 6 (10) кВ и 0,4 кВ в соответствии с СТО 56947007-29.240.02.001-2008;

– выполнить расчет токов к.з., предусмотреть проверку чувствительности защит. Выполнить проверку ТТ на 10 % погрешность с учетом существующей и перспективной мощности. В случае необходимости справочно представить в проекте предложение о замене оборудования.

– по всем видам оборудования Подрядчик 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 по монтажу, наладке, пуску, сдаче в эксплуатацию, обеспечению правильной и безопасной эксплуатации, технического обслуживания поставляемого оборудования;

– оборудование и материалы должны 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 25 лет.

– объекты нового строительства и реконструкции оформить в соответствии с руководством по использованию фирменного стиля ПАО «МРСК Центра» (РК БП 20/17-01/2018), утверждённое приказом № 515-ЦА от 07.11.2018 г. «Требования к зданиям и сооружениям объектов электрических сетей при выполнении работ по реконструкции и новому строительству ПАО «МРСК Центра» и ПАО «МРСК Центра и Приволжья».

8.2. Основные требования к проектируемым КЛ 0,4 кВ.

Материал изоляции кабеля 0,4 кВ при новом строительстве и реконструкции (за исключением замены дефектного участка КЛ)	ПВХ
Покрытие, не распространяющее горение, на участке КЛ при входе в РУ 0,4 кВ ПС, РП (РТП) или КТП	Да
Заходы на ТП	кабельный

8.3. Основные требования к проектируемым КЛ 6 кВ.

Материал изоляции кабеля 6(10) кВ при новом строительстве / реконструкции (за исключением замены дефектного участка КЛ)	сшитый полиэтилен / бумажно-масляная
Пожаробезопасное исполнение КЛ 6(10) кВ	Нет
Покрытие, не распространяющее горение, на участке КЛ при входе в РУ ПС, РП (РТП) или КТП	Да
Заходы на ТП	Кабельный
Способ монтажа КЛ 6(10) кВ	Треугольником (или трехжильным кабелем)

– Прокладку КЛ 6(10) кВ в местах пересечения с объектами транспортной и иной инфраструктуры осуществлять согласно ПУЭ, с учетом требований Оперативного указания ПАО «МРСК Центра» № ОУ-01-2013 от 27.08.2014 «О выполнении пересечений КЛ 0,4-10 кВ с объектами транспортной инфраструктуры»;

– В спецификации предусмотреть комплектование объекта проектирования информационными и предупреждающими знаками в соответствии с распоряжением ПАО «Россети» от 09.11.2019 года №501р «Об утверждении требований к информационным знакам».

– Трубы для прокладки КЛ методом горизонтально-направленного бурения должны быть изготовлены в соответствии с действующими нормативными документами (ГОСТ или ТУ);

– Трубы должны быть выполнены из полимерных материалов, обеспечивающих повышенную термостойкость к температуре внешней оболочки кабеля, определяемой расчетным способом для различных режимов работы КЛ:

- при температурах токопроводящих жил кабеля до 90°C, характерных для длительного нормального режима (не менее 30 лет);

- при температурах токопроводящих жил кабеля до 130°C в режиме перегрузки (не более 8 ч в сутки и не более 1000 ч за срок службы);

- при температурах токопроводящих жил кабеля до 250°C, связанных с перегревом кабеля токами короткого замыкания.

– Трубы должны обладать повышенной теплопроводностью – не менее 0,5 Вт/мК для обеспечения эффективного отвода тепла от кабельной линии.

– В трубах должна отсутствовать адгезия внутренней поверхности трубы к оболочке кабеля при нагреве токопроводящих жил кабеля до 250°C для исключения слипания кабеля с трубой при коротких замыканиях.

- Внутренняя поверхность труб, контактирующая с кабелем, должна не распространять горение.
- Трубы должны обладать характеристиками, которые позволили бы беспрепятственно монтировать их с применением технологии ГНБ:
 - труба должна быть в достаточной степени гибкой – минимальный радиус изгиба трубы должен быть не менее 20 внешних диаметров трубы;
 - труба должна иметь защитную оболочку повышенной прочности (твердость поверхности по Шору D не менее 60) для исключения истирания поверхности трубы и обеспечения сохранения кольцевой жесткости при длинных проколах;
 - труба должна быть стойкой к растяжению;
 - труба должна подвергаться контактной (стыковой) сварке для организации сплошных проколов большой длины;
 - концевая труба должна быть оборудована воронкой для исключения перетирания оболочки кабеля;
 - в качестве трубопроводов (защитных футляров) при прокладке высоковольтного кабеля следует по возможности применять трубы диаметром не менее $1,5D$, где D – внешний диаметр кабеля. Использование стальных труб для пофазной прокладки одножильных кабелей не допускается.
- Трубы должны обеспечивать возможность извлечения кабеля с целью его ремонта или замены.
- В комплекте с трубами должны поставляться уплотнители для обеспечения герметизации пространства между кабелем и трубой, капы заводского производства для герметизации резервных труб.
- Трубы должны иметь гладкую наружную и внутреннюю поверхности. На трубах допускаются незначительные продольные полосы и волнистость, не выходящие толщину стенки трубы за пределы допускаемых отклонений. Не допускаются на наружной, внутренней и торцевой поверхности пузыри, трещины, раковины, посторонние включения.
- Трубы должны допускать эксплуатацию при температуре окружающей среды от -50°C до $+50^{\circ}\text{C}$.
- Срок службы труб должен составлять не менее 30 лет.
- Трубы должны иметь:
 - все необходимые сертификаты соответствия, сертификаты пожарной безопасности, протоколы испытаний и т.д.;
 - документы, подтверждающие положительный опыт эксплуатации данной продукции при проведении электромонтажных работ;
 - рекомендательное письмо от заводов-изготовителей кабеля.
 - производитель труб должен предоставить:
 - расчет понижающего коэффициента по теплопроводности;
- места производства земляных работ должны быть ограждены щитами, имеющими светоотражающее покрытие, с указанием наименования организации, производящей работы, и номера телефона, обозначаться сигнальными огнями, указателями объездов и пешеходных переходов. Ограждения должны иметь высоту не менее 2 метров. В местах перехода через траншеи, ямы, канавы должны быть установлены переходные мостики шириной не менее 1 м, огражденные с обеих сторон перилами высотой не менее 1,1 м, со сплошной обшивкой внизу на высоту 0,15 м и с дополнительной ограждающей планкой на высоте 0,5 м от настила;
- выполнить мероприятия по восстановлению благоустройства территории после проведения земляных работ.

