75102 76.0

ПТП 2026/ 04618	
Заявка на дог. подряда	

УТВЕРЖДАЮ

Первый заместитель директора -
главный инженер филиала «Удмуртэнерго»

К.В. Григорьев
(подпись) *(расшифровка)*

"25" января 2026г.

Ответственный за рассмотрение проектной документации:	*Начальник УТРиЦ Пермяков П.М.*
Ответственный за проведение строительного контроля:	*Гл. инженер РЭС Борщев К.Л.*
Принимающий объект в эксплуатацию (ответственный за включение объекта):	*Начальник РЭС Малоносенко С.В.*

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

на выполнение «под ключ»
проектно-изыскательских, строительно-монтажных,
пусконаладочных работ на объекте распределительной сети:

«Строительство ВЛ-10 кВ, ВЛ-0,4 кВ, установка разгрузочной КТП 100/10/0,4 кВ ф.9 ПС Кузебаево с реконструкцией и переводом нагрузки ВЛ-0,4 кВ ТП-225 ф.9 ПС Кузебаево, строительство ВЛ-0,4 кВ ТП-343 ф.15 ПС Алнаши д.Чумали, с.Алнаши, ул.Б.Загуменова Алнашского района (ТП до 15 кВт)»

для обеспечения технологического присоединения энергопринимающих устройств

1. Основание выполнения работ

1.1 Технологическое присоединение к сетям филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» – «Удмуртэнерго» энергопринимающих устройств заявителей, указанных в п. 2.1.

1.2 Инвестиционная программа филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» – «Удмуртэнерго» на 2026 год.

2. Общие требования

Работы выполнить в два этапа:

1-й этап:

2.1. Местонахождение проектируемых электроустановок филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» – «Удмуртэнерго» и энергопринимающих устройств Заявителей:

	Адрес земельного участка, на котором располагаются энергопринимающие устройства Заявителя	**Договор ТП**	**P, кВт**	**U, кВ**	**Плата рассчитана по СТС на покрытие расходов на ТП**
1.	УР, Алнашский район, д.Чумали, ул.Центральная, д.60 (кадастровый номер 18:01:092001:428)	181105214	15	0,4	**нет**
2.	УР, Алнашский район, с.Алнаши, ул.Бориса Загуменова (кадастровый номер 18:01:009001:2175)	181106260	15	0,4	**нет**

Выполнить инженерные изыскания в составе следующих работ:

- вынос на местность и закрепление местоположения в условиях выполнения полевых работ;
- разбивка пикетажа в условиях выполнения полевых работ;

- подготовка ситуационного плана при условиях выполнения полевых работ

2.2. Разработать проектно-сметную документацию (ПСД) и рабочую документацию (РД) одной стадией для реконструкции/нового строительства объектов распределительной сети 10 (6)/0,4 кВ, **предусмотреть изготовление информационных табличек (см. приложение В)** с учетом требований НТД, указанных в п. 11 настоящего ТЗ (при проектировании необходимо руководствоваться последними редакциями документов, необходимых и действующих на момент разработки ПСД, в том числе не указанных в данном ТЗ), в объеме следующих мероприятий:

№ п.п	Наименование работ	Физический объем
1.	**Строительство отпайки ВЛ-10 кВ ф.9 ПС Кузебаево:**	
1.1.	Строительство отпайки ВЛ-10 кВ от опоры № 225/23 ф.9 ПС Кузебаево проводом: СИП-3(1х50) (марку и сечение провода уточнить проектом)	**0,370 км**
1.2.	Монтаж разъединителя-10 кВ на второй отпаечной опоре	**1 комплект**
1.3.	Монтаж опоры с разъединителем-10 кВ возле проектируемой ТП	**1 комплект**
1.4.	Предусмотреть установку адаптеров СЕ-3	**2 комплекта**
1.5.	Предусмотреть устройства защиты от перенапряжения (тип, количество и необходимость установки определить при проектировании с учетом грозовой активности на данной территории). Места установки выбирать в соответствии с протоколом заседания технического совета филиала «Удмуртэнерго» от 01.11.2019 №2019-11/01	
1.6.	Демонтаж опор №№ 7,8,9,11,13,15,17,19,21 (9 шт.) деревянных и провода ВЛ-0,4 кВ ТП-225 ф.9 ПС Кузебаево с последующим монтажом на новые опоры совместным подвесом с проектируемой ВЛ-10 кВ ф.9 ПС Кузебаево (0,370 км)	
1.7.	Демонтаж провода уличного освещения с опоры № 8 по опору № 21 ВЛ-0,4 кВ ТП-225 ф.9 ПС Кузебаево (0,260 км)	
2.	**Строительство КТП 10/0,4 кВ -100 кВА**	**1 комплект**
2.1.	-в заводском оформлении ТП отобразить диспетчерские наименования проектируемой ТП (**ТП № ХХХ ф.9 ПС Кузебаево**), согласовав с заказчиком содержание и телефоны.	
2.2	Установка АВ в РУ-0,4 кВ проектируемой ТП (тип и номинал определить проектом)	**2 шт.**
2.3	Предусмотреть монтаж системы **АСКУЭ***	**1 комплект**
2.4	Обустройство фундамента на стойках УСО	**1 комплект**
2.5	Монтаж в РУ-0,4 кВ проектируемой ТП 3-фазного интервального электронного прибора учета электрической энергии трансформаторного включения типа КВАНТ ST 2000-12-W-230*5(10)-0.5S/1-RUE2G2I2ODM-SMA или эквивалент	**1 комплект**
2.6	Пусконаладочные работы проектируемой ТП, в т.ч.: • *испытание силового трансформатора;* • *испытания изоляторов и ограничителей перенапряжения;* • *испытания коммутационных аппаратов 0,4 кВ;* • *измерения сопротивления заземлителей и заземляющих устройств;* • *проверка наличия цепи между заземлителями и заземляемыми элементами;* • *проверка фазировки;* • *измерения сопротивления изоляции силовых линий 0,4 кВ;*	**1 подстанции**

	проверка и испытания трансформаторов тока.	
3.	Строительство ВЛ-0,4 кВ от РУ-0,4 кВ проектируемой ТП ф.9 ПС Кузебаево до опоры № 51 ВЛ-0,4 кВ ТП-225 ф.9 ПС Кузебаево (по существующей трассе) проводом СИП-2 (3х70+1х70) (тип и номинал определить проектом) для заявителя: УР, Алнашский район, д.Чумали, ул.Центральная, д.60 (кадастровый номер 18:01:092001:428)	**0,550 км**
4.	Демонтаж ВЛ-0,4 кВ от опоры № 23 до опоры № 51 ВЛ-0,4 кВ ТП-225 ф.9 ПС Кузебаево (0,550 км)	
5.	Демонтаж с последующим монтажом на новые опоры провода и светильников уличного освещения от опоры № 23 до опоры № 51 ВЛ-0,4 кВ ТП-225 ф.9 ПС Кузебаево (0,550 км, 8 шт.)	
6.	Выполнение разрыва на опорах №№ 10, 21, 65 ВЛ-0,4 кВ ТП-225 ф.9 ПС Кузебаево (3 шт.)	
7.	Строительство ВЛ-0,4 кВ от РУ-0,4 кВ проектируемой ТП ф.9 ПС Кузебаево до опоры № 61 ВЛ-0,4 кВ ТП-225 ф.9 ПС Кузебаево с переводом нагрузки на проектируемую ТП ф.9 ПС Кузебаево проводом СИП-2 (3х70+1х70) (тип и номинал определить проектом)	**0,030 км**
8.	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ ТП-225 ф.9 ПС Кузебаево в части замены подводок -0,23 кВ от опор №№ 23,27,31,39,41,47,51 (8 шт.) на СИП-4(2х16) (тип и номинал определить проектом)	**0,100 км**
9.	Строительство ВЛ-0,4 кВ от ВЛ-0,4 кВ ТП-343 ф.15 ПС Алнаши до границ участка заявителя: УР, Алнашский район, с.Алнаши, ул.Бориса Загуменова (кадастровый номер 18:01:009001:2175) -проводом СИП-2 (3х50+1х70); -проводом СИП-4 (4х25) (тип и номинал определить проектом) (Часть объема строительства учтена в тех.задании ПТП2026/02600 «Строительство ВЛ-10 кВ, установка СТП 25/10/0,4 кВ № 348 ф.15 ПС Алнаши, СТП 63/10/0,4 кВ № 349 ф.19 ПС Алнаши, строительство ВЛ-0,4 кВ ТП-343, 344, 348 ф.15; ТП-349 ф.19 ПС Алнаши с.Алнаши, ул.Аэродромная, ул.Лесная, ул.Чемошурская, ул.Загуменова, ул.Уразбахтина Алнашского района (ТП до 15 кВт)»)	**0,200 км** **0,020 км**
10.	Установка прибора коммерческого учета электрической энергии (мощности) - трехфазный прямого включения на уровне напряжения 0,4 кВ и ниже без ТТ. **Прибор учета предоставляется Заказчиком.**	2 шт.
11.	**Диспетчерские наименования** на проектируемом оборудовании выполнить в соответствии с методическими указаниями по соблюдению фирменного стиля, обобщенным требованиям к стационарным знакам и плакатам, размещаемым на объектах электросетевого хозяйства ПАО «Россети Центр» и ПАО «Россети Центр и Приволжье» МИ БП 10.1/05-01/2020 (см. Приложение В)	

- Система должна обеспечивать:

– представление результатов измерения, информации о состоянии средств измерения, информации о состоянии объектов измерения (при использовании данной информации для расчета значений учетных показателей): на уровень ИВК и соответствующий АРМ;

–управление и параметрирование входящих в них компонентов;

– вычисление баланса электроэнергии в ИВК по фидерам 0,4кВ ТП, а также контроль достоверности передаваемых/получаемых данных;

– удаленный доступ к приборам учета и УСПД / контроллерам / маршрутизаторам с ИВК филиала на базе ПО «Пирамида-Сети» и АРМ специалистов СДТУ;

– сохранность информации на уровнях ИВКЭ, ИВК, ОИК при возникновении любых нештатных ситуаций;

– после восстановления электропитания должна быть обеспечена процедура восстановления требуемого объема информации по иерархии каждой системы.

Все оборудование создаваемых систем учета и ТМ должно иметь схему электропитания, обеспечивающую сохранение работоспособности (с передачей аварийной сигнализации и сохранением измерительной информации) при кратковременных перерывах электропитания и перепадах напряжения.

Обмен оперативной информацией смонтированного оборудования с вышестоящими уровнями системы телемеханики (с ЦУС) должен осуществляться с использованием протоколов передачи данных по МЭК 61850.

Допускается применение протоколов передачи данных МЭК 60870-5-104 при невозможности ОИК осуществлять информационное взаимодействие с использованием протоколов передачи данных по МЭК 61850, при этом должна быть предусмотрена техническая возможность оперативного перехода на информационное взаимодействие по МЭК 61850 при соответствующей готовности вышестоящего уровня управления (ЦУС) без дополнительных затрат для Заказчика и без необходимости замены основного и вспомогательного оборудования уровня ПС/РП/ТП.

Программное обеспечение, применяемые протоколы оборудования ИИК и ИВКЭ систем учета и ТМ должны быть открытыми, соответствующими стандартным протоколам, применяющимся в ПАО «Россети».

Смонтированное оборудование (ИИК / ИВКЭ) должно быть интегрировано в ИВК и ОИК Заказчика.

Системы учета и ТМ должны осуществлять в отношении объектов, которые планируются к включению в указанные системы в рамках настоящего ТЗ, следующие функции:

- учет электрической энергии;

- контроль параметров качества электрической энергии в соответствии с функциональными возможностями компонентов системы в соответствии с параметрами СТО 34.01-21-005-2019 «Цифровая электрическая сеть. Требования к проектированию цифровых распределительных электрических сетей 0,4-220 кВ»;

- управление и параметрирование входящих в нее компонентов;

- передачу данных телесигнализации (открытие двери шкафа учета, сигнализация о пропадании напряжения на каждой фазе секции 0,4 кВ и на отходящих линиях 0,4 кВ, наличие напряжения на вводе в шкаф АСУЭ с функциями ТМ, срабатывание датчиков открытия двери, объема (для ЗТП) и задымления на ТП);

- передачу данных телеизмерений с вводных приборов учета на ТП (cos φ, активную мощность, реактивную мощность, фазные напряжения, линейные напряжения, фазные токи, частоты в сети);

Необходимо предусмотреть установку приборов учета электроэнергии на все коммерческие присоединения и ввода силовых трансформаторов напряжением 0,4 кВ подстанций 6-10 кВ с возможностью осуществлять их дистанционную настройку и мониторинг состояния. Приборы учета электроэнергии должны интегрироваться в УСПД/контроллер по открытым промышленным протоколам.

