



Заказчик: Территориальная генерирующая компания №2

ТЕРРИТОРИАЛЬНАЯ ГЕНЕРИРУЮЩАЯ КОМПАНИЯ №2

СТРОИТЕЛЬСТВО ВОДОГРЕЙНОЙ КОТЕЛЬНОЙ НА ТЕРРИТОРИИ СЕВЕРОДВИНСКОЙ ТЭЦ-1

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

РАЗДЕЛ 5

Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений

Подраздел 6

Газоснабжение

656_ДОГ23/ВК-ИОС6

Том 5.6

Изм.	№док.	Подп.	Дата

Заказчик: Территориальная генерирующая компания №2

ТЕРРИТОРИАЛЬНАЯ ГЕНЕРИРУЮЩАЯ КОМПАНИЯ №2

СТРОИТЕЛЬСТВО ВОДОГРЕЙНОЙ КОТЕЛЬНОЙ НА ТЕРРИТОРИИ СЕВЕРОВДВИНСКОЙ ТЭЦ-1

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

РАЗДЕЛ 5

Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений

Подраздел 6

Газоснабжение

656_ДОГ23/ВК-ИОС6

Том 5.6

Директор

А.М. Шакиров

Главный инженер проекта








М. Ф. Сагадеев

Изм.	№док.	Подп.	Дата

Содержание тома

Обозначение	Наименование	Примечание
656_ДОГ23/ВК-ИОС6-С	Содержание тома	1 лист
656_ДОГ23/ВК-ИОС6-ТЧ	Текстовая часть	73 листа
656_ДОГ23/ВК-ИОС6.ГЧ.001	Технологическая схема газоснабжения водогрейной котельной	1 лист
656_ДОГ23/ВК-ИОС6.ГЧ.002	Технологическая схема газоснабжения водогрейных котлов внутри котельной	1 лист
656_ДОГ23/ВК-ИОС6.ГЧ.003	План расположения производственных объектов и газоиспользующего оборудования с указанием планируемых объемов использования газа	1 лист
656_ДОГ23/ВК-ИОС6.ГЧ.004	План сетей газоснабжения	2 листа
656_ДОГ23/ВК-ИОС6.ГЧ.005	План газопроводов в водогрейной котельной	1 лист
656_ДОГ23/ВК-ИОС6.ГЧ.006	Схема автоматизации газоснабжения водогрейной котельной	1 лист
656_ДОГ23/ВК-ИОС6.ГЧ.007	Схема автоматизации газоснабжения водогрейных котлов внутри котельной	1 лист
Всего страниц		82 листа

Инв. № подл.	656_ДОГ23/ВК-ИОС6-С						Содержание тома	Стадия	Лист	Листов
								П	1	1
Инв. № подл.	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	 ООО «РЭМ»			
	Разраб.	Чаркин				12.2023				
	Проверил	Чаркин				12.2023				
	Н. контр.	Пудов				12.2023				
	ГИП	Сагадеев				12.2023				

Содержание

Список сокращений.....	3
1 Характеристика источника газоснабжения в соответствии с техническими условиями, сведения о параметрах топлива, требованиях к надежности и качеству поставляемого топлива.....	4
2 Сведения о типе и количестве установок, потребляющих топливо, параметрах и режимах их работы	7
3 Описание технических решений по обеспечению учета и контроля расхода газа и продукции, вырабатываемой с использованием газа, в том числе тепловой и электрической энергии.....	11
4 Описание и обоснование применяемых систем автоматического регулирования и контроля тепловых процессов	15
5 Описание мест расположения приборов учета используемого газа и устройств сбора и передачи данных от таких приборов	20
6 Описание способов контроля температуры и состава продуктов сгорания газа	21
7 Описание технических решений по обеспечению теплоизоляции ограждающих поверхностей агрегатов и теплопроводов	22
8 Перечень сооружений резервного топливного хозяйства	24
9 Обоснование выбора маршрута прохождения газопровода и границ охранной зоны присоединяемого газопровода, а также сооружений на нем	25
9.1 Подводящий газопровод до ГРП	26
9.2 Наружный газопровод до водогрейной котельной	27
9.3 Внутреннее газоснабжение водогрейной котельной	27
9.4 Трубопроводы и арматура	28
10 Обоснование технических решений устройства электрохимической защиты стального газопровода от коррозии	38
11 Сведения о средствах телемеханизации газораспределительных сетей, объектов их энергоснабжения и электропривода	39
12 Перечень мероприятий по обеспечению безопасного функционирования объектов системы газоснабжения, в том числе описание и обоснование проектируемых инженерных	

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

656_Дог23/ВК-ИОС6-ТЧ

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Чаркин			12.2023
Проверил		Чаркин			12.2023
Н. контр.		Пудов			12.2023
ГИП		Сагадеев			12.2023

Текстовая часть

Стадия	Лист	Листов
П	1	73

ООО «РЭМ»

109408



систем по контролю и предупреждению возникновения потенциальных аварий, систем оповещения и связи40

13 Перечень мероприятий по созданию аварийной спасательной службы и мероприятий по охране систем газоснабжения44

14 Перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергетической эффективности объекта капитального строительства46

15 Сведения о показателях энергетической эффективности объекта капитального строительства, в том числе о показателях, характеризующих годовую удельную величину расхода топлива в объекте капитального строительства48

16 Сведения о нормируемых показателях удельных годовых расходов топлива и максимально допустимых величинах отклонений от таких нормируемых показателей..... 49

17 Перечень мероприятий по учету и контролю расходования используемого топлива .50

18 Спецификация предполагаемого к применению оборудования, изделий, материалов, позволяющих исключить нерациональный расход топлива, в том числе основные их характеристики51

19 Перечень нормативно-технической документации 52

 Приложение А. Технические условия на подключение (технологическое присоединение) объекта капитального строительства к сети газораспределения54

 Приложение Б. Технические условия на проектирование узла измерений расхода газа на объекте капитального строительства «Строительство водогрейной котельной на территории Северодвинской ТЭЦ-1».....69

 Приложение В. Паспорт №2023-03-14-3 качества газа горючего природного за март 2023 г.....71

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата	656_Дог23/ВК-ИОС6-ТЧ	2

Список сокращений

ТЭЦ	Теплоэлектроцентраль
ВК	Водогрейная котельная
ПСК	Предохранительный сбросной клапан
ГРПБ	Газорегуляторный пункт блочный
ГРП	Газорегуляторный пункт
АСУТП	Автоматизированная система управления технологическим процессом
САУ	Система автоматического управления
ПГБ	Пункт газорегуляторный блочный

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			656_Дог23/ВК-ИОС6-ТЧ						3
Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата				

1 Характеристика источника газоснабжения в соответствии с техническими условиями, сведения о параметрах топлива, требованиях к надежности и качеству поставляемого топлива

Том 5.6 «Система газоснабжения» разработан в составе проектной документации, выполненной в соответствии с техническим заданием на разработку проектной, рабочей документации и проведения авторского надзора по объекту: «Строительство водогрейной котельной на территории Северодвинской ТЭЦ-1», утвержденным техническим директором Северодвинской ТЭЦ-1 А.В. Уховым.

Проектная документация выполнена в соответствии с «Положением о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», утвержденным постановлением Правительства РФ от 16 февраля 2008г. №87, Градостроительным кодексом, требованиями промышленной безопасности, экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных норм и технических регламентов, действующих на территории Российской Федерации.

Все технологическое оборудование, машины и технические устройства, примененные в проекте, соответствуют требованиям промышленной безопасности. При поставке оборудования фирма-поставщик предоставляет сертификаты или декларации соответствия оборудования требованиям промышленной безопасности, в том числе Техническому регламенту Таможенного Союза ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования», утвержденного Решением Комиссии Таможенного союза №823.

Исходные данные для проектирования:

- Техническое задание на разработку проектной, рабочей документации и проведения авторского надзора по объекту «Строительство водогрейной котельной на территории Северодвинской ТЭЦ-1»;
- Технические условия на подключение (технологическое присоединение) объекта капитального строительства к сети газораспределения, выданные ООО «Газпром газораспределение Архангельск» № АК-07-07/3042/6 от 10.06.2019г (Приложение А);
- Технические условия на проектирование узла измерений расхода газа на объекте капитального строительства ПАО «ТГК-2» «Техническое перевооружение Северодвинской ТЭЦ-1» с переводом оборудования на основное топливо природный газ (Приложение Б);

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата

- Паспорт № 2023-03-14-3 качества газа горючего природного за март 2023г
(Приложение В).

В рамках проекта предусмотрено строительство водогрейной котельной тепловой мощностью 240 МВт (206,4 Гкал/ч) и общестанционных вспомогательных систем (мазутонасосной, газорегуляторного пункта) для нужд водогрейной котельной и оборудования главного корпуса ТЭЦ.

Основное топливо для котельной – природный газ по ГОСТ 5542-2014.

Согласно техническому заданию газоснабжение осуществляется от существующего межпоселкового газопровода к Северодвинской ТЭЦ-1, АО «ПО «Севмаш», АО «ЦС «Звездочка» ($P_{расч}=1,04$ МПа), проходящего с северной стороны территории станции на расстоянии ~150м.

Стадия проектирования – проектная документация.

В соответствии с п. 5 Постановления Правительства РФ №878 от 20.11.2000 г. газораспределительные сети относятся к опасным производственным объектам.

Идентификация газопровода в соответствии с разделом II Постановления Правительства РФ №870 от 29.10.2010 г. «Технический регламент о безопасности сетей газораспределения и газопотребления»:

а) назначение: сети газопотребления – транспортировка природного газа к газоиспользующему оборудованию, газифицируемых зданий с давлением, не превышающим 1,2 МПа;

б) состав объектов:

- наружные подземные и надземные газопроводы высокого и среднего давления;
- переходы газопровода через железные и автомобильные дороги;
- отдельно стоящий газорегуляторный пункт, расположенный на территории предприятия расположенный в блоке;

в) давление природного газа:

- газопровод высокого давления I категории – свыше 0,6 до 1,2 МПа включительно;
- газопровод среднего давления – свыше 0,005 до 0,3 МПа включительно.

Присоединение осуществляется надземным газопроводом диаметром 377x11 от подземного трубопровода ПЭ 100 SDR 9 DN400x44,7 с помощью неразъемного соединения (перехода) ПЭ-сталь. На надземном газопроводе устанавливается продувочная свеча, запорная арматура с электроприводом, заглушка поворотная, подвод продувочного агента. Арматурный узел огражден сетчатым забором высотой не менее 1,6 м, закрываемым на замок.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата	656_Дог23/ВК-ИОС6-ТЧ	Лист
							5
Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

Компонентный состав природного газа приведен в Таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Компонентный состав природного газа

Компонент	%, мольн.
Метан	96,18
Этан	2,30
Пропан	0,54
и-Бутан	0,081
н-Бутан	0,071
н-Пентан	0,0014
и-Пентан	0,0117
Гексаны	0,0055
Гептаны	0,0036
Октаны	менее 0,001
СО ₂	0,115
Бензол	менее 0,001
Толуол	менее 0,001
Азот	0,666
Водород	0,0027
Кислород	менее 0,005
Гелий	0,0116

В соответствии с СП 62.13330.2011 «Газораспределительные системы» (актуализированная редакция СНиП 42-01-2002 с изменениями №1) газопроводы относятся:

- к газопроводам высокого давления I категории - от точки подключения (границы проектирования) до ГРП.
- к газопроводам среднего давления – от ГРП до отсечной электроприводной арматуры перед котлами.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата	656_Дог23/ВК-ИОС6-ТЧ	6

2 Сведения о типе и количестве установок, потребляющих топливо, параметрах и режимах их работы

Потребителем топлива на площадке строительства водогрейной котельной на территории Северодвинской ТЭЦ-1 является водогрейная котельная установка в составе четырех водогрейных котлов серии Eurotherm Etalon-60,0-150 единичной тепловой мощностью 60 МВт (51,6 Гкал/ч), с параметрами теплоносителя 150/70 °С. Также проектом предусмотрено перспективное увеличение газопотребителей.

Строительство водогрейной котельной предусматривается для обеспечения покрытия присоединённой тепловой нагрузки потребителей г. Северодвинска и промышленных организаций в сложившихся зонах теплоснабжения действующего оборудования.

Основное топливо для котельной – природный газ высокого давления I категории 0,95 МПа по ГОСТ 5542-2014, низшая теплота сгорания – 8168 ккал/м³, в качестве аварийного топлива - мазут марки М100 по ГОСТ 10585-2013, низшая теплота сгорания – 9700 ккал/кг.

Температурный график тепловой сети 114,6/70 °С, система теплоснабжения – открытая. Деаэрационно - подпиточная установка существующая. Регулирование тепловой нагрузки качественно-количественное. Давление обратной сетевой воды на выводах СТЭЦ-1 составляет 1,8-2,8 кгс/см², перепад у потребителя – 70 м.в.с в зимний максимум нагрузок, 55 м.в.с в переходный период.

Категория котельной по надёжности отпуска тепловой энергии – вторая.

Режим работы водогрейной котельной – по диспетчерскому графику тепловых нагрузок. Водогрейная котельная предназначена для покрытия части графика тепловых нагрузок. Базовую часть тепловых нагрузок покрывает существующее теплофикационное оборудование. В летний режим работы водогрейные котлы отключены.

Водогрейный водотрубный газоплотный газомазутный стальной котел Eurotherm Etalon-60,0-150 имеет горизонтальную компоновку.

Котел проектируется и изготавливается в блочном исполнении. Конструкция котла обеспечивает полное опорожнение от воды и шлама, а также удаление воздуха из всех элементов, в которых могут образовываться воздушные пробки при заполнении и пуске.

В комплект поставки входит:

Блоки котла:

- топочный (поставка из 3-х частей);
- конвективный.

Детали, сборочные единицы для сборки котла в составе:

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.					Лист
			656_Дог23/ВК-ИОС6-ТЧ				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата		

- гарнитура котла (лазы, смотровые лючки);
- трубопроводы перепускные, подвода - отвода воды в пределах котла;
- детали для соединения блоков топчного и конвективного;
- трубопроводы дренажные и воздушные;
- опоры котла;
- декоративная обшивка и изоляция котла;
- указатели тепловых перемещений;
- металлоконструкции (газоход);
- запорная, предохранительная и регулирующая арматура с электроприводами, комплект;
- комплект документации.

Циркуляция воды в котле принудительная. Режимы нагрузки котла изменяются в соответствии с режимной картой и предустановками системы АСУТП. Система автоматики котельной поддерживает заданные параметры и устойчивый режим работы котла, обеспечивает защиту котла при возникновении аварийной ситуации. В водогрейных водотрубных котлах нагреваемая вода протекает по трубкам малого диаметра, обтекаемым снаружи топчными газами. Подобная конструкция позволяет достичь наибольшей интенсивности передачи тепла от дымовых газов к воде и, следовательно, меньшей металлоёмкости котла в целом. В связи с большим объёмом топки котла — низкая тепловая напряжённость топчного пространства. Низкая теплонапряженность топки приводит к наиболее полному сгоранию топлива, снижению выбросов оксидов азота в дымовых газах.

Блок топчный, состоящий из фронтального и двух боковых экранов, экранирован трубами, входящими в коллекторы. Между трубами ввариваются мембраны, обеспечивающие газоплотность панелей топки котла. Трубы всех экранов расположены вертикально. Фронт котлов охлаждаемый, в нем располагаются амбразуры горелок.

Котел самонесущий, имеет скользящие опоры. Опоры, расположенные на стыке конвективного газохода и топчной камеры, неподвижны. Опоры котла установлены на раму. Конвективная часть котла опирается на портал. Для наблюдения за расширением котла на нижних и верхних коллекторах трубной части установлены репера. На одной из боковых стенок котла крепятся сливные воронки, в которые выводятся воздушные линии. Дренажные линии топчного и конвективного блоков выводятся на одну сторону котла. Также предусмотрены штуцера для слива конденсата, расположенные в топчной и конвективной части котла.

Характеристика водогрейных котлов приведена в таблице 2.1.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата	Взам. инв.№	Подп. и дата	Инв. № подл.	656_Дог23/ВК-ИОС6-ТЧ	Лист
										8

Таблица 2.1 – Характеристика водогрейных котлов

Технические характеристики	Значение
Теплопроизводительность номинальная, МВт (Гкал/ч)	60,0 (51,6)
Рабочее давление воды на входе в котел, МПа (изб.)	1,31-1,51
Расчетное (избыточное) давление воды на входе в котел, МПа (кгс/см ²)	1,6 (16)
Абсолютное рабочее давление воды на выходе из котла при температуре на выходе из котла 150°С и недогреве воды до кипения 30 °С, Мпа (кгс/см ²)	1,0 (10)
Температура воды на входе в котел, °С	70
Температура воды на выходе из котла, °С	150
Номинальный расход воды через котел (график 70-150 °С), т/ч	640
Диапазон регулирования теплопроизводительности по отношению к номинальной, %	20-100
Расчетный КПД котла при работе на природном газе, %	94,1
Расчетная температура уходящих газов при работе на природном газе, °С	130
Расчетный расход топлива (природный газ, н.у. Q _p ^H =8168 ккал/м ³), нм ³ /ч	6713
Водяной объем котла, м ³	15,7
Масса котла (расчетная), с учетом тепловой изоляции и обшивки, без массы воды, кг	~63000
Габаритные размеры, блок котла, без горелочного устройства, мм (ДхШхВ)	14600±50x4200x8100
Полный назначенный расчетный срок службы котла, лет	25
Количество устанавливаемых горелочных устройств, шт.	2

В качестве горелочного устройства котла установлена комбинированная газомазутная горелка с отдельно стоящим вентилятором с ЧРП. Горелки оснащены системой электронного(цифрового) регулирования соотношения топливо/воздух посредством независимых сервоприводов. Главная особенность горелок – это одинаковое качество сжигания, как мазута, так и газа. Подобная характеристика позволяет с большой точностью рассчитать расход топлива, что приводит к его экономному расходованию, и

Взам. инв.№
Подп. и дата
Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата

увеличивает КПД котла и всей котельной в целом. Агрегат является конструкцией, состоящей из газового разжигателя и мазут-форсунки.

Технические и конструктивные характеристики горелочных устройств приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Технические и конструктивные характеристики горелки

Технические характеристики	Значение
Регулирование соотношения топливо/воздух	электронное
Регулирование мощности	модулированное
Мощность горелки (газ/мазут), мощность указана для стандартных условий (температура воздуха 15 °С, давление 1013 мбар).	6 800/11 333 - 34 000 кВт
Коэффициент регулирования (газ/мазут)	1:5/1:3
Высота над уровнем моря (для установки внутри помещения), м	не более 200
Температура газа перед горелкой, °С	минус 10...плюс 30
Температура воздуха на входе в горелку, °С	0 (ноль)...плюс 50
Температура мазута на входе в горелку, °С	плюс 130
Корпус горелки эффективной конструкции из листовой стали в собранном виде.	
На корпусе располагаются:	<ul style="list-style-type: none"> – устройство смешения (газовая головка, подпорная шайба с прорезями и завихрителями для закручивания потока воздуха, огневая труба); – жидкотопливная рециркуляционная форсунка с запорной иглой; – газовая заслонка с сервоприводом; датчик контроля факела; – запальная горелка для розжига мазута (требуется баллон с пропан-бутаном); – окошко для визуального наблюдения за факелом; – запальная горелка с газовым клапаном, позволяющая обеспечить плавность пуска и отсутствие хлопков при старте; блок воздушных заслонок жалюзийного типа с сервоприводом.
Шумовая нагрузка горелки при работе на номинальной мощности на расстоянии 1 м от источника шума, дБ (А)	не более 80

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата

3 Описание технических решений по обеспечению учета и контроля расхода газа и продукции, вырабатываемой с использованием газа, в том числе тепловой и электрической энергии

Расчетные данные о потребности в газе приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1– Потребность в природном газе

Вид топлива	Наименование	Ед. изм.	Потребность			
			На котел	На водогрейную котельную	На перспективу	Итого
Основное	Природный газ	нм ³ /ч	6713	26752	35640	62392

Газорегуляторный пункт блочный (ГРПБ) предназначен для подготовки газа с требуемыми характеристиками и качеством и подачи его на водогрейные котлы и к другим перспективным потребителям газа.

ГРПБ представляет собой законченную технологическую установку максимальной заводской готовности со всеми системами жизнеобеспечения.

Газорегуляторный пункт осуществляет следующие функции:

- очистка газа от механических примесей;
- коммерческий учет расхода газа;
- редуцирование давления газа;
- автоматическое поддержание выходного давления газа, подаваемого на водогрейные котлы, независимо от расхода и входного давления;
- автоматическое прекращение подачи газа при повышении или понижении выходного давления сверх или ниже допустимых значений уставок.

Входная линия газа предназначена для подключения источника газа к ГРПБ и определения его входных параметров. В состав входной линии входят:

- фланцевое соединение с ответным воротниковым фланцем под приварку к трубе и поворотной заглушкой;
- термометр с защитной гильзой;
- манометр ОАО «Манотомь» или аналог с одновентильным клапанным блоком;
- датчик давления Метран-150 или аналог с одновентильным клапанным блоком;
- датчик температуры Метран или аналог с защитной гильзой;
- токопроводящая перемычка;

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата

– линия продувки на свечу с ручной запорной арматурой.

Далее газ поступает в узел фильтрации, который предназначен для очистки газа от механических примесей для дальнейшего использования газа. В состав узла входят две линии (1 рабочая и 1 резервная).

Фильтрация обеспечивается сетчатым фильтрующим элементом. Контроль загрязненности фильтрующих элементов определяется измерением перепада давления между входом и выходом фильтра. Фильтры оборудованы приспособлением для съема крышки и замены фильтрующих элементов. Предусмотрен общий коллектор на выходных линиях фильтрации газа.

После фильтрации следует узел учета газа, который предназначен для коммерческого учета газа посредством расходомерных устройств. В состав узла входят две линии (1 рабочая и 1 резервная).

Расходомеры укомплектованы микропроцессорными вычислителями, приводящими измеренный расход к стандартным условиям с коррекцией по температуре и давлению. Питание счетчика предусмотрено от внешнего источника. Данные о расходе с вычислителей передаются по цифровому интерфейсу на локальную систему автоматического управления и далее на АСУТП верхнего уровня. Информация с электронного корректора узла учета расхода газа, а именно: мгновенные значения о расходе газа, а также часовые, суточные архивные значения расходов поступают в ДП ЦАДС ООО «Газпром газораспределение Архангельск» и ООО «Газпром межрегионгаз Сыктывкар» с минимальной задержкой времени. Оборудование узла учёта поставляется поверенным и имеет российские свидетельства о поверке, межповерочный интервал сужающих устройств узла учета газа не менее 3 лет. Приоритетная технологическая информация: информация с электронного корректора узла учета расхода газа, а именно: мгновенные значения о расходе газа, а также часовые, суточные архивные значения расходов будут поступать в ДП ЦАДС ООО «Газпром газораспределение Архангельск» и ООО «Газпром межрегионгаз Сыктывкар» с минимальной задержкой времени (предпочтительнее – в режиме онлайн). Предусмотрен общий коллектор на выходных линиях учета расхода газа.

