

УТВЕРЖДАЮ:
Директор филиала
ООО «ЕвразЭнергоТранс»
Д.Е. Бучин
«___» _____ 2021г.

Техническое задание *200/7-5-2023-2*
на работы по проектированию и реализации проекта
по реконструкции ОРУ 110кВ, ОПУ, ЗРУ 6кВ ПС 110/6кВ «Обжиговая».

1. Наименование предприятия	ООО «ЕвразЭнергоТранс»
2. Наименование объекта	ПС 110 Обжиговая 110/6
3. Основания для проектирования	Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ОАО «МРСК Урала» №85-ТУ-00187 от 05.07.2021г. Опросный лист на трансформатор 4МВА
4. Назначение, вид строительства (новое, реконструкция)	Реконструкция
5. Район строительства	Свердловская область, г. Кушва
6. Проектная организация-генеральный проектировщик	
7. Заказчик проектных работ	ООО «ЕвразЭнергоТранс»
8. Общие условия проектирования:	<p>При проектировании реконструкции ПС 110 кВ Обжиговая, руководствоваться следующими нормативными документами</p> <ul style="list-style-type: none"> – ПУЭ с учётом новых глав 7-го издания, - Общими техническими требованиями к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем. РД 34.35.310-97; - Общими требованиями к системам противоаварийной и режимной автоматики, релейной защиты и автоматики, телеметрической информации, технологической связи в ЕЭС России, утвержденными Приказом АО РАО «ЕЭС России» № 57 от 11.02.2008 г; - Стандарта ОАО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.002-2012 «Релейная защита и автоматика. Взаимодействие субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии при создании (модернизации) и организации эксплуатации»; - Постановлением правительства РФ от 16.02.2008 №87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию». - СНиП 11-01-95; - Правила технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 13.08.2018 №937 - Стандартом АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.004-2018 «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика. Нормы и требования». - Требованиями к оснащению линий электропередачи и

	<p>оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики, утвержденными приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 13.02.2019 №101.</p> <p>- Правилами взаимодействия субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии при подготовке, выдаче и выполнении заданий по настройке устройств релейной защиты и автоматики, утвержденными приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 13.02.2019 №100.</p> <p>- ГОСТ Р 58335-2018 «Единая энергетическая система и изолировано работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое ограничение снижения частоты при аварийном дефиците активной мощности. Нормы и требования».</p> <p>- СТО 59012820.29.020.003-2016 «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Микропроцессорные устройства автоматической частотной разгрузки. Нормы и требования».</p> <p>- Нормами технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС) СТО 56947007-29.240.10.248-2017;</p> <p>- Техническими требованиями по организации обмена информацией со Свердловским РДУ (Приложение № 3 к Соглашению о технологическом взаимодействии в целях обеспечения надежности функционирования ЕЭС России от 19.10.2012);</p>
8.1. Стадийность проектирования:	Проектная документация. Рабочая документация.
8.2 Срок проектирования	2023 г.
8.3 Срок поставки оборудования	2023 г.
8.4 Выполнение строительно-монтажных и пусконаладочных работ	2023 г.
9. Основной объем работ и услуг.	<p>1. Предпроектное обследование:</p> <p>1.1. Здания и конструкций ПС 110 кВ Обжиговая;</p> <p>1.2. Грунта, степени его пучинистости или просадочности, глубину промерзания, включая отбор образцов грунта, с целью определения несущей способности грунта и подготовки заключения;</p> <p>1.3. Действующего высоковольтного оборудования, с определением величины и характера нагрузки оборудования.</p> <p>1.4. Обследование грозозащитного и заземляющего устройства подстанции. По результатам обследования при определении несоответствия действующего грозозащитного и заземляющего устройства нормативно-техническим требованиям – выполнить реконструкцию (установка новых либо замена существующих грозозащитных мачт, монтаж нового либо монтаж дополнительного контура заземления на ОРУ 110 кВ, ЗРУ 6 кВ, РУ 0,4 кВ и т.д.)</p>