8.4. Основные требования к проектируемой КТП 6/0,4 кВ

Наименование	Параметры
Конструктивное исполнение	
Тип КТП	проходная
Конструктивное исполнение КТП	сэндвич
Номинальное напряжение ВН/НН, кВ	6/0,4
Климатическое исполнение и категория размещения	УХЛ1
Степень защиты оболочки по ГОСТ 14254-96, не менее	IP 34

Высота установки над уровнем моря, м, не более		1000
Трансформатор в комплекте поставки		да
Количество трансформаторов		2
Окраска		краска полимерная порошковая по грунтовке, цвета в соответствии с корпоративным стандартом Заказчика
Логотипы		на дверях КТП нанести знаки безопасности, логотип Заказчика в соответствии с корпоративным стандартом
Запирающие устройства, уплотнения, козырьки		внутренние запирающие устройства на всех дверях КТП (должны открываться одним ключом), козырьки над входами в РУ и отсек трансформатора. Мягкие уплотнения из долговечных материалов на всех дверях. Предусмотреть петли для навесных замков на всех дверях. Мягкие уплотнения отверстий выводов 10/6 и 0,4 кВ
Двери		крепление створок ворот и дверей должно быть выполнено на внутренних петлях. Двери и створки ворот должны иметь фиксацию в крайних положениях.
Блокировочные устройства		да (блокировка привода заземляющих ножей выключателей нагрузки, блокировка открывания дверей отсеков РУ ВН при включенных выключателях нагрузки)
Световая индикация наличия высокого напряжения на ТП (Индикатор должен свидетельствовать о неисправности коммутационного аппарата или другого оборудования, либо о наличии шунтирующих перемычек, если после выполнения оперативных переключений на отключенных линиях (ТП) остается напряжение, о чем сигнализирует свечение элементов индикации)		Индикатор устанавливается в РУ-6-10кВ со стороны подхода ЛЭП-6-10кВ к ТП. Индикатор должен присоединяться к контактам проходных изоляторов, находящимся в корпусе РУ. Наружные части индикатора (лампы) должны быть устойчивыми к атмосферным воздействиям и выполнены в антивандальном исполнении. Визуальная индикация должна четко просматриваться с улицы и быть круглосуточной, цвет свечения должен быть аналогичен расцветке фаз. Должна быть предусмотрена возможность замены ламп индикации.
Тип ввода ВН		Кабельный
Тип ввода НН		Кабельный/воздушный
Маслоприемник		нет
Коридор обслуживания	в РУВН	да
	в РУНН	да
Силовой трансформатор		
Тип трансформатора		масляный герметичный
Номинальная мощность, кВА		160
Частота, Гц		50
Номинальное напряжение обмоток, кВ:	ВН	6
	НН	0,4
Потери ХХ, Вт, не более		300*
Потери КЗ, Вт, не более		2136*
Схема и группа соединения обмоток		$\Delta/Y_n (Y/Z_n)$
Способ и диапазон регулирования на стороне ВН		ПБВ $\pm 2 \times 2,5\%$

Высота установки над уровнем моря, м, не более		1000
Трансформатор в комплекте поставки		да
Количество трансформаторов		2
Окраска		краска полимерная порошковая по грунтовке, цвета в соответствии с корпоративным стандартом Заказчика
Логотипы		на дверях КТП нанести знаки безопасности, логотип Заказчика в соответствии с корпоративным стандартом
Запирающие устройства, уплотнения, козырьки		внутренние запирающие устройства на всех дверях КТП (должны открываться одним ключом), козырьки над входами в РУ и отсек трансформатора. Мягкие уплотнения из долговечных материалов на всех дверях. Предусмотреть петли для навесных замков на всех дверях. Мягкие уплотнения отверстий выводов 10/6 и 0,4 кВ
Двери		крепление створок ворот и дверей должно быть выполнено на внутренних петлях. Двери и створки ворот должны иметь фиксацию в крайних положениях.
Блокировочные устройства		да (блокировка привода заземляющих ножей выключателей нагрузки, блокировка открывания дверей отсеков РУ ВН при включенных выключателях нагрузки)
Световая индикация наличия высокого напряжения на ТП (Индикатор должен свидетельствовать о неисправности коммутационного аппарата или другого оборудования, либо о наличии шунтирующих перемычек, если после выполнения оперативных переключений на отключенных линиях (ТП) остается напряжение, о чем сигнализирует свечение элементов индикации)		Индикатор устанавливается в РУ-6-10кВ со стороны подхода ЛЭП-6-10кВ к ТП. Индикатор должен присоединяться к контактам проходных изоляторов, находящимся в корпусе РУ. Наружные части индикатора (лампы) должны быть устойчивыми к атмосферным воздействиям и выполнены в антивандальном исполнении. Визуальная индикация должна четко просматриваться с улицы и быть круглосуточной, цвет свечения должен быть аналогичен расцветке фаз. Должна быть предусмотрена возможность замены ламп индикации.
Тип ввода ВН		Кабельный
Тип ввода НН		Кабельный/воздушный
Маслоприемник		нет
Коридор обслуживания	в РУВН	да
	в РУНН	да
Силовой трансформатор		
Тип трансформатора		масляный герметичный
Номинальная мощность, кВА		160
Частота, Гц		50
Номинальное напряжение обмоток, кВ:	ВН	6
	НН	0,4
Потери ХХ, Вт, не более		300*
Потери КЗ, Вт, не более		2136*
Схема и группа соединения обмоток		$\Delta/Y_n (Y/Z_n)$
Способ и диапазон регулирования на стороне ВН		ПБВ $\pm 2 \times 2,5\%$

Климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ15150		У3
Требования к электрической прочности		ГОСТ 1516.1
Контрольно-измерительные, сигнальные и защитные устройства		маслоуказатель, термометр, клапан сброса давления
Защита от перегрузки		Да
Срок эксплуатации до первого ремонта, не менее лет		12
Срок службы, лет		30
Присоединение к бинам		Зажимы АШМ
РУ ВН		
Исполнение РУ ВН		РУ ВН на базе камер КСО с выключателями нагрузки на каждое присоединение 6/10 кВ. Камера КСО с выключателем нагрузки и предохранителями 6/10 кВ на присоединение силового трансформатора
Тип коммутационных аппаратов		выключатели нагрузки ВНА-10
Число отходящих линий:		
вводные, шт.		2
линейные, шт.		1 (+ предусмотреть 1 место)
трансформаторные, шт.		2
ячейка секционного выключателя нагрузки, шт.		2
Тип защитного аппарата		Предохранитель
Номинальный ток, А		50
Номинальный ток отключения, кА		12,5
Ток термической стойкости, кА, не менее		20
Ток электродинамической стойкости, кА, не менее		51
Секционирование РУВН		Да
Защита от перенапряжений		ОПН
Опиновка 6 кВ		Алюминиевые шины
Изоляция 6 кВ		Фарфоровые опорные изоляторы
РУ НН		
Опиновка 0,4 кВ		изолированные алюминиевые шины
Изоляция 0,4 кВ		фарфоровые опорные изоляторы
Защита от перенапряжений		ОПН
Число отходящих линий (с учетом расширения)		2 на каждой секции
Тип вводного коммутационного аппарата		автоматический выключатель с тепловым и электромагнитным расцепителями, рубильник
Номинальный ток вводного аппарата, А		400
Тип коммутационного аппарата отходящих линий		автоматический выключатель с тепловым и электромагнитным расцепителем с возможностью плавной настройки время-токовых характеристик или рубильник
Отходящие линии	Номер линии	1;2;3;4
	Номинальный ток, А	250;250;250;250
	Резерв	предусмотреть возможность установки на каждую секцию по 2 резервных рубильника
Учёт в РУНН (ввод)	счетчик электрической энергии	класса точности не ниже 0,5S, неразборного исполнения, не требующий ремонта и обслуживания. Наличие интерфейса RS-485.

	трансформаторы тока 0,4 кВ	класса точности не ниже 0,5S, неразборного исполнения, не требующий ремонта и обслуживания, межповерочный интервал не менее 8 лет
	наличие испытательной коробки	да
Учёт в РУНН (отходящие линии)	Резерв	предусмотреть монтажную панель для приборов учета резервных линий
	счетчик электрической энергии	счетчик электрической энергии класса точности не ниже 0,5S, требования к электросчетчикам приведены в СТО 34.01-5.1-009-2019 ПАО «Россети»
	трансформаторы тока 0,4 кВ	класса точности не ниже 0,5S, неразборного исполнения, не требующий ремонта и обслуживания, межповерочный интервал не менее 8 лет
	наличие испытательной коробки	да
Мониторинг КЭ в РУНН (ввод)	Клеммная коробка для подключения СИ ПКЭ	Клеммная коробка на 4 клеммы под штырьевые (пружинные) наконечники: А, В, С, N с соответствующей цветовой и буквенной маркировкой клемм. К каждой клемме от автоматического выключателя должны быть подведены цепи напряжения А, В, С с соответствующей цветовой маркировкой проводов. Клемма N должна быть соединена с «нулем». На клеммной коробке или непосредственно над ней должна быть бирка с надписью «для подключения СИ ПКЭ». Клеммная коробка должна быть расположена таким образом, чтобы обеспечивать удобный и безопасный доступ к ее клеммам для подключения СИ ПКЭ. Для питания СИ ПКЭ в шкафу должна быть предусмотрена розетка на напряжение переменного тока 230 В

	трансформаторы тока 0,4 кВ	класса точности не ниже 0,5S, неразборного исполнения, не требующий ремонта и обслуживания, межповерочный интервал не менее 8 лет
	наличие испытательной коробки	да
Учёт в РУНН (отходящие линии)	Резерв	предусмотреть монтажную панель для приборов учета резервных линий
	счетчик электрической энергии	счетчик электрической энергии класса точности не ниже 0,5S, требования к электросчетчикам приведены в СТО 34.01-5.1-009-2019 ПАО «Россети»
	трансформаторы тока 0,4 кВ	класса точности не ниже 0,5S, неразборного исполнения, не требующий ремонта и обслуживания, межповерочный интервал не менее 8 лет
	наличие испытательной коробки	да
Мониторинг КЭ в РУНН (ввод)	Клеммная коробка для подключения СИ ПКЭ	Клеммная коробка на 4 клеммы под штырьевые (пружинные) наконечники: А, В, С, N с соответствующей цветовой и буквенной маркировкой клемм. К каждой клемме от автоматического выключателя должны быть подведены цепи напряжения А, В, С с соответствующей цветовой маркировкой проводов. Клемма N должна быть соединена с «нулем». На клеммной коробке или непосредственно над ней должна быть бирка с надписью «для подключения СИ ПКЭ». Клеммная коробка должна быть расположена таким образом, чтобы обеспечивать удобный и безопасный доступ к ее клеммам для подключения СИ ПКЭ. Для питания СИ ПКЭ в шкафу должна быть предусмотрена розетка на напряжение переменного тока 230 В

Передача данных АСУЭ

Установка шкафа ТМ и АСУЭ в комплекте: 3ф. прибор (ы) учета (ПУ) на вводе (ах) 0,4 кВ с интерфейсом RS-485, модуль или модули ввода дискретных сигналов (телесигнализации), испытательная коробка, УСПД/контроллер с GSM-модемом (функции ТМ и АСУЭ), источник резервного питания на базе конденсаторов, обеспечивающий автономность работы не менее 1-й минуты.