Класс герметичности запорной арматуры – А по ГОСТ 9544-2015.

Требуемое выходное давление газа достигается в узле редуцирования, который состоит из двух линий (одна рабочая, одна резервная).

Часть узла редуцирования (выходной шаровой кран, продувочная свеча, сбросная свеча) располагается на опорах, за пределами укрытия типа блок-бокс. Предусмотрены

Взам. инв.№
Подп. и дата
Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата

площадки для обслуживания оборудования. Предусмотрен общий коллектор на выходных линиях редуцирования газа. Переключение между основной и резервной линиями редуцирования производится в автоматическом режиме.

При повышении выходного давления выше заданного допустимого значения открывается предохранительный сбросной клапан и происходит сброс газа в атмосферу. При дальнейшем повышении или понижении контролируемого давления газа сверх допустимых пределов срабатывает предохранительный запорный клапан. На каждой линии редуцирования уставлена система ограничения расхода газа, позволяющая контролировать загрузку каждого из регуляторов в номинальном режиме.

В ГРПБ предусмотрена возможность настройки регуляторов давления, предохранительных запорных клапанов и клапана ПСК без отключения потребителя. На входном и выходном патрубках фильтра предусмотрены краны, к которым подключен индикатор перепада давления для определения загрязненности фильтрующего элемента, а также предусмотрены закладные детали для подключения датчика перепада давления. На входном и выходном патрубках ПГБ предусмотрены закладные детали для подключения датчиков системы телеметрии.

Устройство и принцип работы комплектующего оборудования указан в паспортах и РЭ заводов-изготовителей на данное оборудование. Все фланцевые соединения ГРП оборудованы токопроводящими перемычками. Электроприводы выполнены во взрывозащищенном исполнении.

В конструкции рамы укрытия имеются все необходимые опорные конструкции для крепления технологического оборудования и трубопроводов, а также необходимые площадки обслуживания и лестницы.

Границы изделия по трубопроводам - ответные фланцы на входе и выходе из блока ГРП. Границы изделия по электрическим подключениям - клеммы в шкафу САУ ГРП и в шкафу электроснабжения ГРП.

После ГРП выходит газопровод диаметром 820x11, на котором устанавливается продувочная свеча, поворотная заглушка, запорная арматура с электроприводом, подвод продувочного агента.

В соответствии с требованиями статьи 13 Федеральный закон 261-ФЗ (ред. от 13.06.2023) «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» предусмотрены узлы учета электрической энергии.

Взам. инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата

4 Описание и обоснование применяемых систем автоматического регулирования и контроля тепловых процессов

Для управления процессом газоснабжения предусматривается автоматизированная система управления водогрейной котельной (АСУТП ВК), которая включает локальные системы автоматизации объектов газоснабжения.

Структурная схема программно-технического комплекса АСУТП ВК представлена в графической части тома 656_Дог23/ВК-ТР2.ГЧ.13.

Система автоматического управления предназначена для:

- повышения оперативности действия обслуживающего персонала;
- обеспечения готовности в любое время принять меры к предотвращению или ликвидации аварии, связанной с эксплуатацией газопроводов и газового оборудования;
- поддержания стабильности параметров газа и обеспечения бесперебойной подачи его в необходимых для потребителей количествах;
- учета расхода газа и контроля над его рациональным использованием.

К основным функциям АСУТП ВК относятся:

- функции защиты и безопасности технологического оборудования;
- визуализация хода процесса газоснабжения в реальном масштабе времени на автоматизированных рабочих местах (АРМ операторов);
- формирование архивных данных;
- обмен информацией с внешними системами;
- сохранение информации при аварии;
- обеспечение работоспособности при отказе одного или нескольких модулей и переход на ручной режим работы;
- инженерное обслуживание системы.

Комплекс технических средств автоматизации процесса газоснабжения включает совокупность аппаратных устройств и специальных программ математического обеспечения.

Блок-бокс ГРП оснащается локальной системой автоматического управления (ЛСАУ). ЛСАУ работает в подчиненном режиме по отношению к АСУТП водогрейной котельной. Передача информационных и управляющих сигналов от ЛСАУ до АСУТП водогрейной котельной предусматривается посредством интерфейса RS-485 по протоколу ModBus RTU. Дополнительно предусматривается передача сигнала «аварийный останов» от АСУТП водогрейной котельной в ЛСАУ ГРП – тип сигнала «сухой контакт». ЛСАУ ГРП предназначена для сбора, обработки и визуализации

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.					Лист
			656_Дог23/ВК-ИОС6-ТЧ				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата		

технологических параметров, управления технологическим оборудованием и оборудованием собственных нужд, а также обеспечения защит и противоаварийных режимов работы ГРП. Шкаф ЛСАУ расположен в отсеке управления блок-бокса ГРП.

Технологические параметры, подлежащие измерению и контролю:

- давление газа на входе (аналоговый сигнал);
- давление газа на выходе (аналоговый сигнал);
- коммерческий расход газа (интерфейсный сигнал электронного вычислителя с коррекцией по температуре и давлению);
- температура газа на входе (аналоговый сигнал);
- температура газа на выходе (аналоговый сигнал);
- перепад давления на фильтрах (аналоговый сигнал);
- температура воздуха в технологическом отсеке (аналоговый сигнал);
- температура воздуха в отсеке управления (аналоговый сигнал);
- пожарная сигнализация (дискретный сигнал);
- загазованность отсеков ГРПБ: превышение допустимого порога (дискретный сигнал); авария (дискретный сигнал);
- положение ПЗК «открыто-закрыто» (дискретный сигнал);
- охрана двери. Санкционированный/несанкционированный доступ в ГРПБ (дискретный сигнал);
- технологический расход газа методом переменного перепада давления (приведение к стандартным условиям путем коррекции по температуре и давлению происходит в АСУТП ВК);
- местное, дистанционное и автоматическое управление электроприводными задвижками.

Полный перечень контролируемых параметров уточняется после получения РКД.

Схема автоматизации приведена в графической части 656_Дог23/ВК-ИОС6.ГЧ.006, 656_Дог23/ВК-ИОС6.ГЧ.007.

Аварийный останов газопровода и ГРП осуществляется при нажатии кнопки дистанционного останова или при срабатывании следующих сигналов:

- при загазованности 10 % НКПВ по метану (в комплекте поставки ГРПБ);
- при понижении давления на линии газа (при срабатывании ПЗК в комплекте поставки ГРПБ);
- при повышении давления на линии газа (при срабатывании ПЗК в комплекте поставки ГРПБ);

Взам. инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата

- при пожаре.

Противоаварийная защита газопровода с ГРПБ предусматривает:

- останов подачи газа в ВК;

- перевод работы ВК на жидкое топливо (мазут) согласно технической документации.

При срабатывании вышеперечисленных сигналов или при нажатии кнопки дистанционного останова производятся следующие действия:

- закрытие входной электрозадвижки ЭЗ-1 на трубопроводе газа из магистрального газопровода;

- закрытие электрозадвижки ЭЗ-3 на общем трубопроводе газа к ВК-1,2,3,4;

- закрытие электрозадвижек ЭЗ-4.1-4.4 (время срабатывания 12 с) на трубопроводах газа к ВК-1,2,3,4;

- переключение ВК на резервное топливо (мазут) по тех. документации Поставщика ВК.

Для контроля параметров и управления оборудованием предусматриваются следующие приборы:

- для измерения давления:

а) местный контроль – манометры технические;

б) дистанционное измерение избыточного давления – интеллектуальные преобразователи избыточного давления с унифицированным токовым выходом 4-20 мА с наложенным цифровым протоколом HART;

в) дистанционное измерение перепада давления – интеллектуальные преобразователи дифференциального давления с унифицированным токовым выходом 4-20 мА с наложенным цифровым протоколом HART;

- для измерения температуры:

а) местный контроль – термометры биметаллические;

б) дистанционное измерение температуры – интеллектуальные преобразователи температуры с унифицированным токовым выходом 4-20 мА с наложенным цифровым протоколом HART.

Все преобразователи температуры монтируются на технологическом оборудовании посредством защитных гильз. Преимущественно используются резьбовые цельноточеные гильзы с конической формой штока.

- измерение расхода:

а) дистанционное измерение расхода газа (коммерческий узел учета ГРПБ) – для измерения расхода газа применены диафрагмы с датчиком переменного перепада

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата	Изм. инв.№	Подп. и дата	Изм. № подл.	656_Дог23/ВК-ИОС6-ТЧ	Лист
										17



давления с микропроцессорным вычислителем (производства АО «НПФ ЛОГИКА»), приводящим измеренный расход к стандартным условиям с коррекцией по температуре и давлению;

б) технологический учет газа - расходомеры переменного перепада давления (сужающая диафрагма с датчиком перепада давления) с унифицированным токовым выходом 4-20 мА с наложенным цифровым протоколом HART.

- газоанализаторы оптические стационарные;

- посты светозвуковой сигнализации;

- кабельная продукция – предусматривается применение контрольных экранированных кабелей с ПВХ изоляцией с индексом нг(А)-LS. Для подключения интеллектуальных устройств по интерфейсу RS-485 внутри помещений используется кабель типа небронированная витая пара с характеристиками оболочек аналогичными контрольному кабелю. По наружным эстакадам применяются кабели бронированные.

Комплекс технических средств (КТС) АСУТП, весь обеспечен электроснабжением по первой категории надежности в соответствии с ПУЭ.

Для датчиков с электрическим выходным сигналом следует преимущественно использовать вид взрывозащиты – «искробезопасная электрическая цепь», для датчиков с дискретным выходом типа «сухой» контакт - вид взрывозащиты - «взрывонепроницаемая оболочка». Средства защиты должны иметь свидетельство о взрывозащищенности.

Внешние проводки цепей управления и сигнализации от проектируемых объектов прокладываются в лотках с крышкой толщиной стенки не менее 1,5 мм по вновь проектируемой эстакаде. При этом кабели следует прокладывать на расстоянии не менее 0,5 м от трубопроводов, по возможности со стороны трубопроводов с негорючими веществами. Кабели, содержащие сигналы от оборудования с различными видами взрывозащиты, прокладываются в отдельных коробах. В помещении блок-бокса ГРП кабельные проводки прокладываются в кабель-каналах по стене.

Контроль загазованности в технологическом отсеке блок-бокса ГРП предусматривается посредством установки стационарных датчиков загазованности, срабатывание которых происходит при превышении пороговых значений. При достижении загазованности 5% от НКПВ (порог срабатывания «1») - предупреждающая световая и звуковая сигнализация у входа вне помещения и в операторной, включение вентиляции. В случае снижения уровня загазованности ниже 5% выключение вентиляции с временной задержкой 10 минут. При достижении значения загазованности 10% от НКПВ (порог срабатывания «2») - аварийная световая и звуковая сигнализация у входа вне помещения

Взам. инв.№
Подп. и дата
Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата

и в операторной, автоматическое включение аварийного освещения, останов подачи газа в ВК, перевод работы ВК на жидкое топливо (мазут) согласно технической документации.

Для водогрейных котлов при сжигании газообразного и жидкого топлива предусматриваются устройства, автоматически прекращающие подачу топлива к горелкам при:

- повышении или понижении давления газообразного топлива перед горелками;
- понижении давления жидкого топлива перед горелками за регулирующей арматурой;
- понижении давления воздуха перед горелками с принудительной подачей воздуха;
- уменьшении разрежения и (или) повышения давления в топке;
- погасании факелов горелок, отключение которых при работе котла не допускается;
- повышении температуры воды на выходе из котла;
- повышении или понижении давления воды на выходе из котла;
- уменьшении установленного наименьшего расхода воды через котел;
- остановке ротора форсунки;
- неисправности цепей защиты.

Реализация указанных технологических защит реализуется в локальной системе автоматического управления (ЛСАУ) котла.

Значения параметров, при которых должны срабатывать защита и сигнализация, устанавливаются заводами-изготовителями оборудования и уточняются в процессе наладочных работ.

Необходимость дополнительных условий защиты устанавливается по данным заводов-изготовителей оборудования.

Монтаж приборов и преобразователей предусматривается непосредственно на технологических трубопроводах или оборудовании с помощью закладных конструкций и отборных устройств.

Все приборы должны монтироваться так, чтобы к ним был обеспечен постоянный свободный доступ с имеющегося уровня или с постоянных платформ.

Приборы и средства автоматизации оборудования, устанавливаемого на открытой площадке, должны соответствовать в части воздействия климатических факторов внешней среды исполнению ХЛ1 по ГОСТ 15150-69, либо должны размещаться в обогреваемых термочехлах, при обосновании. Допускается установка местных показывающих приборов (манометров) на подобном оборудовании открыто без укрытия.

Взам. инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата

5 Описание мест расположения приборов учета используемого газа и устройств сбора и передачи данных от таких приборов

Узел учета расхода газа предназначен для коммерческого учета газа. В состав узла входят две линии (одна рабочая, одна резервная). Для измерения расхода газа применены диафрагма с датчиком перепада давления и микропроцессорный вычислитель, приводящий измеренный расход к стандартным условиям с коррекцией по температуре и давлению. Данные о расходе с вычислителей передаются по цифровому интерфейсу на локальную систему автоматизированного управления ГРП и далее на АСУТП верхнего уровня. Шкаф телемеханики, по каналу беспроводной связи стандарта GSM, передает данные по двум направлениям, в ООО «Газпром газораспределение Архангельск» и ООО «Газпром межрегион газ Сыктывкар». Оборудование узла учета поставляется поверенным и имеет российские свидетельства о поверке.

На каждом газопроводе к котлу установлен расходомер переменного перепада давления (сужающая диафрагма с датчиком перепада давления) с унифицированным токовым выходом 4-20 мА с наложенным цифровым протоколом HART. Данные передаются в АСУТП водогрейной котельной.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата		Лист
						656_Дог23/ВК-ИОС6-ТЧ	20

6 Описание способов контроля температуры и состава продуктов сгорания газа

Для контроля параметров и управления оборудованием предусматриваются следующие приборы:

- а) местное измерение - термометры технические показывающие;
- б) дистанционное измерение температуры - термопреобразователи взрывозащищённые с токовым выходным сигналом 4...20мА, HART.

Температура дымовых газов регистрируется датчиками температуры на дымовой трубе и заводится в ЛСУ.

Согласно п.9 статьи 67 Федерального закона №219 от 21.07.2014 «О внесении изменений в Федеральный закон «Об охране окружающей среды» и отдельные законодательные акты РФ», установка приборов автоматического контроля за выбросами загрязняющих веществ в атмосферу на вновь вводимых газовых котлах не требуется.

Дымовые газы с расчетной температурой 130 °С при работе на природном газе после котлов поступают на индивидуальные дымовые трубы. Для обеспечения необходимой температуры сетевой воды перед водогрейным котлом (во избежание конденсации дымовых газов) установлена насосная станция рециркуляции с двумя насосами производительностью 390 м³/час, напором 35 м, мощностью 55кВт с ЧРП.

Согласно данным завода-изготовителя котлы и горелочные устройства обеспечивают следующие величины содержания загрязняющих веществ в уходящих газах при работе на природном газе и коэффициенту избытка воздуха 1,4:

- оксиды азота (NO_x) – 100 мг/м³;
- окись углерода (СО) – 25 мг/м³.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата	656_Дог23/ВК-ИОС6-ТЧ	

7 Описание технических решений по обеспечению теплоизоляции ограждающих поверхностей агрегатов и теплопроводов

Газорегуляторный пункт блочный представляет собой утепленный металлический отапливаемый бокс контейнерного типа, установленный на основании. В качестве ограждающих конструкций стен и покрытия предусмотрены трехслойные сэндвич-панели с негорючим утеплителем из минераловатных плит на основе базальтового волокна, плотностью не менее $\gamma = 100 \text{ кг/м}^3$. Материал утеплителя экологически чистый, негорючий, при воздействии на него открытого пламени не выделяет токсичных веществ и неприятных запахов, предел огнестойкости панели не ниже чем E15. Стеновые сэндвич-панели навешиваются на металлический каркас. Наружная обшивка стеновых панелей здания из стального оцинкованного профиля. Наружные швы, притворы и вводы инженерных сетей зданий утеплены и герметизированы. Герметизирующие материалы соответствуют расчетным температурам наружного воздуха.

В проекте предусмотрена тепловая изоляция трубопроводов, в соответствии СП 61.13330.2012 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов», обеспечивающая нормативный уровень тепловых потерь трубопроводами, безопасную для человека температуру их наружных поверхностей (не более 55°C), требуемые параметры теплоносителя при эксплуатации. Конструкции тепловой изоляции трубопроводов отвечают требованиям энергоэффективности — имеют оптимальное соотношение между стоимостью теплоизоляционной конструкции и стоимостью тепловых потерь через изоляцию в течение расчетного срока эксплуатации.

Конструктивные решения тепловой изоляции определяются параметрами изолируемого объекта, назначением тепловой изоляции и условиями эксплуатации теплоизоляционных конструкций.

Для тепловой изоляции трубопроводов наружным диаметром от 18 до 57 мм включительно, в качестве основного теплоизоляционного слоя, предусматриваются цилиндры теплоизоляционные из минеральной ваты на синтетическом связующем по ТУ 5762-010-45757203-01 – это высокоэффективный, экологически чистый теплоизоляционный материал, отвечающий требованиям пожарной безопасности.

Для тепловой изоляции трубопроводов наружным диаметром от 57 мм в качестве основного теплоизоляционного слоя предусматриваются маты прошивные из минеральной ваты на синтетическом связующем с покрытием сеткой из стальной оцинкованной проволоки по ТУ 5762-026-45757203-08 – это высокоэффективный экологически чистый теплоизоляционный материал, отвечающий требованиям пожарной безопасности.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			656_Дог23/ВК-ИОС6-ТЧ						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата				



Для тепловой изоляции арматуры, люков и фланцевых соединений трубопроводов применяются маты в виде матрацев в съёмных конструкциях с обкладками из стеклоткани по ТУ 6-48-97-93;

В качестве покровного слоя принимаются материалы:

- сталь тонколистовая оцинкованная по ГОСТ 14918-80*.

Для надёжного крепления и предупреждения сползания теплоизоляционной конструкции предусмотрены опорно-разгружающие элементы.

С целью обеспечения компенсации деформации теплоизоляционного и покровного слоёв от температурных расширений трубопровода в конструкции должны быть обеспечены температурные швы.

Монтаж теплоизоляционной конструкции производится в соответствии СП 71.13330.2017 «Изоляционные и отделочные покрытия».

Проектом предусмотрена окраска опознавательных колец по поверхности покровного слоя согласно ГОСТ 14.202-69 «Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата	656_Дог23/ВК-ИОС6-ТЧ	23

8 Перечень сооружений резервного топливного хозяйства

В проекте предусмотрено использование аварийного (резервного) топлива - мазут марки М100 по ГОСТ 10585-2013 от новой мазутонасосной, низшая теплота сгорания – 9700 ккал/кг.

Мазут поступает на существующий ТЭЦ автотранспортом. Топливо доставляется со склада хранения мазута на СТЭЦ-2 с температурой 60...80°С.

Для новой водогрейной котельной (с учетом перспективы) проектируется новое мазутное хозяйство в составе:

- Автослив на 4 автоцистерны (УСМ-1/1, УСМ-1/2);
- Блочно-модульная мазутонасосная с насосами I и II подъема (БМН);
- Площадка паромазутных подогревателей (Т-1...Т-5);
- Емкости запаса конденсата $V=25\text{м}^3$ (Е-1, Е-2);
- Подземная дренажная емкость $V=63\text{м}^3$ с полупогружным дренажным насосом (ЕД-1,Н-5);
- Приемный резервуар мазута $V=100\text{м}^3$ (Е-4) с насосами откачки мазута (Н-8.1, Н-8.2)

В качестве расходных резервуаров мазута используются существующие подземные резервуары №3, №4 $V=3000\text{м}^3$.

Подробное описание мазутного хозяйства представлено в томе 565_Дог23/ВК-ТР1 «Технологические решения».

Параметры мазута М100 указаны в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Параметры мазута М100

Показатель	Значение
Плотность при 20 °С не более	1,015
Температура вспышки, °С не ниже в открытом тигле	110
Зольность, %, не более	0,14
Содержание механических примесей, % не более	1,5
Содержание влаги, % не более	1,5
Содержание серы, % не более	3,0
Теплота сгорания низшая, $Q_{рн}$, МДж/кг(ккал/кг)	40,61(9700)

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата

9 Обоснование выбора маршрута прохождения газопровода и границ охранной зоны присоединяемого газопровода, а также сооружений на нем

Основным критерием выбора трассы служили минимизация ущерба окружающей природной среде, обеспечение высокой эксплуатационной надежности.

При выборе трассы учитывались инженерно-геологические условия района строительства, сложившаяся транспортная схема, применяемые методы производства строительно-монтажных работ, наличие существующих коридоров коммуникаций.

Маршрут прохождения трассы проектируемого газопровода выбран в соответствии с техническими условиями и планировкой территории из условия обеспечения минимальной протяженности, удобства строительства и эксплуатации, а также с учетом действующих нормативных документов РФ.

Трасса проектируемого газопровода на всем протяжении проходит на допустимых расстояниях.

Минимальное расстояние от надземного газопровода высокого давления (таблица Б.1 приложения Б СП 62.13330.2011) до:

- подземные инженерный сети – 1,0 м от края фундамента опоры;
- автомобильной дороги – 1,5 м от бордюрного камня.

Минимальное расстояние от надземного газопровода среднего давления (таблица Б.1 приложения Б СП 62.13330.2011) до:

- подземные инженерный сети – 1,0 м от края фундамента опоры;
- автомобильной дороги – 1,5 м от бордюрного камня;
- железнодорожные пути – 4,8 м до ближайшего рельса.

Согласно п. 6.5.6 СП 62.13330.2011* параметры настройки регулирующей, предохранительной и отключающей арматуры обеспечивают диапазон рабочего давления в сети газораспределения газоиспользующего оборудования.

ГРПБ поставляется в полной заводской готовности, соответствовать требованиям НТД, в том числе ГОСТ 34011-2016 «Системы газораспределительные. Пункты газорегуляторные блочные. Пункты редуцирования газа шкафные. Общие технические условия», и ТУ, с комплектом разрешительной документации.

Категория, расчетное давление, давление испытания, контроль сварных стыков проектируемых газопроводов, по которым газ поступает в топливную систему, определены согласно СП 62.13330.2011.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата	Взам. инв.№	Подп. и дата	Инд. № подл.	656_Дог23/ВК-ИОС6-ТЧ	Лист
										25

9.1 Подводящий газопровод до ГРП

Технологическая схема газоснабжения водогрейной котельной представлена на чертеже 656_Дог23/ВК-ИОС6.ГЧ.001.