	<p>2. Разработка проектной и рабочей документации в соответствии с действующими нормами и правилами РФ, включающей в себя:</p> <p>2.1. Расчет токов К.З., термической и динамической стойкости систем шин и оборудования 6, 110 кВ к токам К.З. с учетом увеличения установленной мощности трансформаторного оборудования.</p> <p>2.2. Выбор вновь устанавливаемого первичного и вторичного оборудования.</p> <p>3. Изготовление и поставка основного, вспомогательного оборудования, материалов, запасных частей;</p> <p>4. Шеф-монтаж оборудования (при необходимости);</p> <p>5. Строительно-монтажные работы согласно разработанной проектной и рабочей документации;</p> <p>6. Пусконаладочные работы (согласно утвержденной и согласованной программе пусконаладочных работ);</p> <p>7. Составление исполнительной документации, в объеме не менее указанного в пункте 10.5.</p>
<p>10. Объем проектных и строительно-монтажных работ.</p>	<p>1. Предусмотреть проектом и выполнить все требования раздела 11 Технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям ОАО «МРСК Урала» №85-ТУ-00187 от 05.07.2021г.</p> <p>ПС 110 кВ Обжиговая, ОРУ 110 кВ:</p> <p>2. Строительство маслоприемника, фундамента под трансформатор Т-2 4 МВА в соответствии с проведенным обследованием грунта и согласно итоговому заключению.</p> <p>3. Выполнить заземляющее устройство Т-2 4 МВА с присоединением к существующему заземляющему контуру подстанции.</p> <p>4. Выполнить установку однополюсного разъединителя нейтрали 110кВ типа DEA 123 с ручным приводом HD80 производства ABB, комплект ограничителя перенапряжения ОПНп-110/680/56-10-IV УХЛ1 с изолирующим основанием, датчиком тока утечки ДТУ-03 с устройством контроля тока утечки УТК-04, заземления нейтрали с необходимым комплектом металлоконструкций для установки.</p> <p>5. Установить трансформатор №2 4МВА 110/6кВ. Характеристики Т №2 указаны в прилагаемом ОЛ. Обеспечить установку ошиновки 110кВ и 6кВ. Выполнить монтаж вторичных цепей устройств релейной защиты и автоматики, систему автоматического охлаждения трансформатора Т2</p> <p>6. Установить все необходимые металлоконструкции, в том числе для выключателя LTB-145 D1/В 1250А.</p> <p>7. Установить элегазовый выключатель Т-2 типа LTB-145 D1/В 1250А с пружинным приводом BLK-222; Выполнить</p>

монтаж вторичных цепей защит, автоматики, контроля и измерений.

8. Выполнить установку защитных козырьков для персонала от воздействия электрической дуги над приводами разъединителей с креплением на раму разъединителя.
9. Выполнить оперативную блокировку главных и заземляющих контактов разъединителей в связке с выключателем;
10. Выполнить замену трансформаторного разъединителя типа РДЗ-1-110/1000 на разъединитель типа РГП СЭЩ-110/1250 с электродвигательным приводом разъединителя ПД-СЭЩ в количестве 1 шт. с одним комплектом заземляющих ножей с ручным приводом заземляющих ножей ПР-М СЭЩ.
11. Выполнить замену разъединителей (ЛР ВЛ 110 кВ, РП-1, РП-2 110 кВ) типа РДЗ-2-110/1000 на разъединитель типа РГП СЭЩ-110/1250 с электродвигательным приводом разъединителя ПД-СЭЩ в количестве 3 шт. с двумя комплектами заземляющих ножей с ручным приводом заземляющих ножей ПР-М СЭЩ.;
12. Выполнить монтаж кабелей вторичной коммутации и необходимых кабельных конструкций (кабельные каналы, коробка, лотки и т.д) для подключения цепей управлений, защит, блокировок, питания электродвигательных приводов разъединителей, токовых цепей и цепей напряжения.
13. Выполнить подключение цепей питания электродвигательных приводов разъединителей от РУ 0,4 кВ ПС Обжиговая
14. Установить на второй секции шин 110кВ антирезонансные трансформаторы напряжения НАМИ-110 кВ 3шт. (возможны изменения согласно разработанной проектной документации). Класс точности - не хуже 0,5. Внесенный в Госреестр СИ России, поверка - не раньше года поставки, межповерочный интервал- не менее 8 лет. Конструкция ТН не должна подразумевать необходимость монтажа дополнительных внешних элементов для организации антирезонансных функций.
15. Установить элегазовые трансформаторы тока ТГ-145 N 300/5 0,2/10р/10р/10р/10р 3шт. (возможны изменения согласно разработанной проектной документации); Класс точности - не хуже 0,5 S. Внесенный в Госреестр СИ России, поверка - не раньше года поставки, межповерочный интервал- не менее 8 лет.
16. Установить ограничители перенапряжения ОПНП-110/83-10-450 - 3шт с изолирующим основанием, датчиками тока утечки ДТУ-03 с устройством кон-



