ИНТЕР РАО ИНЖИНИРИНГ	**Общество с ограниченной ответственностью «Интер РАО - Инжиниринг»**

Свидетельство № СРО- П-021-28082009

ГТЭС ИРКИНСКАЯ 867 МВТ

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений

Подраздел 6. Система газоснабжения

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС6

D822921/0052D-0-0-0-IOS6-PD

Редакция С01

2022

Общество с ограниченной ответственностью
«Интер РАО - Инжиниринг»

Свидетельство № СРО- П-021-28082009

Заказчик: ООО «НГХ-Недра»

ГТЭС ИРКИНСКАЯ 867 МВТ

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений

Подраздел 6. Система газоснабжения

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС6

D822921/0052D-0-0-0-IOS6-PD

Редакция С01

Руководитель проекта

Главный инженер проекта

2022

Взам. Инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

ИНТЕРТЕХЭЛЕКТРО ПРОЕКТ

Свидетельство № П-8-16-0285

ГТЭС ИРКИНСКАЯ 867 МВТ

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений

Подраздел 6. Система газоснабжения

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС6

D822921/0052D-0-0-0-IOS6-PD

Том 5.6

Редакция С01

Представитель Управляющего ООО «ИТЭ-Проект»		Е. Ю. Шныров
Главный инженер проекта		Д.С. Филатов

Взам. Инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

2022

ИНТЕРТЕХЭЛЕКТРО ПРОЕКТ

Сертификат номер 28Q12755

филиал Общества с ограниченной ответственностью «Интертехэлектро - Проект» в г. Екатеринбурге

Свидетельство № П-8-16-0285

ГТЭС ИРКИНСКАЯ 867 МВТ

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений

Подраздел 6. Система газоснабжения

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС6

D822921/0052D-0-0-0-IOS6-PD

Том 5.6

Редакция С01

Директор филиала ООО «ИТЭ-Проект» в г. Екатеринбурге — И.М. Лавецкий

Главный инженер проекта — М.О. Курис

Взам. Инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

2022

Обозначение	Наименование	Примечание
D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС6-С D822921/0052D-0-0-0-IOS6.C-PD	Содержание тома 5.6	л. 1
D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС6.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-IOS6.TCH-PD	Текстовая часть	лл. 53
D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС6.ГЧ D822921/0052D-0-0-0-IOS6.GCH-PD	Графическая часть	л.7
	Всего листов в томе:	61

Согласовано

Взам. Инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Данный материал не подлежит размножению или передаче другим организациям и лицам без согласия Общества с ограниченной ответственностью "Интертехэлектро - Проект" г. Москва

ИНТЕРТЕХЭЛЕКТРО ПРОЕКТ

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС6-С
D822921/0052D-0-0-0-IOS6.C-PD

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Зианнурова			11.07.22
Проверил		Мурашев			11.07.22
Н. контр.		Кадникова			11.07.22

Содержание тома 5.6

Стадия	Лист	Листов
П		1

Филиал ООО «ИТЭ-Проект» в г. Екатеринбурге

Формат А4

СОДЕРЖАНИЕ

1 СВЕДЕНИЯ ОБ ОФОРМЛЕНИИ РЕШЕНИЯ (РАЗРЕШЕНИЯ) ОБ УСТАНОВЛЕНИИ ВИДОВ И ЛИМИТОВ ТОПЛИВА ДЛЯ УСТАНОВОК, ПОТРЕБЛЯЮЩИХ ТОПЛИВО, - ДЛЯ ОБЪЕКТОВ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО НАЗНАЧЕНИЯ 3

1.1 Общие сведения об объекте проектирования 3

1.2 Сведения об установлении видов и лимитов топлива для установок, потребляющих топливо 4

2 ХАРАКТЕРИСТИКА ИСТОЧНИКА ГАЗОСНАБЖЕНИЯ 5

3 СВЕДЕНИЯ О ТИПЕ И КОЛИЧЕСТВЕ УСТАНОВОК, ПОТРЕБЛЯЮЩИХ ТОПЛИВО 6

3.1 Сведения об объекте газоснабжения 6

3.2 Сведения о газоиспользующем оборудовании 6

3.3 Описание системы газоснабжения 8

4 ОПИСАНИЕ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ УЧЕТА И КОНТРОЛЯ РАСХОДА ГАЗА И ПРОДУКЦИИ, ВЫРАБАТЫВАЕМОЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГАЗА 13

4.1 Узлы коммерческого учета газа (УКУГ) 13

4.2 Узлы учета количества газа, потребляемого станцией по газопотребляющим объектам 14

4.3 Узлы учета тепловой энергии 14

5 ОПИСАНИЕ И ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЯЕМЫХ СИСТЕМ АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ И КОНТРОЛЯ ТЕПЛОВЫХ ПРОЦЕССОВ 16

6 ОПИСАНИЕ МЕСТ РАСПОЛОЖЕНИЯ ПРИБОРОВ УЧЁТА ИСПОЛЬЗУЕМОГО ГАЗА И УСТРОЙСТВ СБОРА И ПЕРЕДАЧИ ДАННЫХ ОТ ПРИБОРОВ 18

7 ОПИСАНИЕ СПОСОБОВ КОНТРОЛЯ ТЕМПЕРАТУРЫ И СОСТАВА ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ ГАЗА 19

8 ОПИСАНИЕ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИИ ОГРАЖДАЮЩИХ ПОВЕРХНОСТЕЙ АГРЕГАТОВ И ТЕПЛОПРОВОДОВ 21

9 ПЕРЕЧЕНЬ СООРУЖЕНИЙ ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВНОГО ХОЗЯЙСТВА 23