Проектом предусматривается подземная и надземная прокладка газопроводов высокого и среднего давления.

Присоединение осуществляется на границе земельного участка к подземному газопроводу ПЭ 100 SDR 9 – 400x44,7. Трубопровод прокладывается подземно до неразъемного соединения полиэтилен-сталь НСПС, далее трубопровод диаметром 377x11 прокладывается надземно до ГРПБ.

Врезка проектируемого газопровода высокого давления в газопровод высокого давления ПЭ 100 SDR9 диаметром 400x44,7 в соответствии с п. 6.2.1, 6.2.3, 6.2.4 ГОСТ 34715.1-2021 предусмотрена подземно с применением электросварной муфты с ЗН ПЭ 100 ГАЗ 400 SDR 9.

В соответствии с п. 11.4 ТУ на подключение (технологическое присоединение) объекта капитального строительства к сети газораспределения тех. присоединение в рамках договора о подключении выполняется силами газораспределительной организации (исполнителя).

В соответствии с п. 7 ТУ на подключение (технологическое присоединение) объекта капитального строительства к сети газораспределения максимальное давление в точке врезки 1,2 МПа. Сварка полиэтиленовых газопроводов соединительными деталями с ЗН должна выполняться аппаратами, осуществляющими регистрацию результатов сварки с их последующей выдачей в виде распечатанного протокола. Врезка должна осуществляться с использованием специального оборудования, обеспечивающего безопасность проведения работ, специализированной организацией, допущенной к выполнению данного вида работ в установленном порядке.

Проектом предусмотрена подземная прокладка газопровод на глубине не менее 2,4 м до верхней образующей трубы в соответствии с п. 5.2.1 СП 62.13330.2011* и п. 5.43 СП 42-103-2003.

В соответствии с п. 17.а Постановления Правительства РФ № 870 от 29.10.2010 г. проектом предусмотрена маркировка проектируемого подземного газопровода для обнаружения трассы с помощью опознавательных знаков и сигнальной ленты. В соответствии с п.4.20 СП 42-101-2003 по трассе проектируемого газопровода проектом предусмотрена установка опознавательного знака. В соответствии с п. 10 Постановления

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата	656_Дог23/ВК-ИОС6-ТЧ	Лист
							26
Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата		



Правительства РФ №878 (от 20.11.2000) опознавательный знак устанавливается у точки врезки газопровода. На опознавательный знак наносится информация согласно требованиям НТД. Опознавательный знаки устанавливается на железобетонные или металлические столбики высотой не менее 1,5 м или другие постоянные ориентиры на расстоянии не более 30 м от привязываемой точки газопровода в местах, легких для обнаружения, как в светлое, так и в темное время суток в любое время года.

В соответствии с п. 5.6 СП 42-103-2003 проектом предусмотрено обозначение трассы проектируемого подземного участка полиэтиленового газопровода укладкой сигнальной ленты, а также изолированного медного провода по всей длине. Медный провод сечения 2,5 – 4,0 мм² прокладывается вдоль присыпанного газопровода на расстоянии 0,2 – 0,3 м с выходом концов на поверхность под футляр. В соответствии с п. 5.7 СП 42-103-2003 проектом предусмотрена прокладка пластмассовой сигнальной ленты желтого цвета шириной не менее 0,2 м с несмываемой надписью «Осторожно! Газ!» на расстоянии 0,2 м от верха присыпанного полиэтиленового газопровода.

На надземном газопроводе устанавливается продувочная свеча, запорная арматура с электроприводом, заглушка поворотная, подвод продувочного агента.

Максимальный часовой расход газа на ТЭЦ-1 - 62392 нм³/ч. На водогрейную котельную требуется расход газа – 26752 нм³/ч. На перспективное подключение – 35640 нм³/ч.

9.2 Наружный газопровод до водогрейной котельной

После ГРП газопровод диаметром 820x11 прокладывается по вновь проектируемым высоким эстакадам до водогрейной котельной. На газопроводе предусмотрен тройник с заглушкой диаметром DN600 на перспективу. После тройника на перспективу газопровод диаметром 530x8 по вновь проектируемой эстакаде прокладывается до водогрейной котельной, на газопроводе установлена запорная арматура с электроприводом на высоте не более 1,8 м, поворотная заглушка. Перед водогрейной котельной устанавливается продувочная свеча, быстродействующая запорная арматура с электроприводом (не более 12 сек) на разветвлении к каждому котлу. Предусмотрены площадки на эстакаде для обслуживания арматуры.

9.3 Внутреннее газоснабжение водогрейной котельной

Технологическая схема газоснабжения водогрейных котлов внутри здания котельной представлена на чертеже 656_Дог23/ВК-ИОС6.ГЧ.002.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата

От коллектора диаметром 530x8 газопроводы диаметром 219x8 заходят в здание котельной через гильзы на каждый котел.

На каждом газопроводе к котлу располагаются быстродействующий запорный клапан (время срабатывания не более 12 сек.) с электроприводом на наружной части здания, ручная запорная арматура, расходомер, поворотная заглушка, газовый клапанный блок, горелка котла.

В поставку котла входят газовый клапанный блок и комбинированная газомазутная горелка. В газовом клапанном блоке на отводе газа к каждому котлу предусмотрена запорная арматура, быстродействующий запорный клапан, редуцирующее устройство, антивибрационная вставка.

Предусмотрена система продувочных газопроводов и газопроводов безопасности.

9.4 Трубопроводы и арматура

Проектом предусмотрено применение в системе газоснабжения стальных бесшовных и электросварных прямошовных труб, изготовленных из спокойных углеродистых и низколегированных сталей. Марка стали выбрана в зависимости от рабочих параметров транспортируемого газа и расчетной температуры наружного воздуха в районе строительства. Срок службы газопроводов не менее 50 лет (ГОСТ Р 58094-2018 п.7.5).

Сортамент трубопроводов из углеродистых сталей в соответствии с параметрами выбирается по действующим нормативным документам, включая требования таблица 2 СП 42-102-2004.

Трубы должны иметь сварное соединение, равнопрочное основному металлу трубы.

Поставка труб заводом-изготовителем производится с обязательным выполнением следующих требований:

- трубы должны поставляться с гарантией по химическому составу и механическим свойствам и сертификатом установленной формы;
- трубы должны быть испытаны пневматическим давлением или иметь запись о том, что они выдержат испытательное давление, соответствующее требованиям стандартов и ТУ на трубы. Поставку воздуха для испытаний обеспечить передвижными средствами.

Материал подземных газопроводов:

- полиэтиленовые трубы ПЭ 100 SDR 9 ГАЗ 400x44,7 ГОСТ Р 58121.2-2018 с коэффициентом запаса прочности не менее 3,2 в соответствии с п. 5.2.4 СП 62.13330.2011*
- бесшовные по ГОСТ 8731(гр.В), материал – 09Г2С для 40 ≤DN≤400 мм.

Взам. инв.№	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата

Для защиты от коррозии стальной части подземного газопровода проектом предусмотрена изоляция усиленного типа – конструкция номер 5 по ГОСТ 9.602-2016 толщиной не менее 4,6 мм.

В соответствии с п. 5.1.5 СП 62.133330.2011* в месте выхода из земли проектируемый газопровод заключается в футляр с герметизацией зазора между газопроводом и футляром.

Согласно п.8.6 СП 42-102-2004 и п. 5.26 СП 42-103-2003, неразъемное соединение «полиэтилен-сталь» укладывается на основание из песка (кроме пылеватого) длиной по 1 м в каждую сторону от соединения и засыпка траншеи в той ее части по всей глубине заменяется на песчаную.

Материал надземных газопроводов:

- бесшовные по ГОСТ 8733 (гр.В), материал – 10Г2 для DN≤40 мм;
- бесшовные по ГОСТ 8731(гр.В), материал – 09Г2С для 40 ≤DN≤400 мм;
- сварные прямошовные по ГОСТ 20295, тип 3, материал – 17Г1С для DN>400 мм.

В соответствии с п. 6.2.6 ГОСТ 34715.1-2021 для присоединения стальной трубы к полиэтиленовой проектом предусмотрено применение неразъемного соединения «полиэтилен-сталь» НСПС ГАЗ 400/377 ПЭ 100 SDR 9 заводского изготовления. Пригодность НСПС должна быть подтверждена в установленном порядке.

Детали трубопроводов, примененные в проекте, приняты заводского изготовления. Все соединительные детали должны быть термообработаны в заводских условиях и соответствовать давлению применения, в соответствии с рабочими параметрами и категорией газопровода.

Повороты проектируемого стального трубопровода в горизонтальной и вертикальной плоскостях выполнены отводами по ГОСТ 17375-2001 и ГазТУ 102-488-05.

Трубы и соединительные детали должны соответствовать требованиям раздела 4 СП 42-102-2004 и раздела 4 СП 42-103-2003.

Фасонные детали трубопроводов использовать со 100% контролем заводских сварных швов. Сварное соединение должно быть равнопрочно основному металлу.

Надземные наружные и внутренние газопроводы покрываются грунтовкой ФЛ- 03К в два слоя и желтой эмалью ХВ-124 в два слоя с последующим нанесением маркировочных колец.

В соответствии с п. 11.5 ТУ на подключение и п. 5.1.7 СП 62.13330.2011* проектом предусмотрена установка запорной арматуры:

- на границе сети газораспределения: в точке подключения;

Взам. инв.№
Подп. и дата
Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата
------	---------	------	-------	-------	------

- на ответвоении к газифицируемым объектам;
- перед газоиспользующим оборудованием.

В качестве запорной арматуры проектом предусмотрены задвижки клиновые фланцевые и полнопроходные шаровые краны фланцевые, предназначенные для газовой среды с рабочим давлением 1,6 МПа. Срок эксплуатации запорной арматуры не менее 20 лет.

Запорная трубопроводная арматура выбирается на максимальные параметры среды в газопроводах или принимается с учетом параметров и характеристик газопотребляющего оборудования.

Все оборудование и арматура, применяемые в системе газового хозяйства, имеют Сертификат соответствия Таможенного союза и Декларации о соответствии Таможенного союза на применение их на опасных производственных объектах.

Конструкция запорной арматуры обеспечивает герметичность, соответствующую классу «А» согласно ГОСТ 9544-2015. Применяется только стальная арматура, с ручным или электроприводом по назначению. Электроприводы выполнены во взрывозащищенном исполнении.

В соответствии с п. 4.38 СП 42-101-2003 установка запорной арматуры предусмотрена надземно на обустроенной площадке. Запорная арматура расположена в доступном для обслуживания месте в соответствии с п. 4.41 СП 42-101-2003.

При выходе проектируемого газопровода на поверхность проектом предусмотрена установка изолирующего фланцевого соединения DN350 на рабочее давление PN1,6 МПа.

По территории площадки строительства прокладка газопроводов осуществляется по вновь проектируемым надземным эстакадам, выполненным из негорючих материалов, совместно с другими технологическими трубопроводами, с обеспечением их наименьшей протяженности. Расположение газопроводов на эстакаде относительно других технологических трубопроводов принимается согласно Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления» от 15.12.2020 и др.

Прокладка газопроводов принята надземной по совмещенным эстакадам с уклоном 0,002 – 0,004 в сторону соответствующих потребителей. Расстояния в свету между газопроводом и остальными технологическими трубопроводами при их совместной прокладке приняты исходя из условий монтажа, осмотра и возможности ремонта, нанесения изоляции. Переходы через автодороги (внутриплощадочные проезды) приняты в надземной прокладке. Трассы газопроводов выбраны с учетом возможности

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата

2021, Техническим регламентом о безопасности сетей газораспределения и газопотребления утв. Постановлением Правительства РФ от 29.10.2010г №870 и др.

При изготовлении, монтаже и ремонте трубопроводов и их элементов сварку и выбор типа электродов необходимо выполнять в соответствии с требованиями ГОСТ 16037-80 и ГОСТ 6996-66 для стальных трубопроводов, соединение полиэтиленовых трубопроводов встык нагретым инструментом, врезка в газопровод высокого давления – при помощи деталей с ЗН. Типы, конструктивные элементы и размеры сварных соединений стальных газопроводов должны соответствовать ГОСТ 16037-80 и СП 42-102-2004. Подготовку трубопроводов перед сваркой, сборку стыков, выбор режимов сварки согласно СП 42-102-2004.

Фланцевые соединения допускаются в местах подключения к арматуре, к аппаратам и оборудованию, имеющему ответные фланцы, резьбовые соединения предусматриваются при присоединении к контрольно-измерительным приборам.

После монтажа трубопроводы должны быть тщательно очищены от грязи, окалины и других отложений, промыты водой и продуты воздухом.

При монтаже газопровода строительной-монтажной организацией и/или Заказчиком проводится контроль в соответствии с п. 10 СП 62.13330.2011*:

- качества материалов на соответствие их сертификатам, стандартам, техническим условиям и др. НТД;
- операционный контроль строительной-монтажных работ;
- приемочный контроль.

В соответствии с п. 10.2 – п. 10.4 СП 62.13330.2011*, раздела 8 СП 42-103-2003 контроль качества сварных соединений проектируемого газопровода включает:

- внешний осмотр;
- визуально-измерительный контроль;
- механические испытания;
- контроль физическими методами;
- испытания на герметичность и прочность.

Контролю физическим методом подлежат стыки законченных сваркой участков газопровода, выполненных:

- электродуговой и газовой сваркой для стальных газопроводов,
- сваркой нагретым инструментом встык для полиэтиленовых газопроводов.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата	Взам. инв.№	Подп. и дата	Инд. № подл.	656_Дог23/ВК-ИОС6-ТЧ	Лист
										32

Сварка полиэтиленовых газопроводов соединительными деталями с ЗН должна выполняться аппаратом, осуществляющим регистрацию результатов сварки с их последующей выдачей в виде распечатанного протокола.

Методы и объемы неразрушающего контроля сварных стыков проектируемого газопровода предусмотрены в соответствии с требованиями п. 10.4 и таблицы 14 СП 62.13330.2011*:

- надземные газопроводы природного газа давлением св. 0,005 МПа – 5 % радиографическим методом от общего числа стыков, сваренных каждым сварщиком на объекте, но не менее одного стыка (стальной газопровод);

- газопроводы ГРПБ – 100 % радиографическим методом от общего числа стыков, сваренных каждым сварщиком на объекте (стальной газопровод);

- подземные газопроводы природного газа давлением свыше 0,3 МПа – 100% ультразвуковым методом от общего числа стыков, сваренных каждым сварщиком на объекте, но не менее одного стыка (полиэтиленовый газопровод);

- надземные газопроводы всех давлений на участках переходов через железные дороги – 100 % радиографическим методом от общего числа стыков, сваренных каждым сварщиком на объекте, но не менее одного стыка (стальной газопровод).

Для проверки следует отбирать сварные стыки, имеющие худшие внешний вид.

Согласно п. 10.4.3 СП 62.13330.2011* при неудовлетворительных результатах контроля ультразвуковым методом стыковых соединений полиэтиленовых газопроводов проводят проверку удвоенного числа стыков на участках, которые к моменту обнаружения брака не были приняты по результатам этого вида контроля. Если при повторной проверке качество хотя бы одного из проверяемых стыков окажется неудовлетворительным, то все стыки, сваренные данным сварщиком на объекте, должны быть проверены ультразвуковым методом.

Согласно п. 10.4.4 СП 62.13330.2011* исправление дефектов шва стыков стальных газопроводов, выполненных газовой сваркой, не допускается. Исправление дефектов шва, выполненного дуговой сваркой, допускается проводить удалением дефектной части и заварки ее заново с последующей проверкой всего сварного стыка радиографическим методом. Исправление дефектов подчеканкой и повторный ремонт стыков не допускается.

Дефектные стыковые соединения полиэтиленовых газопроводов исправлению не подлежат и должны быть удалены.

Законченные газопроводы испытываются на герметичность и прочность сжатым воздухом согласно СП 62.13330.2011* п. 10.5 и 10.5.9а. В соответствии с п. 6.3.18

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата	Взам. инв.№	Подп. и дата	Инд. № подл.	656_Дог23/ВК-ИОС6-ТЧ	Лист
										33

ГОСТ 34715.1-2021 проведение испытаний разрешается по истечении 24 ч после окончания работ по сварке.

Перед испытанием внутреннюю полость газопровода необходимо очистить продувкой воздухом. В соответствии с п. 6.149 и п. 6.150 СП 42-103-2003 очистку полости проектируемого газопровода необходимо выполнять продувкой воздухом скоростным потоком 15 – 20 м/с под давлением равным рабочему. Продолжительность продувки должна составлять не менее 10 мин. Продувка считается законченной, когда из продувочного патрубка начинает выходить струя незагрязненного сухого воздуха.

Испытания подземных газопроводов необходимо проводить после их монтажа в траншее и присыпки выше верхней образующей трубы не менее чем на 0,2 м или после полной засыпки траншеи в соответствии с п. 10.5.4 СП 62.13330.2011*.

Значения испытательного давления на герметичность (см. таблицу 9.1) и время выдержки под давлением полиэтиленовых газопроводов и надземных стальных газопроводов приняты в соответствии с таблицей 16 СП 62.13330.2011*. Значения испытательного давления на герметичность и время выдержки под давлением подземных стальных газопроводов приняты в соответствии с таблицей 15 СП 62.13330.2011*.

В соответствии с п. 10.5.9а СП 61.13330.2011* испытательное давление на прочность $R_{исп.п}$, МПа для газопровода с рабочим давлением от 0,3 до 1,2 МПа определяем по формуле $R_{исп.п} = 1,5R_{раб}$, но не выше 1,5 МПа.

Продолжительность испытаний на герметичность:

- полиэтиленовый подземный газопровод – 24 часа;
- подземный стальной газопровод – 24 часа;
- надземный стальной газопровод и технические устройства ГРП – 12 часов;
- надземный стальной газопровод – 1 час.

Минимальное время испытания газопровода на герметичность t_{min} , ч, определяется согласно п. 10.5.9а СП 62.13330.2011*

В соответствии с п.10.5.8 СП 62.13330.2011* условия испытаний технических устройств ГРПБ, изготовленных в заводских условиях, устанавливают по нормам испытаний для ГРП.

В соответствии с п. 10.5.7 СП 62.13330.2011* температура наружного воздуха в период испытания полиэтиленовых газопровода должна быть не ниже минус 20 °С, в соответствии с п. 9.1. СП 42-103-2003 температура трубы должна быть не ниже минус 15 °С.

Взам. инв.№
Подп. и дата
Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата

В соответствии с п.10.5.6 СП 62.13330.2011* при переходе подземного участка полиэтиленового газопровода на стальной газопровод испытания этих газопроводов проводят отдельно:

- участок подземного полиэтиленового газопровода, включая неразъемное соединение, испытывают по нормам испытания полиэтиленовых газопроводов;
- участок стального газопровода испытывают по нормам испытания стальных газопроводов.

В соответствии с п. 10.5.9. СП 62.13330.2011* результаты испытания на герметичность считают положительными, если в течение испытания падение давления фиксируется в пределах одного деления шкалы по манометрам класса точности 0,15 и 0,4, а также жидкостным манометрам.

После завершения испытаний проектируемого газопровода, давление необходимо снизить до атмосферного, установить автоматику, арматуру, оборудование, контрольно-измерительные приборы и выдержать газопровод в течение 10 мин. под рабочим давлением. Герметичность разъемных соединений необходимо проверить мыльной эмульсией.

Дефекты, обнаруженные в процессе испытаний газопроводов, необходимо устранять только после снижения давления в газопроводе до атмосферного.

После устранения дефектов, обнаруженных в результате испытания газопровода на герметичность, следует провести повторное испытание.

При обнаружении утечек в резьбовых соединениях эти соединения необходимо разобрать и собрать вновь. Устранение утечек путем уплотнения льняной пряди или окраской не допускается.

Стыки газопровода, сваренные после испытаний, должны быть проверены физическим методом контроля.

Классификация газопроводов, способы прокладки, размещение арматуры, способы соединения трубопроводов и размещение разъемных соединений, рабочие давления и температуры, характеристики трубопроводной арматуры, монтаж, контроль качества и испытания трубопроводов выполняются в соответствии с СП 62.13330.2011*, СП 42-101-2003, СП 42-102-2004, СП 42-103-2003

Категорирование участков проектируемого газопровода – согласно таблице 1 СП 62.13330.2011*. Классификация трубопроводов системы газоснабжения приведена ниже (Таблица 9.1).

Взам. инв.№
Подп. и дата
Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата

Категория трубопровода определяет совокупность технических требований к способам его прокладки и материалам, к конструкции, монтажу и объёму контроля.

После ответных фланцев, которые являются границами проектирования, на газопроводах устанавливаются отключающие устройства:

- на вводах трубопроводов в установки, потребляющие природный газ;
- на ответвлениях к ним, также устанавливается отключающая арматура.

Материал арматуры выбирается в зависимости от условий транспортируемой среды.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата	656_Дог23/ВК-ИОС6-ТЧ	

Таблица 9.1 - Характеристика трубопроводов газоснабжения

Наименование потока	Продукт	Параметры		Взрыво- и пожаро-опасность продукта по ГОСТ 12.1.044	Класс опасности продукта по ГОСТ 12.1.007-76	Категория трубопровода	Способ прокладки	Рисп на герметичность (пневмат.), МПа	Рисп на прочность (пневмат.), МПа	Номинальный диаметр, мм	Расчетная толщина стенки, мм	Принятая толщина стенки, мм	Расчетная отбраковочная толщина стенки, мм	Принятая отбраковочная толщина стенки, мм	Разница между толщиной и отбраковочной толщиной, мм	Расчетный срок службы трубопровода, год	Назначенный срок службы трубопровода, год	Наличие изоляции/обогрева
		Рраб. МПа	Траб, °С															
Г4	Природный газ	1,2	-10..10	ГГ	4	Высокая I	н	1,5	1,5	350	1,81	11	-	-	-	50	50	Изоляция
Г5	Сброс со свечи (природный газ)	атм	-45..34	НГ	-	Средняя	н	0,30	0,1	50	0,27	6	-	-	-	50	50	-
Г2.1	Природный газ	0,25	-15..6	ГГ	4	Средняя	н	0,45	0,375	800	3,33	11	-	-	-	50	50	Изоляция
Г2.3	Природный газ	0,25	-15..6	ГГ	4	Средняя	н	0,45	0,375	500	2,15	8	-	-	-	50	50	Изоляция
Г2.4	Природный газ	0,25	-15..6	ГГ	4	Средняя	н	0,45*	0,375	200	1,05	8	-	-	-	50	50	Изоляция
Г2.5	Природный газ	0,25	-15..6	ГГ	4	Средняя	н	0,45*	0,375	200	1,05	8	-	-	-	50	50	Изоляция
Г2.6	Природный газ	0,25	-15..6	ГГ	4	Средняя	н	0,45*	0,375	200	1,05	8	-	-	-	50	50	Изоляция
Г2.7	Природный газ	0,25	-15..6	ГГ	4	Средняя	н	0,45*	0,375	200	1,05	8	-	-	-	50	50	Изоляция

* Давление испытания газопроводов внутри зданий $1,25P_{раб.}$, но не более 0,3 МПа. $P_{исп.} = 1,25 \cdot 0,25 = 0,3125$ МПа. Принимаем $P_{исп.} = 0,3$ МПа.