Контролируемые параметры ТМ

Телесигнализация:

- Открытие двери (-ей) КТП (один обобщенный сигнал);
- Открытие двери шкафа ТМ и АСУЭ;
- Пофазный контроль наличия напряжения на отходящих фидерах 0,4 кВ. В случае новых ТП, однопозиционный ТС положения автоматического выключателя фидера;
- Наличие напряжения питания на вводе в устройство;
- Дополнительные ТС от системы ОПС (при наличии).

Телеизмерения (от ПУ на вводе(ах) в ТП):

- Ia, Ib, Ic, Ua, Ub, Uc, Uср. на секции 0,4кВ, P, Q

Протокол передачи данных МЭК 60870-5-104 и МЭК 61850, интеграция с ОИК АСТУ филиала.

Учет электроэнергии. Данные технического учета и журнал событий счетчика в ИВК АСУЭ «Пирамида-сети»

Требования к оборудованию. УСПД/контроллер, модули ввода дискретных сигналов в части телемеханики должны соответствовать требованиям СТО 34.01-6.1-001-2016. УСПД/контроллер в части учета ЭЭ должен соответствовать требованиям СТО 34.01-5.1-010-2019. ПУ должен соответствовать требованиям СТО 34.01-5.1-009-2019

Тип АСУЭ филиала	ПО «Пирамида-сети»
Контроль напряжения на шинах 0,4 кВ	да
Пофазный контроль наличия напряжения на отходящих фидерах 0,4 кВ	да
Контроль открытия двери (-ей) КТП	да
Контроль открытия двери шкафа учета	да
Шкаф уличного освещения	нет
Тип счётчика	многофункциональный (акт., реакт.)
Устройство сбора и передачи данных	да
Номинал трансформаторов тока	по проекту
Амперметры на вводе	да
Блок собственных нужд	да
Наличие АВР	нет
Наличие автоматического управления фидером уличного освещения	нет
Секционирование по РУНН	да

Передача данных АСУЭ

Установка шкафа ТМ и АСУЭ в комплекте: 3ф. прибор (ы) учета (ПУ) на вводе (ах) 0,4 кВ с интерфейсом RS-485, модуль или модули ввода дискретных сигналов (телесигнализации), испытательная коробка, УСПД/контроллер с GSM-модемом (функции ТМ и АСУЭ), источник резервного питания на базе ионисторов, обеспечивающий автономность работы не менее 1-й минуты.

Контролируемые параметры ТМ

Телесигнализация:

- Открытие двери (-ей) КТП (один обобщенный сигнал);
- Открытие двери шкафа ТМ и АСУЭ;
- Пофазный контроль наличия напряжения на отходящих фидерах 0,4 кВ. В случае новых ТП, однопозиционный ТС положения автоматического выключателя фидера;
- Наличие напряжения питания на вводе в устройство;
- Дополнительные ТС от системы ОПС (при наличии).

Телеизмерения (от ПУ на вводе(ах) в ТП):

- Ia, Ib, Ic, Ua, Ub, Uc, Uср. на секции 0,4кВ, P, Q

Протокол передачи данных МЭК 60870-5-104 и МЭК 61850, интеграция с ОИК АСТУ филиала.

Учет электроэнергии. Данные технического учета и журнал событий счетчика в ИВК АСУЭ «Пирамида-сети»

Требования к оборудованию.

УСПД/контроллер, модули ввода дискретных сигналов в части телемеханики должны соответствовать требованиям СТО 34.01-6.1-001-2016. УСПД/контроллер в части учета ЭЭ должен соответствовать требованиям СТО 34.01-5.1-010-2019. ПУ должен соответствовать требованиям СТО 34.01-5.1-009-2019

Тип АСУЭ филиала	ПО «Пирамида-сети»
Контроль напряжения на шинах 0,4 кВ	да
Пофазный контроль наличия напряжения на отходящих фидерах 0,4 кВ	да
Контроль открытия двери (-ей) КТП	да
Контроль открытия двери шкафа учета	да
Шкаф уличного освещения	нет
Тип счётчика	многофункциональный (акт., реакт.)
Устройство сбора и передачи данных	да
Номинал трансформаторов тока	по проекту
Амперметры на вводе	да
Блок собственных нужд	да
Наличие АВР	нет
Наличие автоматического управления фидером уличного освещения	нет
Секционирование по РУНН	да

Передача данных АСУЭ

Установка шкафа ТМ и АСУЭ в комплекте: 3ф. прибор (ы) учета (ПУ) на вводе (ах) 0,4 кВ с интерфейсом RS-485, модуль или модули ввода дискретных сигналов (телесигнализации), испытательная коробка, УСПД/контроллер с GSM-модемом (функции ТМ и АСУЭ), источник резервного питания на базе ионисторов, обеспечивающий автономность работы не менее 1-й минуты.

Контролируемые параметры ТМ

Телесигнализация:

- Открытие двери (-ей) КТП (один обобщенный сигнал);
- Открытие двери шкафа ТМ и АСУЭ;
- Пофазный контроль наличия напряжения на отходящих фидерах 0,4 кВ. В случае новых ТП, однопозиционный ТС положения автоматического выключателя фидера;
- Наличие напряжения питания на вводе в устройство;
- Дополнительные ТС от системы ОПС (при наличии).

Телеизмерения (от ПУ на вводе(ах) в ТП):

- Ia, Ib, Ic, Ua, Ub, Uc, Uср. на секции 0,4кВ, P, Q

Протокол передачи данных МЭК 60870-5-104 и МЭК 61850, интеграция с ОИК АСТУ филиала.