10 ОБОСНОВАНИЕ МАРШРУТА ПРОХОЖДЕНИЯ ГАЗОПРОВОДА И ГРАНИЦ

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Данный материал не подлежит размножению или передаче другим организациям и лицам без согласия ООО "ИТЭ-Проект" г. Москва

ИНТЕРТЕХЭЛЕКТРО ПРОЕКТ

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС6.ГЧ
D822921/0052D-0-0-0-IOS6.GCH-PD

ГТЭС ИРКИНСКАЯ 867 МВТ

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Зианнурова			11.07.22
Проверил		Мурашев			11.07.22
Гл. спец.		Зианнурова			11.07.22
Нач. отд.		Мурашев			11.07.22
Н. контр.		Кадникова			11.07.22
ГИП		Курис			11.07.22

Система газоснабжения

Стадия	Лист	Листов
П	1	43

Текстовая часть

Филиал ООО «ИТЭ-Проект» в г. Екатеринбурге

Формат А4

ОХРАННОЙ ЗОНЫ ПРИСОЕДИНЯЕМОГО ГАЗОПРОВОДА, А ТАКЖЕ СООРУЖЕНИЙ НА НЕМ 24

10.1 Маршрут прохождения газопроводов 24

10.2 Описание конструкции газопроводов 27

10.3 Охранная зона газопровода и сооружений на нем 30

11 ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ УСТРОЙСТВА ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОЙ ЗАЩИТЫ СТАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА ОТ КОРРОЗИИ 31

12 СВЕДЕНИЯ О СРЕДСТВАХ ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИИ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ, ОБЪЕКТОВ ИХ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ И ЭЛЕКТРОПРИВОДА 32

13 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 33

14 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО СОЗДАНИЮ АВАРИЙНОЙ СПАСАТЕЛЬНОЙ СЛУЖБЫ И МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОХРАНЕ СИСТЕМ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ 36

14.1 Перечень мероприятий по созданию аварийной спасательной службы 36

14.2 Перечень мероприятий по охране систем газоснабжения 37

15 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ УСТАНОВЛЕННЫХ ТРЕБОВАНИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ К УСТРОЙСТВАМ, ТЕХНОЛОГИЯМ И МАТЕРИАЛАМ, ИСПОЛЬЗУЕМЫМ В СИСТЕМЕ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ, И ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА КОНСТРУКТИВНЫХ И ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В СИСТЕМЕ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ, В ЧАСТИ ОБЕСПЕЧЕНИЯ СООТВЕТСТВИЯ ЗДАНИЙ, СТРОЕНИЙ И СООРУЖЕНИЙ ТРЕБОВАНИЯМ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ И ТРЕБОВАНИЯМ ОСНАЩЕННОСТИ ИХ ПРИБОРАМИ УЧЁТА ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ 38

16 ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА КОНСТРУКТИВНЫХ И ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В СИСТЕМЕ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ, В ЧАСТИ СООТВЕТСТВИЯ ЗДАНИЙ, СТРОЕНИЙ И СООРУЖЕНИЙ ТРЕБОВАНИЯМ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ И ТРЕБОВАНИЯМ ОСНАЩЕННОСТИ ИХ ПРИБОРАМИ УЧЕТА ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ 39

Перечень нормативных документов, используемых при разработке проектной документации 40

Приложения:

Приложение А Технические условия на присоединения к сетям газораспределения

Приложение Б Сертификат соответствия горелочных устройств водогрейных котлов

Приложение В Сертификат соответствия элементов ГТУ ТР ТС 032/2013

1 СВЕДЕНИЯ ОБ ОФОРМЛЕНИИ РЕШЕНИЯ (РАЗРЕШЕНИЯ) ОБ УСТАНОВЛЕНИИ ВИДОВ И ЛИМИТОВ ТОПЛИВА ДЛЯ УСТАНОВОК, ПОТРЕБЛЯЮЩИХ ТОПЛИВО, - ДЛЯ ОБЪЕКТОВ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО НАЗНАЧЕНИЯ

1.1 Общие сведения об объекте проектирования

Настоящий раздел «Система газоснабжения» разработан в составе проектной документации по объекту «ГТЭС Иркинская 867 МВт» и подготовлен в соответствии с требованиями пункта 21 части II "Положения о составе разделов проектной документации и требованиям к их содержанию", утвержденного постановлением правительства Российской Федерации от 16 февраля 2008 г. № 87 (с изменениями на 6 июля 2019 года).

ГТЭС Иркинская 867 МВт предназначена для производства и снабжения электрической энергией объектов Паяхского кластера.

Проектная документация выполнена на основании:

– Договора подряда № №D822921/0052Д / Д/ИНЖ/ЮШ/11961 от 03 июня 2021 г. на выполнение проектно-изыскательских работ по объекту «ГТЭС Иркинская 867 МВт» между ООО «НГХ-Недра» и ООО «Интер РАО - Инжиниринг»;

– Договора подряда № Д/ИНЖ/ЮШ/14716 от 16 июня 2021 г. на выполнение проектно-изыскательских работ по объекту «ГТЭС Иркинская 867 МВт» между ООО «Интер РАО-Инжиниринг» и АО «Интертехэлектро»;

– Технических условий на подключение к основным и резервным источникам газоснабжения ГТЭС Иркинская 876 МВт» (Приложение А);

– нормативных документов, действующих на территории Российской Федерации.

В данном разделе описаны проектные решения по наружному и внутреннему газоснабжению ГТЭС Иркинская.

Проектом ГТЭС Иркинская предусматривается строительство 11 энергоблоков, в составе каждого энергоблока предусматривается газотурбинная установка (ГТУ) для выработки электрической энергии. Кроме энергоблоков в составе ГТЭС предусмотрена установка шести водогрейных котлов (ВК) мощностью 20 МВт каждый и одного водогрейного котла мощностью 8 МВт.