Ив. № подл. Подп. и дата Взам. инв.№

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата
------	---------	------	-------	-------	------

□

10 Обоснование технических решений устройства электрохимической защиты стального газопровода от коррозии

Надземные газопроводы площадок строительства водогрейной котельной на территории Северодвинской ТЭЦ-1 электрохимической защиты не требуют.

Инв. № подл.						Лист	
							38
Подп. и дата						656_Дог23/ВК-ИОС6-ТЧ	Лист
Взам. инв. №							
Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата		

11 Сведения о средствах телемеханизации газораспределительных сетей, объектов их энергоснабжения и электропривода

Проектом предусматривается подключение проектируемых технологических блоков к автоматизированной системе управления технологическим процессом АСУТП ВК площадки строительства водогрейной котельной на территории Северодвинской ТЭЦ-1.

Система обеспечивает контроль и управление технологическим процессом в автоматическом режиме согласно техническому регламенту.

Средства телемеханизации газораспределительных сетей, предусмотренные в проектной документации в составе АСУТП ВК, обеспечивают:

- повышение надежности работы системы газопроводов за счет контроля в режиме реального времени за давлением, температурой газа;
- измерение расхода газа с автоматическим анализом полученных результатов;
- предотвращение и локализацию аварий на газопроводе и других объектах, снижая тем самым потери газа;
- повышение технологической дисциплины эксплуатационного и обслуживающего персонала (своевременная ревизия и контроль состояния технологического оборудования, соблюдение регламентов и распорядка дня, умение диспетчера использовать телемеханику в аварийных ситуациях).

Для автоматической передачи данных в диспетчерскую ООО «Газпром межрегионгаз Сыктывкар», согласно ТУ, проектом предусмотрена аппаратура сбора и передачи информации – шкаф серии ТМТ-ТМ. Передается следующая информация: расход в рабочих и в стандартных условиях, давление и температура газа, настроечные параметры корректора (вычислителя). Информация в ООО «Газпром межрегионгаз Сыктывкар» передается по каналу GPRS-1, организованному в аппаратуре ТМТ-ТМ.

Кроме того, данные о расходе с вычислителей передаются по цифровому интерфейсу на локальную систему автоматизированного управления ГРП и далее в АСУТП ВК верхнего уровня, а также в ООО «Газпром газораспределение Архангельск».

Согласно ТУ для передачи параметров от ГРП в направлении диспетчерской ООО «Газпром газораспределение «Архангельск» предусмотрен GSM-модем с передачей пакета данных по каналу GPRS.

Структурная схема программно-технического комплекса АСУТП ВК представлена в графической части тома 656_Дог23/ВК-ТР2.ГЧ.13

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
--------------	--------------	--------------

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата	656_Дог23/ВК-ИОС6-ТЧ	Лист 39
------	---------	------	-------	-------	------	----------------------	------------

12 Перечень мероприятий по обеспечению безопасного функционирования объектов системы газоснабжения, в том числе описание и обоснование проектируемых инженерных систем по контролю и предупреждению возникновения потенциальных аварий, систем оповещения и связи

Для безопасной работы водогрейной котельной приняты следующие технические решения:

- транспорт газа осуществляется по трубопроводам (герметичность);
- повышенное давление испытания газопроводов;
- соединение трубопроводов производится сваркой, за исключением фланцевого присоединения арматуры и оборудования;
- система неразрушающего контроля газопроводов;
- расположение проектируемых сооружений и газопровода с учетом требований действующих норм и правил;
- обязательный контроль над качеством выполнения строительно-монтажных работ;
- отключение газопровода в аварийных ситуациях с помощью электрифицированных задвижек;
- защита газопроводов от атмосферной коррозии.

Для дистанционного измерения и сигнализации загазованности на технологических площадках предусматривается установка газоанализаторов дозрывоопасных концентраций горючих газов и постов светозвуковой сигнализации.

Контроль загазованности в технологическом отсеке блок-бокса ГРП предусматривается посредством установки стационарных датчиков загазованности, срабатывание которых происходит при достижении загазованности воздушной среды. При достижении загазованности 5% от НКПВ (порог срабатывания «1») - предупреждающая световая и звуковая сигнализация по месту установки датчика и в операторной. В случае снижения уровня загазованности ниже 5% выключение вентиляции с временной задержкой 10 минут. При достижении значения загазованности 10% от НКПВ (порог срабатывания «2») - аварийная световая и звуковая сигнализация по месту установки датчика и в операторной, автоматическое включение аварийного освещения, отключение электропотребителей блока технологического (кроме вентиляции и пожарной сигнализации), перевод блока в безопасное состояние.

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
---------------	--------------	--------------

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата
------	---------	------	-------	-------	------

световая и звуковая сигнализация по месту установки датчика и в операторной. При достижении значения загазованности 10% от НКПВ по метану - аварийная световая и звуковая сигнализация на входе в помещение водогрейной котельной и в операторной, автоматическое включение аварийной освещения и вентиляции, закрытие электроздвижек на трубопроводе газа в водогрейную котельную, блокировка котлов.

Необходимый уровень конструктивной надежности трубопровода газа обеспечивается выбором материала и толщины стенки трубопровода с учетом параметров газа и климатических характеристик района строительства. Трубы на заводах-изготовителях подвергаются испытаниям.

Арматура, устанавливаемая на газопроводах, имеет класс герметичности «А».

В проекте для газопроводов применяются хомутовые опоры.

Телефонная связь, внутрикорпоративная спутниковая связь, радиосвязь, мобильная связь находятся в режиме постоянного функционирования.

Локальная система оповещения (звуковые сирены и пожарные извещатели) находятся в режиме постоянной готовности.

Кроме того, Организация - собственник (эксплуатирующая организация) разрабатывает и утверждает инструкции по безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов, по производству ремонтных работ, по взрывопожарной безопасности и промсанитарии, в которых отражает следующие вопросы:

- оперативные схемы трубопроводов (схемы и инструкции должны быть вывешены на рабочих местах обслуживающего персонала и выданы на руки под расписку);
- периодичность осмотров состояния предохранительных устройств, установок и коммуникаций, работающих под давлением;
- заземление оборудования и инженерных коммуникаций;
- устройство вентиляции, обеспечивающей нормальные условия для обслуживающего персонала.

До пуска котельной в эксплуатацию должен быть обучен и аттестован дежурный персонал.

Техническое обслуживание, пуск и остановку котельной должна осуществлять по договору организация, имеющая лицензию на ремонт и эксплуатацию оборудования, установленного в котельной.

В котельной должна быть схема газопроводов и утвержденная инструкция по обслуживанию котельной для дежурного персонала.

Изм. инв. №
Подп. и дата
Изм. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата	656_Дог23/ВК-ИОС6-ТЧ	Лист
							42

Все запорные и запорно-регулирующие органы должны иметь указатель "открыто-закрыто", ограничители поворота и нумерацию согласно технологической схеме.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата	656_Дог23/ВК-ИОС6-ТЧ	

13 Перечень мероприятий по созданию аварийной спасательной службы и мероприятий по охране систем газоснабжения

ГРПБ и внутриплощадочные сети газоснабжения, а также газовая часть газопотребляющего оборудования с давлением 0,25...0,95 МПа согласно п.4 Приложения 2 Федерального закона от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» идентифицируются как опасный производственный объект III класса.

Организация - собственник опасного объекта обеспечивает его готовность к локализации потенциальных аварий, катастроф, ликвидации последствий в случае их возникновения посредством осуществления следующих мероприятий:

- создает аварийно-спасательную службу или привлекает на условиях договоров соответствующие специализированные службы;
- осуществляет разработку планов локализации потенциальных аварий, катастроф, ликвидации их последствий;
- создает инженерные системы контроля и предупреждения возникновения потенциальных аварий, катастроф, системы оповещения, связи и защиты;
- создает запасы материально-технических и иных средств;
- осуществляет подготовку работников опасного объекта к действиям по локализации потенциальных аварий, катастроф, ликвидации их последствий.

Перечень мероприятий по обеспечению готовности опасного объекта к локализации потенциальных аварий, катастроф, ликвидации их последствий разрабатывается организацией — собственником газопровода и согласуется с территориальным подразделением федерального органа исполнительной власти, специально уполномоченного в области промышленной безопасности.

Кроме того, организация, эксплуатирующая ОПО, должна:

- организовывать и осуществлять производственный контроль над соблюдением требований промышленной безопасности;
- иметь резервы финансовых средств и материальных ресурсов для локализации и ликвидации последствий аварий;
- создавать и поддерживать в надлежащем состоянии системы наблюдения, оповещения, связи и поддержки действий в случае аварии;
- принимать участие в техническом расследовании причин аварий в порядке, установленном законодательством РФ и нормативными документами Ростехнадзора;

Изм. № подл.
Подп. и дата
Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата	656_Дог23/ВК-ИОС6-ТЧ	Лист
							44



- вести учет аварий, инцидентов, несчастных случаев на производстве, анализировать причины возникновения аварий, инцидентов, несчастных случаев на производстве, анализировать причины возникновения аварий, инцидентов, несчастных случаев на производстве, принимать меры по их профилактике и устранению причин;
- представлять в установленном порядке в органы государственной власти информацию об авариях, инцидентах и несчастных случаях на производстве, причинах их возникновения и принятых мерах;
- соблюдать порядок и условия применения технических устройств на опасных производственных объектах.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата

656_Дог23/ВК-ИОС6-ТЧ

Лист

45

14 Перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергетической эффективности объекта капитального строительства

Для снижения расхода газа на площадке строительства водогрейной котельной на территории Северодвинской ТЭЦ-1 предусмотрены следующие решения:

- поддержание оптимального технологического процесса с помощью АСУТП с использованием современной микропроцессорной техники и программного управления процессом, многоконтурных схем регулирования;

- применение высокоэффективных горелочных устройств;
- автоматизированный коммерческий учет газа в ГРПБ;
- установка узлов учета газа к каждому котлу;
- автоматическое регулирование подачи топлива к горелкам;

В соответствии с требованиями статьи 13 федерального закона от 23.11.2009 N 261-ФЗ (ред. от 23.04.2018) "Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации" в ГРПБ предусмотрены узлы учёта электрической энергии. Подробные решения по узлам учёта электрической энергии представлены в томе 5.1 656_Дог23/ВК-ИОС1 «Система электроснабжения».

На территории запроектированы блочные здания и сооружения комплектной поставки полной заводской готовности.

В помещениях блочных зданий производителем предусматриваются системы отопления. Расчетные температуры воздуха внутри помещений принимаются в зависимости от назначения помещений, условий технологии, наличия рабочих мест и времени пребывания обслуживающего персонала.

При проектировании блок-боксов были приняты архитектурные, функционально-технологические, конструктивные и инженерно-технические решения, обеспечивающие максимальную энергетическую эффективность зданий, строений, сооружений:

- выбор оптимальной формы зданий, характеризующейся пониженным коэффициентом компактности и обеспечивающей минимальные теплотери в зимний период и минимальные тепlopоступления в летний период года;
- сокращение площади наружных ограждающих конструкций за счет простых геометрических форм;
- установка доводчиков входных дверей;
- связь помещений без излишних коридоров, холлов и темных помещений.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
--------------	--------------	--------------

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата	656_Дог23/ВК-ИОС6-ТЧ	Лист
							46



В блоках производственного назначения отопление предусмотрено электрическое. В качестве нагревательных приборов в помещении блоков предусмотрены электрообогреватели в общепромышленном исполнении.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата	656_Дог23/ВК-ИОС6-ТЧ	

15 Сведения о показателях энергетической эффективности объекта капитального строительства, в том числе о показателях, характеризующих годовую удельную величину расхода топлива в объекте капитального строительства

Суммарная часовая потребность в топливном газе водогрейной котельной составляет 26752 нм³/ч.

Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии 151,8 кг.у.т./Гкал.

Подробная информация по расходам условного топлива в зависимости от режимов работы котельной и отпуску тепловой энергии представлена в таблице 1.2 тома 656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					656_Дог23/ВК-ИОС6-ТЧ	Лист
								48
Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата			

16 Сведения о нормируемых показателях удельных годовых расходов топлива и максимально допустимых величинах отклонений от таких нормируемых показателей

Нормируемых показателей удельных годовых расходов топлива и максимально допустимых величин отклонений от нормируемых показателей для данного объекта не установлено.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата	656_Дог23/ВК-ИОС6-ТЧ	

17 Перечень мероприятий по учету и контролю расходования используемого топлива

В соответствии с Техническим заданием на проектирование предполагается установка коммерческого узла учёта потребляемого природного газа на водогрейные котлы в блоке ГРП.

Для контроля и учета расхода природного газа предусмотрены узлы оперативного учета на каждый водогрейный котел (4 шт.).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата	656_Дог23/ВК-ИОС6-ТЧ	

18 Спецификация предполагаемого к применению оборудования, изделий, материалов, позволяющих исключить нерациональный расход топлива, в том числе основные их характеристики

Данный раздел в проектной документации не разрабатывается.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата	656_Дог23/ВК-ИОС6-ТЧ	

19 Перечень нормативно-технической документации

Для разработки данного раздела проектной документации приняты действующие в Российской Федерации законы и Постановления, нормы и правила.

1. Постановление Правительства РФ № 87 от 16.02.2008 г. «О составеразделов проектной документации и требованиях к их содержанию» (с изменениями от 06 мая 2023 г.).
2. Федеральный закон от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» (с изменениями от 14июля 2022 г.)
3. Федеральный закон от 30 декабря 2009 г. № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» (с изменениями от 2 июля 2013 г.)
4. Технический регламент о безопасности сетей газораспределения и газопотребления (утв. Постановлением Правительства РФ от 29 октября 2010 г. № 870, с изменениями от 14 декабря 2018 г.)
5. ГОСТ 5542-2014 «Газы горючие природные промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия».
6. ГОСТ 10585-2013 «Топливо нефтяное. Мазут. Технические условия».
7. ГОСТ Р 58094-2018 «Системы газораспределительные. Сети газораспределения. Определение продолжительности эксплуатации стальных наружных газопроводов при проектировании».
8. СП 4.13130.2013 «Ограничение распространения пожара на объектах защиты».
9. СП 62.13330.2011 «Газораспределительные системы».
10. СП 42-102-2004 «Проектирование и строительство газопроводов из металлических труб».
11. СП 89.13330.2016. Свод правил. Котельные установки. Актуализированная редакция СНиП II-35-76".
12. ПУЭ издание 7 «Правила устройства электроустановок».
13. Постановление Правительства РФ №870 от 29.10.2010 об утверждении «Технического регламента о безопасности сетей газораспределения и газопотребления».
14. ГОСТ Р 58095.0-2018 «Системы газораспределительные. Требования к сетям газопотребления. Часть 0. Общие положения».
15. ГОСТ Р 58095.1-2018 «Системы газораспределительные. Требования к сетям газопотребления. Часть 1. Стальные газопроводы».
16. Правила охраны газораспределительных сетей (утв. постановлением Правительства РФ от 20 ноября 2000 г. № 878, с изменениями от 17 мая 2016 г.)
17. СП 42-101-2003 Общие положения по проектированию и строительству

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата	Взам. инв.№	Подп. и дата	Инов. № подл.	656_Дог23/ВК-ИОС6-ТЧ	Лист
										52

газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб.

18. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления" (утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 ноября 2013 г. N 542).
19. СП 61.13330.2012 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов».
20. ГОСТ Р 55851-2013. Горелки газовые, газомазутные и пылегазовые паровых и водогрейных котлов. Приемочные испытания. Общие требования.
21. СП 42-103-2003 «Проектирование и строительство газопроводов из полиэтиленовых труб и реконструкция изношенных газопроводов».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата	656_Дог23/ВК-ИОС6-ТЧ	

Приложение А. Технические условия на подключение (технологическое присоединение) объекта капитального строительства к сети газораспределения



**Общество с ограниченной ответственностью «Газпром газораспределение Архангельск»
(ООО «Газпром газораспределение Архангельск»)**

10 июня 201 9 г.

№ АК-04-04/2012/Б

Приложение № 1
к Договору о подключении
№ 07/03-052 от 10.06.2019 г.
(технические условия действительны
только при наличии заключенного
договора о подключении)

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

на подключение (технологическое присоединение) объекта капитального строительства к сети газораспределения

1. **Наименование газораспределительной организации:**
ООО «Газпром газораспределение Архангельск»
2. **Заявитель:** ПАО «ТГК-2».
3. **Объект капитального строительства:** Северодвинская ТЭЦ-1.
4. **Месторасположение объекта капитального строительства:** Архангельская область, г. Северодвинск, Ягринское шоссе, д. 1/32, кадастровый номер земельного участка 29:28:106067:8.
5. **Максимальная нагрузка (часовой расход газа):** 57,1 тыс. м³/час (с учетом утвержденного ПАО «ТГК-2» соглашения об уступке мощности от 19.11.2018 г. от Северодвинской ТЭЦ-2 в пользу Северодвинской ТЭЦ-1).
6. **Объем газопотребления (планируемый):** 299 млн. м³/год
7. **Давление газа в точке подключения:**
Максимальное: 1,2 МПа;
Фактическое (расчетное): 1,04 МПа (уточнить при проектировании).
8. **Срок подключения (технологического присоединения) к сетям газораспределения объекта капитального строительства:** 732 дня (согласно договору о подключении).
9. **Информация о газопроводе в точке подключения:**
Проектируемый подземный газопровод высокого давления I категории Ø630x70,3 ПЭ 100 ГАЗ SDR 9. Ориентировочная точка подключения на границе земельного участка (Ягринское шоссе, д. 1/32). Точку подключения, материал и диаметр трубы дополнительно согласовать с ООО «Газпром газораспределение Архангельск» при выполнении проектных работ.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата

договора о подключении силами газораспределительной организации (исполнителя).

11.5. Предусмотреть установку отключающих устройств:

- в точке подключения (предусмотреть ограждающие конструкции);
- на ответвлениях к газифицируемым объектам капитального строительства;
- перед газифицируемыми объектами капитального строительства;
- до и после пунктов редуцирования газа (ПРГ);
- перед узлами учета газа;
- перед газоиспользующим оборудованием;
- в иных случаях, предусмотренных нормативно-технической документацией.

11.6. На проектируемом газопроводе в качестве запорной арматуры максимально предусмотреть установку шаровых кранов в подземном исполнении.

11.7. При установке надземных отключающих устройств, предусмотреть антивандальное исполнение.

11.8. Разработать мероприятия по обеспечению удобства обслуживания отключающих устройств, расположенных на высоте более 2,2 м.

11.9. Предусмотреть установку пунктов редуцирования газа (ПРГ).

11.10. Предусмотреть оснащение ПРГ комплексом средств автоматизации нижнего уровня АСУ ТП РГ, узлом учета расхода газа (в составе АСУ ТП РГ) с передачей данных в существующий диспетчерский пункт Центральной АДС ООО «Газпром газораспределение Архангельск».

11.11. Производителя оборудования АСУ ТП и перечень контролируемых параметров ПРГ, ОУ, СКЗ и технические решения АСУ ТП согласовать с ООО «Газпром газораспределение Архангельск» при проектировании.

11.12. Получить технические условия на установку коммерческого узла учета расхода газа в ООО «Газпром межрегионгаз Ухта».

11.13. Раздел проекта коммерческого учета расхода газа согласовать с ООО «Газпром межрегионгаз Ухта».

11.14. Предусмотреть в ПРГ отдельный счетчик для отопления ПРГ или подключение отопителя после основного узла учета газа, с термокоррекцией.

11.15. Предусмотреть ограждение ПРГ.

11.16. Технологическую схему, состав оборудования и конструкцию ПРГ согласовать с ООО «Газпром газораспределение Архангельск» при проектировании.

11.17. При проектировании средств ЭХЗ предусмотреть оснащение средствами АСУ ТП станций катодной защиты, дренажей, протекторов по трассе газопровода, КИП в контрольных точках.

11.18. При проектировании отключающих устройств (ОУ) устанавливаемых на газопроводах определить перечень ОУ к оснащению средствами АСУ ТП, обеспечивающих возможность дистанционного управления ОУ из существующего диспетчерского пункта Центральной АДС ООО «Газпром газораспределение Архангельск», а также дистанционного контроля и передачи информации о технологических параметрах газораспределения в месте

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата

Взам. инв.№

одп. и дата

Изм. № подл.

установки ОУ. Перечень ОУ к оснащению средствами АСУ ТП ПГ определить с обязательным участием представителей ООО «Газпром газораспределение Архангельск».

11.19. Средства АСУ ТП и перечень контролируемых параметров ПРГ, ОУ, СКЗ разработать в соответствии со следующими документами:

- ГОСТ Р 55472-2013 (Раздел № 8.12);
 - «СП 42-101-2003» раздел «Автоматизированные системы управления процессом распределения газа»;
 - «Технические требования ОАО «Газпромрегионгаз» к системам телемеханики объектов газораспределительных сетей», утвержденные приказом ОАО «Газпромрегионгаз» от 27.09.2010 № 451;
 - «Унифицированные технические решения для создания АСУ ТП объектов газораспределительных сетей», утвержденные приказом ОАО «Газпромрегионгаз» от 01.03.2010 № 121.
 - СТО Газпром газораспределение 2.12-2016;
- и согласовать с ООО «Газпром газораспределение Архангельск»;

В проектно-сметной документации учесть весь комплекс строительно-монтажных и пуско-наладочных работ средств АСУ ТП ПРГ, ОУ, СКЗ в том числе комплексное опробование не менее 72 часов (по ГОСТ Р 54983-2012) и затраты на услуги вывода информации с контролируемых объектов на существующий диспетчерский пункт в Центральной АДС ООО «Газпром газораспределение Архангельск».

11.20. Предусмотреть установку фильтров перед счетчиками.

11.21. Предусмотреть установку термозапорного клапана в помещениях с газоиспользующим оборудованием.

11.22. Предусмотреть установку электроизолирующего соединения, неразъемного по диэлектрику в соответствии с требованиями действующих нормативных документов.

11.23. Предусмотреть установку защитных футляров при пересечении газопровода с существующими подземными коммуникациями и несущими конструкциями здания.

11.24. Применить газогорелочные устройства, соответствующие требованиям нормативных документов и оборудованные автоматикой безопасности.

11.25. Защиту надземных газопроводов и технических устройств от атмосферной коррозии предусмотреть в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55474-2013, СП 28.13330.2012.

Рекомендуется применение эмалей со сроком службы не менее 10 лет.