Учет электроэнергии. Данные технического учета и журнал событий счетчика в ИВК АСУЭ «Пирамида-сети»

Требования к оборудованию. УСПД/контроллер, модули ввода дискретных сигналов в части телемеханики должны соответствовать требованиям СТО 34.01-6.1-001-2016. УСПД/контроллер в части учета ЭЭ должен соответствовать требованиям СТО 34.01-5.1-010-2019. ПУ должен соответствовать требованиям СТО 34.01-5.1-009-2019

Тип АСУЭ филиала	ПО «Пирамида-сети»
Контроль напряжения на шинах 0,4 кВ	да
Пофазный контроль наличия напряжения на отходящих фидерах 0,4 кВ	да
Контроль открытия двери (-ей) КТП	да
Контроль открытия двери шкафа учета	да
Шкаф уличного освещения	нет
Тип счётчика	многофункциональный (акт., реакт.)
Устройство сбора и передачи данных	да
Номинал трансформаторов тока	по проекту
Амперметры на вводе	да
Блок собственных нужд	да
Наличие АВР	нет
Наличие автоматического управления фидером уличного освещения	нет
Секционирование по РУНН	да

Передача данных АСУЭ

Установка шкафа ТМ и АСУЭ в комплекте: 3ф. прибор (ы) учета (ПУ) на вводе (ах) 0,4 кВ с интерфейсом RS-485, модуль или модули ввода дискретных сигналов (телесигнализации), испытательная коробка, УСПД/контроллер с GSM-модемом (функции ТМ и АСУЭ), источник резервного питания на базе конденсаторов, обеспечивающий автономность работы не менее 1-й минуты.

Контролируемые параметры ТМ

Телесигнализация:

- Открытие двери (-ей) КТП (один обобщенный сигнал);
- Открытие двери шкафа ТМ и АСУЭ;
- Пофазный контроль наличия напряжения на отходящих фидерах 0,4 кВ. В случае новых ТП, однопозиционный ТС положения автоматического выключателя фидера;
- Наличие напряжения питания на вводе в устройство;
- Дополнительные ТС от системы ОПС (при наличии).

Телеизмерения (от ПУ на вводе(ах) в ТП):

- Ia, Ib, Ic, Ua, Ub, Uc, Uср. на секции 0,4кВ, P, Q

Протокол передачи данных МЭК 60870-5-104 и МЭК 61850, интеграция с ОИК АСТУ филиала.

Учет электроэнергии. Данные технического учета и журнал событий счетчика в ИВК АСУЭ «Пирамида-сети»

Требования к оборудованию. УСПД/контроллер, модули ввода дискретных сигналов в части телемеханики должны соответствовать требованиям СТО 34.01-6.1-001-2016. УСПД/контроллер в части учета ЭЭ должен соответствовать требованиям СТО 34.01-5.1-010-2019. ПУ должен соответствовать требованиям СТО 34.01-5.1-009-2019

Тип АСУЭ филиала	ПО «Пирамида-сети»
Контроль напряжения на шинах 0,4 кВ	да
Пофазный контроль наличия напряжения на отходящих фидерах 0,4 кВ	да
Контроль открытия двери (-ей) КТП	да
Контроль открытия двери шкафа учета	да
Шкаф уличного освещения	нет
Тип счётчика	многофункциональный (акт., реакт.)
Устройство сбора и передачи данных	да
Номинал трансформаторов тока	по проекту
Амперметры на вводе	да
Блок собственных нужд	да
Наличие АВР	нет
Наличие автоматического управления фидером уличного освещения	нет
Секционирование по РУНН	да

* Примечание. Допустимые отклонения (максимальное значение) величин, приведенных в таблице (+15% для потерь XX и +10% для потерь КЗ)

- схема У/Ун допускается при соответствующем обосновании, например, замена вышедшего из строя трансформатора на двухтрансформаторной ТП, если оставшийся в работе тр-р имеет схему У/Ун. Схема У/Зн применяется при преобладании однофазной (бытовой) нагрузки или при наличии технико-экономического обоснования.
- выбор типов КТП осуществлять в соответствии с оперативным указанием ПАО «МРСК Центра» № ОУ-05-2014 от 02.12.2014 «О применении оборудования для распределительных сетей 10(6)/0,4 кВ»;
- строительная конструкция выполняется в корпусе из сэндвич панелей с порошковой окраской, корпус – коррозионностойкая эмаль по грунтовке/грунт-эмаль, двери – краска полимерная порошковая, цвета в соответствии с корпоративным стандартом ПАО «МРСК Центра», гарантийный срок службы по коррозионной стойкости не менее 15 лет;
- габаритные размеры КТП не должны превышать размеры земельного участка, предоставляемого под строительство подстанции;
- конструкция здания должна исключать попадание животных и птиц в помещение КТП, камеру трансформатора;
- предусмотреть обязательное наличие над дверьми отливов, козырьков, исключающих попадание атмосферных осадков внутрь КТП шириной не менее 120 мм;
- конструкция крыши должна исключать сток воды с крыши на стены. Предусмотреть устройства, исключающие сход снега и льда с крыши КТП в случае отсутствия возможности установки ограждения (снегозадержатели). Кровля из металлического оцинкованного, крашеного профнастила с высотой волны 35-40мм, уклон согласно СНиП.
- должны быть предусмотрены мероприятия, исключающие несанкционированный доступ в здание КТП. На правых створках дверей предусмотреть возможность установки замков образца РЭС «Яргорэлектросеть», на левые створки – шпингалеты (верхние с удлиненной рукояткой);
- крепление створок ворот и дверей должно быть выполнено на внутренних петлях.
- замки на дверях – внутреннего исполнения, должны иметь простую и надежную конструкцию и открываться одним ключом. Двери и створки ворот должны иметь фиксацию в крайних положениях. Двери, жалюзи и замки должны иметь противовандальное исполнение. Предусмотреть петли для навесных замков;
- отсеки силовых трансформаторов в ТП должны иметь защитные барьеры, с установленными на них плакатами «Стой. Напряжение»;
- на воротах отсеков силовых трансформаторов с обеих сторон ворот должны быть установлены диспетчерские наименования силовых трансформаторов (металлизированные таблички, наименование и шрифт согласовать дополнительно с диспетчерской службой РЭС), а также желтые треугольники с черными молниями, выполненные из металла размером 300х300 мм с жестким креплением к поверхности ворот;
- для удобства замены и ремонта трансформатора трансформаторный отсек должен иметь специальное выкатное устройство;
- токоведущие части 0,4 кВ, находящиеся под напряжением должны быть изолированы.
- в качестве уплотнителей на дверцах ТП предусмотреть использование долговечных материалов устойчивых к атмосферным воздействиям (диапазон рабочей температуры от +40°C до -45°C);
- предусмотреть технические мероприятия для обеспечения подключения к ТП резервного источника электроснабжения;
- в комплект поставки включить ящик для песка, укомплектованный пакетами с сухим песком весом 2,5-3 кг (установить в камере трансформатора);
- окраску ТП выполнить в соответствии с утвержденными корпоративными цветами ПАО «МРСК Центра», на дверях РУ-6(10) кВ и РУ-0,4 кВ ТП с обеих сторон дверей нанести диспетчерские наименования (металлизированные таблички, наименование и шрифт согласовать дополнительно с диспетчерской службой РЭС), желтые треугольники с черными молниями, выполненные из металла размером 300х300 мм с жестким креплением к поверхности дверей, логотип ПАО «МРСК Центра» и телефон;
- предусмотреть возможность объединения в единый контур заземления всех металлических конструкций КТП;
- предусмотреть материалы для контура заземления: горизонтальный заземлитель сечением не менее 5х40, вертикальный – сечением не менее 50х50х5.