В качестве основного оборудования приняты 11 газотурбинных установок двух типов:

- ГТУ типа 6FA мощностью 75 МВт – 5 шт.;

- ГТУ типа 6Ф.03 мощностью 82 МВт – 6 шт.

Строительство ГТЭС предусмотрено в девять этапов. Этапы ввода ГТУ представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Этапы ввода ГТУ

Этап	Количество ГТУ	
	Установленные на этапе	Общее количество
1 этап	3×6FA	3×6FA

Этап	Количество ГТУ	
2 этап	1×6FA	4×6FA
3 этап	1×6FA	5×6FA
4 этап	1×6Ф.03	5×6FA 1×6Ф.03
5 этап	1×6Ф.03	5×6FA 2×6Ф.03
6 этап	1×6Ф.03	5×6FA 3×6Ф.03
7 этап	1×6Ф.03	5×6FA 4×6Ф.03
8 этап	1×6Ф.03	5×6FA 5×6Ф.03
9 этап	1×6Ф.03	5×6FA 6×6Ф.03

1.2 Сведения об установлении видов и лимитов топлива для установок, потребляющих топливо

Вид топлива для ГТЭС Иркинская определен в соответствии с заданием на проектирование. Основным и резервным топливом является попутный нефтяной газ (ПНГ), подготовленный до качества СОГ.

Лимит подачи топливного газа на ГТЭС Иркинская 867 МВт в ТУ определен значением 250000 н.м³/ч, что соответствует расчетному максимальному значению потреблению газа газоиспользующим оборудованием ГТЭС Иркинская 867 МВт.

Присоединение ГТЭС к системе газоснабжения выполняется на основании Технических условий на подключение к основным и резервным источникам газоснабжения ГТЭС Иркинская 876 МВт» (см.приложение А).

2 ХАРАКТЕРИСТИКА ИСТОЧНИКА ГАЗОСНАБЖЕНИЯ

В соответствии с Техническими условиями на газоснабжение ГТЭС Иркинская (см. приложение А) подача попутного нефтяного газа с давлением 3,4÷3,6 МПа предусматривается от новой установки подготовки топливного газа (УПТГ ИЛУ).

Необходимый максимальный расход газа для ГТЭС Иркинская составляет 209502 н.м^3/ч.

В соответствии с п.82 ФНиП "Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления" подача газа на ГТЭС при эксплуатации ГТУ и ПГУ должна предусматриваться по двум газопроводам. В случае отсутствия резервного топлива в сети ГТУ и ПГУ подачу газа на ТЭС следует предусматривать по двум газопроводам от одной ГРС, подключенной к двум независимым магистральным газопроводам, или от двух магистральных газопроводов.

Источниками газоснабжения ГТЭС Иркинская являются:

– два проектируемых по отдельному проекту газопровода высокого давления 1а категории DN400 мм с рабочим диапазоном давления от 3,4 до 3,6 МПа от выхода с установки подготовки топливного газа (УПТГ).

По газопроводам подается очищенный попутный нефтяной газ с низшей теплотой сгорания газа 9502 ккал/н.м³. Состав газа указан в Технических условиях на подключение (см. Приложение А).

3 СВЕДЕНИЯ О ТИПЕ И КОЛИЧЕСТВЕ УСТАНОВОК, ПОТРЕБЛЯЮЩИХ ТОПЛИВО

3.1 Сведения об объекте газоснабжения

Проектируемый объект строительства – ГТЭС Иркинская 867 МВт.

Площадка строительства расположена в Красноярском крае, Таймырский Долгано-Ненецкий район, Пайяхский кластер. Площадка для проектируемой ГТЭС размещается на неосвоенной территории. Ближайший населенный пункт с. Караул, находится в 15 км юго-западу от участка работ.

ГТЭС Иркинская 867 МВт предназначена для производства и бесперебойного снабжения электрической энергией объектов Паяхского кластера.

Установленная электрическая мощность ГТЭС принята 867 МВт с учетом резерва. Определение установленной мощности ГТЭС выполнено с учетом прогноза на 2040 год.

3.2 Сведения о газоиспользующем оборудовании

Проектом предусматривается следующий состав основного оборудования, использующего попутный нефтяной газ в качестве основного и резервного топлива:

– пять газотурбинных установок мощностью 75 МВт типа 6FA производства GE Energy Products;

– шесть газотурбинных установок мощностью 82 МВт типа 6Ф.03 производства ООО «Русские Газовые Турбины»;

– шесть водогрейных котлов установленной тепловой мощностью 20 МВт;

– один водогрейный котел установленной тепловой мощностью 8 МВт.

Часовые расходы газа ГТЭС Иркинская при температуре окружающей среды минус 44,4°С приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1- Часовые расходы газа ГТЭС Иркинская

Здание (сооружение)	Наименование агрегата	Кол-во	Расход газа, н.м^3/ч	
			На агрегат	Общий
Главный корпус	ГТУ 6F	5	21978	109890
	ГТУ 6Ф.03	6	22783	136698
	Водогрейный котёл, 8 МВт	1	778,5	778,5
	Водогрейный котёл, 20 МВт	6	1946	11676

Основные характеристики газотурбинных установок по данным производителя ГТУ приведены в таблицах 3.2 и 3.3.