11.26. В случае проектирования подземных стальных газопроводов, стальных футляров и стальных вставок полиэтиленовых газопроводов, провести изыскательские работы по определению коррозионной агрессивности грунта (включая бикоррозионную агрессивность грунта) и определению наличия блуждающих токов в границах коридора проектируемого газопровода. Методы защиты от коррозии принять в соответствии с требованиями ГОСТ 9.602 и других действующих нормативных документов.

Изм. № подл.	одп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата

11.27. Для катодной защиты рекомендуем предусматривать:

- преобразователи, работающие в системе телемеханики ЭХЗ с коэффициентом пульсации выходного напряжения и тока не более 3%;
- контрольно – измерительные пункты (КИП) внешней измерительной цепи на газопроводе и контрольные кабели от КИП до преобразователей, для обеспечения работы системы телемеханики ЭХЗ.

11.28. Предусмотреть установку стационарных контрольно-измерительных пунктов:

- на стальных вставках проектируемых полиэтиленовых газопроводов;
- на проектируемом стальном газопроводе в соответствии с требованиями НТД.

11.29. Для реализации технических решений использовать:

- альбом 5.905-32.07, «Узлы и детали электрозащиты инженерных сетей от коррозии», выпуски 1 и 2, ОАО «МосгазНИИпроект»;
- альбомы УПР. ЭХЗ-01-2007 «Узлы и детали установок электрохимической защиты подземных коммуникаций от коррозии»; УПР.ЭХЗ-02-2007 «Типовые схемы электрохимической защиты от коррозии», ОАО «Газпроектинжиниринг».

11.30. В проектно-сметной документации учесть весь комплекс пусконаладочных работ системы электрохимической защиты газопроводов.

11.31. Проект (раздел) защиты от коррозии предварительно согласовать с ООО «Газпром газораспределение Архангельск».

11.32. Обеспечить наличие исправных вентиляционных каналов, дымовых труб с предоставлением актов обследования специализированной организацией до пуска газа.

11.33. Герметизацию вводов и выпусков инженерных коммуникаций, установку контрольных трубок в подвальных помещениях зданий любого назначения, в каналах коммуникаций канальной прокладки (или обеспечение возможности проверки загазованности), а также высверливание отверстий в крышках колодцев подземных коммуникаций бесканальной прокладки, расположенных в радиусе 50 метров от проектируемого подземного газопровода, для осуществления контроля загазованности.

11.34. При проектировании исключить применение стальных труб из «кипящих» и «полуспокойных» сталей (письмо Северного управления Ростехнадзора от 13.07.09 № 09/06181).

11.35. Предусмотреть подключение ПРГ к централизованному источнику электроснабжения.

11.36. В целях безопасной эксплуатации предусмотреть установку системы контроля загазованности на СН₄ и СО в помещениях ПРГ, в помещениях с газоиспользующим оборудованием. Предусмотреть обеспечение доступа для обслуживания, замены датчиков контроля загазованности на высоте более 2,2 м.

11.37. Мероприятия по электробезопасности:

- Заземление и защитные меры безопасности электроустановок выполнить в соответствии с требованиями гл. 1.7 ПУЭ 7-е изд.

Изм. № подл.	одп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата

- Сопротивление контура заземления ПРГ подключенного к устройству молниезащиты должно быть не более 10 Ом.
- При выборе категоричности объектов руководствоваться ПУЭ и СТО «Газпром» 2-6.2-149-2007.
- Систему заземления – определить проектом.
- Молниезащиту вновь устанавливаемого оборудования выполнить в соответствии с требованиями ПУЭ, РД 34.21.122-87.
- Провести расчет наведенного напряжения на защищаемых сооружениях от проходящих вблизи воздушных линий электропередач. При выявлении опасного влияния наведенного напряжения на газопроводы необходимо предусмотреть меры по ограничению этого воздействия.
- Молниеприемник и мачту молниеотвода для предохранения от коррозии выполнить заводского исполнения из оцинкованной стали или алюминиевых сплавов.

11.38. Требования к энергосбережению и повышению энергетической эффективности:

- В соответствии с Федеральным законом № 261-ФЗ от 23.11.2009 г. «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».
- В проекте должно содержаться обоснование соблюдения требуемых теплозащитных характеристик ограждающих конструкций, а так же перечни мероприятий по экономии и учету энергоресурсов.

11.39. В проектной документации должен быть определен срок службы газопроводов, а документация производителя ПРГ должна определять средний срок службы ПРГ и отдельно строительных конструкций, газового оборудования, антикоррозийного покрытия, уплотняющих материалов, редуцирующей и трубопроводной арматуры ПРГ (ГОСТ Р 54961-2012, ГОСТ 34011-2016).

Требования к охране окружающей среды:

После окончания производства работ строительная организация выполняет мероприятия по восстановлению проектного или природного рельефа местности, рекультивацию земли, нарушенной при производстве работ.

12. Дополнительные требования:

12.1. Технический надзор за строительством со стороны Заказчика осуществлять персоналом, имеющим соответствующий допуск, или до начала строительства заключить договор на ведение технического надзора с ООО «Газпром газораспределение Архангельск».

12.2. Предусмотреть участие представителей эксплуатационной организации:

- в приемочном контроле качества изоляционных работ и проведении испытаний на герметичность присоединяемого к сети газораспределения газопровода (в процессе его строительства);
- в приемке сети газопотребления.

Изм. № подл.	Инв. инв. №
одп. и дата	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата

12.3. До начала строительства заключить договор на ведение авторского надзора с проектной организацией в случаях, установленных законодательством.

12.4. Перед вводом объектов в эксплуатацию необходимо заключить договор с ООО «Газпром газораспределение Архангельск» или иной организацией, имеющей соответствующий допуск на техническое обслуживание, ремонт и аварийно-диспетчерское обеспечение.

12.5. Перед началом проведения строительно-монтажных работ получить разрешение на строительство и/или ордер на земляные работы (с последующим закрытием ордера). Статья 51, п.6 ГК РФ от 29.12.2004г. № 190-ФЗ; Статья 52, п.4 ГК РФ от 29.12.2004г. № 190-ФЗ.

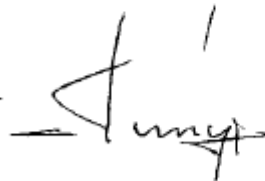
12.6. При проведении земляных работ в охранной зоне газопровода получить разрешение на производство работ в охранной зоне газопровода в ООО «Газпром газораспределение Архангельск».

Срок действия настоящих технических условий: согласно п. 2 договора о подключении.

Приложения:

1. Рекомендуемый перечень состава ИТД по строительству наружного газопровода (линейная часть) - на 3 л. в 1 экз.
2. Рекомендуемый перечень состава ИТД по внутренним газопроводам и оборудованию котельной – на 3 л. в 1 экз.
3. Рекомендуемый перечень состава ИТД на пункты редуцирования газа – на 2 л. в 1 экз.
4. Рекомендуемый перечень состава ИТД по телеметрии пунктов редуцирования газа – на 1 л. в 1 экз.
5. Письмо ООО «Газпром межрегионгаз Ухта» от 22.03.2018 г. исх. № 18-01-04/684 - на 1 л. в 1 экз.

Заместитель генерального директора –
главный инженер



А.И. Кипуров

М.В. Бадратдинов
(8182) 683536

Индв. № подл.	одп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата	656_Дог23/ВК-ИОС6-ТЧ	
						60	

**Перечень состава ИТД по строительству наружного газопровода
(линейная часть)**

1. Реестр исполнительной документации подшить первым листом. Упорядочить документы в следующем порядке: Акт СНИП, разрешительные документы и приказы, акты на скрытые работы, журналы, документы на специалистов и рабочих, сертификаты, исполнительные чертежи, проектная документация с отметками заказчика «К производству работ» и согласованиями заинтересованных лиц (коммуникации, землепользователи). 2 экземпляра исполнительной должны быть идентичны (1 оригинал и 2 копия).
2. Комплект исполнительных чертежей на строительство предъявляемого к приемке объекта с надписями, сделанными лицами, ответственными за производство строительно-монтажных работ, о соответствии выполненных в натуре работ этим чертежам (исполнительные планы, профили, схема сварных соединений и т.п.) (п. 5.6., п. 6 РД-11-02-2006, п. 6.13. СП 48.13330.2011).
3. Комплект проектной документации (Технический Регламент Постановление Правительства РФ от 29 октября 2010 г. N 870 п. 95а).
4. Акт приемки законченного строительством объекта по форме Приложения Ж СП 62.13330.2010 (СП42-01-2002 Актуализированная редакция). п. 10.6.2. СП 62.13330.2010
5. Наряд-допуск на производство газоопасных работ по приложению А ГОСТ Р 54983-2012 (п. 5.3.1. ГОСТ Р 54983-2012 «Сети газораспределения природного газа»).
6. План организации и производства газоопасных работ по наряду по приложению В ГОСТ Р 54983-2012 (п. 5.3.1. ГОСТ Р 54983-2012 «Сети газораспределения природного газа»).
7. Положительное заключение государственной экспертизы проектной документации, за исключением случаев, предусмотренных частями 2, 3 и 3.1 статьи 49 Градостроительный кодекс Российской Федерации от 29 декабря 2004 г. № 190-ФЗ. (Технический Регламент Постановление Правительства РФ от 29 октября 2010 г. N 870 п. 95б).
8. Приказ об осуществлении строительного контроля на объекте (со стороны заказчика, подрядчика). п. 5.2. СП 48.13330.2011
9. Разрешение на строительство и/или ордер на земляные работы (с последующим закрытием ордера). Статья 51, п.6 ГК РФ от 29.12.2004г. № 190-ФЗ.
10. Свидетельство о членстве в СРО строительно-монтажной организации с указанием необходимого перечня видов выполняемых работ. Статья 55.8, п.1 ГК РФ от 29.12.2004г. № 190-ФЗ
11. Приказ на комиссию по приемке законченного строительством объекта (п. 3 СНИП 3.01.04-87, Технический Регламент Постановление Правительства РФ от 29 октября 2010 г. N 870 п. 93).
12. Акты приемки скрытых и специальных работ, выполненных в соответствии с договором подряда (контрактом) (РД-11-02-2006, п. 7.2.1. СП 48.13330.2011):
 - освидетельствования геодезической разбивочной основы (Приложение №1 РД-11-02-2006).
 - разбивки осей объекта капитального строительства (Приложение №2 РД-11-02-2006).
 - разработка грунта, устройство основания, укладка трубопровода, укладка трубопровода в футляре, установка КИПов, опознавательных столбиков, изоляция труб, герметизация концов футляра, присыпка уложенного трубопровода, укладка сигнальной ленты, укладка провода спутника полиэтиленового газопровода, установка маркеров, обратная засыпка, очистка полости, проверка на герметичность, герметизации вводов инженерных коммуникаций в 50 м зоне, и другие, (Приложение №3 РД-11-02-2006)
 - приемки изоляционного покрытия (Технический Регламент Постановление Правительства РФ от 29 октября 2010 г. N 870 п. 95з).

Инов. № подл.	одп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата

13. Акт приемки предусмотренных проектом установок электрохимической защиты (при наличии). Технический Регламент Постановление Правительства РФ от 29 октября 2010 г. N 870 п. 95з).
14. Акт приемки установленных электроизолирующих соединений. (СП 42-102-2004 п.8.66).
15. Строительный паспорт: наружного газопровода по форме приложения Р СП 42-101-2003.
16. Свидетельство о поверке манометра, использованного при испытаниях на герметичность п. 4.10. СП 48.13330.2011
17. Акты по входному контролю качества труб, деталей и узлов газопроводов, арматуры, изоляционных покрытий выполненных специалистами аттестованной в установленном порядке лаборатории (п. 7.1.-7.14., СП 42-102-2004, п. VIII РД 03-606-03).
18. Протоколы допусковых стыков на каждый диаметр выполненный сварщиком. (для стальных газопроводов п. 7.36, п. 7.40 СП 42-102-2004, для полиэтиленовых газопроводов п. 6.39. СП 42-103-2003).
19. Акты визуального и измерительного контроля сварных стыков. По форме приложения Ж РД 03-606-03. (п. 10.2 СП 62.13330.2011).
20. Протокол проверки сварных стыков газопровода радиографическим методом, протокол проверки сварных стыков газопровода ультразвуковым методом (объем в соответствии с п. 10.4. СП 62.13330.2011 (СНиП 42-01-2002 Актуализированная редакция)).
21. Копии приказов о закреплении на объекте ответственных лиц, осуществляющих строительство (прорабы, нач. строительства, составы бригад и т.д.) п. 5.2. СП 48.13330.2011
Обращать внимание на следующее: в соответствии с п. 5.2. СП 48.13330.2011 совмещение функций ответственного производителя работ и ответственного представителя строительного контроля застройщика (заказчика) одним подразделением или должностным лицом организации недопустимо).
22. Удостоверения и протоколы аттестации специалистов сварочного производства (п.1.2. ПБ-03-273-99, п. 8 ФНП «Требования к производству сварочных работ на ОПО»).
23. Удостоверения и протоколы аттестации сварщиков п.7.35. СП 42-102-2004, п.1.2. ПБ-03-273-99.
24. Приказы о присвоении клейма электрогазосварщикам и сварщикам на машинах контактно-прессовой сварки (п. 8 ФНП «Требования к производству сварочных работ на ОПО»).
25. Свидетельства об аттестации технологии сварки (п. 1.4. РД 03-615-03, п. 6.48 СП 42-103-2003, п. 14 ФНП «Требования к производству сварочных работ на ОПО»).
26. Свидетельства об аттестации сварочного оборудования (п.1.2. РД 03-614-03).
27. Удостоверения и протоколы аттестации по ПБ ответственных лиц, осуществляющих строительство (п. III.10 а Приказа от 29.01.2007 г. N 37Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору).
28. Свидетельство об аттестации на лабораторию неразрушающего контроля.
29. Удостоверения по аттестации специалистов лаборатории неразрушающего контроля (в т.ч. по промышленной безопасности). (пп. 1.4, 1.5, 1.6, 1.7, ПБ 03-440-02, п. III.10 а Приказа от 29.01.2007 г. N 37 Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору).
30. Журнал сварочных работ по СНиП 3.03.01-87. (РД11-05-2007 – специальный журнал), Технический Регламент Постановление Правительства РФ от 29 октября 2010 г. N 870 п. 95 в).
31. Сертификат качества применяемых сварочных материалов (электроды, проволока) (Технический Регламент Постановление Правительства РФ от 29 октября 2010 г. N 870 п. 95е).
32. Распечатка протоколов сварных стыков (при стыковой и электромуфтовой сварке). П. 10.4.1. СП 62.13330.2010 (СНиП 42-01-2002 Актуализированная редакция)
33. Исполнительная схема сварных соединений на подземный газопровод (Приложение Р

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата	Взам. инв.№
						одп. и дата
Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата	Индв. № подл.

С1142-101-2003).

34. Журнал производства работ (РД11-05-2007), Технический Регламент Постановление Правительства РФ от 29 октября 2010 г. N 870 п. 95 в).
35. Журнал авторского надзора (при наличии договора на его ведении. Технический Регламент Постановление Правительства РФ от 29 октября 2010 г. N 870 п. 95в).
36. Разрешение на применение, сертификаты соответствия на материалы, оборудование и технические устройства (изделия) в соответствии со статьей 7 ФЗ-116.
37. Технические паспорта заводов-изготовителей или их копии на оборудование, узлы, соединительные детали, изоляционные покрытия, изолирующие фланцы, арматуру диаметром свыше 100 мм, а также другие документы, удостоверяющие качество технических устройств (изделий). (Технический Регламент Постановление Правительства РФ от 29 октября 2010 г. N 870 п. 95е).
38. Сертификаты заводов-изготовителей (их копии, извлечения из них, заверенные лицом, ответственным за строительство объекта) на трубы, фасонные части, сварочные и изоляционные материалы (Технический Регламент Постановление Правительства РФ от 29 октября 2010 г. N 870 п. 95ж).
39. Инструкции (руководства по эксплуатации) заводов-изготовителей по эксплуатации технических устройств (изделий), установленных на газопроводе. (Технический Регламент Постановление Правительства РФ от 29 октября 2010 г. N 870 п. 95 ж).

Начальник ПТО



А.А. Жаринов

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата	Индв. № подл.	одп. и дата	Взам. инв. №		656_Дог23/ВК-ИОС6-ТЧ	Лист
											63

Перечень состава ИТД по внутренним газопроводам и оборудованию котельной

1. Реестр исполнительной документации, подписанный ответственным исполнителем, подшить первым листом. Упорядочить документы в следующем порядке: Акт СНиП, разрешительные документы и приказы, акты на скрытые работы, журналы, документы на специалистов и рабочих, сертификаты, исполнительные чертежи, проектная документация с отметками заказчика «К производству работ» и согласованиями заинтересованных лиц (коммуникации, землепользователи). 2 экземпляра исполнительной должны быть идентичны (1 оригинал и 1 копия).
2. Комплект проектной документации (Технический Регламент Постановление Правительства РФ от 29 октября 2010 г. N 870 п. 95а).
3. Комплект исполнительных чертежей на строительство предъявляемого к приемке объекта с надписями, сделанными лицами, ответственными за производство строительно-монтажных работ, о соответствии выполненных в натуре работ этим чертежам (исполнительные планы, профили, схема сварных соединений и т.п.) (п. 5.6., п. 6 РД-11-02-2006, п. 6.13. СП 48.13330.2011).
4. Акт приемки газопроводов и газоиспользующей установки для проведения комплексного опробования (п. 12.6 СП 42-101-2003)
Обращать внимание на следующее: В тех случаях, когда после монтажа системы газоснабжения требуется проведение пусконаладочных работ, приемочной комиссии рекомендуется произвести приемку смонтированных газопроводов и установленного газоиспользующего оборудования с автоматикой безопасности и регулирования для проведения комплексного опробования, результаты которой оформляются актом по форме Приложения П СП 42-101-2003, на основании которого заказчик получает разрешение на пуск газа для проведения пусконаладочных работ.
5. Акт приемки законченного строительством объекта по форме Приложения Ж СП 62.13330.2010 (СП42-01-2002 Актуализированная редакция). (п. 10.6.2. СП 62.13330.2010, п. 12.6 СП 42-101-2003)
Обращать внимание на следующее: В период производства пусконаладочных работ объект строительства передается заказчику, который несет ответственность за его безопасность. После представления заказчиком приемочной комиссии результатов комплексного опробования производится приемка объекта в эксплуатацию, которая оформляется актом приемки по Приложения Ж СП 62.13330.2010 (СП42-01-2002 Актуализированная редакция), являющимся основанием для пуска газа и ввода объекта системы газораспределения в эксплуатацию.
6. Разрешение на строительство и/или ордер на земляные работы (с последующим закрытием ордера). Статья 51, Статья 1 ГК РФ от 29.12.2004г. № 190-ФЗ.
7. Положительное заключение государственной экспертизы проектной документации, исключением случаев, предусмотренных частями 2, 3 и 3.1 статьи 49 Градостроительный кодекс Российской Федерации от 29 декабря 2004 г. № 190-ФЗ. (Технический Регламент Постановление Правительства РФ от 29 октября 2010 г. N 870 п. 95б).
8. Приказ об осуществлении строительного контроля на объекте (со стороны проектировщика, заказчика, подрядчика) п. 5.2. СП 48.13330.2011.
9. Копии приказов о закреплении на объекте ответственных лиц, осуществляющих строительство (прорабы, нач. строительства, составы бригад и т.д.) п. 5.2. СП 48.13330.2011.
Обращать внимание на следующее: в соответствии с п. 5.2. СП 48.13330.2011 совмещение функций ответственного производителя работ и ответственного представителя строительного контроля застройщика (заказчика) одним

Инов. № подл.	одп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата

подразделением или должностным лицом организации недопустимо).

10. Удостоверения и протоколы аттестации специалистов сварочного производства (п.1.2. ПБ-03-273-99, п. 8 ФНП «Требования к производству сварочных работ на ОПО»).
11. Уведомление Ростехнадзора о начале и окончании стройки.
12. Акты приемки скрытых и специальных работ, выполненных в соответствии с договором подряда (контрактом). Внутренний газопровод, акты – очистка поверхности труб, грунтовка труб, окраска, сверление отверстий в наружных стенках, установка в отверстия гильз для прокладки газопровода в стене и в перекрытиях, герметизация футляров, очистка полости, проверка на герметичность, и другие. (Приложение №3 РД-11-02-2006).
13. Строительный паспорт внутридомового (внутрицехового) газооборудования по форме приложения С СП 42-101-2003.
14. Свидетельство или клеймо о проверке манометра, используемого при испытаниях на герметичность, (п. 4.10. СП 48.13330.2011.)
15. Приказ о создании комиссии о приемке внутреннего газопровода и газового оборудования под ПНР, (п. 12 СП 42-101-2003).
16. Протокол проверки сварных стыков газопровода радиографическим методом, протокол проверки сварных стыков газопровода ультразвуковым методом (объем в соответствии с п. 10.4. СП 62.13330.2010 (СНиП 42-01-2002 Актуализированная редакция).
17. Приказ на комиссию по приемке законченного строительством объекта (п. 3 СНиП 3.01.04-87, Технический Регламент Постановление Правительства РФ от 29 октября 2010 г. N 870 п. 93).
18. Свидетельство о членстве в СРО строительно-монтажной организации с указанием необходимого перечня видов выполняемых работ (Статья 55.8, п.1 ГК РФ от 29.12.2004г. № 190-ФЗ).
19. Удостоверения и протоколы аттестации специалистов сварочного производства (п.1.2. ПБ-03-273-99, п. 8 ФНП «Требования к производству сварочных работ на ОПО»).
20. Приказы о присвоении клейма электрогазосварщикам (п. 8 ФНП «Требования к производству сварочных работ на ОПО»).
21. Журнал сварочных работ по СНиП 3.03.01-87. (РД11-05-2007 – специальный журнал), Технический Регламент Постановление Правительства РФ от 29 октября 2010 г. N 870 п. 95 в).
22. Свидетельства об аттестации сварочного оборудования (п.1.2. РД 03-614-03).
23. Свидетельства об аттестации технологии сварки (п. 1.4. РД 03-615-03, п. 6.48 СП 42-103-2003, п. 14 ФНП «Требования к производству сварочных работ на ОПО»).
24. Протоколы допускных стыков на каждый диаметр выполненный сварщиком. (для стальных газопроводов п. 7.36, п. 7.40 СП 42-102-2004, для полиэтиленовых газопроводов п. 6.39. СП 42-103-2003).
25. Сертификат качества применяемых сварочных материалов (электроды, проволока) (Технический Регламент Постановление Правительства РФ от 29 октября 2010 г. N 870 п. 95е).
26. Свидетельство об аттестации лаборатории неразрушающего контроля.
27. Удостоверения по аттестации специалистов лаборатории неразрушающего контроля (в т.ч. по промышленной безопасности). (пп. 1.4, 1.5, 1.6, 1.7, ПБ 03-440-02, п. III.10 а Приказа от 29.01.2007 г. N 37 Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору).
28. Акты визуального и измерительного контроля сварных стыков. По форме приложения Ж РД 03-606-03 (п. 10.2 СП 62.13330.2011).
29. Удостоверение на осуществление визуального измерительного контроля (ВИК), (п. III.10 а Приказа от 29.01.2007 г. N 37 Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору).
30. Акт первичного обследования технического состояния дымовых и вентиляционных

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата

каналов (п. 7.2.10. ГОСТ Р 54961-2012 Сети газопотребления).