До ввода в эксплуатацию Заказчик формирует в ИВК базу атрибутов НСИ и документального обеспечения, включающую всю имеющуюся в монтажных ведомостях информацию о приборах учета и УСПД.

2.3. Этапность проектирования:

2.3.1. Разработка проектно-сметной и рабочей документации одной стадией: проектной документации (в соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ № 87) и рабочей документации (в соответствии с требованиями ГОСТ Р 21.101-2026 и другой действующей НТД).

2.3.2. Согласование ПСД и РД с Заказчиком, заинтересованными сторонами и надзорными органами (при необходимости, при соответствующем обосновании).

2.3.3. В целях сокращения затрат и сроков разработки рабочей документации по данному титулу при проектировании использовать альбомы типовых проектных решений и проектную документацию повторного использования.

2-й этап:

2.4. Выполнение строительно-монтажных (СМР) и пусконаладочных работ (ПНР) с поставкой оборудования, с учетом требований сроков, указанных в п.9, и НТД, указанных в п. 11 настоящего ТЗ (при строительстве необходимо руководствоваться последними редакциями документов, необходимых и действующих на момент выполнения СМР, в том числе не указанных в данном ТЗ).

3. Исходные данные для проектирования и проведения СМР и ПНР

3.1. Информация по режимам работы сети, в т.ч. ремонтным, токовые нагрузки в нормальных и ремонтных режимах (летние и зимние), при выполнении реконструкции с заменой проводов.

3.2. Схемы нормального режима ПС, РП, ТП и фидеров сети 6-10 кВ и 0,4 кВ.

3.3. Геоданные по ВЛ (в т.ч. на публичных источниках), геоданные по ПС и РП.

3.4. Карты уставок РЗА, токи КЗ на шинах питающих центров, данные по емкостным токам замыкания на землю.

3.5. Исходные данные предоставляются Подрядчику после заключения договора в соответствии с отдельным запросом Подрядчика.

4. Требования к проектированию

Проектно-сметная и рабочая документация

4.1. Требования к проектной документации:

4.1.1.Пояснительная записка:

– реквизиты документов, на основании которых принято решение о разработке проектной документации;

– исходные данные для проектирования;

– сведения о климатической и географической характеристике района, на территории которого предполагается осуществлять строительство/реконструкцию объекта (ов) распределительной сети 0,4-10 (6) кВ. При проектировании учитывать Карты климатического районирования по ветру, гололеду и ветровой нагрузке при гололеде. Предельные значения пролетов воздушных линий, для соответствующих категорий района по ветру и гололёду, определяются по таблицам типовых проектов. Увеличение установленных предельных значений длин пролётов возможно только при специальном обосновании с согласованием с филиалом ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Удмуртэнерго»;

– сведения о проектируемых объектах распределительной сети 0,4-10 (6) кВ, в т.ч. для линейного объекта - указание наименования, назначения и месторасположения начального и конечного пунктов линейного объекта, пропускная способность, полоса отвода;

– сведения о земельных участках, изымаемых во временное (на период строительства) и (или) постоянное пользование и категории земель, на которых будет располагаться электросетевой объект;

– сведения о наличии разработанных и согласованных технических условий;

– технико-экономические характеристики проектируемых объектов распределительной сети 0,4-10 (6) кВ (категория, протяженность, проектная мощность, пропускная способность и др.);

– обоснование возможности осуществления строительства объекта по этапам строительства с выделением этих этапов;

– **сведения о примененных инновационных решениях. Текстовая часть пояснительной записки к проектной документации должна содержать пункт «Инновационные технологии» с информацией о перечне и стоимости инновационных решений, примененных в рамках проекта.**

– сведения о примененных инновационных решениях, в разделе необходимо дать предложения по применению оборудования, материалов или технологий из технологического реестра по основным направлениям инновационного развития ПАО «Россети», размещенного на официальном сайте компании. В случае применения оборудования, материалов или технологий из Реестра, в пояснительной записке должна присутствовать информация о перечне и стоимости инновационных решений, примененных в рамках проекта (например, в виде фразы «В рамках проекта применяются следующие инновационные решения: ___. Стоимость инновационных решений в рамках проекта составляет ___ тыс. руб. без НДС). Стоимость, указанная в пояснительной записке, должна соответствовать стоимости, указанной в «Сводной ведомости стоимости мероприятий по инновациям»;

4.1.2. Проект полосы отвода:

- *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;

– схему расположения земельного участка на кадастровом плане территории, постановление органа местного самоуправления о предоставлении разрешения на размещение Объекта по муниципальным землям;

- *Привести в графической части*

– схему расположения земельного участка на кадастровом плане территории с указанием надземных и подземных коммуникаций, пересекаемых в процессе строительства и попадающих в пятно застройки, со всеми необходимыми согласованиями (сетевыми организациями, землепользователями);

– схему планировочной организации земельного участка, план трассы на действующем топоматериале с указанием сведений об углах поворота, длине прямых и криволинейных участков и мест размещения проектируемых объектов электросетевого комплекса со всеми необходимыми согласованиями (сетевыми организациями, землепользователями);

Мероприятия по установлению границ охранных зон объектов электросетевого хозяйства (нанесение границ охранных зон, соблюдение требований Постановления Правительства РФ от 24.02.2009 № 160 (ред. от 18.02.2023) «О порядке установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон» (вместе с «Правилами установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон»).

4.1.3. Конструктивные решения *(при проектировании ЛЭП):*

Привести в текстовой части

– сведения об основных электрических характеристиках линейного объекта электросетевого комплекса (КЛ/ВЛ);

– описание и обоснование технических решений, обеспечивающих необходимую прочность, устойчивость объекта капитального строительства в целом, а также отдельных конструктивных элементов (мероприятий по антиобледенению, молниезащите, заземлению, а также мер по защите конструкций от коррозии и др.);

– описание типов и параметров стоек ВЛ (промежуточные, угловые, анкерные), конструкций опор;

– описание конструкций фундаментов, опор;

– описание конструктивных элементов кабельной линии (кабельной вставки, в.ч. соединительных и концевых муфт);

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

– описание конструктивных решений в части установки на ВЛ коммутационного оборудования (разъединитель, реклоузер).

Привести в графической части

– чертежи конструктивных решений и отдельных элементов опор ВЛ (при отступлении от типовых решений) и оборудования, описанных в пояснительной записке;

– чертежи конструктивных решений и отдельных элементов КЛ, кабельных вставок;

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

– схемы крепления опор (при необходимости);

– профили пересечений с инженерными коммуникациями;

– конструктивные чертежи устанавливаемого на ВЛ коммутационного оборудования (разъединитель, реклоузер).

4.1.4. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений (*при проектировании ТП/РП/РТП*)

Привести в текстовой части

– сведения об основных электрических характеристиках и конструкции площадного объекта электросетевого комплекса (ТП/СТП/РТП/РП);

– сведения о количестве электроприемников, их установленной и расчетной мощности;

– описание решений по обеспечению требования к надежности электроснабжения;

– решения по молниезащите и заземлению, в т.ч. выбор и расчет ЗУ;

Привести в графической части

– однолинейную схему площадного объекта;

– компоновочные и электротехнические решения площадного объекта;

– решения по заземлению и т.д.

4.1.5. Проект организации строительства:

– характеристика 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;

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

4.1.6. Проект организации работ по сносу (демонтажу) линейного объекта (включается в состав проектной документации при необходимости сноса (демонтажа) линейного объекта или его части).

4.1.7. Мероприятия по охране окружающей среды.

4.1.8. Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности.

4.1.9. Мероприятия по обеспечению соблюдения требований энергетической эффективности, в т.ч. по оснащению присоединяемых объектов средствами коммерческого учета электрической энергии, предусмотренные Федеральным законом от 27.12.2018 № 522-ФЗ (*при необходимости, при соответствующем обосновании*).

4.2. Требования к сметной документации

4.2.1. При формировании сметной стоимости строительства (реконструкции) руководствоваться «Методикой определения сметной стоимости строительства, реконструкции, капитального ремонта, сноса объектов капитального строительства, работ по сохранению объектов культурного наследия (памятников истории и культуры) народов Российской Федерации на территории Российской Федерации», утвержденной приказом Минстроя России от 04.08.2020 № 421/пр и действующим законодательством РФ в сфере ценообразования, а также внутренними локальными нормативными актами ПАО «Россети Центр» и ПАО «Россети Центр и Приволжье».

4.2.2. В составе сметной документации в обязательном порядке предусмотреть расчет стоимости по укрупненным нормативам цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части электросетевого хозяйства, утвержденным приказом Минэнерго России от 26.02.2024 №131 (УНЦ), с обеспечением не превышения стоимости строительства объекта над стоимостью, рассчитанной по УНЦ.

4.2.3. В электронном виде сметная документация предоставляется в форматах ПО «Гранд-смета» (*.gsf, *.gsfx), универсальном формате (*.xml, *.xmlx). Выходные формы (локальные и объектные сметные расчеты (сметы), Сводный сметный расчет стоимости строительства, Сводка затрат, Конъюнктурный анализ стоимости материалов и оборудования, прочие расчеты) предоставляются в формате MS Excel (*.xls, *.xlsx), пояснительная записка, иные текстовые материалы и титульные листы тома «Сметная документация» - в формате MS Word (*.doc, *.docx).

4.2.4. В соответствии с приказом Минстроя РФ №1046/пр от 30.12.2021 при составлении сметной документации использовать базу ФСНБ-2022 с актуальными дополнениями.

4.2.5. Для пересчета сметной стоимости строительства (реконструкции) в текущий уровень цен использовать индексы изменения сметной стоимости строительства, ежеквартально публикуемые и рекомендуемые к применению Минстроем России.

4.2.6. Затраты на содержание службы заказчика-застройщика определить 4,47%. При необходимости включить в сметный расчет затраты на осуществление строительного контроля.

4.2.7. При наличии этапов строительства выполнить отдельные сводные сметные расчеты на каждый этап строительства, с объектными сметами и объединением их в сводку затрат.

4.2.8. Руководствуясь «Методикой определения сметной стоимости строительства, реконструкции, капитального ремонта, сноса объектов капитального строительства, работ по сохранению объектов культурного наследия (памятников истории и культуры) народов Российской Федерации на территории Российской Федерации», утвержденной приказом Минстроя РФ от 4.08.2020 №421/п, определить непосредственный размер и включить в сводный-сметный расчет объектов строительства затраты по получению исходно-разрешительной документации и оформлению земельно-имущественных отношений, а также прочие и лимитированные затраты.

4.2.9. В случае применения инновационных решений, приведенных в Реестре инновационных технологий ПАО «Россети», выделенная стоимость инноваций должна оформляться Подрядчиком в «Сводной ведомости затрат по применению инновационных технологий» на основе сметных расчетов в разделе проекта «Сметная документация»;

4.3. Требования к рабочей документации

4.3.1. Рабочая документация включает в себя следующие документы и материалы:

4.3.2. Рабочие чертежи, предназначенные для производства строительных и монтажных работ (схемы принципиальные, схемы или таблицы подключения, планы расположения электрооборудования, прокладки электрических сетей и сетей заземления (зануления), кабельный (кабельнотрубный) журнал, ведомость заполнения труб кабелями, разработанные для проектируемого объекта чертежи конструкций и деталей, изготавливаемых в монтажной зоне и т.п.);

4.3.3. Схема нормального режима ВЛ 0,4-10 (6) кВ и поопорная схема (для реконструируемых ВЛ).

4.3.4. Паспорт ЛЭП, план трассы, профили переходов через инженерные коммуникации, ведомости опор, фундаментов.

4.3.5. Электротехнические решения: установочные чертежи КТП, ТП, РП, электрические принципиальные и монтажные схемы, карта уставок РЗА

4.3.6. Ведомости объемов работ (строительно-монтажных и пуско-наладочных).

4.3.7. Ссылочные документы: включают ссылки на чертежи типовых конструкций, изделий и узлов ВЛ (указать серии типовых проектов с установочными чертежами опор 0,4-ВЛ 10 (6) кВ, отдельных элементов и узлов опор).

4.3.8. Прилагаемые документы:

- типовые проекты на ВЛ, ТП и РП с привязкой к конкретному объекту;
- спецификации оборудования, изделий и материалов по ГОСТ 21.110-2013;
- опросные листы;
- рабочие чертежи конструкций и деталей и т.д.

4.3.9. 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», МИ БП 10.1/05-01/2020 (Приложение В), ЗИП и аварийный резерв (при обосновании).

4.4. Требования к оформлению проектной документации

4.4.1. Оформить предварительное размещение объекта строительства, с согласованием местоположения со всеми землепользователями.

4.4.2. 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;

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

4.4.4. Согласованную Заказчиком и всеми заинтересованными лицами проектную документацию (ПД и РД одной стадией) предоставить в 3 экземплярах на бумажном носителе и в электронном виде в 2 экземплярах на USB - носителе: один в формате PDF, второй – в редактируемых форматах MS Office, AutoCAD, NanoCAD и др. Кроме того, чертежи принципиальных, монтажных схем РЗА, входящих в состав проектной документации, предоставлять в электронном виде в формате Microsoft Visio.