Таблица 3.2- Основные характеристики ГТУ 6FA

Параметр	Размерность	Характерные температуры наружного воздуха, °С					
		-44,4	-14,4	-9,9	+8,0	+15	+17,6
Мощность на клеммах генератора	МВт	86,64	85,60	84,95	79,49	76,19	74,46

Параметр	Размер-ность	Характерные температуры наружного воздуха, °С					
КПД на клеммах генератора	%	35,68	35,80	35,80	35,53	35,15	34,95
Удельный расход теплоты	кДж/кВт×ч	10091	10056	10055	10131	10243	10300
Расход уходящих газов	т/ч	820,1	820,0	816,4	784,4	764,3	754,9
Температура уходящих газов	°С	579,4	586,5	587,3	593,8	598,7	601,2

Таблица 3.3 - Основные характеристики ГТУ 6Ф.03

Параметр	Размер-ность	Характерные температуры наружного воздуха, °С					
		-44,4	-14,4	-9,9	+8	+15	+17,6
Мощность на клеммах генератора	МВт	88,4	88,2	87,44	82,5	80,3	79,0
КПД на клеммах генератора	%	35,11	36,18	36,2	35,93	35,68	35,57
Удельный расход теплоты	кДж/кВт×ч	10252	9950	9945	10020	10090	10120
Расход уходящих газов	т/ч	862,1	848,1	839,4	793,1	774,3	765,3
Температура уходящих газов	°С	566,6	577,2	581,6	601	609,8	611,6

Газотурбинные установки должны иметь декларацию соответствия ТР ТС 010/2011.

Газотурбинные установки и модули вспомогательного оборудования устанавливаются в главном корпусе ГТЭС. Блок фильтров, блок клапанов и расходомерный узел ГТУ вынесены в помещения блоков отключающей арматуры (БОА), встроенного в главный корпус.

Водогрейные котлы ГТЭС размещаются в главном корпусе. В качестве водогрейных котлов приняты котлы Термотехник ТТ100 мощностью 20 МВт и 8 МВт. Характеристики котлов приведены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 - Характеристики водогрейных котлов (ВК)

Наименование	Размер-ность	ВК мощностью 20 МВт	ВК мощностью 8 МВт
Тип исполнения котла		Жаротрубный	Жаротрубный
Общие технические условия на изготовление		ГОСТ 30735-2001	ГОСТ 30735-2001
Теплопроизводительность номинальная	МВт (Гкал/ч)	20,0 (17,196)	8,0 (6,88)
Расчетное (избыточное) давление воды в котле, не более	МПа	0,6	
Температура воды на входе в котел номинальная / минимальная допустимая	°С	70 / 60	
Максимальная температура воды на выходе в основном режиме, не более	°С	115	
Гидравлическое сопротивление, не более	кПа	1,0	

Наименование	Размер-ность	ВК мощностью 20 МВт	ВК мощностью 8 МВт
Диапазон регулирования теплопроизводительности	%	25÷100	25÷100
Расход воды через котел номинальный / минимальный	т/ч	430 / не регламентируется	172 / не регламентируется
КПД котла при работе на газе	%	94,3	94,3
Назначенный срок службы, не менее	лет	25	

Число часов работы оборудования ГТЭС Иркинская составляет 8760 часа в год (365 суток), с учётом:

– работы каждой ГТУ 8250 часов в год;
– работы водогрейных котлов 3926 часов в год (среднее значение для каждого котла).

3.3 Описание системы газоснабжения

Система газоснабжения ГТЭС после реализации всех этапов строительства будет включать в себя:

– два подводящих газопровода высокого давления 1а категории с давлением до 3,6 МПа диаметром Ø426×14 от точки подключения к газопроводам внешнего источника до узла разделения газопроводов на ППГ №1 и ППГ №2 с установкой отключающей арматуры на каждом газопроводе;

– четыре газопровода высокого давления 1а категории диаметром Ø325×9 от основных газопроводов до пунктов подготовки газа (ППГ) с давлением до 3,6 МПа;

– два пункта подготовки газа (ППГ №1, ППГ №2), включая узел очистки газа, коммерческий учет, узел подогрева газа ГТУ и узлы редуцирования газа;

– наружный газопровод от ППГ №1 до газового распределительного коллектора ГТУ высокого давления 1а категории с давлением до 3,1 МПа Ø273×8;

– наружный газопровод от ППГ №2 до газового распределительного коллектора ГТУ высокого давления 1а категории с давлением до 3,1 МПа Ø325×9;

– газовый распределительный коллектор ГТУ;

– газопроводы высокого давления 1а категории с давлением до 3,1 МПа диаметром Ø159×8 от газового распределительного коллектора ГТУ до блоков отключающей арматуры ГТУ №1-11;

– блоки отключающей арматуры (БОА) ГТУ №1-11 во встройках главного корпуса;

– внутренние газопроводы от БОА до ГТУ;

– наружный газопровод высокого давления 2 категории с давлением до 0,6 МПа диаметром Ø159×5 от ППГ №1 до главного корпуса к водогрейным котлам №1-4;

– наружный газопровод высокого давления 2 категории с давлением до 0,6 МПа диаметром Ø159×5 от ППГ №2 до главного корпуса к водогрейным котлам №5-7;

– внутренние газопроводы к водогрейным котлам.

Схема газоснабжения ГТЭС Иркинская после реализации всех этапов строительства представлена на чертеже D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС6–Ч–01.

Газ на площадку ГТЭС Иркинская поступает от установки подготовки топливного газа Иркинского лицензионного участка (УПТГ ИЛУ) по двум стальным надземным газопроводам высокого давления 1а категории, подключенным к разным источникам в УПТГ.

От данных газопроводов выполнены газопроводы-отводы к ППГ №1 и к ППГ№2. На каждом из отводящих к ППГ газопроводах на расстоянии не более 20 метров от ограды ГТЭС устанавливается запорная арматура с электроприводом в соответствии с п.2.1.1.6 РД 153-34.1-30.106-00 и п 5.1.7. СП62.13330.2011. Арматура управляется дистанционно оператором с ПТК.

Параметры газа на входе на площадку ГТЭС приведены в таблице 3.6.