– предусмотреть возле дверей и ворот с внутренней стороны КТП наличие контакта заземления с гайкой-барашком для возможного подключения к общему контуру заземления оборудования пожарных машин;

Требования к РУ ВН и НН КТП:

- в камерах КСО предусмотреть окно для визуального осмотра контактных соединений;
- камеры КСО комплектовать общим указателем напряжения и устройством контроля прохождения тока к.з. УТКЗ-4, средствами индивидуальной защиты и знаками безопасности;
- управление приводами выключателей 6(10) кВ КСО – внутреннее;
- необходимо наличие блокировок в РУ-6(10) кВ: привода заземлителя и выключателя нагрузки, двери предохранителей высоковольтного отсека, главных и заземляющих ножей разъединителя, электромагнитные блокировки и др.;
- РУ ВН и НН выполнять в отдельных помещениях, предусмотреть сплошную огнеупорную перегородку между кабинами трансформаторов и РУ НН. В перегородке должно находиться окно. Присоединение секций 0,4 кВ к силовым трансформаторам выполнить через изоляционные проходные перегородки;
- применение ШНН с использованием линейных рубильников РПС-4 или ШВР;
- исполнение ШНН с закрытием нижней части экраном из изоляционного материала, закрытием верхней части прозрачным полимерным материалом, с отверстиями для проверки отсутствия напряжения;
- исполнение ШНН в одном шкафу, на вводе автоматический выключатель стационарного исполнения с рубильником;
- в ШНН диэлектрические пластины, закрывающие предохранители должны иметь отверстия для проверки отсутствия напряжения;
- ввод РУ НН оснащать приборами учета электроэнергии и контроля параметров электроэнергии. Отходящие фидера без приборов учета.
- предусмотреть установку прибора учёта с параметрами: ном. ток 5(7.5)А, ном. напряжение 380В, класс точности 0,5/1,0, МП интервал 10 лет, профиль хранения 35 суток;
- дополнительные параметры: многотарифный, многофункциональный, учёт А и Р энергии, оптопорт, интерфейс RS485, однонаправленный, с возможностью передачи данных по GSM-каналу, эл. пломба, диапазон температур -40+55°C.
- применение гибкой связи трансформатора с РУ-0,4кВ (кабель в двойной ПВХ изоляции), что облегчает замену трансформатора и коммутационной аппаратуры;
- форма жалюзи – «ёлочка», без сетки «рабица», с управлением закрытия изнутри на зимнее время;
- стены, пол и потолок должны быть выкрашены краской, устойчивой к воздействию трансформаторного масла, влаги и механических воздействий;
- на приводах разъединителей, выключателей нагрузки и заземлителях установить таблички с диспетчерскими наименованиями (размер табличек, способ и место крепления, шрифт и надпись согласовать дополнительно в РЭС);
- на дверях высоковольтных отсеков ячеек в РУ-6(10) кВ установить с обеих сторон желтые треугольники с черными молниями, выполненные из металла размером 150x150 мм с жестким креплением к поверхности дверей;
- на дверях ячеек в РУ-6(10) кВ с возможностью двустороннего питания нанести краской круги красного цвета диаметром не менее 100 мм;
- в составе РУ-6(10) кВ выполнить обозначение секций шин: желтая полоса – 1-ая секция шин, зеленая полоса – 2-ая секция шин, а также установить таблички с номерами секций шин (размеры табличек, место и способ крепления, шрифт и надпись согласовать дополнительно в РЭС);
- в составе РУ-6(10) кВ выполнить разделение вертикальной красной линией секций шин с указанием в виде таблички направления от красной линии в сторону соответствующей секции шин (размеры табличек, место и способ крепления, шрифт и надпись согласовать дополнительно в РЭС);
- в ячейках РУ-6(10) кВ предусмотреть возможность установки переносного заземления с помощью специальной штанги для установки переносного заземления;
- на каждой ячейке в РУ-6(10) кВ предусмотреть внешний контакт для подключения к общему контуру заземления;
- на секциях в РУ-6(10) кВ обеспечить мероприятия по ограничению перенапряжений (ограничители перенапряжения не использовать в качестве опорных изоляторов);
- оборудовать ячейки РУ-6(10) кВ устройствами контроля токов короткого замыкания (УТКЗ);