31. Акты по входному контролю качества труб, деталей и узлов газопроводов, арматуры, изоляционных покрытий выполненных специалистами аттестованной в установленном порядке лаборатории (п. 7.1.-7.14., СП 42-102-2004, п. VIII РД 03-606-03).
32. Журнал производства работ (РД11-05-2007), Технический Регламент Постановление Правительства РФ от 29 октября 2010 г. N 870 п. 95 в).
33. Журнал авторского надзора (при наличии договора на его ведение. Технический Регламент Постановление Правительства РФ от 29 октября 2010 г. N 870 п. 95 в).
34. Разрешение на применение, сертификаты соответствия на материалы, оборудование и технические устройства (изделия) в соответствии со статьей 7 ФЗ-116.
35. Технические паспорта заводов-изготовителей или их копии на оборудование, узлы, соединительные детали, изоляционные покрытия, изолирующие фланцы, арматуру диаметром свыше 100 мм, а также другие документы, удостоверяющие качество технических устройств (изделий). (Технический Регламент Постановление Правительства РФ от 29 октября 2010 г. N 870 п. 95е).
36. Сертификаты заводов-изготовителей (их копии, извлечения из них, заверенные лицом, ответственным за строительство объекта) на трубы, фасонные части, сварочные и изоляционные материалы (Технический Регламент Постановление Правительства РФ от 29 октября 2010 г. N 870 п. 95ж).
37. Инструкции (руководства по эксплуатации) заводов-изготовителей по эксплуатации технических устройств (изделий), установленных на газопроводе. (Технический Регламент Постановление Правительства РФ от 29 октября 2010 г. N 870 п. 95 ж).

Начальник ПТО

А.А. Жаринов

Инов. № подл.	одп. и дата	Взам. инв. №					656_Дог23/ВК-ИОС6-ТЧ	Лист 66
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док		

Перечень состава ИТД на пункты редуцирования газа

1. Реестр исполнительной документации.
2. Паспортная документация на пункт редуцирования газа (ПРГ) завода-изготовителя, в том числе:
 - протокол испытания газопроводов и оборудования ПРГ на герметичность;
 - протокол испытания внутренней перегородки бокса ПРГ на газонепроницаемость;
 - акт пневматического испытания на герметичность трубного канала для прокладки кабеля на заводе изготовителе;
 - габаритный чертеж;
 - схема газовая принципиальная;
 - схема электрическая принципиальная;
 - схема охранно-пожарной сигнализации.
3. Ведомость комплекта ЗИП на ПРГ.
4. Протокол испытания электрооборудования и заземления в ПРГ.
5. Удостоверения и протоколы аттестации по ИБ ответственных лиц, осуществляющих строительство (п. III.10 а Приказа от 29.01.2007 г. N 37 Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору).
6. Свидетельства об аттестации сварочного оборудования (п.1.2. РД 03-614-03).
7. Свидетельства об аттестации технологии сварки (п. 1.4. РД 03-615-03, п. 6.48 СП 42-103-2003).
8. Приказы о присвоении клейма электрогазосварщикам и сварщикам на машинах контактно-прессовой сварки (п. 8 ФНП «Требования к производству сварочных работ на ОПО»).
9. Сертификат качества применяемых сварочных материалов (электроды, проволока) (Технический Регламент Постановление Правительства РФ от 29 октября 2010 г. N чп. 95е).
10. Удостоверения и протоколы аттестации специалистов сварочного производства (п.1.2. ПБ-03-273-99)
11. Удостоверения и протоколы аттестации сварщиков п.7.35. СП 42-102-2004, п.1.2. ПБ-03-273-99).
12. Протоколы допусковых стыков на каждый диаметр выполненный сварщиком на объекте.
13. Акты визуального и измерительного контроля сварных стыков. По форме приложения Ж РД 03-606-03.
14. Протокол проверки сварных стыков газопровода физическими методами (объем в соответствии с п. 10.4. СП 62.13330.2010 (СНиП 42-01-2002 Актуализированная редакция)).
15. Свидетельство об аттестации на лабораторию НК.
16. Удостоверения по аттестации специалистов лаборатории неразрушающего контроля (в т.ч. по промышленной безопасности). (пп. 1.4, 1.5, 1.6, 1.7, ПБ 03-440-02, п. III.10 а Приказа от 29.01.2007 г. N 37 Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору).

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата	Взам. инв.№
						одп. и дата
Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата	Инд. № подл.

Приложение Б. Технические условия на проектирование узла измерений расхода газа на объекте капитального строительства «Строительство водогрейной котельной на территории Северодвинской ТЭЦ-1»



Общество с ограниченной ответственностью
«Газпром межрегионгаз Сыктывкар»
(ООО «Газпром межрегионгаз Сыктывкар»)

Техническому директору
ПАО «Территориальная
генерирующая компания №2»
Северодвинская ТЭЦ-1

А.В. Ухову

ул. Парсонайская, стр. 68, г. Сыктывкар,
Республика Коми, Российская Федерация, 167000
для корреспонденции: ул. 30 лет Октября, д. 1-а, г. Ухта,
Республика Коми, Российская Федерация, 169311
тел.: +7 (8216) 77-03-33, +7 (8216) 73-95-40, факс: +7 (8216) 74-74-76
e-mail: info@mrp011.ru

ОКПО 51537434, ОГРН 1021100730408, ИНН 1102025359, КПП 785150001

02.10.2023 № 18-01-04/2972
на № 2192/492-202 от 29.09.2023

О выдаче технических условий

**Технические условия
на проектирование узла измерений расхода газа на объекте:
«Строительство водогрейной котельной на территории
Северодвинской ТЭЦ-1»**

1. Разработку проектно-сметной документации выполнить силами специализированной проектной организации, являющейся членом СРО и имеющей допуск к данным видам работ.
2. К применению допускаются средства измерений (далее – СИ) утвержденного типа, обеспечивающие соблюдение установленных законом Российской Федерации об обеспечении единства измерений, обязательных требований, включая обязательные метрологические требования к ним. СИ должны быть зарегистрированы в Государственном реестре средств измерений и иметь сертификат «Ростехнадзора».
 - 2.1 Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемов природного газа, при значениях объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям обеспечить в соответствии с постановлением правительства РФ от 16 ноября 2020 г. № 1847 и п.7.1.1 ГОСТ Р 8.741-2019 и другими нормативными документами.
 - 2.2 Диапазоны измерений, применяемых СИ должны соответствовать диапазонам изменения контролируемых параметров. Максимальные и минимальные значения измеряемых параметров должны перекрываться диапазонами СИ.
3. Узел измерений расхода газа (далее – УИРГ) необходимо выполнить на вводном газопроводе.
 - 3.1 Выполнить проект узла измерения расхода газа (далее – УИРГ) в соответствии с требованиями: Закона об обеспечении единства измерений №102-ФЗ, ГОСТ 2939-63, ГОСТ Р 8.740-2011, ГОСТ 8.611-2013, МИ 3082-2007, ГОСТ Р 8.741-2019, ПБ 08-624, ПБ 12-529 и другими действующими нормативно-техническими документами.
 - 3.2 При разработке проектной документации рекомендуем руководствоваться «Унифицированными техническими решениями ООО «Газпром

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата

- межрегионгаз». (требования размещены на сайте ООО «Газпром межрегионгаз Сыктывкар» в разделе «Учет газа и метрология»)
- 3.3 Измерения на УИРГ должны производиться в соответствии с методикой выполнения измерений (МВИ), аттестованной в установленном порядке.
 - 3.4 Перед счетчиком газа установить фильтр, обеспечивающий необходимую степень очистки газа от механических примесей.
 - 3.5 При проектировании и строительстве байпасной линии узла (узлов) измерения расхода газа для обеспечения её герметичности предусмотреть установку двух отключающих устройств и поворотную заглушку за первым отключающим устройством.
 4. Для автоматической передачи данных с УИРГ в диспетчерскую ООО «Газпром межрегионгаз Сыктывкар» предусмотреть установку аппаратуры сбора и передачи информации - шкаф телемеханики серии ТМТ производства ООО «Технопром» или иную систему, обеспечив при этом совместимость Вашего оборудования с системой телеметрии ООО «Газпром межрегионгаз Сыктывкар» (информация по оборудованию тел: 73-95-45)
 - 4.1 В диспетчерскую ООО «Газпром межрегионгаз Сыктывкар» необходимо передавать следующую информацию: расход газа в рабочих и стандартных условиях, давление газа, температуру газа, настроечные параметры корректора (вычислителя).
 5. До начала монтажных работ рабочий проект предоставить для согласования в отдел по внедрению и эксплуатации АСКУГ и метрологии ООО «Газпром межрегионгаз Сыктывкар».
 6. После пуска газа в течение одного месяца оформить акт проверки состояния и применения средств измерений и соблюдения требований ГОСТ и предоставить его в ООО «Газпром межрегионгаз Сыктывкар».
 7. Приемку УИРГ в эксплуатацию производить комиссионно с обязательным участием представителей ООО «Газпром межрегионгаз Сыктывкар», пусконаладочной организации и потребителя газа.

Срок действия технических условий составляет три года со дня выдачи, по истечении которого они теряют силу.

**Заместитель генерального директора
по реализации газа**



М.В. Ефимов

Чикишев А.В.
(8216) 739-545

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата

Приложение В. Паспорт №2023-03-14-3 качества газа горючего природного за март 2023 г.

ПАО «Газпром»
ООО «Газпром трансгаз Ухта»
Приводинское Линейное Производственное Управление
Магистральных Газопроводов
Адрес: 165391 Архангельская область, Котласский район, рп. Приводино

УТВЕРЖДАЮ

Главный инженер

Приводинского ЛПУМГ

В.Н. Байдин



«30 марта» 2023 г.

М.П.

Паспорт № 2023-03-14-3
качества газа горючего природного за март 2023 г.

1. Паспорт распространяется на объемы газа, поданного в общем потоке покупателям (потребителям) Российской Федерации с 10 часов 1-го дня месяца до 10 часов 1-го дня последующего месяца через газораспределительные станции (пункты):

ГРС-1 Вельск, ГРС Вельск-2, ГРС Плесецк, ГРС Талаги-1, ГРС Талаги-2,
ГРС Талаги-3, ГРС Северодвинск-1, ГРС Северодвинск-2, ГРС Северодвинск-3,
ГРС Новодвинск, ГРС Новодвинск-2, ГРС Уйма-2

2. Паспорт распространяется на газы горючие природные по Общероссийскому классификатору продукции ОК 034-2014.

3. Паспорт оформлен на основании результатов измерений физико-химических показателей газа в соответствии с методами испытаний по ГОСТ 5542-2014, условиями договора поставки (транспортировки), технических соглашений.

4. Место отбора проб газа: **Приводинское ЛПУ МГ - вход цеха № 3**

5. Физико-химические (качественные) показатели газа горючего природного указаны в таблице 1.

Стр. 1 из 2 Паспорт № 2023-03-14-3

Взам. инв.№	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата
------	---------	------	-------	-------	------

Таблица 1

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Метод испытания	Норма по ГОСТ 5542	Среднемесячный показатель
1	Компонентный состав, молярная доля:	%	ГОСТ 31371.1 ГОСТ 31371.2 ГОСТ 31371.7		
	метан			не нормируется	96,18
	этан			не нормируется	2,30
	пропан			не нормируется	0,540
	изо-бутан			не нормируется	0,081
	норм-бутан			не нормируется	0,071
	нео-пентан			не нормируется	0,0014
	изо-пентан			не нормируется	0,0117
	норм-пентан			не нормируется	0,0079
	гексаны			не нормируется	0,0055
	гептаны			не нормируется	0,0036
	октаны			не нормируется	менее 0,001
	бензол			не нормируется	менее 0,001
	толуол			не нормируется	менее 0,001
	диоксид углерода			не более 2,5	0,115
азот	не нормируется	0,666			
кислород	не более 0,050	менее 0,005			
водород	не нормируется	0,0027			
гелий	не нормируется	0,0116			
2	Нижняя теплота сгорания при стандартных условиях	МДж/м³ ккал/м³	ГОСТ 31369-2008	не менее 31,80 не менее 7600	34,20 8168
3	Число Воббе (высшее) при стандартных условиях	МДж/м³	ГОСТ 31369-2008	41,20 - 54,50	49,86
		ккал/м³	31369-2008	9840-13020	11910
4	Плотность при стандартных условиях	кг/м³	ГОСТ 31369-2008	не нормируется	0,6961
5	Массовая концентрация сероводорода	г/м³	ГОСТ 22387.2-2021	не более 0,020	менее 0,010
6	Массовая концентрация меркаптановой серы	г/м³	ГОСТ 22387.2-2021	не более 0,036	менее 0,010
7	Массовая концентрация механических примесей	г/м³	ГОСТ 22387.4-77	не более 0,001	отсутствие
8	Температура точки росы по воде при давлении в точке отбора пробы	°С	ГОСТ Р 53763-2009	ниже температуры газа	-25,2
9	Температура газа в точке отбора пробы при определении температуры точки росы	°С	-	не нормируется	6,7
*10	Интенсивность запаха при объемной доле 1 % в воздухе	балл	ГОСТ 22387.5-2021	не менее 3	

* Показатель определяется газораспределительной организацией и распространяется только на ГТТ коммунально-бытового назначения. Для ГТТ промышленного назначения показатель устанавливается по согласованию с потребителем.

Стандартные условия в п.п. 2-4: стандартные условия сгорания газа – температура 25 °С, давление 101,325 кПа; стандартные условия измерений объема газа – температура 20 °С, давление 101,325 кПа. При расчетах показателей в п.п. 2 и 3 принимают 1 кал равной 4,1868 Дж.

Значения показателей по п.п. 1-7 таблицы определены в химической лаборатории Приводинского ЛПУМГ, протоколы №№ 2023-1/64 от 01.03.2023 г., 2023-1/77 от 15.03.2023 г., 2023-1/85 от 22.03.2023 г., 2023-1/93 от 29.03.2023 г., 2021-1/183 от 10.06.2021 г., 2022-1/83 от 15.03.2022 г. Значение показателя п.п. 8 и 9 таблицы предоставлены ДС Приводинского ЛПУМГ, журнал диспетчера.

Ответственный исполнитель:
Ведущий инженер-химик



В.Н. Верховинский

Заполняется региональной компанией по реализации газа

Копия паспорта выдана

_____ *наименование региональной компании по реализации газа или филиала*

покупателю (потребителю)

_____ по его запросу

_____ *наименование предприятия*

« _____ » _____ 20 _____ г.

Стр. 2 из 2 Паспорт № 2023-03-14-3

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата

656_Дог23/ВК- ИОС6-ТЧ

Лист

72

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

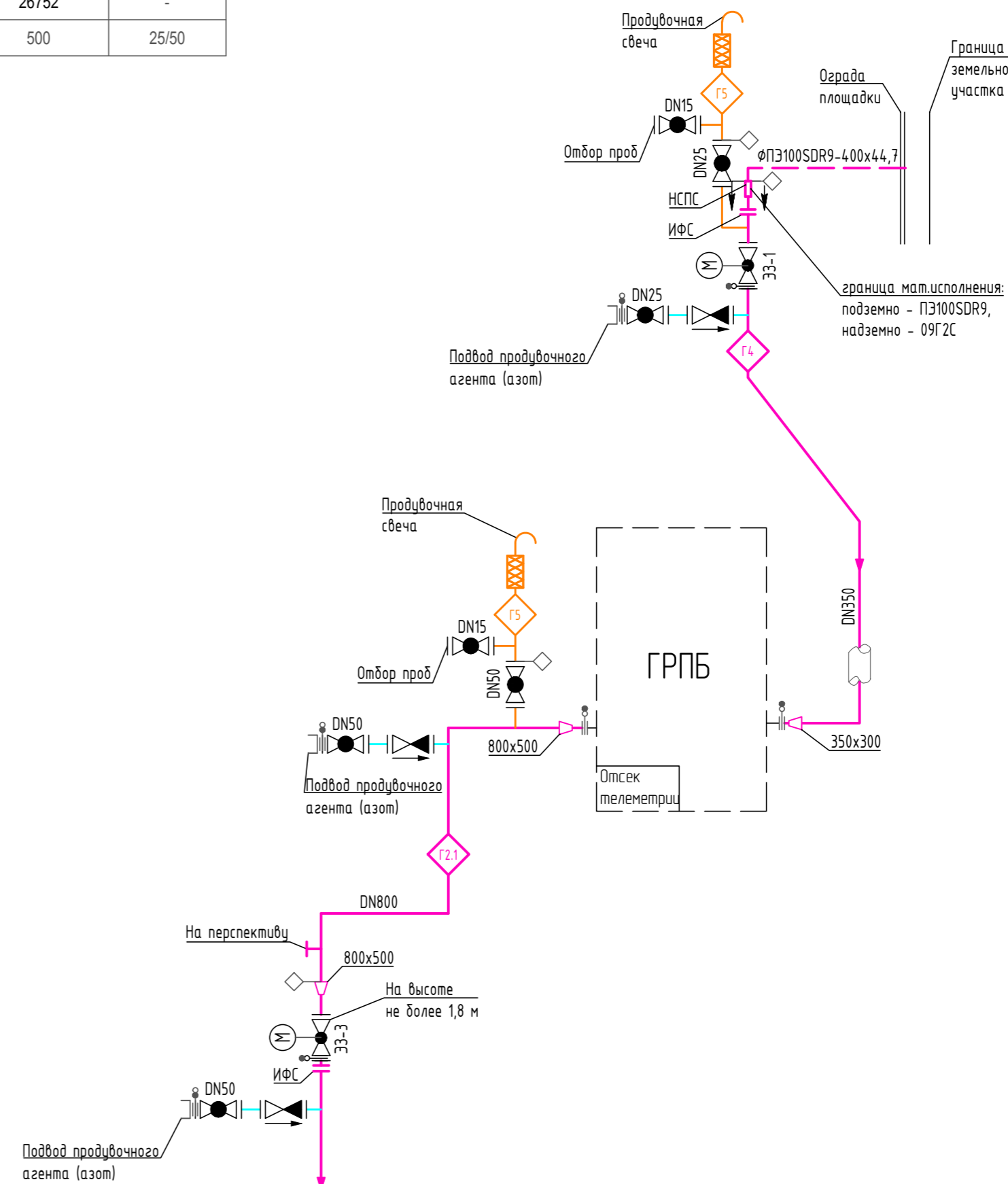
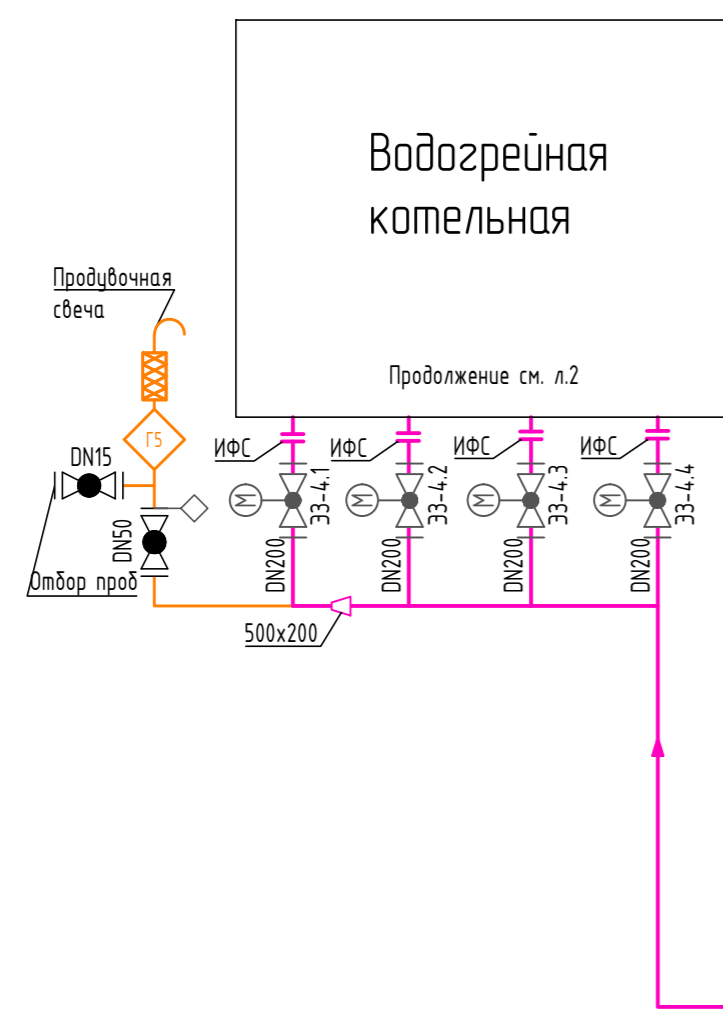
Обозначение и изображение	Наименование
	Газопровод подземный
	Газопровод надземный
	Трубопроводы сброса на свечу
	Трубопроводы подачи продувки (азота)
	Задвижка фланцевая
	Кран шаровый фланцевый
	Клапан обратный проходной
	Задвижка фланцевая с электроприводом
	Поворотная заглушка в положении "закрыто"
	Поворотная заглушка в положении "открыто"
	Граница поставки
	Переход
	Изолирующее фланцевое соединение
	Трубопровод в теплоизоляции
	Трубопровод в теплоизоляции с электрообогревом
	Граница трубопровода
	Огнепреградитель
	Быстроразъемное соединение (БРС)
	Расходомер
ИФС	Изолирующее фланцевое соединение
НСПС	Неразъемное соединение полиэтилен-сталь

ТАБЛИЦА МАТЕРИАЛЬНЫХ ПОТОКОВ

Наименование потока	Газ с точки подключения до ГРП	Газ от ГРП	Газ на водогрейную котельную	Сброс на свечу
Номер потока в схеме	Г4	Г2.1	Г2.3	Г5
Рабочая температура, °С	-10...+10	-15...+6	-15...+6	-45...+34
Расчетная температура, °С	40	40	40	40
Рабочее давление, МПа	0,95	0,25	0,25	атм.
Расчетное давление, МПа	1,04	0,4	0,4	0,1
Объемный расход газа, м³/ч	62392	62392	26752	-
Диаметр трубопровода, мм	350	800	500	25/50

ЭКСПЛИКАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ

Поз. обозначение	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание
ГРПБ	Газорегуляторный пункт блочный	1	P _{расч} = 1,04 - 1,2 МПа (изб.), T _{расч} = 4,0 °С Q = 34,20...77050 м³/ч ГРПБ в составе: - узел учета расхода газа, - узел редуцирования давления газа.	