Таблица 3.6 - Параметры газа ГТЭС Иркинская

Параметр	Размерность	Величина
Вид газа	-	Попутный нефтяной газ
Давление газа (минимум…максимум)	МПа (изб.)	3,4…3,6
Температура газа (минимум…максимум)		+55…+70
Плотность при нормальных условиях по ГОСТ 31369-2008	кг/н.м^3	0,8128
Низшая теплота сгорания при нормальных условиях по ГОСТ 31369-2008	МДж/кг (ккал/н.м^3)	48,942 (9502)
Температура точки росы по водяным парам	°С	В соответствии с Приложением А
Температура точки росы по углеводородам	°С	В соответствии с Приложением А

Перед каждым ППГ трубопроводы основного и резервного газа объединяются в общий газопровод Ø325×9.

В ППГ производится очистка газа от механических частиц и капельной влаги в соответствии с ФНиП «Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления», РД 153-34.1-30.106-00 «ПТЭ газового хозяйства ГТУ и ПГУ ТЭС».

В состав ППГ входят следующие технологические узлы и оборудование:

– узел очистки газа (УОГ);

– узел коммерческого учета газа (УКУГ) с определением качества газа;

– узел подогрева газа на ГТУ;

– узел редуцирования газа на ГТУ;

– узел редуцирования газа на водогрейные котлы;

– бак сбора газового конденсата.

Компоновка оборудования и трубопроводов ППГ представлена на чертежах D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС6-Ч-04, D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС6-Ч-05.

УОГ предусматривает очистку газа от механических примесей и капельной жидкости в соответствии с требованиями изготовителя ГТУ и состоит из двух линий очистки производительностью 100% каждая (одна рабочая, одна резервная).

В состав каждой линии входит:

– фильтр-сепаратор газовый наружного исполнения степенью фильтрации не менее 10 мкм с эффективностью 99,99% с входным механическим фильтром;

– газопроводы с запорной арматурой с электроприводом, поворотными заглушками, продувочными газопроводами и линией подачи продувочного агента (сжатого воздуха);

– трубопроводы газового конденсата от фильтра-сепаратора с отсекающей арматурой, поворотной заглушкой.

Данная схема позволяет обеспечить ремонт любой нитки при полной взаимозаменяемости оборудования.

Фильтры оборудованы датчиками перепада давления с подачей сигнала в систему управления подготовки и подачи топливного газа. Переключение на резервную линию очистки газа производится дистанционно оператором с ПТК при срабатывании сигнализации о повышении перепада давления на фильтрах.

Слив конденсата из фильтров-сепараторов в бак газового конденсата выполняется автоматически при достижении максимального уровня в фильтре. Объем бака газового конденсата составляет 10 м^3 в соответствии с 2.1.4.4 РД 153-34.1-30.106-00.

В качестве запорной арматуры в ППГ применены шаровые газовые краны с ручным и электроприводом, характеристики запорной арматуры соответствуют параметрам газа в месте установки.

Для выполнения продувок перед регламентными и ремонтными работами в ППГ предусмотрен коллектор разводки сжатого воздуха, гибкий рукав и штуцера на основных узлах технологического оборудования.

Продувочные газопроводы от технологических линий ППГ имеют диаметр Ø25×2 мм.

Оголовки продувочных и сбросных газопроводов должны располагаться на расстоянии:

с давлением более 1,2 МПа - не менее чем на 2,5 м выше самой высокой точки здания в радиусе 20 м от сбросного трубопровода, но не менее 6 м от уровня планировочной отметки площадки (земли);

с давлением менее 1,2 МПа - не менее чем на 1 м выше дефлектора здания или на 2 м выше светоаэрационного фонаря соседнего (ближе 20 м) здания, но не менее 5 м от земли.В верхней части продувочных газопроводов предусмотрены оголовки для защиты от попадания осадков, выполнена молниезащита.

Характеристики УОГ приведены в таблице 3.7.

Таблица 3.7 - Характеристики УОГ

Параметр		Размерность	Величина
Вид газа		-	ПНГ
Давление газа (минимум…максимум)		МПа (изб.)	3,4…3,6
Температура газа (минимум…максимум)		°С	+55…+70
Производительность (с учетом 15% запаса по ГОСТ 34670)	ППГ №1	н.м^3/ч	134 150
	ППГ №2	н.м^3/ч	164 100
Степень фильтрации газа на фильтрах ППГ с эффективностью 99,99%, не менее		мкм	10
Допустимая массовая концентрация механических примесей после ППГ, не более		мг/нм^3	0,5
Степень фильтрации в фильтрах ППГ от жидких частиц с эффективностью 99,5%, не менее		мкм	10
Допустимая массовая концентрация жидких частиц после фильтров ППГ, не более		мг/нм^3	5

Параметр	Размерность	Величина
Перепад давления на загрязненных фильтрах ППГ, не более	кПа	30
Климатическое исполнение и категория размещения здания и фильтров ППГ по ГОСТ 15150-69	-	УХЛ1

После УОГ на газопроводах устанавливается узел коммерческого учета газа (УКУГ), содержащий:

– две линии измерения расхода газа на базе ультразвукового расходомера (1 рабочая, 1 резервная) 100% производительности;

– запорную арматуру с электроприводом дистанционного управления (с возможностью ручного привода) на входе газа;

– запорную арматуру с ручным приводом на выходе газа;

– поворотные заглушки для отсечки газопроводов во время обслуживания расходомера;

– контрольные и измерительные приборы (КИП).

Далее очищенный и осушенный газ разделяется на два потока:

– по газопроводу высокого давления 1а категории Ø108×5 газ подается на узел редуцирования для снижения давления перед подачей в главный корпус к водогрейным котлам.

– по газопроводам высокого давления 1а категории Ø219×7 часть газа подается на подогреватели газа для ГТУ.

Узел подогрева газа на ГТУ состоит из трех линий подогрева по 50% от производительности (2 рабочих, 1 резервная), включающие в себя газовые электрические подогреватели. В узле подогрева предусмотрена байпасная линия на пропуск 100% расхода газа.