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

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

4.4.7. В проектной документации должны использоваться утвержденные диспетчерские наименования объектов.

4.4.8. Разработанная проектно-сметная и рабочая документация является собственностью Заказчика, и передача ее третьим лицам без его согласия запрещается.

4.5. Требования к применяемым техническим решениям и оборудованию

4.5.1. При реализации проекта в приоритетном порядке следует рассматривать технические решения с применением оборудования, конструкций, материалов и технологий отечественного производства.

4.5.2. Выбор типов оборудования осуществляется по согласованию с Заказчиком.

4.5.3. При проектировании объектов распределительной сети 0,4 - -6(10) кВ принять основные требования к оборудованию в соответствии с Типовыми техническими заданиями на поставку оборудования ПАО «Россети Центр» / ПАО «Россети Центр и Приволжье», окончательно уточнить на стадии проектирования.

4.5.4. Поставляемое электротехническое оборудование отечественного и зарубежного производства должно быть аттестовано ПАО «Россети» до момента поставки оборудования. В исключительных случаях допускается поставка не аттестованной продукции в соответствии с решением Комиссии по допуску оборудования, материалов и систем Покупателя.

4.5.5. Всё применяемое электротехническое оборудование и материалы отечественного и зарубежного 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).

4.5.6. Необходимость применения оборудования импортного производства должна быть обоснована исключительно на основании технико-экономического сравнения с отечественными эквивалентами.

4.5.7. Для российских производителей – наличие положительного заключения МВК, ТУ, или иные документы, подтверждающие соответствие техническим требованиям.

4.5.8. Для импортного оборудования, а также для отечественного оборудования, выпускаемого для других отраслей и ведомств – наличие сертификатов соответствия функциональных и технических показателей оборудования условиям эксплуатации и действующим отраслевым требованиям.

4.5.9. По всем видам оборудования Подрядчик должен предоставить полный комплект технической и эксплуатационной документации на русском языке, подготовленной в соответствии с ГОСТ 34.201-2020, ГОСТ 27300-87 по монтажу, наладке, пуску, сдаче в эксплуатацию, обеспечению правильной и безопасной эксплуатации, технического обслуживания поставляемого оборудования.

4.5.10. 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.

4.5.11. Марку оборудования, провода, сцепной линейной арматуры согласовать с Заказчиком.

4.5.12. При необходимости выполнить расчет токов к.з., предусмотреть проверку чувствительности защит. В случае необходимости справочно представить в проекте предложение о замене оборудования.

4.5.13. Основные требования к КТП 10 (6)/0,4 кВ:

Наименование	Параметры
Конструктивное исполнение	
Тип КТП, конструктивное исполнение КТП	тупиковая киосковая

Номинальное напряжение ВН/НН, кВ		10/0,4
Климатическое исполнение и категория размещения		УХЛ1
Степень защиты оболочки по ГОСТ 14254-2015, не менее		не менее IP 23
Высота установки над уровнем моря, м, не более		1000
Трансформатор в комплекте поставки		да
Количество трансформаторов		1
Тип ввода ВН		воздушный
Тип ввода НН		воздушный
Коридор обслуживания	в РУВН	Нет
	в РУНН	Нет
Силовой трансформатор		
Тип трансформатора		масляный, герметичный, энергоэффективный
Номинальная мощность, кВА		100
Номинальное напряжение обмоток, кВ:	ВН	10
	НН	0,4
Схема соединения обмоток		Y/Zн-11
РУ ВН		
Тип защитного аппарата		Предохранитель типа ПТ
Сигнализаторы напряжения		внутренние
Защита от перенапряжений		ОПН
РУ НН		
Тип вводного коммутационного аппарата		рубильник
Число отходящих линий (с учетом расширения)		2 (определить проектом)
Тип коммутационного аппарата отходящих линий		автоматический выключатель

Мониторинг КЭ в РУНН (ввод)		Клеммная коробка для подключения СИ ПКЭ (**Коробка соединительная трехфазная КС-3Ф**) Клеммная коробка на 4 клеммы под штырьевые (пружинные) наконечники: A, B, C, N с соответствующей цветовой и буквенной маркировкой клемм. К каждой клемме от автоматического выключателя должны быть подведены цепи напряжения A, B, C 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
Тип АСУЭ филиала	ПО «Пирамида-сети». Обеспечить интеграцию вновь устанавливаемых групп учета в ИВК «Пирамида-сети».	

– размещение трансформаторных подстанций 6-10/0,4 рекомендуется выполнять в центре нагрузок с целью минимизации потерь в сети 0,4 кВ, размещение трансформаторных подстанций 6-10/0,4 кВ вне центра нагрузок должно быть обосновано;

– количество отходящих линий РУ НН и номинальные параметры коммутационных аппаратов РУ НН уточнить при проектировании с проведением необходимых расчетов;

– конструкция крыши должна исключать сток воды с крыши на стены;

– 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;

– выбор мощности трансформаторов производить на основании технико-экономического сравнения вариантов, учитывающих допустимую перегрузку трансформаторов, уровень потерь в стали и обмотках трансформаторов, обоснованный (в т.ч. заключенными договорами ТП) рост нагрузок в ближайшую (1-3 года) перспективу;

– конструкция трансформаторных подстанций и распределительных трансформаторных пунктов должна допускать замену трансформаторов на большую мощность при предполагаемом росте нагрузок в перспективе 5 лет и более;

– силовые трансформаторы 6-10 кВ должны быть произведены с применением современных технологий и материалов для снижения уровня удельных технических потерь;

– при проектировании воздушного ввода с ВЛ 10 кВ в КТП предусмотреть дополнительные изоляторы для крепления спуска ВЛ к КТП;

– на всех открывающихся створках дверей ТП-10(6)/0,4 кВ (шкафах СТП-10(6)/0,4кВ) должны быть нанесены знаки безопасности «ОСТОРОЖНО ЭЛЕКТРИЧЕСКОЕ НАПРЯЖЕНИЕ», согласно СТО 34.01-30.1-001-2016 и «Не влезай, убьет!», согласно СТО 34.01-24-001-2015;

– все двери КТП должны быть оснащены датчиками открытия дверей и одним общим сигналом заведены на клеммы блока сигнализации/контроллера.

–В шкаф диспетчеризации должны быть заведены и подключены контрольные кабели сигналов «Наличие напряжение на отходящих линиях» всех автоматов(в том числе резервных) 0.4кВ. Все устанавливаемые на ТП счетчики должны быть заведены в УСПД шкафа диспетчеризации.

– на ТП-10(6)/0,4 кВ (СТП-10(6)/0,4кВ) должна быть установлена информационная табличка с диспетчерским наименованием (согласно требованиям фирменного стиля ПАО «Россети Центр» и ПАО «Россети Центр и Приволжье»);

– для ввода/выводов СИП-2 из шкафа РУ-0,4 кВ применять шланг электромонтажный (металлорукав из оцинкованной стали с внешним полимерным покрытием) с креплением его к телу опоры металлической лентой, с использованием переходных манжет (бушинг) для ввода в шкаф РУ-0,4 кВ;

– в РУ-0,4 кВ должны иметься надписи панелей, аппаратов, отдельных цепей, соответствующие диспетчерским наименованиям, указанным в нормальной схеме ТП. Схема должна быть утверждена руководителем РЭС и размещаться на двери (либо внутри РУ);

– присоединение заземляющих проводников к заземлителю и заземляемым конструкциям должно быть выполнено сваркой, а к корпусам аппаратов, машин и опорам воздушных линий электропередачи – сваркой или болтовым соединением (согласно п.5.10.4 ПТЭ);

– в качестве заземляющих проводников преимущественно использовать оцинкованную полосу/круг. Максимально сократить при выполнении строительно-монтажных работ количество изгибов заземляющих проводников.

4.5.14. Основные требования к проектируемым приборам учета электроэнергии (на ТП)

Наименование и тип	3-фазный интервальный электронный прибор учета электрической энергии трансформаторного включения типа КВАНТ ST 2000-12-W-230*5(10)-0.5S/1-RUF2G2I2ODM-SMA или эквивалент
Наличие сертификации	Обязательно наличие действительного сертификата соответствия и сертификата/свидетельства об утверждении типа
Поверка	Не ранее 6 мес. до даты предоставления точки
ГОСТ или ТУ на прибор учета	Обязательно ГОСТ 31818.11-2012, ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ 31819.23-2012
Технические данные прибора учета	
Номинальное фазное напряжение, В	230
Номинальный ток (максимальный ток), А	5 (7,5)
Класс точности, не ниже	
активной	0,5S

реактивной	1,0
Номинальная частота сети, Гц	50
Максимальный рабочий температурный диапазон	от -40 до +60 °С (В данном температурном диапазоне прибор учета не должен терять не одну из своих функций).
Параметры режима многотарифности	
Количество суточных временных тарифных зон	8
Количество типов дней	2
Характеристики надёжности	
Средняя наработка на отказ, ч	200 000
Средний срок службы, лет	Не менее 30 лет
Межповерочный интервал,	Не менее 16 лет
Время хранения данных в энергонезависимой памяти при отсутствии питания, лет	10
Гарантийный срок, лет	Не менее 5
Точность хода часов реального времени, с/сутки	не менее 5
Параметры дискретных входов	
Количество сигналов	не менее 8
Тип сигнала	«Сухой контакт»
Входное напряжение	24 В DC
Интерфейсы	
Обязательно	GSM, оптический порт
Протоколы обмена данными	СПОДЭС и МЭК 60870-5-104
Опционально	RS-485
Энергонезависимая память	
В энергонезависимой памяти хранятся в течение 123 сут.	активная и реактивная энергия на 60-минутных интервалах, на конец суток и на конец месяца
	минимальные и максимальные значения фазного напряжения на 60-минутных интервалах и за сутки
	журнал событий прибор учета
Журнал событий	
В журнале событий должны храниться	снятие и возобновление подачи напряжения
	факт и причина срабатывания размыкателя нагрузки
	факт включения нагрузки
	факт перепрограммирования тарифного расписания
	изменение значения максимальной мощности при ограничении энергопотребления
	значение максимальной мощности при формировании команды на отключение
	статусная информация о сбоях и ошибках в работе основных узлов прибор учета
	попытки хищения энергии (недоучета);
	попытки несанкционированного доступа, в том числе – при отсутствии питания

Комплектность	В комплекте с прибором учета электроэнергии должна быть поставлена GSM-антенна. Антенна должна иметь разъем, совместимый с GSM-модулем прибора учета э/э, длину кабеля не менее 3 м и магнитное крепление. Конструкция антенны: низкопрофильная герметичная антенны семейства «Шайба». Антенна должна быть вынесена за пределы шкафа и закреплена на нем.
Тип АСУЭ филиала	ПО «Пирамида-сети»

4.5.15. Основные требования к ВЛ 6-10 кВ:

Наименование параметра	Значение
Напряжение, кВ	10 кВ
Тип провода	~~АС~~ / СИП-3/~~самонесущий кабель~~
Совместная подвеска	нет
Сечение провода, мм2	На магистрали ВЛ 6-10 кВ должно быть не менее 70 мм^2 На линейных ответвлениях (отпайках) от магистралей не менее 35 мм^2
Способ защиты от пережога проводов	предусмотреть устройства защиты от перенапряжения (тип, количество и необходимость установки определить при проектировании с учетом грозовой активности на данной территории). Места установки выбирать в соответствии с протоколом заседания технического совета филиала «Удмуртэнерго» от 01.11.2019 №2019-11/01
Материал промежуточных опор	ЖБ*/ ~~дерево~~
Материал анкерных опор	ЖБ*/ ~~металл~~
Изгибающий момент стоек (не менее), кН·м	50
Тип изоляторов	Стекло/полимер/фарфор
Разъединитель	РЛНД-1-10-IV с полимерной изоляцией
Информация о наличии пересечений со смежными инженерными сетями в охранной зоне проектируемой ВЛ:	
Подземные инженерные сети (газопровод, нефтепровод, ВОЛС, водопровод, канализация и пр.)	
Пересечения: – абонентские ЛЭП всех уровней напряжения – автомобильные дороги – железные дороги – водные преграды	

** рассматривать возможность применения следующих материалов:*

• композитных опор согласно патенту ПАО «Россети Центр» на изобретение № 2620057 «Полимерная композиция для пропитки стеклонитей, устойчивая к ультрафиолетовому излучению» и патенту на изобретение № 2619960

«Устройство крепления верхнего оголовника для установки траверсы на торце конусной пустотелой композитной опоры ЛЭП»;

• рассматривать возможность применения опор повышенной долговечности с использованием наномодифицированного бетона согласно патенту ПАО «Россети Центр и Приволжье» на полезную модель от 05.12.2025 № 239531 «Стойка опоры ВЛ 0,4-20 кВ»;

• возможность применения стальных опор из гнутого профиля (согласно протоколу №1/прт от 28.11.2019 г. с ГК «ЭЛСИ») при соответствующем обосновании (при соблюдении удельных стоимостных показателей строительства);

- на ВЛ 10 (6) кВ применить разъединители типа РЛНД-1-10-IV с полимерной изоляцией. Все стальные части разъединителя, в том числе и крепеж, должны иметь стойкое антикоррозийное покрытие на весь срок службы.

