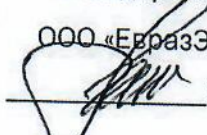


УТВЕРЖДАЮ:

И.о. директора филиала

ООО «ЕвразЭнергоТранс»

 В.Д. Бутюгов
« » 2023г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ *№ 200/7-5-2023-163*
на работы по проектированию и реализации проекта по реконструкции
ПС 110/35/6кВ "Коксовая".

1. Наименование предприятия	ООО «ЕвразЭнергоТранс»
2. Наименование объекта	ПС 110/35/6 Коксовая
3. Основания для проектирования	Инвестиционная программа ООО «ЕвразЭнергоТранс» на территории Свердловской области на период 2025-2029 год.
4. Назначение, вид строительства (новое, реконструкция)	Реконструкция
5. Район строительства	Свердловская область
6. Проектная организация-генеральный проектировщик	
7. Заказчик проектных работ	ООО «ЕвразЭнергоТранс»
8. Общие условия проектирования:	<p>При проектировании реконструкции ПС 110/35/6 кВ Коксовая, 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

	<p>противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика. Нормы и требования».</p> <p>- Требованиями к оснащению линий электропередачи и 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>
8.1. Стадийность проектирования:	Проектная и рабочая документация.
8.2 Срок проектирования	2026
8.3 Срок поставки оборудования	2026
8.4 Выполнение строительно-монтажных и пусконаладочных работ	2026
9. Основной объем работ и услуг.	<p>1. Предпроектное обследование:</p> <p>1.1. ЩСН</p> <p>1.1.1. Обследование существующей схемы щита 0,4кВ.</p> <p>1.1.2. Замеры длин кабеля для проектирования щита 0,4кВ.</p> <p>1.1.3. Произвести расчет коммутационных аппаратов.</p> <p>1.1.4. Произвести расчет освещенности для помещений ЗРУ 6,10 кВ, ОПУ, ОРУ</p> <p>1.2. ЩПТ</p> <p>1.2.1. Обследование существующей схемы ЩПТ.</p> <p>1.2.1. Замеры длин кабеля для проектирования ЩПТ.</p> <p>1.2.3. Произвести расчет коммутационных аппаратов.</p> <p>1.3. Обследование ЗРУ-35, 110кВ</p> <p>2. Обследование действующего высоковольтного оборудования ЗРУ-35, 110кВ, с определением величины и характера нагрузки оборудования.</p> <p>3. По результатам предпроектного обследования предоставить отчет.</p> <p>4. Разработка проектной и рабочей документации в соответствии с действующими нормами и правилами РФ, включающей в себя:</p> <p>4.1. Расчет токов К.З., термической и динамической</p>