По газопроводу высокого давления 1а категории Ø325×9 газ подается на узел редуцирования для снижения давления газа до 3,1 МПа перед подачей в ГТУ.

Узлы редуцирования давления газа обеспечивают заданное давление природного газа на выходе и состоят из двух линий редуцирования давления газа производительностью 100% каждая (одна резервная), включающие в себя:

– регулирующее устройство давления газа с предохранительно-запорным клапаном;

– запорную арматуру с электроприводом дистанционного управления (с возможностью ручного привода) на входе линий редуцирования;

– запорную арматуру с ручным приводом на выходе линий редуцирования;

– поворотные заглушки;

– предохранительно-сбросные клапаны на выходном коллекторе;

– сбросные и продувочные газопроводы;

– контрольные и измерительные приборы (КИП).

После ППГ газ по газопроводам высокого давления 1а категории по эстакаде технологических трубопроводов и электрических коробов подается в распределительный коллектор и далее в блоки отключающей арматуры (БОА) энергоблоков. На общем газопроводе Ø273×8 на расстоянии не более 50 м от первого ответвления на БОА установлена запорная арматура с электроприводом в соответствии с п. 2.1.3.10 РД 153-34.1-30.106-00.

Оборудование внешних газовых модулей поставляется комплектно с ГТУ располагается в

БОА и включает в себя:

− двойной коалесцирующий фильтр с ручным и автоматическим сливом уловленной жидкости с обеспечением удаления твердых частиц более 0,3 микрон с эффективностью 99,99 % и капель жидкостей свыше 0,3 микрон с эффективностью 99,50 %;

− блок стопорного и вентиляционного клапанов: стопорный клапан отсекает питающую линию газовой турбины в случае ее останова, обнаружения пожара или утечки газа в контейнере ГТ, а вентиляционный клапан выполняет продувку трубопровода подачи газа в камеру сгорания ГТУ;

− узел измерения расхода газа.

Дополнительно во внешнем газовом модуле каждой ГТУ установлен бак сбора газового конденсата от коалесцирующих фильтров объемом 0,078 м^3, откуда конденсат откачивается спецавтотранспортом для дальнейшей утилизации.

Параметры газа перед входным фланцем коалесцирующих фильтров газового модуля следующие:

– минимальное давление 2,79 МПа;

– максимальное давление 3,1 МПа;

– температура плюс 40…плюс 70 ºС.

Газ из внешнего газового модуля подается по газопроводу Ø159×5 в главный корпус к газо-масляному модулю ГТУ, расположенному в машзале рядом с газовой турбиной.

В газовой части газо-масляного модуля размещено следующее оборудование:

− фильтр тонкой очистки;

− быстродействующий отсечной клапан;

− регулирующие клапана.

С помощью регулирующих клапанов газ распределяется по коллекторам, подающим топливо через сопла в систему камер сгорания ГТУ – низкоэмиссионных сухого типа (DLN).

По требованию производителя газотурбинных установок во избежание образования газовоздушной смеси взрывоопасных концентраций продувка внутренних газопроводов ГТУ предусмотрена инертным газом – азотом.

К водогрейным котлам №1-4 газ поступает по газопроводу высокого давления 2 категории Ø159×5. Перед главным корпусом на газопроводе устанавливается отключающая арматура с электроприводом. На общем газопроводе к котлам устанавливается узел технологического учета газа.

Перед котлами газ редуцируется до среднего давления проходя по двум газовым линиям редуцирования по 100% пропускной способности. Для пуска предусмотрена одна линия малого расхода.

Далее газ из общего коллектора подается к четырем водогрейным котлам, расположенным в главном корпусе. На газопроводе к каждому котлу установлен технологический расходомер, предохранительный запорный клапан и регулирующий клапан для регулирования теплопроизводительности котла.

Схема подвода газа к водогрейным котлам № 5-7 аналогичная.

4 ОПИСАНИЕ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ УЧЕТА И КОНТРОЛЯ РАСХОДА ГАЗА И ПРОДУКЦИИ, ВЫРАБАТЫВАЕМОЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГАЗА

Для обеспечения соблюдения установленных требований энергетической эффективности и оснащенности зданий и сооружений приборами учета энергетических ресурсов и в соответствии с требованиями нормативно-технических документов проектом предусматривается учет энергетических ресурсов, объединенный в систему учета АИИС КУР, в следующем объеме:

– узлы коммерческого учета газа (УКУГ);
– узлы учета количества газа, потребляемого станцией по газопотребляющим объектам;
– узлы технологического учета тепловой энергии;
– узлы технологического учета тепловой энергии, потребляемой станцией по теплопотребляющим объектам;
– узел коммерческого учета жидкого топлива;
– узлы технологического учета жидкого топлива, потребляемого станцией по топливопотребляющим объектам;
– узлы технологического учета ХВС у потребителей;
– узел учета технической воды на ГТЭС;
– узел учета сбросных вод.

АИИС КУР реализуется как автономная система для сбора данных с узлов учета газа, дизельного топлива, воды, тепла, сточных вод, их обработки, производства расчетов, хранения, документирования, формирования отчетов и передачи данных на рабочие места планово-технического отдела (в ЛВС предприятия через систему сбора и передачи технологических параметров (ССПТИ), а также в ПТК АСУ ТМО на АРМ начальника смены станции и для расчета ТЭП. Между ПТК АСУ ТМО Иркинской ГТЭС и АИИС КУР выполняется обмен сигналами, состав которых уточнятся в процессе проектирования.

4.1 Узлы коммерческого учета газа (УКУГ)

Узлы коммерческого учета газа установлены на газопроводах высокого давления в ППГ №1,2.