–на все разъединители установить запирающие устройства.

–предусматривать (при необходимости, определяемой проектом) дополнительную приемную траверсу на разъединителе в сторону ТП.

–установить на опоры ВЛ-10(6) кВ над приводами управления разъединителями информационные таблички с диспетчерскими наименованиями разъединителей и указанием положения рабочих и заземляющих ножей.

–металлоконструкции опор ВЛ 6-10 кВ должны быть защищены от коррозии на заводах-изготовителях методом горячего цинкования;

–сечение провода на магистрали ВЛ 6-10 кВ должно быть не менее 70 мм^2. На линейных ответвлениях (отпайках) от магистралей рекомендуется применение проводов сечением не менее 35 мм2;

–предусмотреть на ВЛЗ-10 установку скоб для установки ПЗ, места определить проектом, согласовать с РЭС;

–подлежащие установке разрядники должны окрашиваться в трудносмываемый яркий цвет. Места креплений подлежащих установке разрядников должны оснащаться антивандальными гайками, крепежные болты должны завариваться. Должны иметь заводские номера;

–тип фундаментов, расстановку, количество и материал опор, протяженность и сечение проводов уточнить при разработке проектной и рабочей документации с выполнением необходимых расчетов с учетом согласованной трассы прохождения;

–при прохождении ВЛ 6 (10) кВ в труднодоступной, населенной местности рекомендуется применение высоконадежных опорных полимерных/фарфоровых изоляторов, в том числе изолирующих траверс высокой заводской готовности на их основе (в случае применение защищенного провода 6-10 кВ).

4.5.16. Основные требования к проектируемым приборам учета электроэнергии (для заявителя):

Наименование и тип	электронный прибор учета электрической энергии прямого включения
Наличие сертификации	Обязательно наличие действительного сертификата соответствия и сертификата/свидетельства об утверждении типа
Поверка	Не ранее 6 мес. до даты предоставления точки
ГОСТ или ТУ на прибор учета	Обязательно ГОСТ 31818.11-2012, ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ 31819.23-2012
Технические данные прибора учета	
Номинальное фазное напряжение, В	230

Номинальный ток (максимальный ток), А	5 (80-1ф; 100-3ф)
Класс точности, не ниже	
активной	1,0-(1ф) – 1,0-(3ф)
реактивной	2,0-(1ф) - 1,0-(3ф)
Номинальная частота сети, Гц	50
Максимальный рабочий температурный диапазон	от -40 до +60 °С (В данном температурном диапазоне прибор учета не должен терять не одну из своих функций).
Параметры режима многотарифности	
Количество суточных временных тарифных зон	8
Количество типов дней	2
Характеристики надёжности	
Средняя наработка на отказ, ч	100 000
Средний срок службы, лет	Не менее 20 лет
Межповерочный интервал,	Не менее 16 лет
Время хранения данных в энергонезависимой памяти при отсутствии питания, лет	10
Гарантийный срок, лет	Не менее 5
Точность хода часов реального времени, с/сутки	не менее 5

4.5.17. Основные требования к ВЛ 0,4 кВ:

Наименование параметра	Значение
Напряжение, кВ	0,4 кВ
Тип провода	СИП-2 (на магистральных участках)
Сечение провода, мм2	сечение провода на магистрали ВЛИ 0,4 кВ с распределенной нагрузкой должно быть не менее 50 мм^2 (может применяться провод меньшего сечения при соответствующем обосновании – незначительная нагрузка, малая протяженность)
Материал промежуточных опор	ЖБ*/~~дерево~~
Материал анкерных опор	ЖБ*/ ~~дерево~~
Материал анкерных угловых опор	ЖБ*/металл**
Дополнительные жилы для уличного освещения	-
Изгибающий момент стоек для ВЛ 0,4 кВ (не менее), кН·м	30
Тип изоляторов	Стекло/полимер/фарфор
Информация о наличии пересечений со смежными инженерными сетями в охранной зоне, проектируемой ВЛ:	
Подземные инженерные сети (газопровод, нефтепровод, ВОКС, водопровод, канализация и пр.)	

Наименование параметра	Значение
Пересечения: – абонентские ЛЭП всех уровней напряжения – автомобильные дороги – железные дороги – водные преграды	

• ** рассматривать возможность применения опор повышенной долговечности с использованием наномодифицированного бетона согласно патенту ПАО «Россети Центр и Приволжье» на полезную модель от 05.12.2025 № 239531 «Стойка опоры ВЛ 0,4-20 кВ».*

• ***При новом строительстве и реконструкции ВЛ-0,4 кВ рассмотреть применение стальных многогранных опор (согласно патенту ПАО «Россети Центр» № 138695 от 20.02.2014) вместо трехстоечных железобетонных или деревянных опор. Вместо двухстоечных железобетонных или деревянных опор рассмотреть применение СМО при соответствующем обосновании (при соблюдении удельных стоимостных показателей строительства, в случае проблем с выделением земельных участков и т.д.) в соответствии с ОУ-05-2014 от 02.12.2014.*

• **** расматривать применение вместо двухстоечных опор угловой промежуточной опоры УП21 и концевой опоры К21 на базе стоек СВ105-5/110-5 с заглублением на 3 м.*

Изменение технического решения возможно на основании протокольного решения Технического совета филиала.

–металлоконструкции опор ВЛ 0,4 кВ должны быть защищены от коррозии на заводах-изготовителях методом горячего цинкования;

–в начале и в конце ВЛИ 0,4 кВ на всех проводах установить зажимы для присоединения приборов контроля напряжения и переносных заземлений;

–тип фундаментов, расстановку, количество и материал опор, протяженность и сечение проводов уточнить при разработке проектной и рабочей документации с выполнением необходимых расчетов с учетом согласованной трассы прохождения;

–сечение провода на магистрали ВЛИ 0,4 кВ с распределенной нагрузкой должно быть не менее 50 мм^2 (может применяться провод меньшего сечения при соответствующем обосновании – незначительная нагрузка, малая протяженность);

–ответвления к вводам 0,4 кВ потребителей выполнить проводом СИП-4 сечением не менее 16 мм^2;

–при прокладке ВЛ 0,4 кВ по поверхности стоек (спуски к приборам учета и т.п.) предусмотреть применение дистанционных фиксаторов с креплением на ленту;

–провод СИП должен соответствовать ГОСТ Р 31946-2012;

–линейная арматура для ВЛИ-0,4 кВ должна удовлетворять требованиям стандартов организации ПАО «Россети», должна быть сертифицирована в России, а также иметь заключение от отраслевой испытательной лаборатории, подтверждающее возможность совместного использования с СИП российского производства, выполненному по стандарту РФ ГОСТ 31946-2012;

–анкерные зажимы для магистральных проводов должны быть изготовлены из алюминиевого сплава, устойчивого к коррозии, с минимальной разрушающей нагрузкой 1500 кг для несущей нулевой жилы сечением 50-70 мм2;

–ответвительные зажимы должны быть снабжены срывной головкой в сторону магистрального провода, выполненной из алюминиевого антикоррозийного сплава;

–для ответвления к вводу должны применяться зажимы с раздельной затяжкой болта, позволяющие многократно подключать и отключать абонентов, а также менять сечение ответвительного провода, не снимая зажим с магистрали;

–подвесной зажим должен состоять из элемента ограниченной прочности, обеспечивающего защиту магистральной линии от механических повреждений;

–заявленный срок службы линейной арматуры и провода не менее 40 лет;

–ВЛ 0,4 кВ должны быть в полнофазном исполнении и только с применением самонесущих изолированных проводов одного сечения по всей длине фидера. Применение однофазных участков должно быть обосновано.

4.5.18. Основные требования к проектируемым УСПД (устройства сбора и передачи данных):

Наименование	Параметры
Ближняя связь с датчиками	GSM опрос
Передача данных – дальняя связь	От УСПД по сети GSM в протоколе ГОСТ Р МЭК-60870-5-104
Количество контролируемых индикаторов	До 9 штук
Диапазон рабочих температур	От -40˚С до +70˚С
Антенна	– Выносная RF антенна; – Выносная GSM антенна с коэффициентом усиления 10 дБ

Связь блоков УСПД с верхним уровнем осуществляется по сети GSM в протоколе ГОСТ Р МЭК-60870-5-104 для этих целей в УСПД используется GSM модем. Устройство должно поддерживать возможность задания APN.

Устройство должно поддерживать точность хода встроенных часов не хуже ±5,0 с/сут.. в диапазоне рабочих температур, а также обеспечивать возможность приёма сигналов синхронизации времени от верхнего уровня.

Устройство должно передавать сигналы согласно карт адресов согласно Приложению 3 для КТП – для обеспечения совместимости с уже установленными объектами в филиале. Отсутствующие физически сигналы из карт адресов удаляются с сохранением адресации последующих.

5. Требования к проведению СМР и ПНР

5.1. Последовательность проведения работ:

– Подготовительные работы и поставка оборудования;

– Работы по выносу в натуру и геодезическая разбивка сооружений;

– Проведение СМР (при необходимости, в соответствии с проектом, на данном этапе произвести комплекс работ по восстановление прилегающей территории до первоначального состояния).

– Проведение ПНР, в том числе прописывание элементов в АСТУ ОТУ (визуально и привязка ТС, ТИ и ТУ).

5.2. Основные требования при производстве работ:

– Выполнение СМР в соответствии с полученными согласованиями сетевых организаций, землепользователями, а также с разрешениями на размещение объекта.

– Страхование рисков, в том числе причинения ущерба третьей стороне.

– Комплектация материалами, необходимыми для строительства, в строгом соответствии с технологической последовательностью СМР и в сроки, установленные календарным планом и графиком строительства, согласованным Заказчиком.

– Производство работ согласно утверждённой Заказчиком в производство работ РД, нормативных документов, регламентирующих производство общестроительных работ.

– Закупка и поставка оборудования и материалов, предусмотренных РД и согласованных Заказчиком, необходимых для производства СМР и ПНР (изменение

номенклатуры поставляемых материалов должно быть согласовано с Заказчиком и проектной организацией без изменения сметной стоимости).

– Оформление при необходимости (*при соответствующем обосновании*) разрешений на производство земляных работ.

– Выполнение всех необходимых согласований, возникающих в процессе строительства.

– Выполнение всех Технических условий, выданных заинтересованными организациями.

– Оформление исполнительной документации в соответствии с НТД, передача ее Заказчику для утверждения в полном объеме по завершению этапов строительства или полного завершения строительства объекта.

– **Передавать Заказчику координаты установленных (замененных) опор, ТП и коммутационных аппаратов. Номера опор принимать в соответствии с проектной (исполнительной) документацией. Система координат WGS-84, формат координат 12.123456°. Данные предоставлять в электронном виде (в формате таблицы Excel или файла *.gpx) и на бумаге в составе исполнительной документации;**

– Представление необходимых документов для оформления ввода объекта в эксплуатацию Заказчиком по завершении работ.

6. Требования обеспечения безопасности значимых объектов критической информационной инфраструктуры Российской Федерации

6.1. Требования по обеспечению информационной безопасности

Организационные и технические меры защиты информации, реализуемые в рамках подсистемы информационной безопасности, в зависимости от обрабатываемой информации и решаемых задач должны быть направлены на:

– исключение неправомерного доступа к обрабатываемой информации, уничтожения такой информации, ее модифицирования, блокирования, копирования, предоставления и распространения, а также иных неправомерных действий в отношении такой информации;

– исключение воздействия на технические средства обработки информации, в результате которого может быть нарушено и (или) прекращено функционирование системы и обеспечивающих (управляемых, контролируемых) им процессов;

– восстановление функционирования системы, в том числе за счет создания и хранения резервных копий необходимой для этого информации.

Порядок создания подсистемы безопасности, этапность работ, а также разработка технической и рабочей документации должны соответствовать ГОСТ Р 51583-2014 «Защита информации. Порядок создания автоматизированных систем в защищенном исполнении. Общие положения», Положениями Федерального закона от 26.07.2017 № 187-ФЗ «О безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации» и соответствующими подзаконным нормативно-правовым актам.