656_Доз23/ВК-ИОС6.ГЧ.001					
Территориальная генерирующая компания №2					
Изм.	Колуч.	Лист	И док.	Подп.	Дата
Разраб.	Чаркин				11.2023
Проверил	Чаркин				11.2023
Н.контр.	Пудов				11.2023
ГИП	Созаидеев				11.2023
Строительство водогрейной котельной на территории Северодвинской ТЭЦ-1			Стадия	Лист	Листов
Технологическая схема газоснабжения водогрейной котельной			П		1

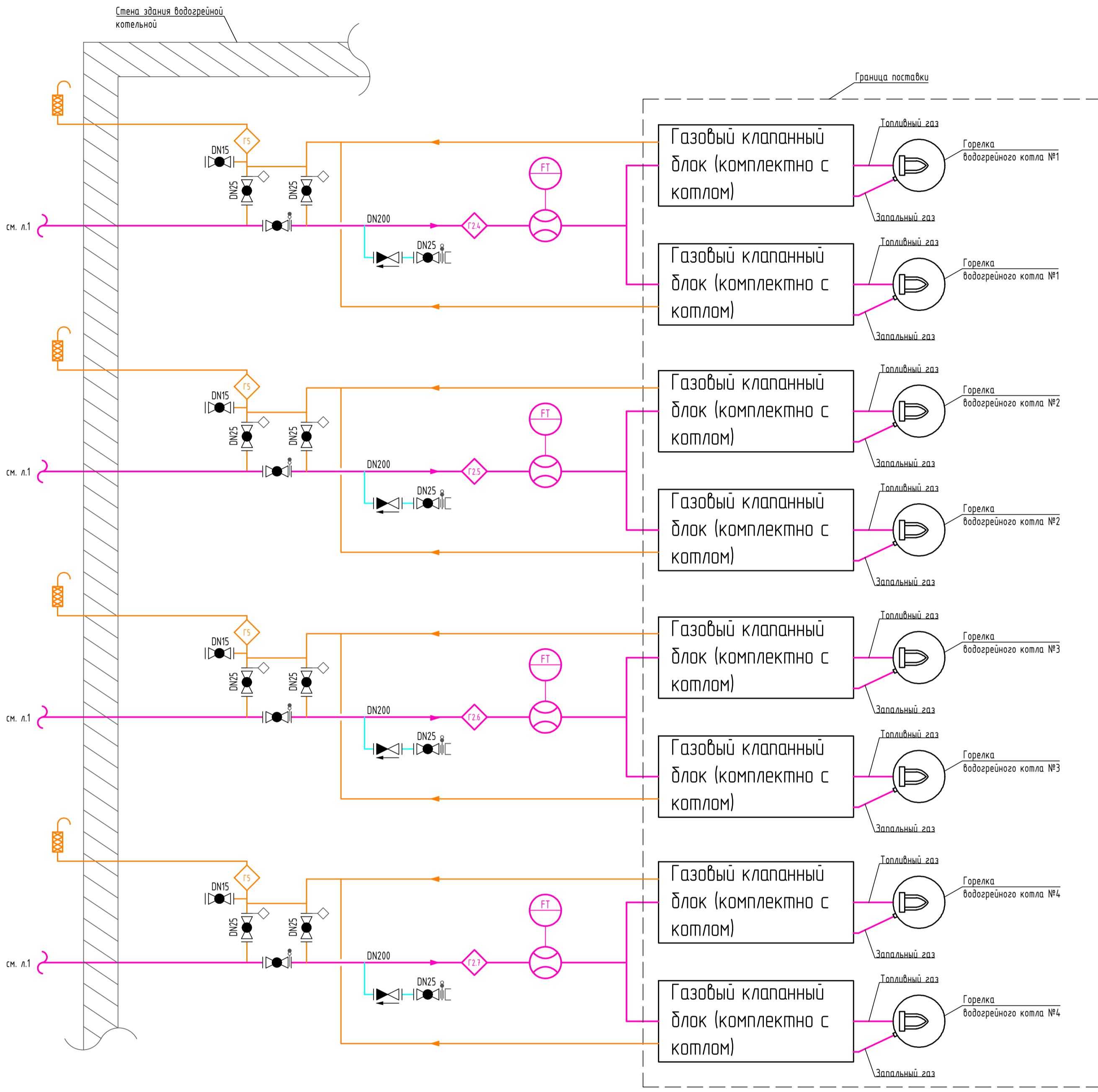


ТАБЛИЦА МАТЕРИАЛЬНЫХ ПОТОКОВ

Наименование потока	Газ к водогрейным котлам	Сброс на свечу
Номер потока в схеме	Г2.4...Г2.7	Г5
Рабочая температура, °C	-15...+6	-45...+34
Расчетная температура, °C	40	40
Рабочее давление, МПа	0,25	атм.
Расчетное давление, МПа	0,4	0,1
Объемный расход газа, м³/ч	6713	-
Диаметр трубопровода, мм	200	25/50

656_Доц23/ВК-ИОС6.Г4.002					
Территориальная генерирующая компания №2					
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Чаркин				11.2023
Проверил	Чаркин				11.2023
Н.контр.	Пудов				11.2023
ГИП	Сагадеев				11.2023
Строительство водогрейной котельной на территории Северодвинской ТЭЦ-1			Стадия	Лист	Листов
			П		1
Технологическая схема газоснабжения водогрейных котлов внутри котельной					

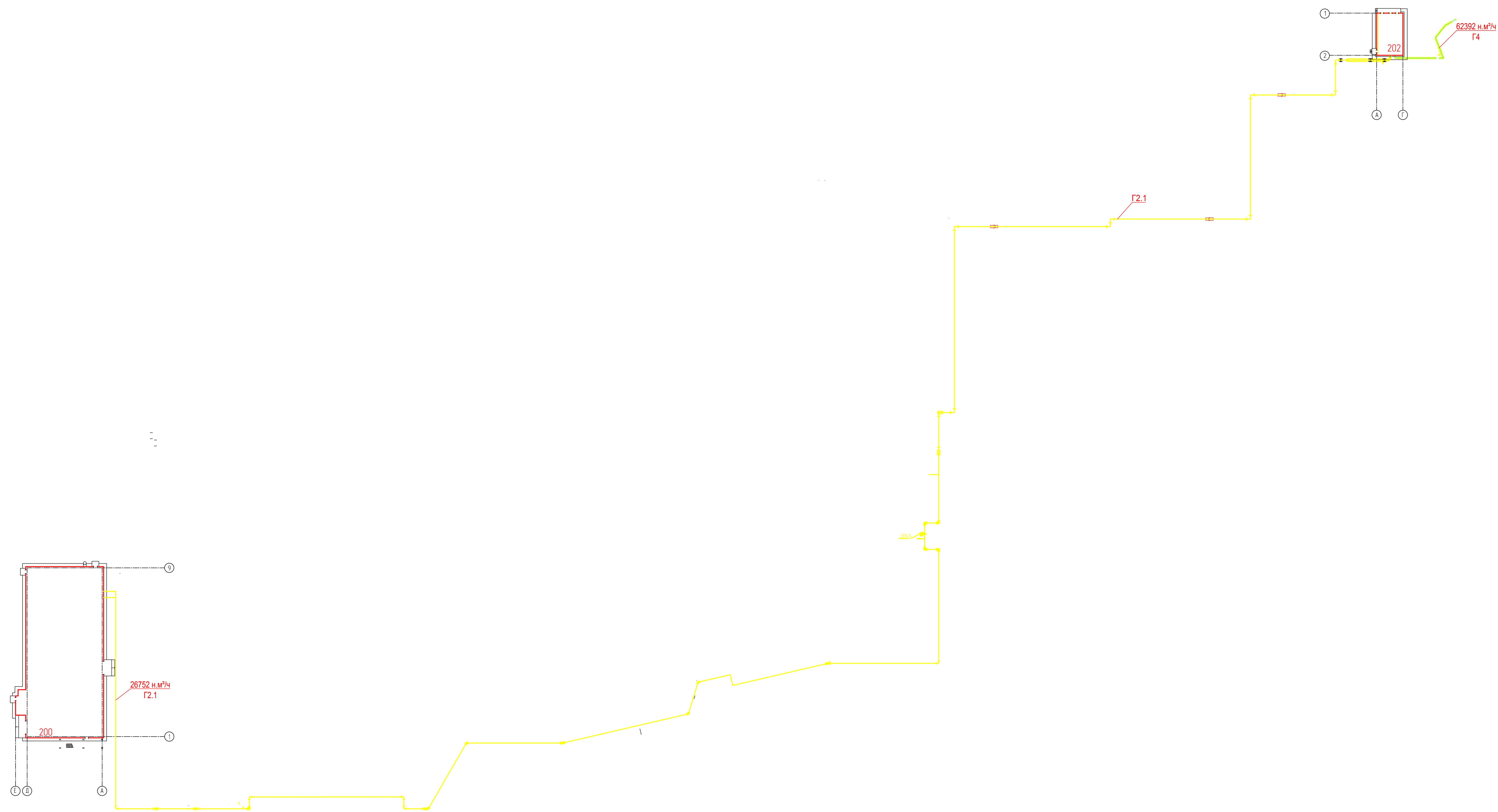


ТАБЛИЦА МАТЕРИАЛЬНЫХ ПОТОКОВ

Наименование потока	Газ с точки подключения до ГРП	Газ от ГРП	Газ на водогрейную котельную	Оброс на свечу
Номер потока в схеме	Г4	Г2.1	Г2.3	Г5
Рабочая температура, °С	-10...+10	-15...+6	-15...+6	-45...+34
Расчетная температура, °С	40	40	40	40
Рабочее давление, МПа	0.95	0.25	0.25	атм.
Объемный расход газа, м³/ч	62392	62392	26752	-
Диаметр трубопровода, мм	350	800	500	25/50

Имя, № карты, План и дата, Объем, дата, №, Сопровождение

656_ДОГ23/ВК-ИОС6-ГЧ.003						Территориальная генерирующая компания №2			
Изм.	Коп.уч.	Лист	Редакт.	Подп.	Дата	Строительство водогрейной котельной на территории Северодвинской ТЭЦ-1	Стация	Лист	Листов
Разработал	Чаркин	11.23					п		1
Проверил	Чаркин	11.23							
Н.контр.	Гудов	11.23				Генеральный план М 1:1000	ООО "РЭМ"		
ГИП	Сагадеев	11.23							

Экспликация зданий и сооружений

Номер на плане	Наименование	Примечание
Существующие здания и сооружения		
1	Главный корпус	Сущест
2	Дымовая труба 100м	Сущест
2А	Дымовая труба 00м	Сущест
4	Наклонная эстакада	Сущест
5	Склад угля	Част демонтаж
7	Галерея конвейера 1, 2, 3	Сущест
11	Дренажная насосная теплопункта	Сущест
12	Здание ХВО	Сущест
16	Баки декоронизированной воды № 1, 2	Сущест
16А	Баки отмычных водопитательных фильтров	Сущест
17	Базерная насосная	Сущест
18	Маслохозяйство	Демонтаж
19	Открытый склад масла	Демонтаж
20	Подземный бак масла	Демонтаж
25	Центральные ремонтные мастерские	Сущест
26	Центральный материальный склад	Демонтаж
27	Здание материального склада 1-этажного	Сущест
31	Мазулонасосная I подъема	Сущест
33	Насосная станция подпитки теплосети	Сущест
35	Трансформаторный пункт угольного склада	Сущест
36	Склад гидроксида	Сущест
40	Склад ПРП	Сущест
41	Ячеики макрога хранения соли	Демонтаж
42	Склад материалов для ХВО	Сущест
43	Склад кислоты и щелочи	Сущест
44	Резервуары мазута 4 резервуара	Сущест
45	Баки нейтрализации 2 бака	Сущест
46	Баки кислоты	Сущест
47	Кабельная эстакада	Сущест
50	Железнодорожные весы	Сущест
51	Озонадок БНС-2	Сущест
52	Водосбросы с циркуляционных сливных каналов	Сущест
58	Переходный мост между административным и главным корпусами	Сущест
59	Бак запаса конденсата	Сущест
60	Гидроизно-аммиачная установка	Сущест
61	Водогрейная котельная	Сущест
62	Мазулонасосная II подъема	Сущест
63	Теплопункт сетевой воды на "Себмаш"	Сущест
64	Теплопункт сетевой воды ТП-А	Сущест
65	Помещение нейтрализации ПТВМ-180	Сущест
67	Склад маслослаленных водовод	Сущест
68	Склад электроцеха	Сущест
70	Тамбур машзала	Сущест
71	Помещение аргодуговой сварки	Сущест
72	Бак индустриального масла	Демонтаж
76	Склад	Сущест
77	Подборная насосная ХВО	Сущест
80	Узел нейтрализации	Сущест
84	Бытовка маляров	Сущест
86	Помещение датчиков сетевой воды по ТП-А	Сущест
88	Узел учета теплотенергии на "Себмаш"	Сущест

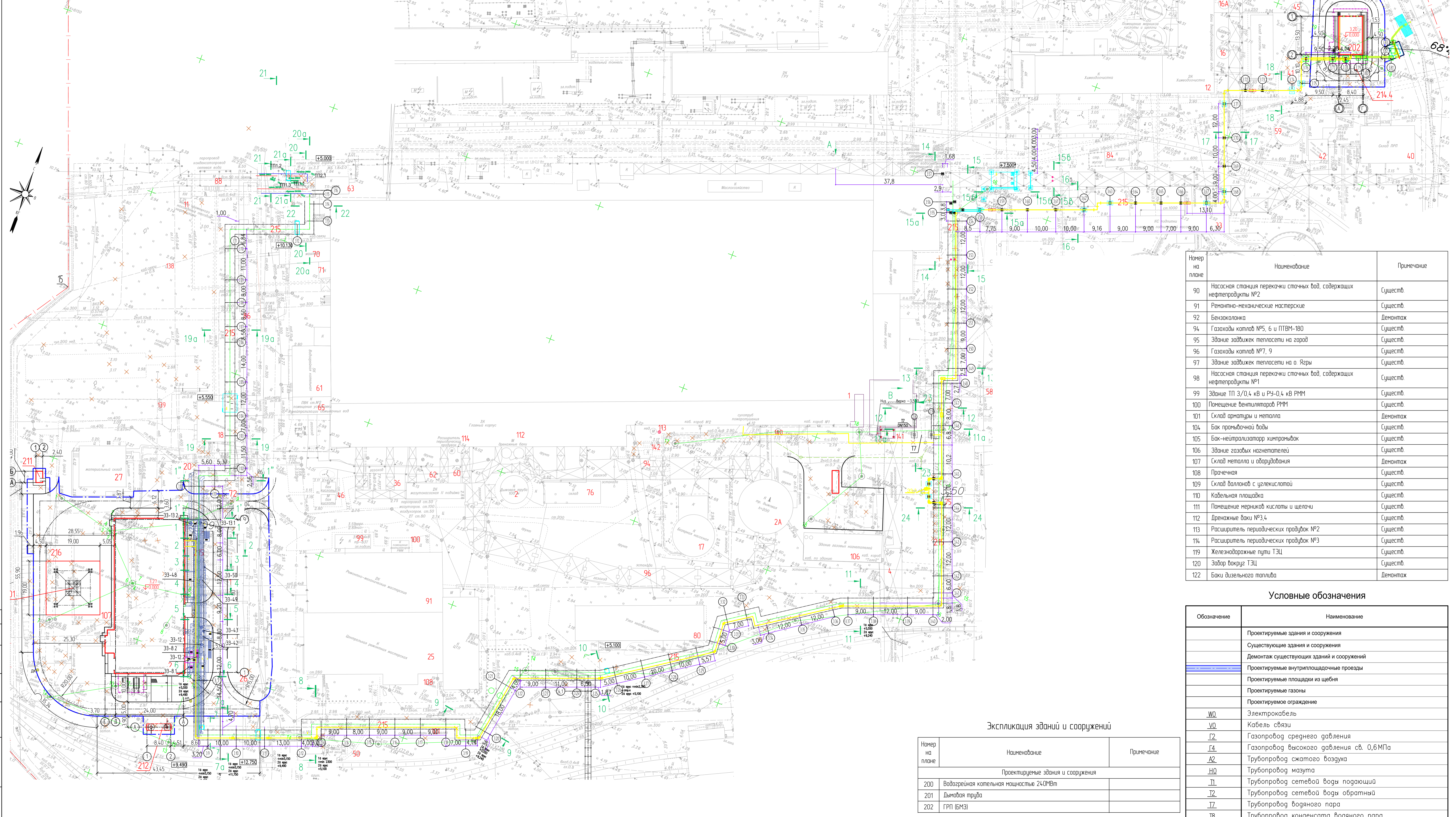
Номер на плане	Наименование	Примечание
90	Насосная станция перекачки сточных вод, содержащих нефтепродукты №2	Сущест
91	Ремонтно-механические мастерские	Сущест
92	Бензостанка	Демонтаж
94	Газоходы котлов №5, 6 и ПТВМ-180	Сущест
95	Здание задвижек теплосети на горюч	Сущест
96	Газоходы котлов №7, 9	Сущест
97	Здание задвижек теплосети на о Язры	Сущест
98	Насосная станция перекачки сточных вод, содержащих нефтепродукты №1	Сущест
99	Здание ТП 3/0,4 кВ и РУ-0,4 кВ РММ	Сущест
100	Помещение вентиляторов РММ	Сущест
101	Склад арматуры и металла	Демонтаж
104	Бак промывочной воды	Сущест
105	Бак-нейтрализатор химпримыбок	Сущест
106	Здание газовых нагревателей	Сущест
107	Склад металла и оборудования	Демонтаж
108	Прачечная	Сущест
109	Склад баллонов с углекислотой	Сущест
110	Кабельная площадка	Сущест
111	Помещение мерных кислот и щелочи	Сущест
112	Дренажные баки №3,4	Сущест
113	Расширитель периодических продувок №2	Сущест
114	Расширитель периодических продувок №3	Сущест
119	Железнодорожные пути ТЭЦ	Сущест
120	Завар вокруг ТЭЦ	Сущест
122	Баки дизельного топлива	Демонтаж

Условные обозначения

Обозначение	Наименование
	Проектируемые здания и сооружения
	Существующие здания и сооружения
	Демонтаж существующих зданий и сооружений
	Проектируемые внутриплощадочные проезды
	Проектируемые площадки из щебня
	Проектируемые газоны
	Проектируемое ограждение
	Электроракель
	Кабель связи
	Газопровод среднего давления
	Газопровод высокого давления св. 0,6МПа
	Трубопровод сжатого воздуха
	Трубопровод мазута
	Трубопровод сетевой воды подающий
	Трубопровод сетевой воды обратный
	Трубопровод водяного пара
	Трубопровод конденсата водяного пара

Экспликация зданий и сооружений

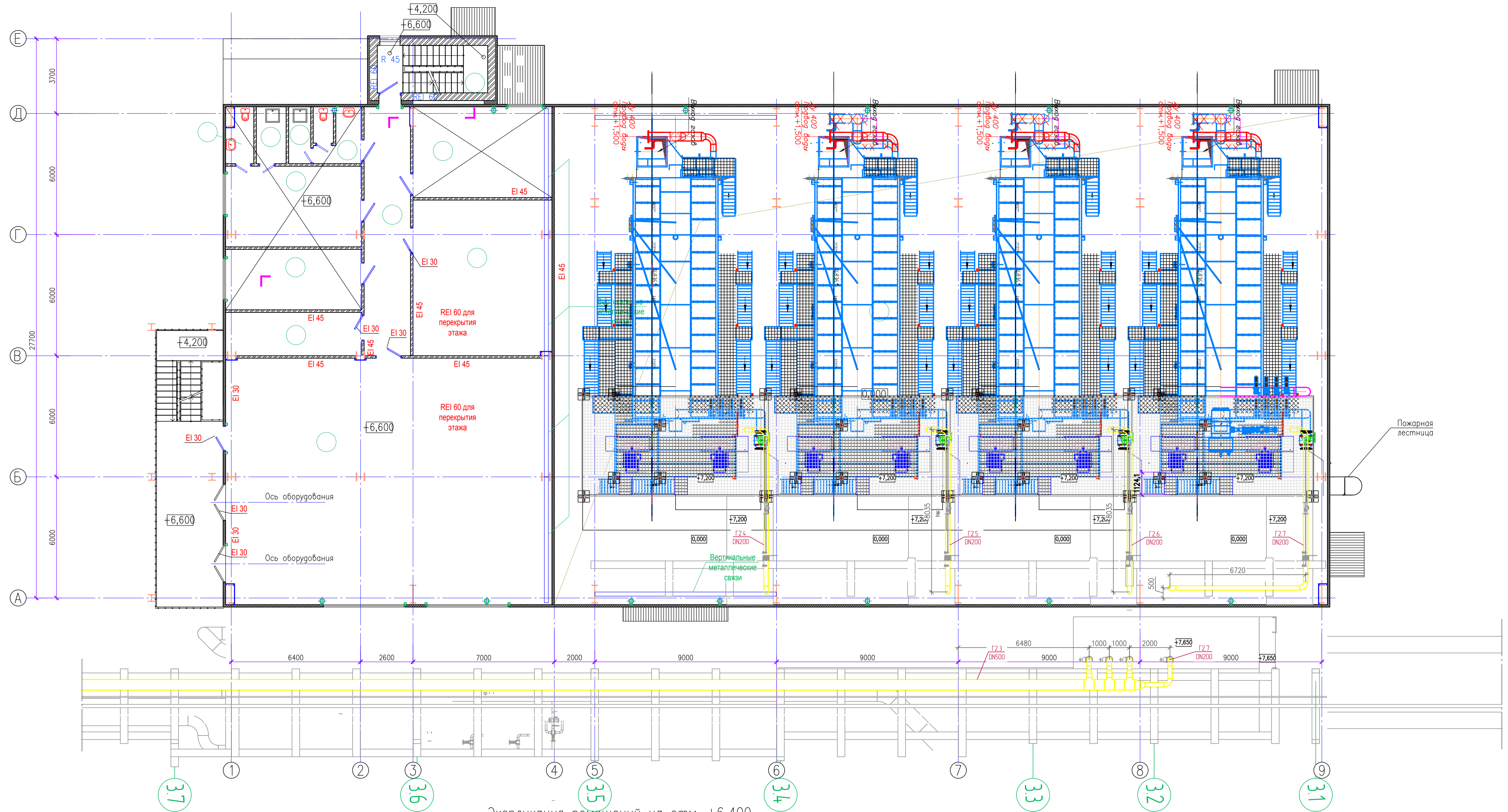
Номер на плане	Наименование	Примечание
Проектируемые здания и сооружения		
200	Водогрейная котельная мощностью 240МВт	
201	Дымовая труба	
202	ГРП (БМЗ)	



Содержание
Лист № 01
Всего листов № 01

656_ДОГ23/ВК-ИОС6-ГЧ.004					
Территориальная генерирующая компания №2					
Изм.	Кол.ч.	Лист	Редок.	Подп.	Дата
Разработал	Чаркин	11.23			
Проверил	Чаркин	11.23			
Строительство водогрейной котельной на территории Свердловской ТЭЦ-1					
Н.контр.	Пудов	11.23			
ГИП	Сарадеев	11.23			
Генеральный план М 1:1000					Лист 1 из 2
ООО "РЭМ"					Формат А2x3

1. Система высот Балтийская 1967. Система координат - МСК г. Свердловинска.
2. Все размеры и отметки на чертеже даны в метрах.
3. Перед началом производства работ уточнить положение подземных инженерных систем и коммуникаций. Работы вблизи инженерных сетей вести с соблюдением мер безопасности. Получить указания и комплекс мероприятий по обеспечению сохранности электросетей и сетей водопровода у эксплуатирующих организаций в местах пересечения с проектируемыми проездами.
4. Существующие здания и сооружения, а также инженерные сети, подлежащие сносу демонтировать до начала производства работ.