УКУГ содержит:

– две линии измерения расхода газа (1 рабочая, 1 резервная) 100% производительности каждая на базе ультразвукового расходомера;
– запорную арматуру с электроприводом дистанционного управления (с возможностью ручного привода) на входе газа на каждой линии;
– запорную арматуру с ручным приводом на выходе газа на каждой линии;
– поворотные заглушки для отсечки газопроводов во время обслуживания расходомера;
– контрольные и измерительные приборы (КИП);
– шкафы УКУГ.

На коммерческом узле учета с помощью средств измерений определяются:

– время работы узла учета;
– расход и количество газа в рабочих и стандартных условиях;
– среднечасовая и среднесуточная температура газа;
– среднечасовое и среднесуточное давление газа;
– низшая объемная теплота сгорания газа;

– плотность газа;

– влажность газа и температура точки росы.

Измерение и учет количества газа производится по методикам выполнения измерений в соответствии с ГОСТ 8.611-2013 и ГОСТ 30319.2-2015.

В комплект средств измерений узла учета входят:

– вычислитель (корректор) расхода газа с возможностью распечатки архивных данных и карты параметров на принтер;

– датчик расхода газа;

– датчик абсолютного давления;

– датчик температуры газа;

– хроматограф;

– прибор определения влажности газа (точки росы).

Интеграция УКУГ в АИИС КУР выполнена по цифровому каналу связи.

Первичные преобразователи установлены непосредственно на газопроводах, шкафы учета – в электрощитовой ППГ №1 и ППГ №2.

4.2 Узлы учета количества газа, потребляемого станцией по газопотребляющим объектам

С целью исполнения требований действующего нормативного законодательства, а также накопления статистических данных о расходе газа, по каждому газопотребляющему оборудованию на Иркинской ГТЭС предусмотрена установка расходомеров с выходным сигналом 4…20 мА.

Расходомеры устанавливаются непосредственно на газопроводах к водогрейным котлам и на входе в главный корпус отдельно на каждую группу котлов (ВК №1-4, ВК №5-7). Учет расхода газа на каждую ГТУ входит в объем поставки ГТУ.

Пределы измерений первичных преобразователей обеспечивает измерение расхода во всем заданном диапазоне. Информация о расходе газа посредством аналоговых сигналов передается в АИИС КУР.

В качестве вычислителя (корректора) на данных узлах учёта используются вычислительные мощности АИИС КУР. Питание первичных преобразователей также осуществляется из АИИС КУР.

4.3 Узлы учета тепловой энергии

На Иркинской ГТЭС предусмотрены технологические узлы учета тепловой энергии, позволяющие вычислять количество отпущенного и потребленного тепла и вести учёт расхода теплоносителя.

Технологический учёт тепловой энергии, в соответствии с п.13 «Методикой осуществления коммерческого учёта тепловой энергии, теплоносителя», подразумевает определение следующих основных параметров:

– количество тепловой энергии, расходуемой потребителем каждый час с нарастающим итогом;

– величину объёма теплоносителя по каждому трубопроводу за каждый час с нарастающим итогом;

– среднечасовую и среднесуточную температуру теплоносителя по каждому трубопроводу;

– время работы вычислителя в штатном и нештатном режимах.

В узлах учета на трубопроводах прямой (подающей) и обратной сетевой воды устанавливается комплект измерительного оборудования:

– расходомеры;
– датчики температуры;
– датчики давления.

Узлы учёта соответствует требованиям действующих стандартов и правил РФ.

Расходомеры, датчики температуры и давления установлены непосредственно на трубопроводах сетевой воды. В качестве тепловычислителя на узлах учёта используются вычислительные мощности АИИС КУР. Питание первичных преобразователей также осуществляется из АИИС КУР.

5 ОПИСАНИЕ И ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЯЕМЫХ СИСТЕМ АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ И КОНТРОЛЯ ТЕПЛОВЫХ ПРОЦЕССОВ

АСУ ТП разработана как многоуровневая, иерархическая система функционально распределенного управления в соответствии с технологической структурой объекта управления и декомпозицией технологического процесса по функционально-групповому принципу.

АСУ ТП ГТЭС Иркинская разработана как человеко-машинная система, работающая в реальном масштабе времени и позволяющая оперативному персоналу, используя аппаратные и программные средства, обеспечивать эффективное управление процессом выработки электрической и тепловой энергии.

В состав АСУ ТП ИГТЭС входят:

– программно-технические комплексы (ПТК), выполненные под конкретные условия функционирования ГТЭС, включающие в себя ПТК тепломеханического оборудования (ТМО), ПТК электротехнического оборудования (ЭТО) с функциями АСДУЭ (далее - АСДУЭ);

– интегрируемые в ПТК АСУ ТП локальные системы автоматического управления (ЛСАУ), поставляемые комплектно со вспомогательным технологическим оборудованием;

– средства для обеспечения всех средств автоматизации единым временем от системы обеспечения единого времени (СОЕВ) в составе ПТК АСДУЭ. СОЕВ строится на базе двух взаиморезервных серверов единого времени с синхронизацией посредством антенн GPS/ГЛОНАСС. СОЕВ синхронизирует все подсистемы, входящие в состав АСУ ТП (ПТК АСУ ТМО, АСДУЭ, ЛСАУ, подсистема РЗА и ПА), а также все прочие системы, устройства и программные комплексы, используемые на объекте, с эталонной шкалой времени. Синхронизация компонентов АСУ ТП происходит в виде меток времени по сетевым протоколам NTP, SNTP или, при наличии технической необходимости, импульсными сигналами по физическим/оптическим каналам 1PPS, IRIG-B. Для синхронизации времени в пределах системы АСДУЭ и для обеспечения работы РЗА по протоколам МЭК 61850-9-2 и МЭК61850-8 предусматривается также применение протокола PTP.