троля тока утечки УТК-04 с комплектом металлоконструкций;

17. Выполнить ошиновку 110кВ 2 системы шин 110кВ.
18. Выполнить установку опорной изоляции и ошиновки (гибкий провод АС) 6кВ с учетом максимальных токовых нагрузок от Т-2 до ЗРУ 6кВ (2 секции шин 6кВ);
19. Выполнить подключение ТСН-2 к ошиновке 6кВ Т2.
20. Выполнить все необходимые демонтажные работы перед установкой нового оборудования
21. Выполнить расчет и замену при необходимости грозо-защитного и заземляющего устройства подстанции.
22. Выполнить демонтажные работы в объеме необходимом для выполнения реконструкции.
23. Установить устройства сбора и передачи телеметрической информации, а также организовать передачу данных телеметрической информации по двум независимым каналам связи, исключающим возможность одновременного отказа в каждое из следующих направлений: производственное отделение «Нижнетагильские электрические сети» филиала «Свердловэнерго» (ПО НТРС), Центр управления сетями филиала «Свердловэнерго» (ЦУС) и НТФ ООО «ЕвразЭнергоТранс» (Типы каналов связи, их характеристики, точки измерения и объем передаваемой телеметрической информации согласовать с филиалом «Свердловэнерго»), обеспечить источником бесперебойного электропитания аккумуляторного типа в аварийных режимах.
24. Подстанцию оснастить телефонной связью для оперативных переговоров с оперативным персоналом ПО НТРС и ЦУС филиала «Свердловэнерго» по двум независимым каналам в каждое направление исключающим возможность одновременного отказа по общей причине, обеспечить источником бесперебойного электропитания аккумуляторного типа в аварийных режимах.
25. На вводе 110кВ Т-2 установить точку коммерческого учета электроэнергии (Прокладка кабелей цепей учета, установка счетчика учета электроэнергии соответствующего требованиям РД 34.09.101-94), обеспечить источником бесперебойного электропитания аккумуляторного типа в аварийных режимах, обеспечить интеграцию с АИИС КУЭ филиала «Свердловэнерго» и АИИСКУЭ ООО «ЕЭТ», с организацией еже-



дневной передачи результатов измерений. Узел учета 110кВ должен соответствовать требованиям регламентов ОРЭМ.

26. На ОПУ установить панели: автоматики и защиты трансформатора Т-2 4МВА (Основную и резервную защиту) на базе микропроцессорных терминалов TOP-300 производства ООО «ИЦ ООО «Релематика».

ПС 110 кВ Обжиговая, ЗРУ 6 кВ:

27. Выполнить фундамент для установки 3 (трех) ячеек серии КРУ-СЭЩ-59 6кВ.
28. На вновь смонтированный фундамент установить 3 (три) ячейки серии КРУ-СЭЩ-59 6кВ (Вводная - с организацией ввода от КЛ, две линейные – с организацией ввода от КЛ) с выключателем ВВ/TEL производства Таврида Электрик на номинальный ток не менее 1000А с подключением этих ячеек к шинам 6 кВ 2 секции 6кВ напрямую, без коммутационных аппаратов. Защиты РЗИА выполнить на базе микропроцессорных устройств TOP-200 производства «Релематика».
29. Организовать перевод кабеля фидера «ДОФ-3» во вновь смонтированную вводную ячейку.
30. Организовать узел коммерческого учета фидера «ДОФ-3» во вновь смонтированной ячейке.
31. Выполнить замену масляных выключателей типа ВКЭ-10-1000 ячеек 5,10,16 на вакуумный выключатель типа ВВ/TEL производства Таврида Электрик на номинальный ток не менее 1000А, (выкатной элемент, коммутационный модуль, ОПН, и тд.) с использованием комплекта адаптации.
32. Выполнить замену действующих электромеханических устройств релейной защиты ячеек 5,10,16 на микропроцессорное устройство на базе TOP-200 производства «Релематика».
33. Выполнить наладку и комплексное опробование вновь смонтированных микропроцессорных устройств, включая расчет уставок.
34. Выполнить схему АВР СВ 6 кВ между 1 и 2 с.ш. 6 кВ
35. Заменить трансформаторы напряжения на 1,2с.ш. 6кВ на антирезонансные НАМИ-10 (возможны изменения согласно разработанной проектной документации). Класс точности - не хуже 0,5. Внесенный в Госреестр СИ России, поверка – не раньше года поставки, межповерочный интервал- не менее 8 лет. Конструкция ТН не должна подразумевать необходимость монтажа дополнительных внешних элементов для организации антирезонансных функций.
36. Выполнить монтаж вторичных цепей защиты и автоматики.