Экспликация помещений на отм. +6,400

Номер помещения	Наименование	Площадь, м²	Категория помещения
3	Помещение щита управления	30,96	
4	Аппаратная	53,04	B2, П-Ia
5	Электромощение	197,31	B2, П-Ia
6	Гардеробная	27,04	
7	Комната отдыха и приема пищи	20,28	
8	Кладовая	14,53	B3, П-Ia
9	Душевая	4,17	
10	Санузел	3,95	
11	КУИ	3,1	B4, П-Ia
12	Санузел	6,5	
13	Лестничная клетка	12,42	
14	Коридор	28,11	
Общая площадь:		401,41	

Условные обозначения

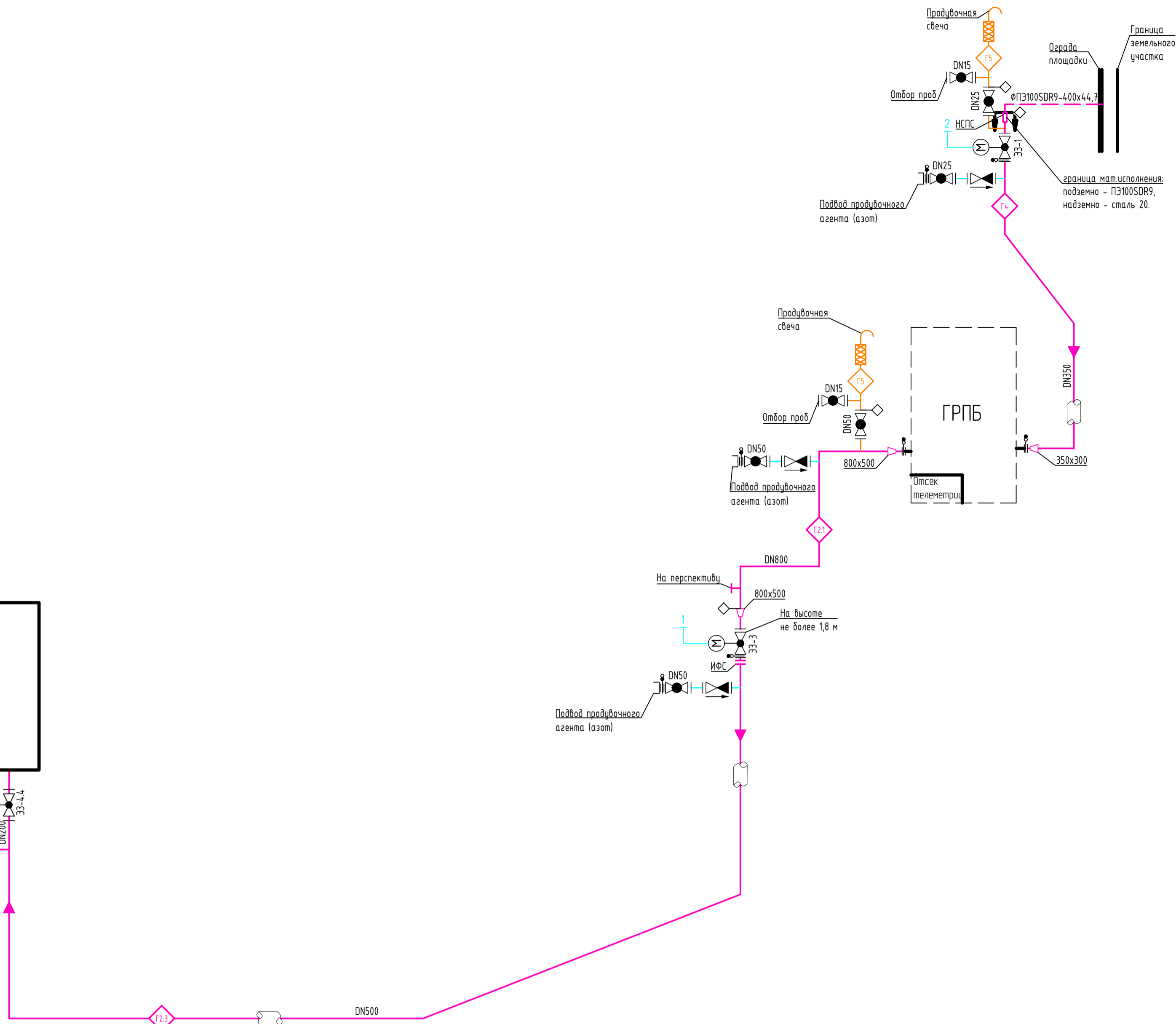
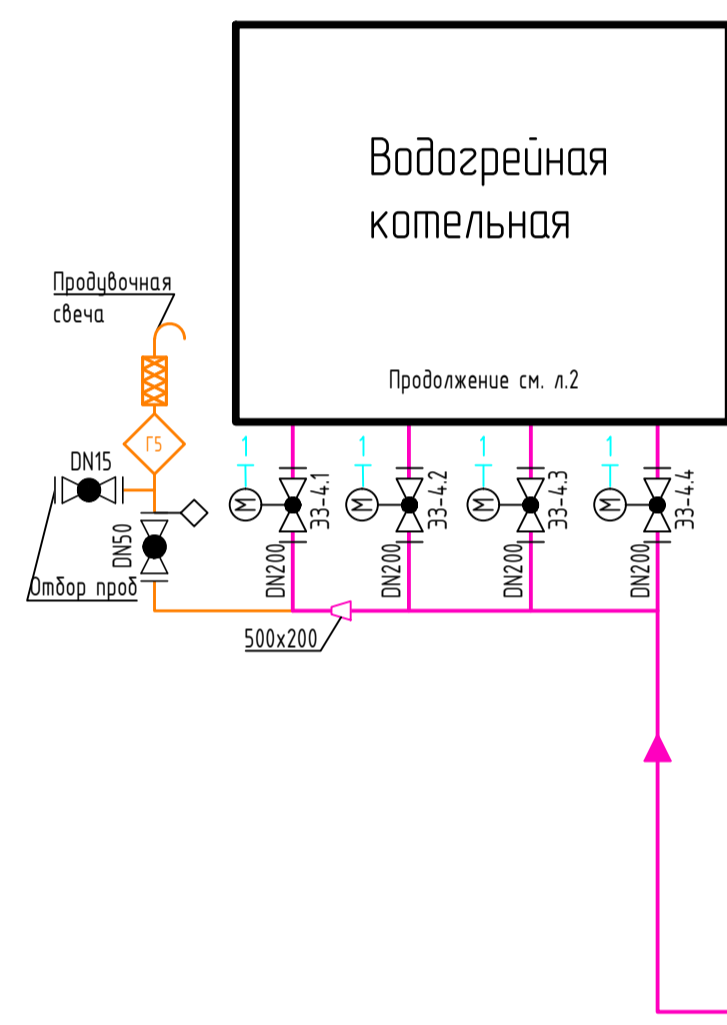
- Кирпичная перегородка толщиной 120 мм
- Сэндвич-панель толщиной 120 мм
- Кирпичная стена толщиной 380 мм
- Зона подвешенного потолка

3.1...3.7 показаны оси наружной эстакады совместной прокладки трубопроводов.

656_Даз23/ВК-ТР2.ГЧ.005					
Территориальная генерирующая компания №2					
Изм.	Копуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разработ	Чаркин				11.2023
Проверил	Чаркин				11.2023
Строительство водогрейной котельной на территории Северодвинской ТЭЦ-1			Стадия	Лист	Листов
			П		1
План трубопроводов в водогрейной котельной на отм. +7,000 и выше			000 "РЭМ"		
Н.контр.	Пудов				11.2023
ГИП	Сагадеев				11.2023

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

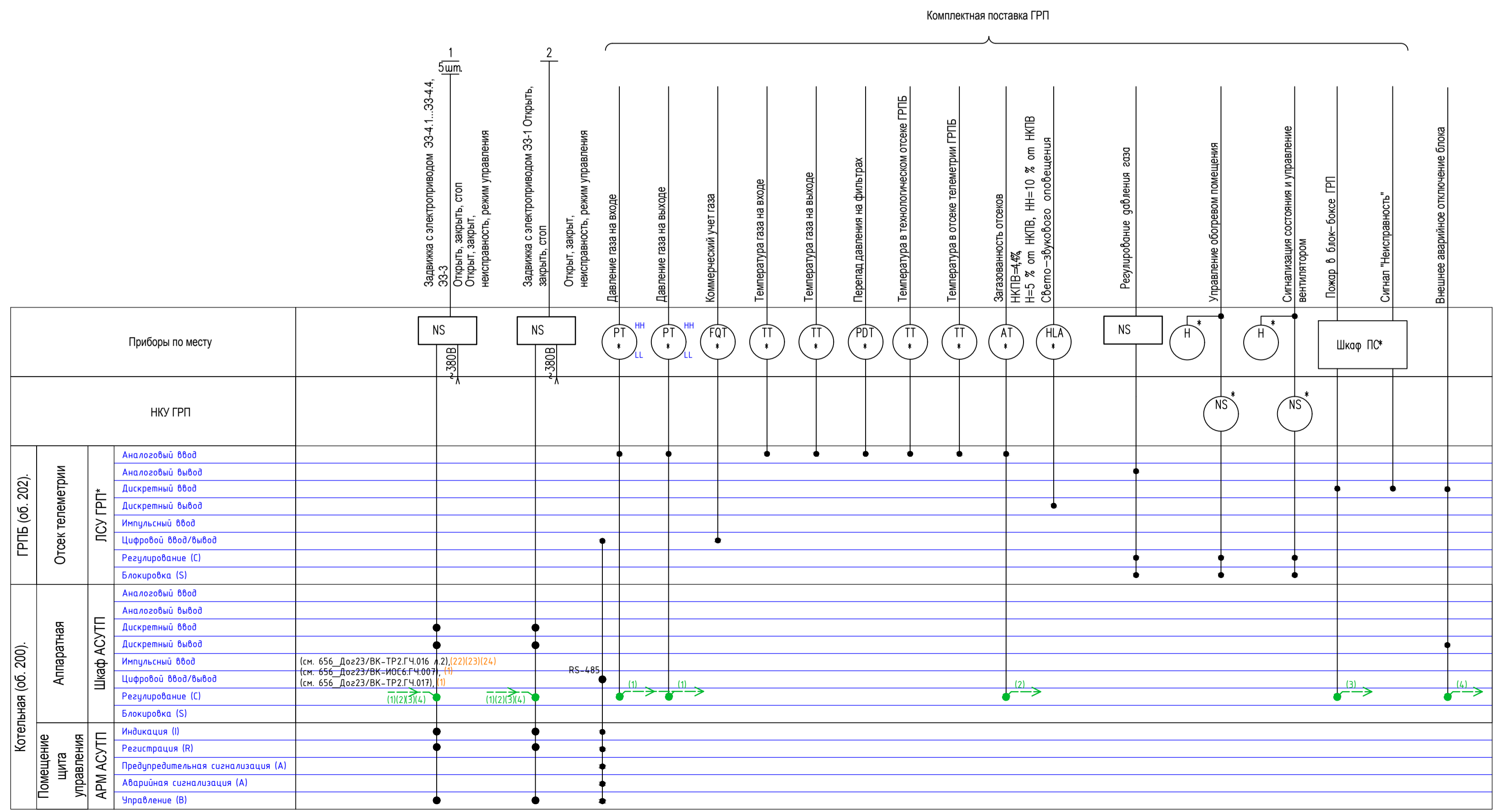
Обозначение и изображение	Наименование
	Газопровод подземный
	Газопровод надземный
	Трубопроводы сброса на свечу
	Трубопроводы подачи продувки (азота)
	Задвижка фланцевая
	Кран шаровый фланцевый
	Клапан обратный проходной
	Задвижка фланцевая с электроприводом
	Полуоборотная заглушка в положении "закрыто"
	Полуоборотная заглушка в положении "открыто"
	Граница поставки
	Переход
	Изолирующее фланцевое соединение
	Трубопровод в теплоизоляции
	Трубопровод в теплоизоляции с электрозащитом
	Граница трубопровода
	Огнестойкий трансформатор
	Быстроразъемное соединение (БРС)
	Расходомер
	ИФС
	НСПС



Расшифровка управляющих воздействий

№ п.п.	Позиция	Наименование	Управляющее воздействие	Примеч.
1	PT*	Дистанционное измерение газа на линии газа в ГРП	При НН, LL - останов подачи газа в ВК; перевод работы ВК на жидкое топливо (мазут), закрытие ЭЗ-1, ЭЗ-3, ЭЗ-4.1, 4.2, 4.3, 4.4	
2	AT*	Дистанционное измерение загазованности (метан) в ГРП	При Н - предупредительная светозвуковая сигнализация и автоматическое включение аварийной вентиляции. При НН - аварийная светозвуковая сигнализация. Автоматическое включение аварийного освещения, останов подачи газа в ВК; перевод работы ВК на жидкое топливо (мазут), закрытие ЭЗ-1, ЭЗ-3, ЭЗ-4.1, 4.2, 4.3, 4.4	
3		Сигнал "Пожар" в ГРП	Перевод работы ВК на жидкое топливо (мазут), закрытие ЭЗ-1, ЭЗ-3, ЭЗ-4.1, 4.2, 4.3, 4.4	
4	АСЧП ВК	Кнопка дистанционный останов подачи газа	Закрытие ЭЗ-1, ЭЗ-3, ЭЗ-4.1, 4.2, 4.3, 4.4	

* - поставляется в комплекте



Котельная (об. 200).	Помещение шифта управления	Аппаратная	ГРПБ (об. 202).	Омсек телеметрии	
				Шкаф АСУТП	ЛСУ ГРП*
Индикация (I)	Регистрация (R)	Аналоговый вывод	Аналоговый вывод		
Предупредительная сигнализация (A)	Предупредительная сигнализация (A)	Аналоговый вывод	Аналоговый вывод		
Аварийная сигнализация (A)	Аварийная сигнализация (A)	Дискретный вывод	Дискретный вывод		
Управление (В)	Управление (В)	Дискретный вывод	Дискретный вывод		
		Импульсный вывод	Импульсный вывод		
		Цифровой вывод/выход	Цифровой вывод/выход		
		Регулирование (С)	Регулирование (С)		
		Блокировка (S)	Блокировка (S)		

Изм.	Кол. уз.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Чаркин	11.23			
Проверил	Чаркин	11.23			
Н. контр.	Пудов	11.23			
ГИП	Сагадеев	11.23			

656_Дог23/ВК-ИОС6.ГЧ.006

Территориальная генерирующая компания №2

Строительство водогрейной котельной на территории Северодвинской ТЭЦ-1

Стадия	Лист	Листов
П		1

ООО "РЭМ" ГИП

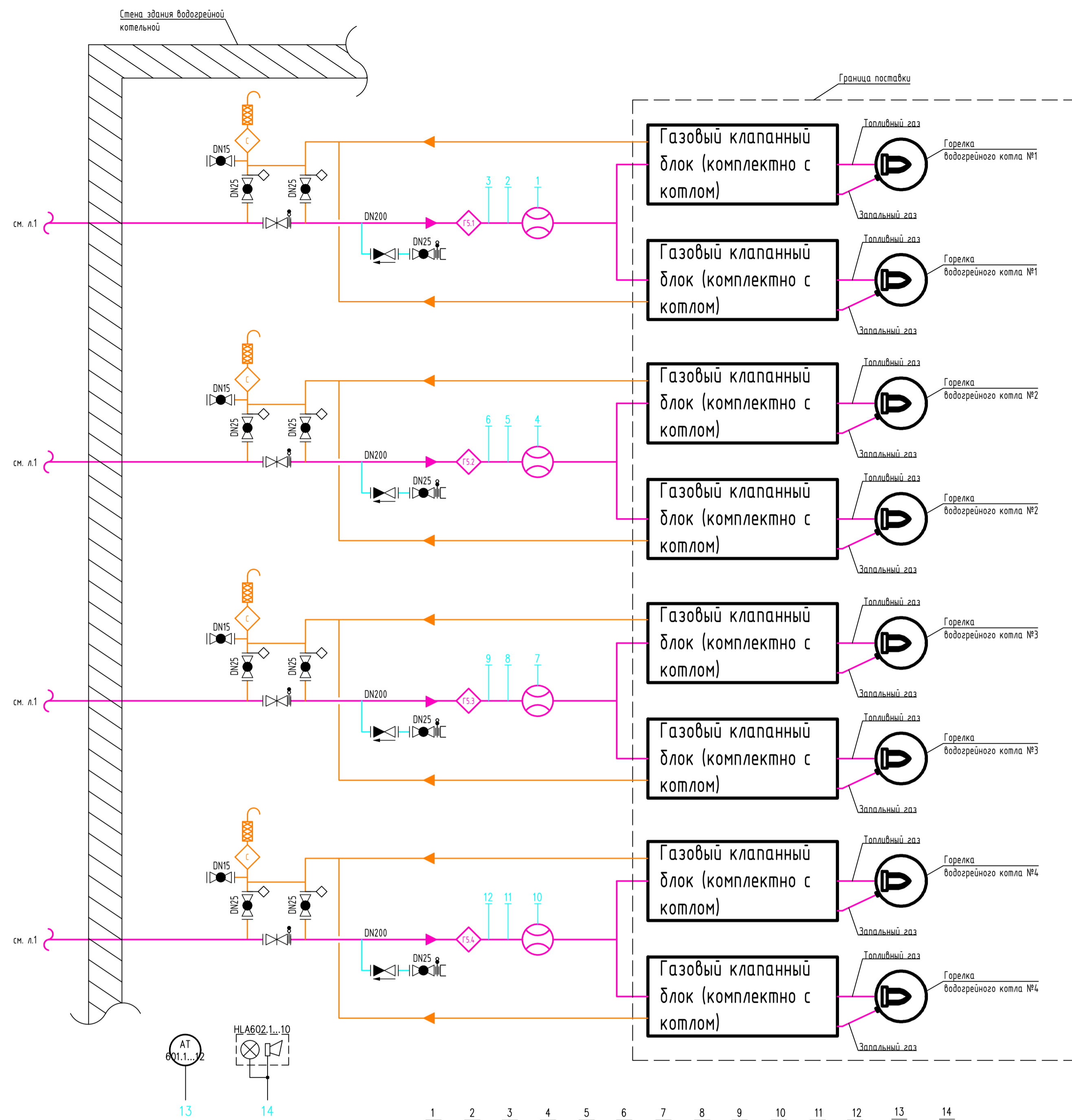


ТАБЛИЦА МАТЕРИАЛЬНЫХ ПОТОКОВ

Наименование потока	Газ к водогрейным котлам	Сброс на свечу
Номер потока в схеме	Г2.4...Г2.7	С
Рабочая температура, °С	-15...+6	-45...+34
Расчетная температура, °С	40	40
Рабочее давление, МПа	0,25	атм.
Расчетное давление, МПа	0,4	0,1
Объемный расход газа, м³/ч	6512	-
Объемный расход газа, м³/ч	1972	-
Массовый расход, кг/ч	4886	-
Диаметр трубопровода, мм	200	25/60
Скорость потока, м/с	17,4	-

Расшифровка управляющих воздействий

№ п.п.	Позиция	Наименование	Управляющее воздействие	Примеч.
1	АТ601.1... АТ601.12	Дистанционное измерение загазованности (метан) в водогрейной котельной	При Н - предупредительная светозвуковая сигнализация При НН - аварийная светозвуковая сигнализация Автоматическое включение аварийного освещения и вентиляции, блокировка котлов, закрытие ЗЗ-4.1, 4.2, 4.3, 4.4, ЗЗ-40.1...40.4, ЗЗ-41.1...41.4, останов насосов Н-7/1...8; дистанционное закрытие электроздвижек ЗЗ-18.1...18.8, ЗЗ-19.1...19.8 на всасе и выкиде насосов Н-7/1...8, останов насосов Н-6/1...4; дистанционное закрытие электроздвижек ЗЗ-14.1...14.4, ЗЗ-15.1...15.4 на всасе и выкиде насосов Н-6/1...4, закрытие ЗЗ-35 и ЗЗ-36 на мазутопроводах	

Приборы по месту		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
		РДТ 248	ТТ 133	РТ 249	РДТ 250	ТТ 134	РТ 251	РДТ 252	ТТ 135	РТ 253	РДТ 254	ТТ 136	РТ 255	АТ 601.1	НЛА602.1-10
		Перепад давления газа в трубопроводе газа к ВК1	Температура газа в трубопроводе газа к ВК1	Давление газа в трубопроводе газа к ВК1	Перепад давления газа в трубопроводе газа к ВК2	Температура газа в трубопроводе газа к ВК2	Давление газа в трубопроводе газа к ВК2	Перепад давления газа в трубопроводе газа к ВК3	Температура газа в трубопроводе газа к ВК3	Давление газа в трубопроводе газа к ВК3	Перепад давления газа в трубопроводе газа к ВК4	Температура газа в трубопроводе газа к ВК4	Давление газа в трубопроводе газа к ВК4	Загазованность по метану (СН4) в водогрейной котельной, НКПВ=4%, НН=5 % от НКПВ, НН=10 % от НКПВ	Пост свето-звучовое оповещения
Котельная (об. 200).	Аппаратная														
	Управление														
	АРМ АСУ ТП														
	Шкаф АСУ ТП														
	Аналоговый вход														
	Аналоговый выход														
	Дискретный вход														
	Дискретный выход														
	Импульсный вход														
	Цифровой вход/выход														
	Регулирование (С)														
	Блокировка (S)														
	Индикация (I)														
	Регистрация (R)														
	Предупредительная сигнализация (А)														
	Аварийная сигнализация (А)														
	Управление (В)														

656_Дог23/ВК-ИОС6.ГЧ.007					
Территориальная генерирующая компания №2					
Изм.	Кол. у.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Чаркин				11.23
Проверил	Чаркин				11.23
Н. контр.	Пудов				11.23
ГИП	Сагадеев				11.23
Строительство водогрейной котельной на территории Северодвинской ТЭЦ-1		Стадия	Лист	Листов	
		п		1	
Схема автоматизации газоснабжения водогрейных котлов внутри котельной		ООО "РЭМ"		Формат А1	