	<p>устойчивости оборудования 35, 110кВ к токам К.З.</p> <p>4.2. Выбор вновь устанавливаемого первичного и вторичного оборудования.</p> <p>5. Изготовление и поставка основного, вспомогательного оборудования, материалов, запасных частей;</p> <p>6. Шефмонтаж оборудования (при необходимости);</p> <p>7. Строительно-монтажные работы согласно разработанной проектной и рабочей документации;</p> <p>8. Пусконаладочные работы (согласно утвержденной и согласованной программе пусконаладочных работ);</p> <p>9. Составление исполнительной документации, в объеме не менее указанного в пункте 10.5.</p>
10. Объем проектных и строительно-монтажных работ.	<p>ЗРУ-35кВ</p> <p>1. ЗРУ-35кВ 1,2 с.ш. 35кВ ячейка 1 «ФКУ-1», ячейка 9 «ФКУ-2»</p> <p>1.1. Предусмотреть замену вакуумных выключателей типа ВБЦ-35-20/1600 на элегазовые типа ВГБЗ-УЭТМ-35 с комплектом металлоконструкций для установки (Номинальное напряжение 40,5кВ, номинальный ток 1000А, ток термической стойкости 12,5кА) со встроенными трансформаторами тока в количестве 2 комплектов, выполнить ошиновку ячейки алюминиевой шиной.</p> <p>1.2. Предусмотреть установку площадок для обслуживания выключателей.</p> <p>1.3. Предусмотреть замену шинных разъединителей типа РРЗ-1Б-35/1000 на РРЗ-1Б-35/1000 УЗ с ручным приводом с комплектом металлоконструкций в количестве 2 штук.</p> <p>2. ЗРУ-35кВ ввод 2 35кВ ячейка 10 «В Т-2»</p> <p>2.1. Предусмотреть замену вакуумного выключателя типа ВБЦ-35-20/1600 на элегазовый типа ВГТЗ-УЭТМ-35 с комплектом металлоконструкций для установки (Номинальное напряжение 40,5кВ, номинальный ток 3150А, ток термической стойкости 50кА) с приводом ППрК в количестве 1 комплекта, выполнить ошиновку ячейки алюминиевой шиной.</p> <p>2.2. Предусмотреть установку металлоконструкций и трансформаторов тока (тип ТОЛ-35 2000А 0,5;10Р;10Р;10Р) в количестве 3 шт.</p> <p>2.3. Предусмотреть установку площадок для обслуживания выключателя.</p> <p>2.4. Предусмотреть установку линейного разъединителя колонкового типа РГПЗ-СЭЩ-1-И-35/2000 с ручным приводом с комплектом металлоконструкций в количестве 1 штуки;</p> <p>2.5. Предусмотреть замену шинного разъединителя типа РРЗ-1Б-35/1000 на РРЗ-1Б-35/2000 УЗ с ручным приводом с комплектом металлоконструкций в количестве 1 штук.</p> <p>3. Выполнить монтаж вторичных цепей защиты и автоматики.</p> <p>4. Предусмотреть замену шкафов зажимов (3шт.), электромагнитов включения (3шт.), обогрева (3шт.).</p> <p>5. ОПУ ПС 110кВ Коксовая:</p> <p>5.1. Выполнить монтаж вторичных цепей управления, защиты и автоматики с подключением к шкафам защиты и автоматики.</p> <p>5.2. Ключи управления, приборы контроля и измерения электрических величин разместить на существующих панелях</p>

щита управления.

5.3. Установить автоматические выключатели питания оперативных цепей защиты и автоматики. Питание организовать от существующих цепей оперативного тока.

5.4. Выполнить защиты РЗА и ПА реконструируемых ячеек № 1,9 на базе TOP-200 производства ИЦ ООО «Релематика».

6. Выполнить оперативную блокировку разъединителей в связке с выключателем;

7. Выполнить проверку вновь устанавливаемого оборудования 35 кВ на соответствие максимальным рабочим токам, отключающей способности, термической и динамической стойкости.

8. Предусмотреть интеграцию вновь устанавливаемого оборудования (основное электротехническое оборудование, устройства РЗА) в систему сбора и передачи телеметрической информации ПС 110 кВ Коксовая.

9. В документации привести принципиальную схему электрических соединений ПС 110 кВ Коксовая (главная схема) с указанием значений максимальных рабочих токов присоединений.

10. Конкретные типы, марки и характеристики оборудования указываются в опросных листах на стадии проектирования. Типы оборудования согласовать с ООО «ЕвразЭнергоТранс».

11. На реконструируемых ячейках 35кВ в местах прохода, установить защитные экраны, препятствующие прикосновению к токоведущим частям.

ЗРУ-110кВ

12. Выполнить замену трансформаторов напряжения 1,2, ОСШ системы шин 110кВ НКФ-110-83 на антирезонансные НАМИ-110 в количестве 7 штук (1СШ 3шт., 2СШ 3шт., ОСШ 1шт.)

13. Выполнить установку шкафов зажимов трансформаторов напряжения в количестве 3шт.

14. Выполнить замену опорных изоляторов (1, 2, ОСШ 110кВ) ИОС-110кВ на ШОП-110кВ в количестве 102шт.