- в составе РУ-0,4 кВ выполнить обозначение секций шин: желтая полоса – 1-ая секция шин, зеленая полоса – 2-ая секция шин, а также установить таблички с номерами секций шин (размеры табличек, место и способ крепления, шрифт и надпись согласовать дополнительно в РЭС);
- в составе РУ-0,4 кВ выполнить разделение вертикальной красной линий секций шин с указанием в виде таблички направления от красной линии в сторону соответствующей секции шин (размеры табличек, место и способ крепления, шрифт и надпись согласовать дополнительно в РЭС);
- на каждой панели в РУ-0,4 кВ предусмотреть внешний контакт для подключения к общему контуру заземления;
- на секциях в РУ-0,4 кВ обеспечить мероприятия по ограничению перенапряжений (ограничители перенапряжения не использовать в качестве опорных изоляторов);
- в панелях РУ-0,4 кВ предусмотреть возможность установки переносного заземления с помощью специальной штанги для установки переносного заземления;
- на дверях силовых отсеков панелей в РУ-0,4 кВ установить с обеих сторон желтые треугольники с черными молниями, выполненные из металла размером 150x150 мм с жестким креплением к поверхности дверей;
- на дверях релейных отсеков (отсеков учета, клеммных коробах) панелей в РУ-0,4 кВ установить с обеих сторон желтые треугольники с черными молниями, выполненные из металла размером 50x50 мм с жестким креплением к поверхности дверей;
- снаружи и внутри панелей РУ-0,4 кВ установить диспетчерские наименования присоединений (размер табличек, материал, способ и место крепления, шрифт и надпись согласовать дополнительно в РЭС);
- внутренне освещение камер РУВН принять на напряжение 36В;
- монтаж камер РУВН и панелей РУНН выполнять с применением торцевых панелей на крайних камерах и панелях;
- монтаж тяг приводов камер РУВН выполнить с применением тягоуловителей из диэлектрического материала;
- комплектацию материалов для монтажа контура заземления выполнить в соответствии с типовым проектом типа «ТП 407-3-494» для КТП и «ТП К-42-630» для 2КТП/БКТП/2БКТП;
- на камерах РУВН и панелях РУНН разместить металлизированные шильдики с типом распреедустройств, однолинейные схемы;
- в РУВН и РУНН разместить ламинированные однолинейные схемы с указанием основных технических параметров ТП;
- включить в состав технической документации ТП паспорта и сертификаты на все электротехническое оборудование, установленное в ТП;
- включить в состав технической документации ТП заводские протоколы наладки/регулировки оборудования;
- применить в качестве цветового обозначения фаз шин РУВН/РУНН лакокрасочное покрытие в соответствии с ПУЭ;
- в случае применения РУ ТП с коридором обслуживания количество диэлектрических ковров из состава средств защиты принять равным количеству камер/панелей РУ ТП;
- включить в поставку материалов для монтажа ТП лакокрасочные материалы следующих цветов: желтый, зеленый, красный, черный; синий и серый (в соответствии с RAL Brand_Book) объемом 0,7 кг;
- установить у всех выключателей освещения РУ ТП металлизированное буквенное положение клавиш;
- установить у всех светильников освещения РУ ТП металлизированное буквенное обозначение уровня напряжения;
- на наружных стенах ТП предусмотреть нанесение трафаретом со всех сторон надписи: «Размещать объекты и находиться вблизи ТП запрещено».

8.5. Требования безопасности электроустановок:

В корпусе КТП предусмотреть установку системы охранной сигнализации с выводом сигнала на диспетчерский пункт путем отправки SMS сообщения по сети GSM, с использованием ревунов, а так же с возможностью передачи сигналов в систему телемеханики энергообъекта.

В комплексе охранной системы должны применяться только стандартные, серийно выпускаемые и надлежащим образом сертифицированные аппаратные средства.

9. Гарантийные обязательства:

- гарантия на оборудование и материалы должна распространяться не менее чем на 60 месяцев, на СМР и ПНР – 36 месяцев. Время начала исчисления гарантийного срока – с момента ввода в эксплуатацию;
- подрядчик должен за свой счет и в сроки, согласованные с Заказчиком, устранять любые дефекты в оборудовании, материалах и выполняемых работах, выявленные в период гарантийного срока. В случае выхода из строя оборудования Подрядчик 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.

10. Сроки выполнения работ и условия оплаты.

10.1. Срок выполнения работ: не более 43 (сорока трех) календарных дней с момента заключения договора.

10.2. Оплата производится в течение 30 (тридцати) календарных дней с момента подписания сторонами актов приема работ.

11. Основные НТД, определяющие требования к работам:

- Градостроительный кодекс РФ;
- Земельный кодекс РФ;
- Лесной кодекс РФ;
- ПУЭ (действующее издание);
- ПТЭ (действующее издание);
- Постановление Правительства Российской Федерации № 87 от 16 февраля 2008 г. «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»;
- ГОСТ Р 21.1101-2013 «Требования к проектной и рабочей документации»;
- Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38-750 кВ, № 14278. Утверждены Минтопэнерго 20.05.1994 г.;
- Технические требования к компонентам цифровой сети ПАО «Россети»;
- Постановление Правительства РФ от 11.08.2003 N 486 «Об утверждении Правил определения размеров земельных участков для размещения воздушных линий электропередачи и опор линий связи, обслуживающих электрические сети»;
- Постановление Правительства РФ от 24.02.2009 № 160 «О порядке установления границ охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условиях использования земельных участков, расположенных в границах таких зон», с последующими изменениями;
- Постановление Правительства РФ от 03.12.2014 N 1300 «Об утверждении перечня видов объектов, размещение которых может осуществляться на землях или земельных участках, находящихся в государственной или муниципальной собственности, без предоставления земельных участков и установления сервитутов»;
- Положение ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе»;
- Концепция цифровизации сетей на 2018-2030 гг. ПАО «Россети»;
- СТО 34.01-21-005-2019 «Цифровая электрическая сеть. Требования к проектированию цифровых распределительных электрических сетей 0,4-220 кВ»;
- СТО 34.01-6.1-001-2016. «Программно-технические комплексы подстанций 6-10 (20) кВ. Общие технические требования»;
- СТО 34.01-21.1-001-2017 «Распределительные электрические сети напряжением 0,4-110 кВ. Требования к технологическому проектированию»;
- Руководство по использованию фирменного стиля ПАО «МРСК Центра» (РК БП 20/17-01/2018), утвержденное приказом № 515-ЦА от 07.11.2018 г. «Требования к зданиям и сооружениям объектов электрических сетей при выполнении работ по реконструкции и новому строительству ПАО «МРСК Центра» и ПАО «МРСК Центра и Приволжья»;
- Оперативное указание ПАО «МРСК Центра» № ОУ-01-2013 от 27.08.2014 «О выполнении пересечений КЛ 0,4-10 кВ с объектами транспортной инфраструктуры»;
- Оперативное указание ПАО «МРСК Центра» № ОУ-02-2013 от 18.09.2013 «О применении кабелей с индексом НГ-LS»;
- Оперативное указание ПАО «МРСК Центра» № ОУ-05-2014 от 02.12.2014 «О применении оборудования для распределительных сетей 10(6)/0,4 кВ»;
- «Трансформаторы силовые распределительные 6-10 кВ мощностью 63-2500 кВА. Требования к уровню потерь холостого хода и короткого замыкания», СТО 34.01-3.2-011-2017.

- «Методические указания по защите распределительных сетей напряжением 0,4-10 кВ от грозовых перенапряжений», СТО 56947007-29.240.02.001-2008;
- «Руководство по изысканиям трасс и площадок для электросетевых объектов напряжением 0,4-20 кВ»;
- 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»;
- ГОСТ Р 52373-2005 «Провода самонесущие изолированные и защищенные для воздушных линий электропередачи. Общие технические условия»;
- ГОСТ 13276 – 79 «Арматура линейная. Общие технические условия»;
- ГОСТ 10434 – 82 «Соединения контактные электрические. Классификация. Общие технические требования»;
- ГОСТ Р 52082 –2003 «Изоляторы полимерные опорные наружной установки на напряжение 6-220 кВ. Общие технические условия»;
- ГОСТ Р 52725-2007 «Ограничители перенапряжений нелинейные для электроустановок переменного тока напряжением от 3 до 750 кВ»;
- ГОСТ 13015 – 2003 «Изделия железобетонные и бетонные для строительства. Общие технические требования. Правила приемки, маркировки, транспортирования и хранения»;
- ГОСТ 26633-91 «Бетоны тяжелые и мелкозернистые. Технические условия»;
- ГОСТ 15543.1-89 «Изделия электротехнические. Общие требования в части стойкости к климатическим внешним воздействующим факторам»;
- ГОСТ 14695-80 «Подстанции трансформаторные комплектные мощностью от 25 до 2500 кВА на напряжение до 10 кВ. Общие технические условия»;
- ГОСТ 30830-2002 (МЭК 60076-1-93) «Трансформаторы силовые. Общие положения. Часть 1»;
- ГОСТ Р 52719-2007 «Трансформаторы силовые. Общие технические условия»;
- ГОСТ Р 52726 – 2007 «Разъединители и заземлители переменного тока на напряжение свыше 1 кВ и приводы к ним. Общие технические условия».
- При проектировании использовать региональные карты климатического районирования по ветру, гололеду и ветровой нагрузке при гололеде в Ярославской области утвержденные приказом ПАО «МРСК Центра» от 20.01.2016 №12-ЦА.
- Распоряжение № ЦА/25/97-р от 02.06.2015 «О реализации политики инновационного развития, энергосбережения и повышения энергетической эффективности».

Главный инженер РЭС 1 категории «Яргорэлектросеть»

В.А. Лебедев

Заместитель начальника ПТО
РЭС 1 категории «Яргорэлектросеть»

О.В. Тинкова

В части сроков выполнения работ согласованно:
Заместитель директора по капитальному строительству

С.Н. Гуцин
А.В. Бугров

Заместитель директора по безопасности –
начальник отдела безопасности

А.В. Захаров
Г.В. Ширшаков

№ п/п	Наименование заявителя по договору тех.присоединения	Категория (льготная / не льготная)	Наименование присоединяемого объекта	Результаты договора тех.присоединения	Присоединяемая мощность, кВт	Срок исполнения заявителя	Код СЛП элемента	Наименование вышестоящего лоты с расписывкой перечня работ в рамках укрупненного сметного расчета	РЭС	Адрес
1	ООО СК «Вертикаль»	и (Doing Business)	3-х этажные жилые дома (д.№№1,2) на земельном участке с када. №76:23:022013:36	41864625/ТП-19	128,5		1. 276-ТР41864625.01 2. 276-ТР41864625.02 3. 276-ТР41864625.03 4. 276-ТР41864625.04 5. 276-ТР41864625.05	1. Строительство КЛ 6 кВ №1 ТП 1934 – ТП 1936 (~600м). 2. Реконструкция КЛ 6-10ка ТП 941-ТП 942 АСВ 3*150 (инв. №12013288-00) с монтажом двух КЛ 6 кВ до ТП 1936 (~2х100м). 3. Строительство КЛ 0,4 кВ №2 ТП 1936 (~50м). 4. Строительство КЛ 0,4 кВ №8 ТП 1936 (~50м). 5. Строительство ТП 1936 (1 шт.).	Яргор электросеть	г. Ярославль, Тверицкая наб., д.58а

Главный инженер РЭС I категории «Яргорэлектросеть»

В.А. Лебедев