Для обеспечения защиты информации, содержащейся в Системе, должны быть проведены следующие мероприятия:

– категорирование информационной системы в соответствии с требованиями Федерального закона от 26.07.2017 № 187-ФЗ «О безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации» и Постановления Правительства РФ от 08.02.2018 № 127 «Об утверждении Правил категорирования объектов критической информационной инфраструктуры Российской Федерации, а также перечня показателей критериев значимости

объектов критической информационной инфраструктуры Российской Федерации и их значений»;

– разработка модели угроз и нарушителей безопасности информации в соответствии с Методикой оценки угроз безопасности информации, утвержденной ФСТЭК России 05.02.2021 и БДУ ФСТЭК России;

– разработка частного технического задания на подсистему информационной безопасности с выставлением требований по реализации мер по обеспечению безопасности объекта КИИ в соответствии с Приказом ФСТЭК России от 25.12.2017 № 239 «Об утверждении Требований по обеспечению безопасности значимых объектов критической информационной инфраструктуры Российской Федерации».

6.2. Требования к частному техническому заданию на подсистему информационной безопасности

Частное техническое задание на создание подсистемы информационной безопасности Системы должно использоваться как основной источник требований к обеспечению информационной безопасности на стадии проектирования Системы.

При разработке Частного технического задания на создание подсистемы информационной безопасности Системы и при дальнейшем проектировании и реализации Системы должны быть учтены требования стандартов ПАО «Россети».

В зависимости от категории обрабатываемой информации и актуальных угроз безопасности информации, масштаба потенциальных последствий нарушения или прегрешения функционирования Системы, а также разглашения обрабатываемой им информации в ЧТЗ должны быть реализованы следующие организационные и технические меры:

– идентификация и аутентификация (ИАФ);
– управление доступом (УПД);
– ограничение программной среды (ОПС);
– защита машинных носителей информации (ЗНИ);
– аудит безопасности (АУД);
– антивирусная защита (АВЗ);
– предотвращение вторжений (компьютерных атак) (СОВ);
– обеспечение целостности (ОЦЛ);
– обеспечение доступности (ОДТ);
– защита технических средств и систем (ЗТС);
– защита информационной (автоматизированной) системы и ее компонентов (ЗИС);
– планирование мероприятий по обеспечению безопасности (ПЛН);
– управление конфигурацией (УКФ);
– управление обновлениями программного обеспечения (ОПО);
– реагирование на инциденты информационной безопасности (ИНЦ);
– обеспечение действий в нештатных ситуациях (ДНС);
– информирование и обучение персонала (ИПО).

В ЧТЗ на подсистему защиты информации должна быть отражена необходимость разработки пакета документов:

– Пояснительная записка на подсистему информационной безопасности;
– Спецификация технических решений подсистемы информационной безопасности;

– Техническое задание на реализацию подсистемы информационной безопасности.

7. Гарантийные обязательства

7.1. Гарантия на оборудование и материалы должна распространяться не менее чем на 36 месяцев, на СМР и ПНР – 36 месяцев. Время начала исчисления гарантийного срока – с момента ввода в эксплуатацию.

7.2. 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.

8. Сроки выполнения работ и условия оплаты

Сроки выполнения работ: начало – с даты подписания договора, окончание - не позднее **30.01.2027 г.**

Проектные и строительно-монтажные, пусконаладочные работы выполняются в соответствии с согласованным с Заказчиком графиком выполнения работ.

9. МЕРЫ ПО ПРЕДОСТАВЛЕНИЮ НАЦИОНАЛЬНОГО РЕЖИМА

Основание: постановление Правительства Российской Федерации от 23.12.2024 № 1875 «О МЕРАХ ПО ПРЕДОСТАВЛЕНИЮ НАЦИОНАЛЬНОГО РЕЖИМА ПРИ ОСУЩЕСТВЛЕНИИ ЗАКУПОК ТОВАРОВ, РАБОТ, УСЛУГ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ГОСУДАРСТВЕННЫХ И МУНИЦИПАЛЬНЫХ НУЖД, ЗАКУПОК ТОВАРОВ, РАБОТ, УСЛУГ ОТДЕЛЬНЫМИ ВИДАМИ ЮРИДИЧЕСКИХ ЛИЦ».

Предоставление национального режима в соответствии с ПП 1875 от 23.12.2024.	
ОКПД 2	Мера применения национального режима (запрет, ограничение, преимущество)
43.21.10.290	Не применяется

10. Основные нормативно-технические документы, определяющие требования к проектированию и строительству

- 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»;
- Постановление Правительства РФ от 11.08.2003 № 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»;

Приложение А
к «Техническому заданию на проведение
конкурса по выбору подрядчика
на выполнение работ «под ключ»
по проектированию и строительству/реконструкции
ЛЭП (6-10 кВ) и распределительной сети 6-10/0,4 кВ»

Допустимые значения потерь в силовых трансформаторах 6-10 кВ

Мощность, кВА	Потери ХХ, Вт		Потери КЗ, Вт		Суммарные потери, Вт	
	Х2	+15%*	К2	+10%*		+10%*
63	160	148	1 270	1 397	1 398	1 538
100	217	207	1 591	1 750	1 771	1 948
160	300	299	2 136	2 350	2 396	2 636
250	425	414	2 955	3 251	3 315	3 647
400	565	598	4 182	4 600	4 702	5 172
630	696	800	6 136	6 750	6 832	7 515
1000	957	1 081	9 545	10 500	10 485	11 534
1250	1 350	1 323	13 250	14 575	14 400	15 840
1600	1 478	1 668	15 455	17 001	16 905	18 596
2500	2 130	2 415	23 182	25 500	25 282	27 810

**Допустимые отклонения величин, приведенных в Таблице 1, определяются в соответствии с ГОСТ Р 52719-2007 (15% для потерь холостого хода, 10 % для потерь короткого замыкания и суммарно не более 10%).*

Примечания

1. Требования к классу энергоэффективности не распространяется на трансформаторы малой мощности, менее 63 кВА, и специальные трансформаторы (электропечные, преобразовательные, тяговые, сварочные, пусковые и т.п.).
2. Класс энергоэффективности Х2К2 удовлетворяет требованиям к энергоэффективности, рекомендованным Постановлением Правительства РФ от 17.06.2015 №600 «Об утверждении перечня объектов и технологий, которые относятся к объектам и технологиям высокой энергетической эффективности».
3. Для класса энергоэффективности Х2К2 приведены максимально допустимые значения потерь холостого хода и потерь короткого замыкания соответственно.

№ п/п	Общие свойства			МЭК 101/104	Свойства для ОИК
	Группа	Имя (шифр параметра)	Тип	Адрес	Набор значений ТС (Значение 0 / Значение 1)
1	ТС	Вторжение в шкаф силового оборудования	DI	1	Нарушение/Норма
2	ТС	Питание СДТУ	DI	2	Нарушение/Норма
3	ТС	Вторжение в шкаф ТМ и АСУЭ	DI	3	Нарушение/Норма
4	ТС	Пожар	DI	4	Нет/Да
5	ТС	Наличие напряжения АВ №1 0,4 кВ (a)	DI	11	Нет/Да
6	ТС	Наличие напряжения АВ №1 0,4 кВ (b)	DI	12	Нет/Да
7	ТС	Наличие напряжения АВ №1 0,4 кВ (c)	DI	13	Нет/Да
8	ТС	Наличие напряжения АВ №2 0,4 кВ (a)	DI	14	Нет/Да
9	ТС	Наличие напряжения АВ №2 0,4 кВ (b)	DI	15	Нет/Да
10	ТС	Наличие напряжения АВ №2 0,4 кВ (c)	DI	16	Нет/Да
11	ТС	Наличие напряжения АВ №3 0,4 кВ (a)	DI	17	Нет/Да
12	ТС	Наличие напряжения АВ №3 0,4 кВ (b)	DI	18	Нет/Да
13	ТС	Наличие напряжения АВ №3 0,4 кВ (c)	DI	19	Нет/Да
14	ТС	Наличие напряжения АВ №4 0,4 кВ (a)	DI	20	Нет/Да
15	ТС	Наличие напряжения АВ №4 0,4 кВ (b)	DI	21	Нет/Да
16	ТС	Наличие напряжения АВ №4 0,4 кВ (c)	DI	22	Нет/Да
17	ТС	Наличие напряжения АВ №5 0,4 кВ (a)	DI	23	Нет/Да
18	ТС	Наличие напряжения АВ №5 0,4 кВ (b)	DI	24	Нет/Да
19	ТС	Наличие напряжения АВ №5 0,4 кВ (c)	DI	25	Нет/Да
20	ТС	Наличие напряжения АВ №6 0,4 кВ (a)	DI	26	Нет/Да
21	ТС	Наличие напряжения АВ №6 0,4 кВ (b)	DI	27	Нет/Да
22	ТС	Наличие напряжения АВ №6 0,4 кВ (c)	DI	28	Нет/Да
23	ТИ	Мощность активная суммарная (1)	AIF	101	КВт
24	ТИ	Мощность реактивная суммарная (1)	AIF	102	КВАр
25	ТИ	Напряжение, фаза A (1)	AIF	103	кВ
26	ТИ	Напряжение, фаза B (1)	AIF	104	кВ
27	ТИ	Напряжение, фаза C (1)	AIF	105	кВ
28	ТИ	Ток, фаза A (1)	AIF	106	А
29	ТИ	Ток, фаза B (1)	AIF	107	А
30	ТИ	Ток, фаза C (1)	AIF	108	А
31	ТИ	COS Фактор мощности суммарный (1)	AIF	109	
32	ТИ	Межфазное напряжение AB (1)	AIF	110	кВ
33	ТИ	Межфазное напряжение BC (1)	AIF	111	кВ
34	ТИ	Межфазное напряжение AC (1)	AIF	112	кВ
35	ТИ	Энергия Тариф общий A0+ со сброса (1)	AIF	113	КВт*ч
36	ТИ	Энергия Тариф общий R0+ со сброса (1)	AIF	114	КВАр*ч
37	ТИ	Мощность активная суммарная (2)	AIF	115	КВт
38	ТИ	Мощность реактивная суммарная (2)	AIF	116	КВАр
39	ТИ	Напряжение, фаза A (2)	AIF	117	кВ
40	ТИ	Напряжение, фаза B (2)	AIF	118	кВ
41	ТИ	Напряжение, фаза C (2)	AIF	119	кВ
42	ТИ	Ток, фаза A (2)	AIF	120	А
43	ТИ	Ток, фаза B (2)	AIF	121	А
44	ТИ	Ток, фаза C (2)	AIF	122	А
45	ТИ	COS Фактор мощности суммарный (2)	AIF	123	
46	ТИ	Межфазное напряжение AB (2)	AIF	124	кВ
47	ТИ	Межфазное напряжение BC (2)	AIF	125	кВ
48	ТИ	Межфазное напряжение AC (2)	AIF	126	кВ
49	ТИ	Энергия Тариф общий A0+ со сброса (2)	AIF	127	КВт*ч
50	ТИ	Энергия Тариф общий R0+ со сброса (2)	AIF	128	КВАр*ч
51	ТИ	Температура трансформатора Т-1	AIF	129	Град
52	ТИ	Температура трансформатора Т-2	AIF	130	Град

Приложение В
Примеры оформления объектов электросетевого хозяйства

1. При оформлении объектов применяются пропорции фирменного блока и два стандартных цвета



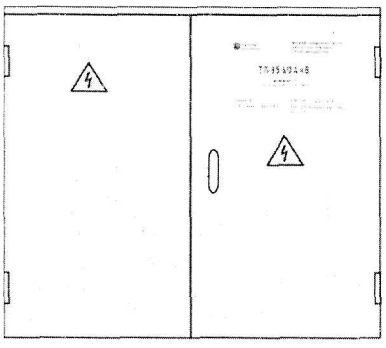


2. Оформление ТП 6-10/0,4 кВ
КТП шкафного типа/МТП/СТП/СП:
Металлические корпуса и прочие элементы конструкции полностью окрашиваются

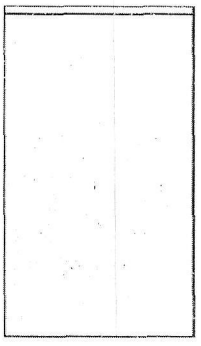
РОССЕТИ
ЦЕНТР И ПРИВОЛЖЬЕ
Удмуртэнерго



в серый цвет. Несущие элементы конструкции – стойки, приставки, ж/б блоки не окрашиваются.