ЩСН-0,4кВ

15. Выполнить замену ЩСН 0,4 (семь панелей) состоящего из двух секций 0,4кВ соединенных между собой секционным выключателем 0,4кВ на щит 0,4кВ с односторонним оперативным обслуживанием, с фасадной дверью, имеющей запирающие устройства. С тыльной стороны шкафы должны быть оборудованы съемными металлическими панелями. В нижней части шкафов должны быть предусмотрены промежуточные клеммники для подключения силовых кабелей. Шкафы щита 0,4 кВ должны иметь полимерно-порошковое покрытие, цвет серый. В комплекте со шкафом должны быть: шины (материал медь), шинные перемычки с крепежом для соединения медных шин; жгуты для межшкафных соединений, участвующих в работе АВР, оперативном питании и сигнализации.

16. Произвести расчет и замену кабелей отходящих фидеров с учетом максимальных нагрузок. (Кабельная продукция должна быть не горючей с пониженным дымовыделением и медными жилами). Старая кабельная продукция должна быть

демонтирована.

17. Во вновь устанавливаемый щит 0,4кВ выполнить установку силовых автоматических выключателей АО «ЧАЭЗ» промышленной серии, либо аналог, не уступающий по характеристикам

18. Выполнить возможность отключения линии видимым разрывом для замены автоматических выключателей.

19. Окончательное количество и тип коммутационных аппаратов определить проектом, но не менее АВ 160 А – 7 шт., АВ 80 А – 6 шт., АВ 63 А – 5 шт., АВ 40 А – 7 шт., АВ 25 А – 15 шт., АВ 1000 А – 3 шт., АВ 200 А – 1 шт, АВ 4 А – 1 шт.

20. Выполнить подключение всех потребителей ЩСН 0,4 кВ через индивидуальные автоматические выключатели.

21. Произвести расчет выбранных коммутационных аппаратов, а также кабельной продукции включая перемычки на пункты учета, на термическую и динамическую стойкость к токам КЗ.

22. Выполнить установку резервных автоматических выключателей в количестве: 25А 2шт., 200А 1шт., 160А 2шт

23. Выполнить установку дополнительного автоматического выключателя 250А «Резерв» для подключения потребителей при проведении капитальных ремонтов и реконструкций

24. Выполнить установку пунктов учета электрической энергии вводов от ТСН-1,2 630кВА, отходящего присоединения с автоматическим выключателем 250А для подключения потребителей при проведении капитальных ремонтов и реконструкций. (пункты учета и класс точности трансформаторов тока должны соответствовать требованиям постановления Правительства РФ №861 от 27.12.2004г. (в редакции от 05.10. 2016г.).

25. Выполнить установку трансформаторов тока 0,4кВ и подключение цифровых приборов измерения фазного напряжения (Вольтметр трехфазный цифровой: Диапазон измерения напряжения АС 0...500 (напрямую); Количество фаз 3; Погрешность $\pm 0,5\%$; Габариты 98х98х101,5мм; Питание АС220 В, 45...65 Гц;) и силы тока (Амперметр цифровой трехфазный щитовой: Диапазон измерения АС 0...5 А (с трансформатором 0...50кА); Погрешность $\pm 0,5\%$; Количество фаз 3; Габаритные размеры 96х96х101,5 мм; Питание АС 220 В $\pm 10\%$; Частота опроса 3 изм./с) на вводах ТСН-1,2 320кВА.

26. Выполнить установку трансформаторов тока 0,4кВ и подключение цифровых приборов измерения силы тока (Диапазон измерения силы тока 0...5 АС трансформатором тока: 0...10 кА; Питание $\cong 85...264$ В, 45...55 Гц; Габаритные размеры 48х97х85мм) на отходящих фидерах и секционном выключателе.

27. Выполнить установку АВР между 1 и 2 секциями 0,4кВ.