37. Выполнить монтаж вторичных цепей управления, защиты и автоматики с подключением к существующим шкафам защиты, автоматики и управления.
38. Ключи управления, приборы контроля и измерения электрических величин разместить на существующих панелях щита управления.
39. Установить автоматические выключатели питания оперативных цепей защиты и автоматики. Питание организовать от существующих цепей оперативного тока;
40. Выполнить демонтажные работы в объеме необходимом для выполнения реконструкции.
41. Выполнить проверку вновь устанавливаемого оборудования 110, 6 кВ на соответствие максимальным рабочим токам, отключающей способности, термической и динамической стойкости.
42. Предусмотреть точки учета отходящих присоединений 1,2с.ш. 6кВ, обеспечить интеграцию с АСКУЭ с организацией ежедневной передачи результатов измерений, информации о состоянии средств измерений и объектов измерений в соответствии с требованиями нормативно-технических документов.
43. В документации привести принципиальную схему электрических соединений ПС 110 кВ Обжиговая (главная схема) с указанием значений максимальных рабочих токов присоединений.
44. Оснастить подстанцию ДГУ (KOHLE-SDMO J66 в кожухе. 48 кВт/50Гц/380/220 В.
45. Установить прибор измерения сопротивления изоляции ТЕТРОН-М510 (тестовые U до 5кВ, диапазон измерения сопротивления изоляции от 0,01 МОм до 10 000 ГОм).
46. Оснастить подстанцию ГПМ типа TOR TPШ (С) 1ТХЗМ, Г/п-1т, Н=3м.
47. Оснастить подстанцию аппаратурой НЬЮТОН НПШГ-70, НРШГ-150, НПШГ-150, НСГЭ-630м(8л), РЕСАНТА САИ 250 в составе монтажного комплекса
48. Оснастить ТМХ подстанции устройством ТАНКЕР-Ш130.
49. Оснастить подстанцию агрегатом Fubag PLASMA 40 Air 38429.2.
50. Конкретные типы, марки и характеристики оборудования указываются в опросных листах на стадии проектирования. Типы оборудования согласовать с ООО «ЕвразЭнергоТранс»;
51. Согласовать с филиалом ОАО «МРСК-Урала-Свердловэнерго» ПО НТЭС, Филиалом АО «СО ЕЭС» Свердловское РДУ, ЦУС ОАО «МРСК Урала» - «Свердловэнерго» параметры срабатывания вновь устанавливаемых устройств РЗА, и по требованию - другие документы (ПД, РД, изменения ТЗ и т.д.).

	<p>52. Выполнить самостоятельно и за свой счет все согласования в необходимых инстанциях и организациях, получить необходимые разрешения для проектирования, выполнения и завершения работ, включая этап ввода оборудования в постоянную эксплуатацию, получения сопроводительных документов и пропусков на объекты реконструкции и т.д.</p>
10.1. Технические требования	<p>1. Спуски заземления присоединить к существующему контуру заземления;</p> <p>2. Технические характеристики оборудования и ошиновки не должны ограничивать допустимые токовые нагрузки присоединенных к распределительному устройству линий электропередачи, трансформаторов и другого оборудования с учетом их перегрузочной способности.</p> <p>3. Все проектные решения в обязательном порядке согласовывать с Заказчиком.</p>