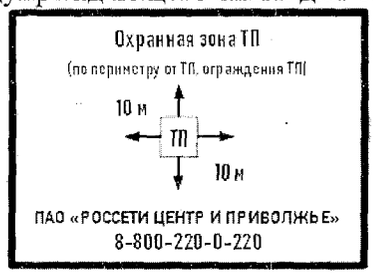
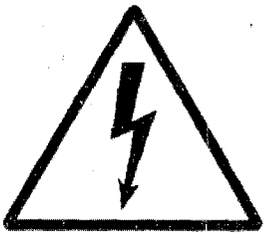


вид спереди

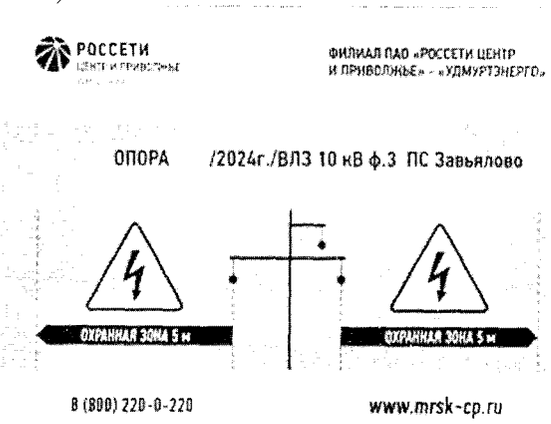


вид сбоку

Пример информационного плаката для ТП/РП РОССЕТИ ЦЕНТР И ПРИВОЛЖЬЕ ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «РОССЕТИ ЦЕНТР И ПРИВОЛЖЬЕ» ФИЛИАЛ «УДМУРТЭНЕРГО» КТПN№ - 10/0,4 кВ Охранная зона ТП 10 м по периметру от ТП (ограждения) Завьяловский РЭС 427000, УР, с. Завьялово, ул. Садовая, д. 63 8-800-220-0-220 (Единый контакт-центр) mrsk-cp.ru	На внешней стороне дверей ТП, РП, СП должен быть установлен информационный плакат, на котором нанесена информация, определяющая данную электроустановку. Информационный плакат устанавливается на объект в одном экземпляре. Информационный плакат должен содержать: • региональный бренд Общества; • наименование Общества; • наименование филиала; • диспетчерское наименование электроустановки с указанием полного класса напряжения; • сведения о величине охранной зоны электроустановки (рекомендуется); • наименование и адрес РЭС; • телефон Прямой линии энергетиков; • телефон Контакт-центра Общества; • телефон Единого контакт-центра группы компаний «Россети»; • адрес интернет ресурса Общества. Формат: для ПС 35 кВ и выше – 900 × 600 мм (возможно пропорциональное изменение формата), для ТП/РП – 400 × 300 мм, Логотип и текст наносятся в цвете Pantone 301C. Используются шрифты PF Din Text Cond Pro Medium и PF Din Text Cond Pro Regular.
Плакат выполняется из металла со стеклоэмалевым покрытием (серебристый или белый).	

Рекомендуемый формат предупреждающего знака для ТП/РП  	На ТП/РП знак устанавливаться в одном экземпляре на внешней стороне дверей или на ограждении (при его наличии). При наличии информации о величине охранной зоны ТП/РП на информационном плакате, установка отдельного предупреждающего знака не требуется. Рекомендуемый размер знака – 400 × 300 мм. Крепление предупреждающих знаков, указывающих размеры охранной зоны, должно выполняться способом, не позволяющим произвести их демонтаж без использования инструмента и иных технических приспособлений. Крепление должно обеспечивать надежность фиксации и долговечность с учетом местных условий.
Предупреждающий знак «ОСТОРОЖНО ЭЛЕКТРИЧЕСКОЕ НАПРЯЖЕНИЕ» 	Предупреждающий знак «ОСТОРОЖНО ЭЛЕКТРИЧЕСКОЕ НАПРЯЖЕНИЕ» в электроустановках до и выше 1000 В электростанций и подстанций устанавливается на каждой открывающейся створке внешней стороны ворот и входных дверей РУ, наружных дверей камер выключателей и трансформаторов, ограждений токоведущих частей, расположенных в производственных помещениях, дверей щитов и сборок напряжением до 1000 В. Фон и кант желтый, кайма и стрела черные. Сторона треугольника: 300 мм на дверях помещений; 25, 40, 50, 80, 100 и 150 мм – для оборудования, машин и механизмов.

3. Маркировка ЛЭП

Пример оформления плаката на опоре двухцепной ВЛ с обозначением расцветки фаз (на знаке наносится схематическое изображение опоры ВЛ в зависимости от ее типа)  	На опорах ВЛ выше 1 кВ на высоте 2-3 м от земли должны быть нанесены (установлены) постоянные знаки: порядковый номер опоры – на всех опорах; номер ВЛ или ее условное обозначение – на всех опорах; соответствующая цепь – на всех двухцепных и многоцепных опорах; предупреждающие плакаты «Осторожно электрическое напряжение» (СТО 34.01-30.1-001-2016) – на всех опорах ВЛ в населенной местности; расцветка фаз – на ВЛ 35 кВ и выше на концевых опорах, опорах, смежных с транспозиционными, и на первых опорах ответвлений от ВЛ; информационные знаки с указанием ширины охранной зоны ВЛ – расстояние между информационными знаками в населенной местности должно быть не более 250 м, при большей длине пролета знаки устанавливаются на каждой опоре; в ненаселенной и труднодоступной местности – 500 м, допускается более редкая установка знаков; на опорах, ближайших к местам пересечений ВЛ с железными и шоссейными дорогами, нефте- и газопроводами, другими инженерными сооружениями. - плакаты с указанием расстояния от опоры ВЛ до кабельной линии связи – на опорах, установленных

	на расстоянии менее половины высоты опоры до кабелей связи Плакаты и знаки должны устанавливаться с боку опоры поочередно с правой и с левой стороны, а на переходах через дороги плакаты должны быть обращены в сторону дороги
Пример оформления плаката на опоре одноцепной ВЛ, где не требуется обозначение расцветки фаз 	На опорах ВЛ до 1 кВ на высоте 2-3 м от земли должны быть нанесены (установлены) постоянные знаки: порядковый номер – на всех опорах; номер ВЛ или ее условное обозначение – на концевых опорах, первых опорах ответвления от ВЛ, на опорах в местах пересечения ВЛ одного напряжения, на опорах, ограничивающих пролет пересечения с железными и автомобильными дорогами, на всех опорах участков трассы с параллельно идущими ВЛ, если расстояние между их осями менее 200 м; ширина охранной зоны и телефон владельца ВЛ – каждые 250 м; Плакаты и знаки должны устанавливаться с боку опоры поочередно с правой и с левой стороны, а на переходах через дороги плакаты должны быть обращены в сторону дороги

4. Требования к знакам и плакатам на кабельных линиях электропередачи

Пример инф. знака для КЛ



На информационном знаке размещаются слова "Охранная зона кабеля. Без представителя не копать", значения расстояний от места установки знака до границ охранной зоны, стрелки в направлении границ охранной зоны, номер телефона организации-владельца линии.

Информационный знак устанавливается на отдельных стойках.

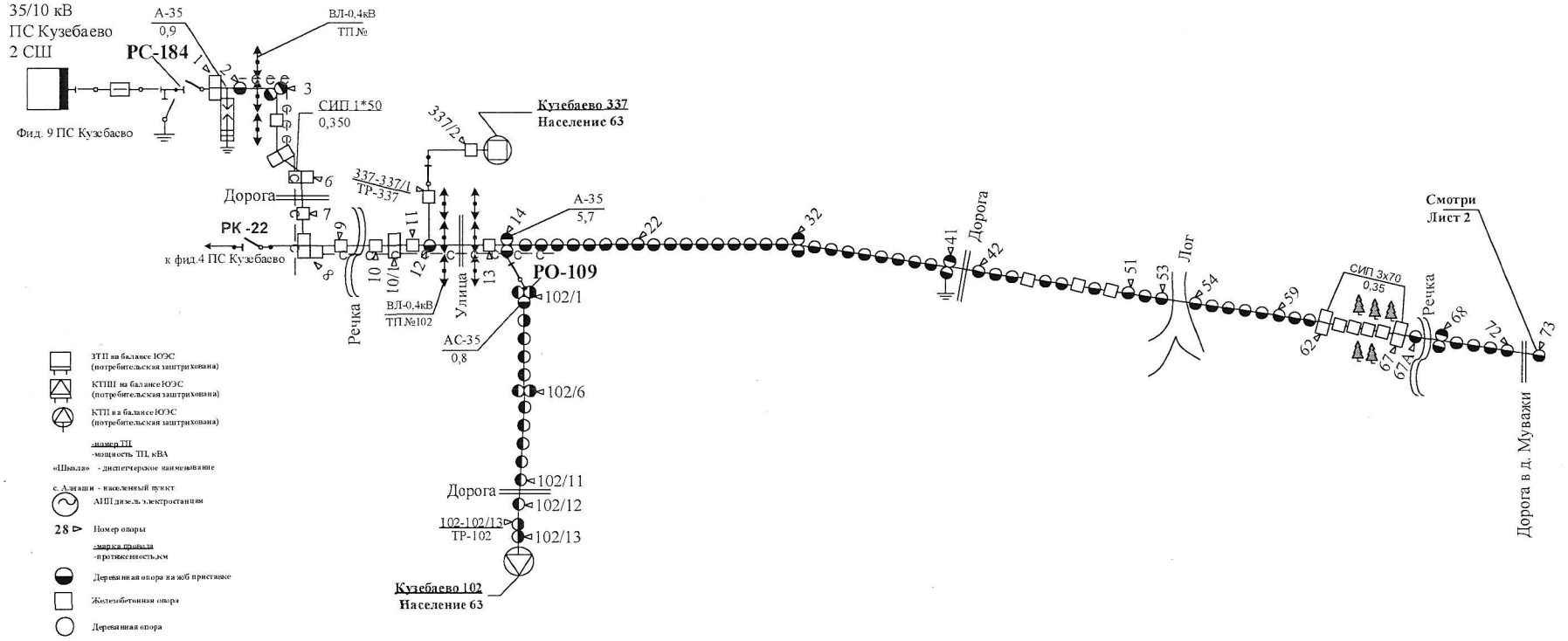
В качестве стойки рекомендуется применение промышленных образцов (типа СКТ и др.).

Рекомендуемый размер информационного знака – 210×140 мм.

Крепление информационного знака к стойке и способ заделки стойки в грунте должны обеспечивать надежность фиксации и долговечность с учетом местных условий.

Информационные знаки КЛ устанавливаются по центру оси трассы кабельной линии в плоскости, перпендикулярной её направлению на расстоянии от поверхности земли до информационного знака 0,6-1 м

Для оперативного пользования



Протяженность,км				Кол. опор, шт.			
ВСЕГО	Дер.	Дер.ж/б	ж/б	ВСЕГО	Дер.	Дер.ж/б	ж/б
22,23	1,05	17,92	3,36	319	15	256	48

Изм.	Лист	№ докум	Краткое содержание изменения	Подпись	Дата
Схема пересмотрена (должность, Фамилия И.О.)				Подпись	Дата

УЭ 09.16.09.000.Э11

Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
Разработал		Тупиков А.П.		11.02.25
Проверил		Кузьмин А.В.		11.02.25
Согласовал		Бобров А.Н.		11.02.25
Утвердил		Чебаков Н.Г.		11.02.25

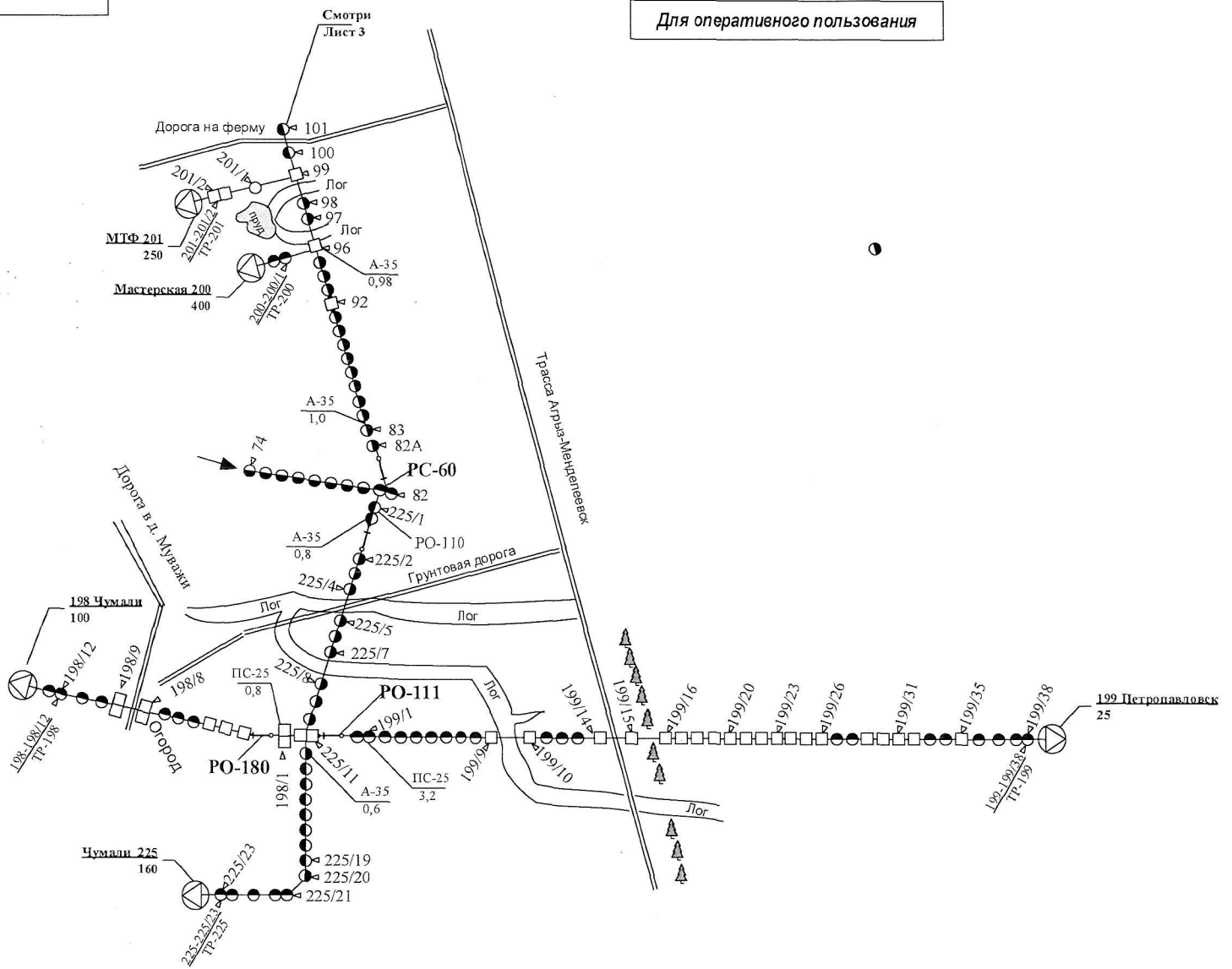
ВЛ-10 кВ фид.9 ПС Кузебаево
Поопорная схема электрических соединений