28. На ОРУ 110кВ, ЗРУ 6,10кВ, ОПУ выполнить демонтаж старых, выбор и установку новых распределительных пунктов (в комплекте должны быть автоматические выключатели)

ТСН-1,2

29. Выполнить демонтаж старых (ТСН-1 400кВА, ТСН-2 630кВА) и установку двух новых трансформаторов собственных нужд на ТМГ-630кВА 6/0,4кВ.

30. Выполнить демонтаж старых и монтаж новых

кабельных линий 0,4кВ от ТСН1,2 до ЩСН 0,4кВ (новая кабельная продукция должна быть не горючей с пониженным дымовыделением и медными жилами)

31. Выполнить звуковую, световую предупредительную и аварийную сигнализацию:

31.1. Световую сигнализацию выполнить на светодиодных лампах.

31.2. Защита замыкания на землю.

31.3. Аварийное отключение автоматических выключателей.

32.4. Срабатывание АВР;

ЩПТ

33. Выполнить замену ЩПТ (трех панелей типа, автоматы отходящих присоединений – 250А-3шт, 160А-7шт, 80А-2шт, 20А-1шт, 6,3А-3шт, 25А-1шт, 2,5А-2шт) состоящего из двух секций, соединенных между собой секционным рубильником.

34. Выполнить демонтаж старых и монтаж новых кабельных линий постоянного тока 220В (Кабельная продукция должна быть не горючей с пониженным дымовыделением и медными жилами).

35. Во вновь устанавливаемый щит постоянного тока выполнить установку автоматических выключателей.

36. Выполнить возможность отключения линии видимым разрывом для замены автоматических выключателей.

37. Окончательное количество и тип коммутационных аппаратов определить проектом, предусмотреть резервные автоматы отходящих присоединений по согласованию с заказчиком.

38. Выполнить подключение всех потребителей щита постоянного тока через индивидуальные автоматические выключатели.

39. Произвести расчет выбранных коммутационных аппаратов, а также кабельной продукции.

40. Выполнить Защиту цепей ввода и отходящих линий в том числе от перенапряжений.

41. Выполнить мониторинг измерений ЩПТ, контроля сопротивления изоляции сети относительно земли и обнаружения мест повреждения, регистрацию аварийных событий, сигнализацию (Система диагностики, мониторинга и аварийного осциллографирования ЩПТ должна обеспечивать автоматический контроль и регистрацию параметров режима работы системы с формированием сигналов, характеризующих отклонения значений контролируемых параметров от допустимых значений и системой оповещения дежурного персонала).

42. Выполнить защиту всех компонентов и электроприемников ЩПТ от токов КЗ и перегрузки отключающими защитными аппаратами, защитные аппараты должны обеспечивать отключение токов КЗ в любой точке ЩПТ сопровождающихся снижением напряжения на сборках глубиной более 50% со временем отключения 50мс.

43. Поиск «земли» должен обеспечиваться без отключения электроприемников.

44. Произвести расчет выбранных коммутационных аппаратов, а также кабельной продукции включая перемычки на пункты учета, на термическую и динамическую стойкость к токам КЗ, выбор конкретных типов аппаратов защиты должен выполняться после расчетов токов, возникающих в аварийных режимах.

45. При необходимости предусмотреть установку временного ЩПТ для перевода питания отходящих присоединений на время проведения реконструкции щита постоянного тока.