10.2. Требования по РЗА и автоматике

1. Выполнить расчет параметров срабатывания вновь устанавливаемых устройств РЗА.
2. Релейную защиту выполнить на базе микропроцессорных терминалов ТОР производства ООО «ИЦ ООО «Релематика». Оборудование РЗА должно сохранять возможность выполнения своих функций при аварийных отклонениях частоты электрического тока в энергосистеме вплоть до величин 45 Гц и 55 Гц.
3. Предусмотреть технические решения по оснащению проектируемого трансформатора Т-2 устройствами РЗА, с реализацией функции ДЗТ на базе микропроцессорных терминалов ТОР производства ООО «ИЦ ООО «Релематика».
4. Предусмотреть цепи контроля элегаза и технологической сигнализации выключателей и трансформаторов тока с выводом сигнала в терминалы.
5. Размещение аппаратуры устройств релейной защиты запроектировать на существующих щитах управления и защиты. Оперативный ток управления выключателями выбрать постоянным 220В. В проекте выполнить проверочный расчет заземляющего контура подстанции для защиты микропроцессорных блоков релейной защиты и автоматики.
6. Предусмотреть прокладку всех контрольных кабелей релейной защиты и выполнить проверочный расчет заземляющего контура подстанции для защиты микропроцессорных блоков релейной защиты и автоматики.
7. Все МП устройства релейной защиты должны быть укомплектованы полным комплектом программного обеспечения на русском языке, интерфейсным кабелем для связи с ПК для их программирования.
8. Технические характеристики устанавливаемых/заменяемых трансформаторов тока и подключенных к ним устройств РЗА в совокупности должны обеспечивать правильную работу устройств РЗА, в том числе в переходных режимах КЗ с учетом требований изготовителей устройств РЗА и приложения Б ПНСТ 283-2018 «Трансформаторы измерительные. Часть 2. Технические условия на трансформаторы тока».

10.3. Состав ПСД

- Проектная документация:
1. Раздел 1 «Пояснительная записка»;
 - выполнить проверку вновь устанавливаемого оборудования 110, 6 кВ на соответствие максимальным рабочим токам, отключающей способности, термической и динамической стойкости.
 2. Раздел 2 «Схема планировочной организации земельного участка»;
 3. Раздел 3 «Архитектурные решения»;
 4. Раздел 4 «Конструктивные и объемно-планировочные решения»;
 5. Раздел 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений».
 6. Раздел 6 «Проект организации строительства».
 4. Раздел 7 «Проект организации работ по сносу или демонтажу объектов капитального строительства»;

7. Раздел 11 «Смета на строительство объектов капитального строительства» (См. приложение №4 к техническому заданию).

8. Содержание принять согласно: «Положения о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», утвержденное постановлением Правительства РФ от 16 февраля 2008г. №87 (с изменениями).

9. Проектная документация по РЗА должна содержать:

- обоснование (ориентировочные расчеты) требуемых номинальных первичных и вторичных токов ТТ, а также количества и номинальной мощности вторичных обмоток ТТ и ТН на основании обосновывающих расчетов с учетом видов РЗА, их потребления, ориентировочных длин кабелей, значений токов КЗ и допустимой погрешности для каждого вида РЗА;

- схемы распределения по трансформаторам тока и напряжения устройств РЗА, информационно-измерительных систем (автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электроэнергии)

10.4. Состав рабочей документации

Рабочая документация:

1. Общие данные;
2. Выбор оборудования;
3. Схемы электрические принципиальные;
4. Схемы подключения;
5. Установочные чертежи ОРУ-110 кВ;
6. Спецификация покупных изделий;
7. Кабельный журнал;

8. «Смета на строительство объектов капитального строительства» (требования к сметной документации в приложении к техническому заданию);

9. В составе разрабатываемой рабочей документации по РЗА должны содержаться следующие материалы:

- пояснительная записка, включающая в себя проектный расчет параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования комплексов и устройств РЗА, устанавливаемых на объектах электроэнергетики;

- схемы распределения по трансформаторам тока и напряжения устройств РЗА;

- принципиальные и функционально-логические схемы (алгоритмы функционирования) устройств РЗА и внешних связей с другими устройствами РЗА, коммутационными аппаратами, устройствами ВЧ связи;

- данные по параметрированию (конфигурированию) микропроцессорных устройств РЗА;

- схемы организации каналов связи для функционирования устройств РЗА;

- заказные спецификации на устройства РЗА с указанием версии (типоисполнения) для микропроцессорных устройств РЗА;

- схемы организации цепей оперативного тока устройств РЗА;

- схемы организации цепей напряжения устройств РЗА;

- принципиальные схемы управления и автоматики (алгоритмы функционирования) выключателей;