Литер	Масса	Масшт.
Лист 1	Листов	

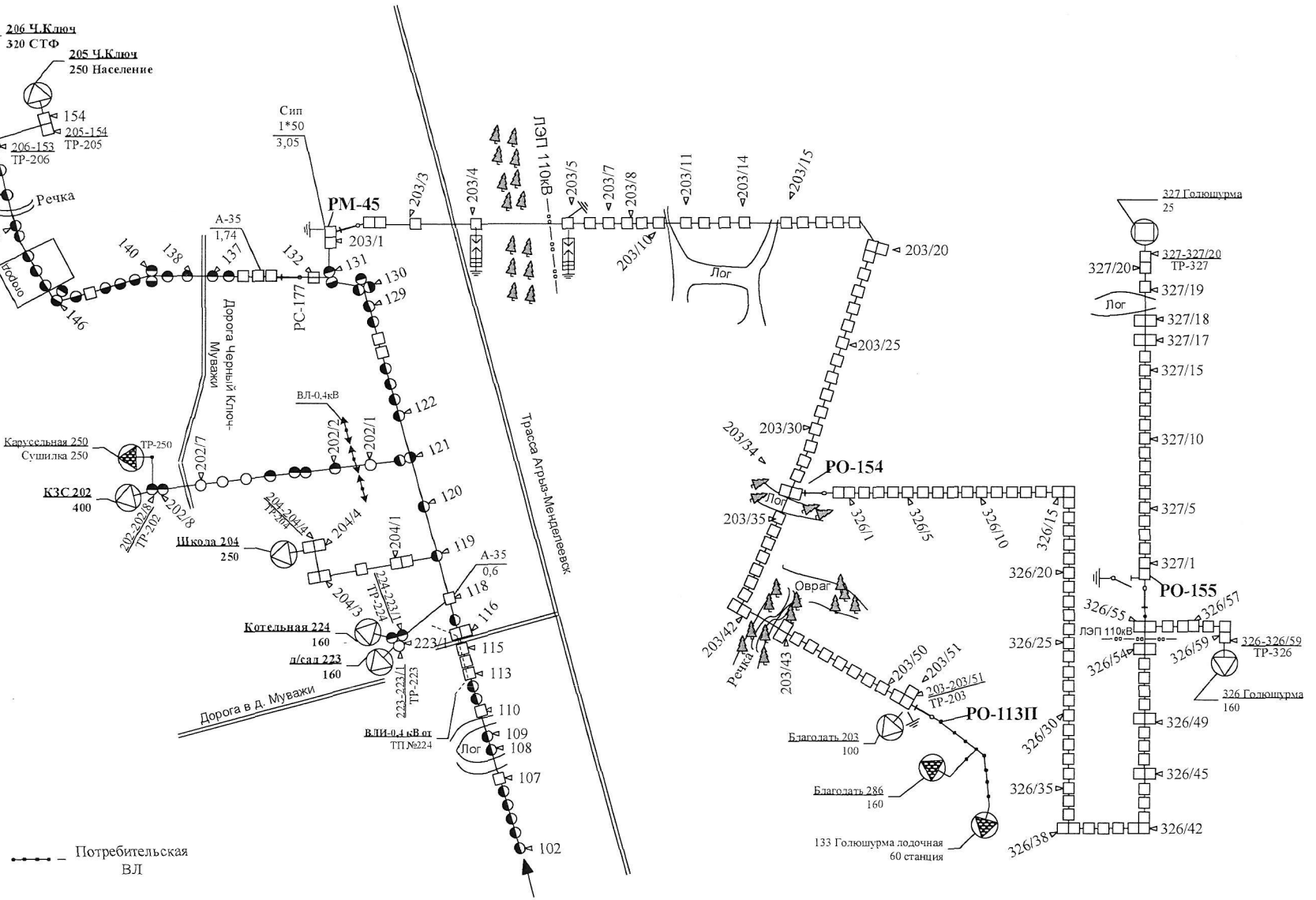
ПАО «Россети Центр и Приволжье»-«Удмуртэнерго»

Можгинский РЭС

Для оперативного пользования



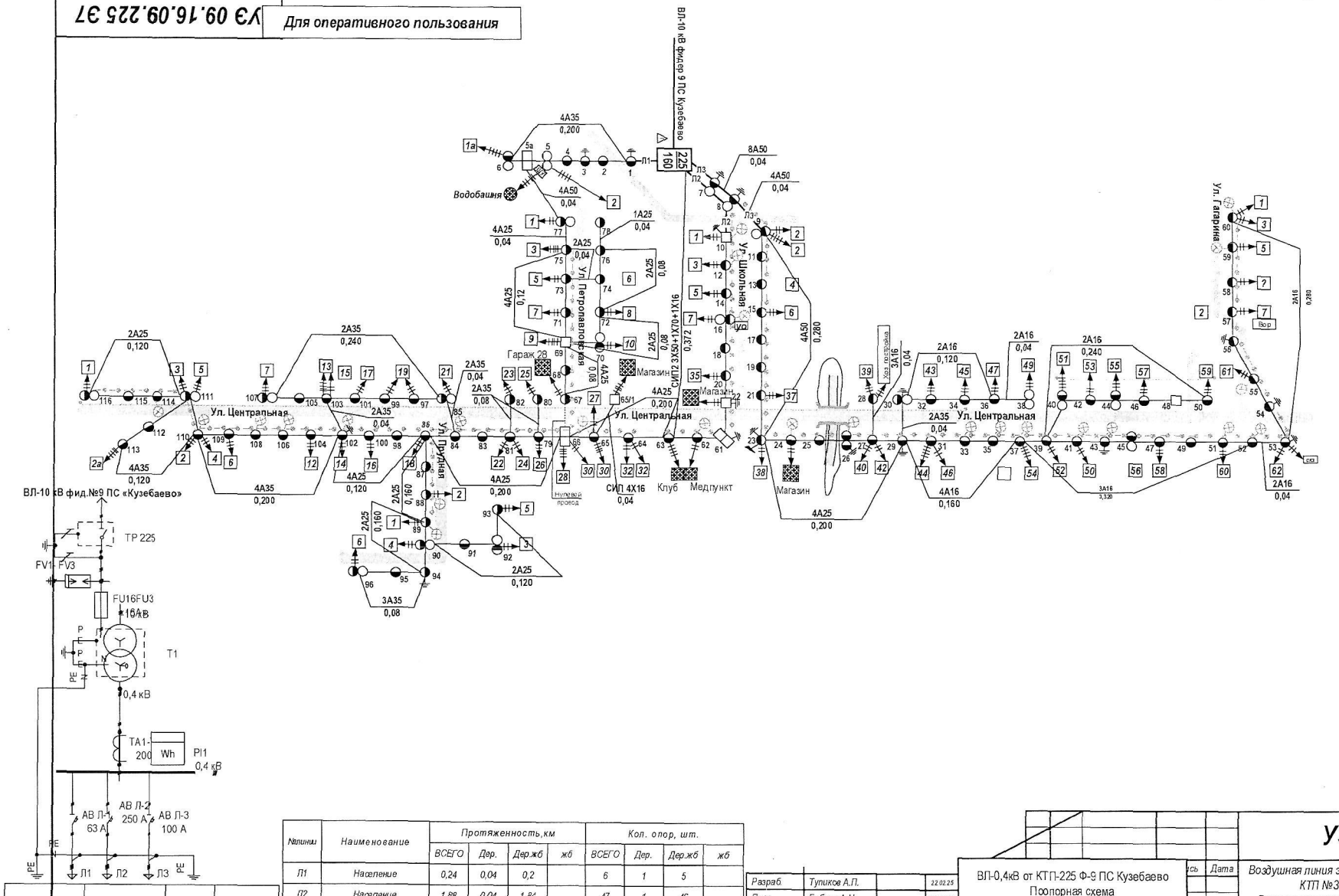
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	УЭ 09.16.09.000.Э11	Лист 2



Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	УЭ 09.16.09.000.Э11	Лист 3

УЭ 09.16.09.225 Э7

Для оперативного пользования



№ линии	Наименование	Протяженность, км				Кол. опор, шт.			
		ВСЕГО	Дер.	Дер.жб	жб	ВСЕГО	Дер.	Дер.жб	жб
Л1	Население	0,24	0,04	0,2		6	1	5	
Л2	Население	1,88	0,04	1,84		47	1	46	
Л3	Население	2,56		2,56		63		63	

Должность	Фамилия И.О.	Дата	Подпись
Схема проверена			

Разраб.	Тупиков А.П.		22.02.25
Пров.	Бобров А.Н.		22.02.25
Согласс.	Потапова Е.В.		22.02.25
Утв.	Борщев К.Л.		22.02.25

ВЛ-0,4кВ от КТП-225 Ф-9 ПС Кузебаево
Поопорная схема
электрических соединений линий 0,4кВ

Филиал «Удмуртэнерго»
ПАО «Россети Центр и Приволжье»

Изм. Кол.уч. Лист № док. Подпись Дата

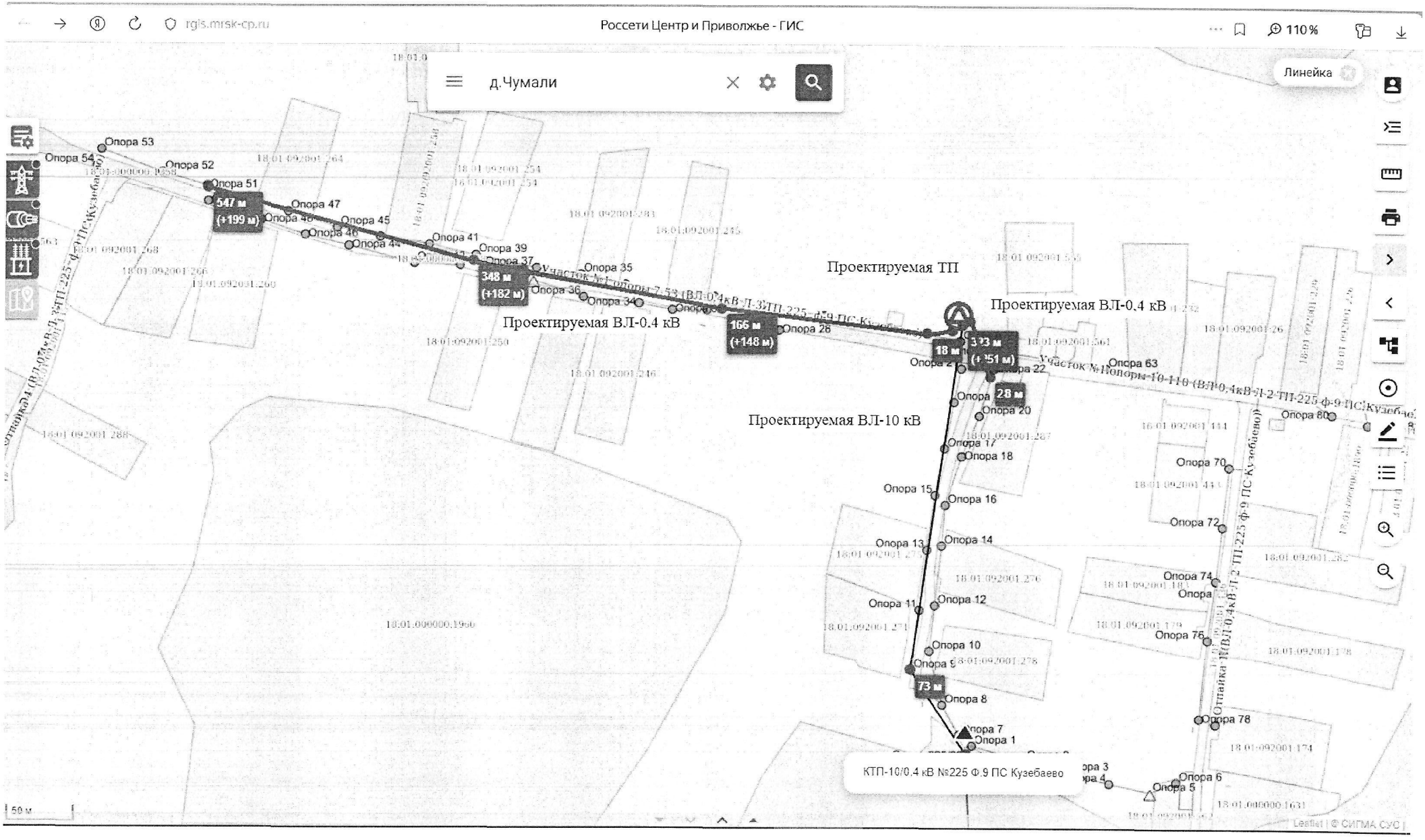
УЭ 09.16.09.225 Э7

Воздушная линия электропередачи 0,4 кВ
КТП №360 «Посёлок»
Схема электрическая принципиальная
поопорная