46. Конкретные типы и производители оборудования должны

	<p>быть согласованы с заказчиком, должны выбираться с учетом наличия и минимального срока поставки оборудования.</p> <p>47. Предоставить комплект ЗИП в объеме 30% от количества установленного оборудования.</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	<p>1. Выполнить расчет параметров срабатывания вновь устанавливаемых устройств РЗА.</p> <p>2. Релейную защиту выполнить на базе микропроцессорных терминалов TOP 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, установку устройств РЗА в ОПУ на существующих панелях РЗА данных присоединений.</p> <p>3. Предусмотреть цепи контроля элегаза и технологической сигнализации выключателей с выводом сигнала в терминалы.</p> <p>4. Размещение аппаратуры устройств релейной защиты спроектировать 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.</p> <p>5. Предусмотреть прокладку всех контрольных кабелей релейной защиты и выполнить проверочный расчет заземляющего контура подстанции для защиты микропроцессорных блоков релейной защиты и автоматики (новая кабельная продукция должна быть не горючей с пониженным дымовыделением и медными жилами).</p> <p>6. Все МП устройства релейной защиты должны быть укомплектованы полным комплектом программного обеспечения на русском языке, интерфейсным кабелем для связи с ПК для их программирования.</p> <p>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».</p>
10.3. Состав ПСД	<p>Проектная документация:</p> <p>1. Раздел 1 «Пояснительная записка»;</p> <p>2. Раздел 4 "Конструктивные решения"</p> <p>3. Раздел 6 «Технологические решения» (для объектов капитального строительства непроизводственного назначения)</p>

	<p>разрабатывается в случае наличия требования о его разработке в задании на проектирование)».</p> <p>4. Раздел 7 «Проект организации строительства», содержащий в том числе проект организации работ по сносу объектов капитального строительства, их частей (при необходимости сноса объектов капитального строительства, их частей для строительства, реконструкции других объектов капитального строительства);</p> <p>5. Проектная документация по РЗА должна содержать:</p> <ul style="list-style-type: none"> – обоснование (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	<p>Состав РД должен соответствовать ПД и должен быть достаточным для выполнения СМР, ПНР, обеспечения реконструкции оборудованием, изделиями и материалами и изготовления строительных изделий.</p> <p>Рабочая документация:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Общие данные; 2. Выбор оборудования; 3. Схемы электрические принципиальные; 4. Схемы подключения; 5. Установочные чертежи ЗРУ-35, 110 кВ, ОПУ; 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: <ul style="list-style-type: none"> – 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;

	<ul style="list-style-type: none"> – 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 Коксовая.</p> <p>11. Программа пусконаладочных работ, согласованная с заказчиком.</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 приемки-передачи оборудования в монтаж. 8. Акт освидетельствования скрытых работ. 9. Акт об окончании пусконаладочных работ. 10. Акт комплексного опробования. 11. Комплект рабочих чертежей электротехнической части: схемы, планы, спецификация. 12. Комплект заводской документации: паспорта электрооборудования, протоколы заводских испытаний, инструкции по монтажу, наладке и эксплуатации и т.п. 13. Сертификаты соответствия. 14. Технические паспорта, формуляры. 15. Свидетельство о допуске к работам, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства, лицензия. 16. Свидетельство о регистрации электротехнической лаборатории. <p>Протоколы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 17. Протоколы высоковольтных испытаний и измерений оборудования и материалов. 18. Протоколы наладки устройств РЗА. 19. Протоколы наладки устройств телемеханики. 20. Отчет о проведении пусконаладочных работ. <p>Журналы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 21. Кабельный журнал. 22. Журнал установки муфт кабелей. 23. 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	Схема электрическая главная; План ОПУ План ЗРУ-35, 110кВ Существующие принципиальные схемы защит;
12. Итоговая документация	<p>Представить проект, рабочую документацию в четырех экземплярах на бумажном и электронном носителе, со всеми внесенными изменениями и необходимыми согласованиями по окончании проектирования.</p> <p>Проектную и рабочую документацию согласовать с ООО «ЕвразЭнергоТранс».</p> <p>Не допускается передача проектной документации в органы экспертизы без получения согласования ООО «ЕвразЭнергоТранс, 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>

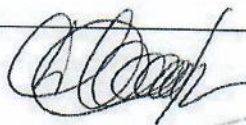
Зам. начальника по ремонтам

И.о. начальника ЦСиП НТМК

СОГЛАСОВАНО:

Зам. технического директора
По КР, Р и С

И.о. технического директор филиала
ООО «ЕвразЭнергоТранс» в г. Нижний Тагил



Д.В. Сапунов



Е.В. Потапов



В.А. Егорушков



Д.Е. Боровков