	<p>10. Решения по интеграции устанавливаемых комплексов и устройств РЗА в существующую в систему сбора и передачи телеметрической информации ПС 110 кВ Обжиговая.</p> <p>11. Программа пусконаладочных работ, согласованная с заказчиком.</p> <p>12. Генплан подстанции.</p>
10.5. Состав исполнительной документации	<p>Исполнительная документация:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Ведомость технической документации, предъявляемой при сдаче-приемке электромонтажных работ. 2. Ведомость технической документации, предъявляемой при сдаче-приемке строительных работ. 3. Ведомость изменений и отступлений от проекта. 4. Ведомость электромонтажных недоделок, не препятствующих комплексному опробованию. 5. Справка о ликвидации недоделок. 6. Ведомость смонтированного электрооборудования. 7. Акт готовности зданий и сооружений к производству электромонтажных работ. 8. Акт освидетельствования скрытых работ по монтажу заземляющих устройств. 9. Акт приемки-передачи оборудования в монтаж. 10. Акт освидетельствования скрытых работ. 11. Акт об окончании пусконаладочных работ. 12. Акт комплексного опробования. 13. Комплект рабочих чертежей электротехнической части: схемы, планы, спецификация. 14. Комплект заводской документации: паспорта электрооборудования, протоколы заводских испытаний, инструкции по монтажу, наладке и эксплуатации и т.п. 15. Сертификаты соответствия. 16. Технические паспорта, формуляры. 17. Свидетельство о допуске к работам, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства, лицензия. 18. Свидетельство о регистрации электротехнической лаборатории. <p>Протоколы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 19. Протоколы высоковольтных испытаний и измерений оборудования и материалов. 20. Протоколы наладки устройств РЗА. 21. Протоколы наладки устройств телемеханики. 22. Отчет о проведении пусконаладочных работ. <p>Журналы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 23. Кабельный журнал. 24. Журнал установки муфт кабелей. 25. Журнал производства работ, в котором отображается весь ход производства работ. 24. Журнал использования машин и механизмов при выполнении работ по договору.
11. Исходные данные для проектирования, представляемые Заказчиком	<p>Схема электрическая главная;</p> <p>План ЗРУ-6кВ;</p> <p>План ОРУ-110 кВ;</p>

	<p>План ОПУ</p> <p>Существующие принципиальные схемы защит Т-1,;</p> <p>Схема размещения защит по обмоткам трансформатора тока для Т-1</p> <p>Приоритетные исходные данные принимаются в данном техническом задании, при каких-либо различиях с другими документами.</p>
12. Итоговая документация	<p>Представить проект, рабочую документацию в четырех экземплярах на бумажном и электронном носителе, со всеми изменениями и необходимыми согласованиями по окончании проектирования.</p> <p>Проектную и рабочую документацию согласовать с ООО «ЕвразЭнергоТранс», Филиалом АО «СО ЕЭС» Свердловское РДУ. Не допускается передача проектной документации в органы экспертизы без получения согласования ООО «ЕвразЭнергоТранс», Филиала АО «СО ЕЭС» Свердловское РДУ, собственников объектов, технологически связанных с объектом проектирования, и собственниками объектов, на которых предусматривается выполнение работ.</p> <p>После проведения реконструкции предоставляется исполнительная документация в трех экземплярах на бумажном носителе, в объеме не менее указанного в пункте 10.5.</p> <p>Выполнить самостоятельно и за свой счет процедуру получения акта допуска Ростехнадзора в эксплуатацию реконструируемой электроустановки, организовать получение разрешения Ростехнадзора на допуск в эксплуатацию для ООО «ЕвразЭнергоТранс».</p>

Приложение:

1. Опросный лист на трансформатор 4МВА
2. Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ОАО «МРСК Урала» №85-ТУ-00187 от 05.07.2021г.

Зам. начальника ЦСиП НТМК

Начальник ЦСиП НТМК



Д.В. Сапунов

С.В. Шпаков

СОГЛАСОВАНО:



ЕВРАЗ

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ЕВРАЗЭНЕРГОТРАНС»

Зам. технического директора
по КР, Р и С

В.Л. Егорушков

Технического директора филиала
ООО «ЕвразЭнергоТранс»

К.С. Матяш

Начальник ЦЭЭО

С.С. Сабуров