Литер	Масса	Масшт.
Лист 1	Листов 1	

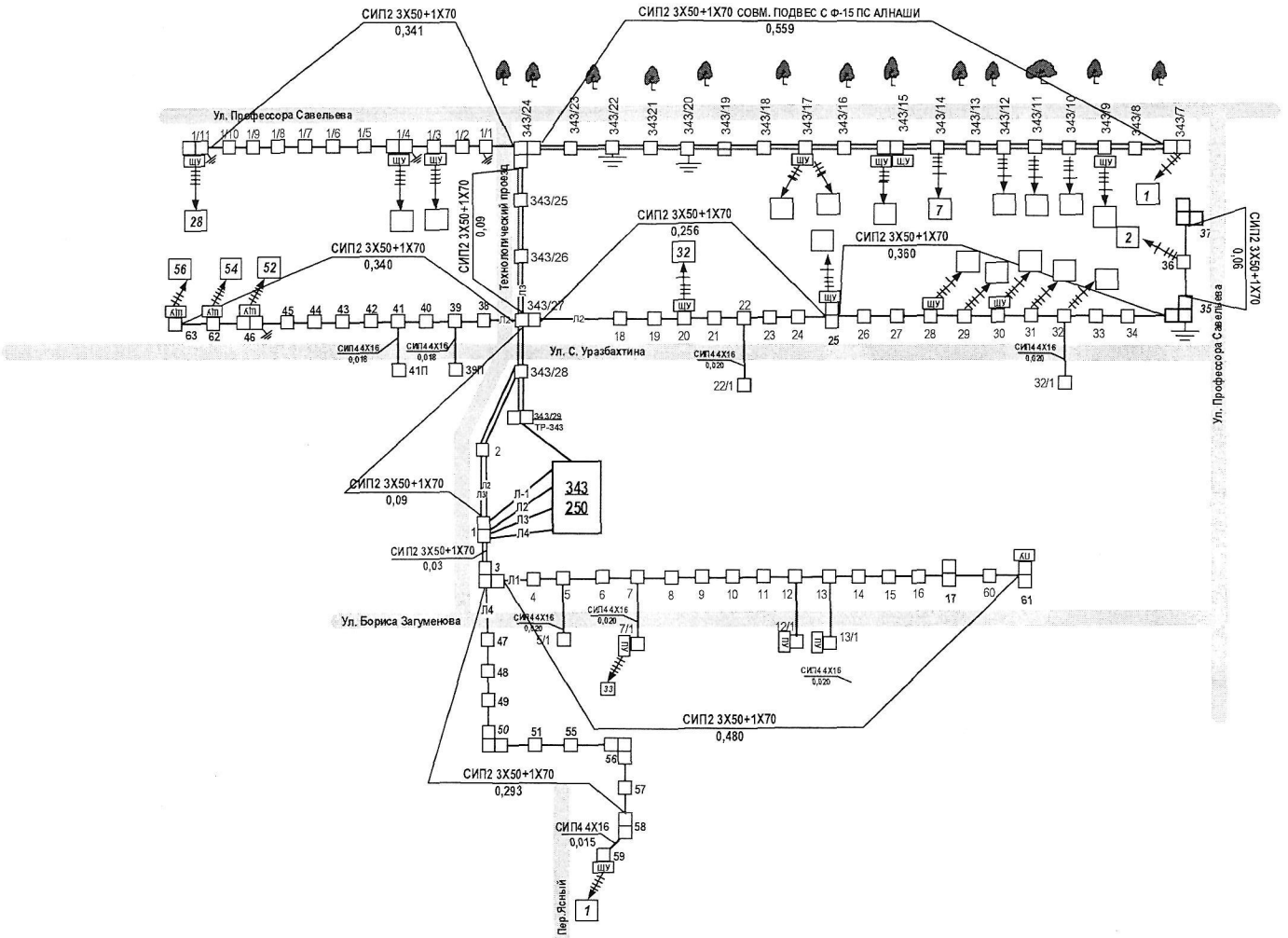
ПО ЮЭС филиала «Удмуртэнерго»
Служба распределительных электросетей

Можгинский РЭС
д. Чумали


rgis.mrsk-cp.ru
Россети Центр и Приволжье - ГИС
110 %
д.Чумали
Линейка
Опора 53
Опора 54
Опора 52
Опора 51
547 м
(+199 м)
Опора 47
Опора 45
Опора 41
Опора 39
Опора 37
348 м
(+182 м)
Опора 35
Опора 36
Опора 34
Проектируемая ВЛ-0.4 кВ
166 м
(+148 м)
Опора 28
Проектируемая ТП
Проектируемая ВЛ-0.4 кВ
18 м
Опора 63
Опора 22
28 м
Опора 20
Проектируемая ВЛ-10 кВ
Опора 17
Опора 18
Опора 15
Опора 16
Опора 13
Опора 14
Опора 11
Опора 12
Опора 10
73 м
Опора 8
Опора 7
Опора 1
Опора 80
Опора 70
Опора 72
Опора 74
Опора 76
Опора 78
Опора 6
Опора 5
КТП-10/0.4 кВ №225 Ф.9 ПС Кузебаево
50 м
Leaflet | © СИГМА СУС

УЭ 09.14.15.343 Э7

Для оперативного пользования



№линии	Наименование	Протяженность, км				Кол. опор, шт.			
		ВСЕГО	Дер.	Дер.жб	жб	ВСЕГО	Дер.	Дер.жб	жб
Л1	Население	0,400	-	-	0,400	15	-	-	15
Л2	Население	1,026	-	-	1,026	35	-	-	35
Л3	Население	0,990	-	-	0,900	0	-	-	0
Л-4	Население	0,308	-	-	0,308	10	-	-	10

Должность	Фамилия И.О.	Дата	Подпись
Схема проверена			

Изм.	Лист	№ докум.	
Разраб.	Тупиков А.П.		
Пров.	Бобров А.Н.		
Согласов.	Потапова Е.В.		
Утв.	Борщёв К.Л.		

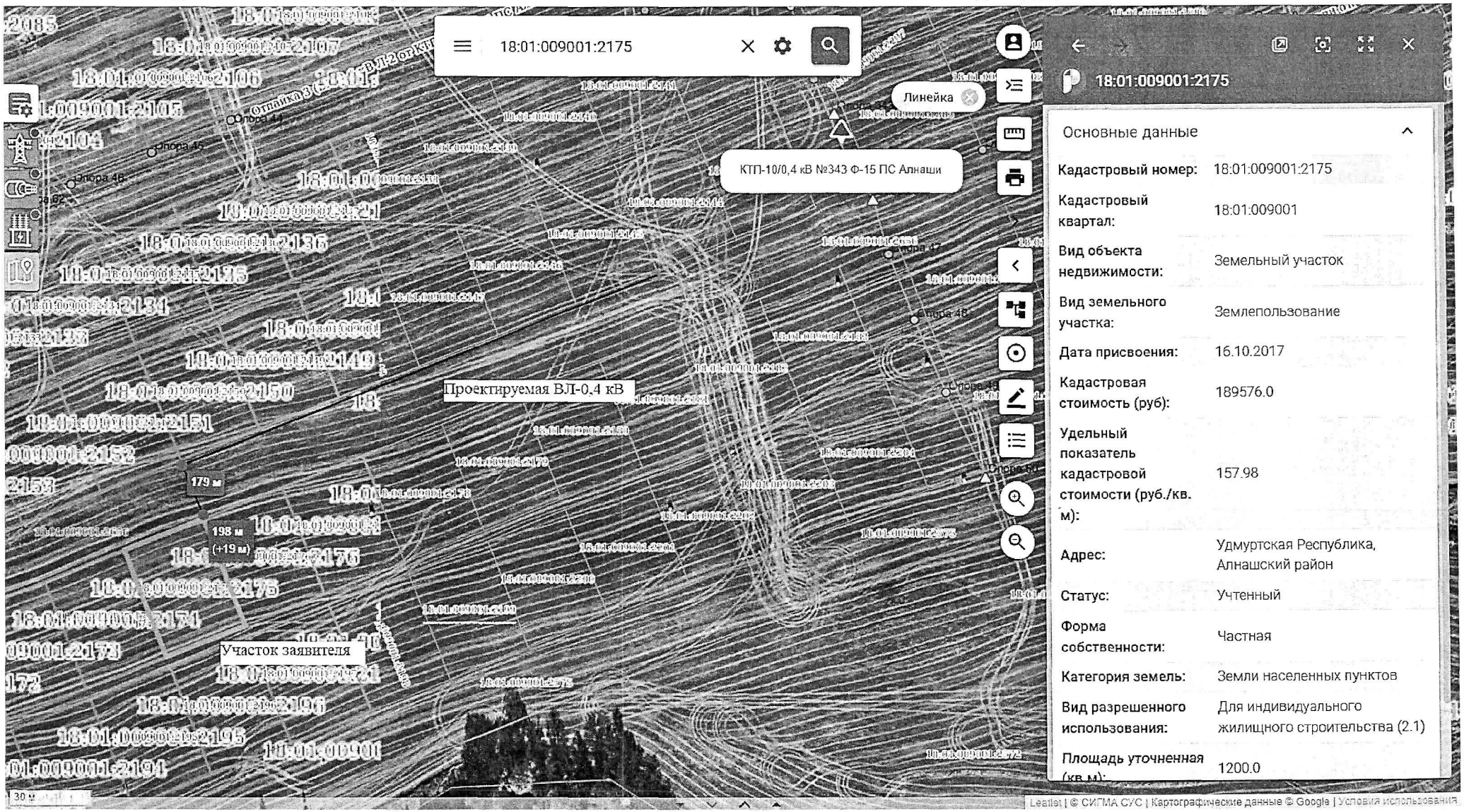
УЭ 09.14.15.343 Э7

ВЛ-0,4кВ от КТП-343 Ф-15 ПС Алнаши
Поопорная схема
электрических соединений линий 0,4кВ

ПАО «Россети Центр и Приволжье»-
«Удмуртэнерго»

Литер	Масса	Масшт.

Лист 1	Листов 1
Можгинский РЭС с. Алнаши	


rgis.mrsk-cp.ru
Россети Центр и Приволжье - ГИС
110 %
18:01:009001:2175
Линейка
КТП-10/0,4 кВ №343 Ф-15 ПС Алнаши
Проектируемая ВЛ-0,4 кВ
Участок заявителя
179 м
198 м
(+19 м)
Опора 44
Опора 45
Опора 46
Опора 47
Опора 48
Опора 49
18:01:009001:2175
Основные данные
Кадастровый номер: 18:01:009001:2175
Кадастровый квартал: 18:01:009001
Вид объекта недвижимости: Земельный участок
Вид земельного участка: Землепользование
Дата присвоения: 16.10.2017
Кадастровая стоимость (руб): 189576.0
Удельный показатель кадастровой стоимости (руб./кв. м): 157.98
Адрес: Удмуртская Республика, Алнашский район
Статус: Учтенный
Форма собственности: Частная
Категория земель: Земли населенных пунктов
Вид разрешенного использования: Для индивидуального жилищного строительства (2.1)
Площадь уточненная (кв.м): 1200.0
30 м
Leaflet | © СИГМА СУС | Картографические данные © Google | Условия использования