– датчики и преобразователи тепломеханических и электрических параметров, вторичные приборы и устройства;

– коммутационная электротехническая аппаратура;

– источники электропитания входных и выходных каналов модулей УСО;

– источники дискретной информации (концевые выключатели, ключи, кнопки и проч.);

– источники бесперебойного питания (ИБП);

– пульты, щиты, шкафы, ящики, стойки;

– аварийные пульты управления;

– исполнительные устройства запорной и регулирующей арматуры;

– силовые, контрольные, цифровые кабели и провода;

– автоматизированные рабочие места (АРМ) – операторские и инженерные станции, серверы различного назначения.

Состав и описание АСДУЭ приведены в томе D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС1.1.

Состав и описание АСУ ТМО приведены в томе D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.

АСУ ТМО построена как распределенная система управления с общей дублированной магистральной шиной Ethernet. АСУ ТМО охватывает тепломеханическое оборудование ГТЭС, оборудование вспомогательных систем, инженерные системы (отопление, вентиляция, кондиционирование, канализация и водоснабжение). Оперативный контроль и управление всем тепло-

механическим оборудованием ГТЭС, включая оборудование вспомогательных систем, ведется от операторских станций, устанавливаемых на объединенном щите управления (ОЩУ) в инженерно-бытовом корпусе №1 (ГТУ №1…5, этапы строительства №1…3) и на объединённом щите управления (ОЩУ) в инженерно-бытовом корпусе №2 (ГТУ №6…11, этапы строительства №4…9).

АСДУЭ построена как распределенная система управления, объединенная в дублированную сеть с технологией «бесшовного» резервирования, реализованной с использованием протокола Parallel Redundancy Protocol (PRP). АСДУЭ охватывает электротехническое общестанционное оборудование и электротехническое оборудование энергоблоков ГТЭС, при этом обеспечено единство средств «верхнего уровня», единые архивные данные и единая база данных проекта. Оперативный контроль и управление всем электротехническим оборудованием ГТЭС ведется от операторских станций, устанавливаемых в оперативном контуре ОЩУ инженерно-бытового корпуса №1 (ИБК №1). Оперативный контроль и управление электротехническим оборудованием ГТУ №6…11 также предусматривается и ОЩУ ИБК №2. Для АСДУЭ верхнего уровня используется дублированная ЛВС.

6 ОПИСАНИЕ МЕСТ РАСПОЛОЖЕНИЯ ПРИБОРОВ УЧЁТА ИСПОЛЬЗУЕМОГО ГАЗА И УСТРОЙСТВ СБОРА И ПЕРЕДАЧИ ДАННЫХ ОТ ПРИБОРОВ

Проектом предусматривается установка узлов учета в соответствии с разделом 4 настоящего тома.

Информация от узлов учета передаётся в АСУ ТП ГТЭС Иркинская и в случае необходимости в диспетчерскую поставщиков энергоресурсов.

Первичные преобразователи узлов учета установлены непосредственно на трубопроводах. Вторичные приборы размещены в шкафах учета.

7 ОПИСАНИЕ СПОСОБОВ КОНТРОЛЯ ТЕМПЕРАТУРЫ И СОСТАВА ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ ГАЗА

В соответствии с п.1.16.1.17 РД 153-34.1-35.104-2001 «Методические указания по объему технологических измерений, сигнализации, автоматического регулирования на тепловых электростанциях с ПГУ, оснащенных АСУ ТП» выполняется контроль температуры продуктов сгорания газа. Количество измерений определяется по условиям поставщика ГТУ. Информация по замерам выдается в АСУ ТП блока для выполнения расчета усредненного значения температуры в уходящих газах.

Продукты сгорания топливного газа из ГТУ и водогрейных котлов удаляются через дымовые трубы.

При сжигании газа загрязняющими веществами являются оксиды азота (NO_x), переходящие в атмосферном воздухе в диоксид азота (NO_2) в объеме 80 % и оксид азота (NO) 13 %, оксид углерода (CO).

Отвод дымовых газов производится:

– от ГТУ через отдельно стоящие дымовые трубы высотой 40 метров, установленные за пределами здания главного корпуса;

– от водогрейных котлов через дымовые трубы высотой 20 метров (котел 8 МВт) и 27 метров (котлы 20 МВт), установленные за пределами здания главного корпуса.

В соответствии с п. 4.6.10 «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации» проектом предусматривается непрерывный контроль содержания метана, монооксида углерода, оксидов азота, кислорода и диоксида углерода в газовом тракте после ГТУ. Организация экологического контроля соответствует требованиям, изложенным ГОСТ Р ИСО 11042-1-2001 «Установки газотурбинные. Методы определения выбросов вредных веществ».

Для обеспечения непрерывного автоматического мониторинга концентрации загрязняющих веществ, содержащихся в выхлопных газах каждой ГТУ, предусматриваются газоаналитические системы контроля выбросов, в общем случае включающие в себя:

– зонды для отбора проб газа для измерения содержания O_2, CO, CO_2, NOx, метана CH_4;

– оборудование транспортировки и кондиционирования пробы;

– аналитическое оборудование: газоанализаторы, электронные модули контроля и управления, расположенные в шкафах;

– вспомогательное оборудование (монтажные материалы, трубные и кабельные соединения, калибровочные газы, ЗИП).

Аналитическое оборудование газоаналитической системы каждой ГТУ установлено в индивидуальном защитном шкафу рядом с дымовой трубой.

От электронного блока системы предусмотрена передача данных в АСУ ТП электростанции по цифровым каналам передачи данных с предоставлением измерений оперативному, административному и другому персоналу ТЭЦ.

В соответствии с п. 15.44 и п. 15.46 СП 89.13330.2016 в уходящих газах за водогрейными котлами контролируется содержание кислорода в уходящих газах. Дополнительно для наблюдения и оптимизации эффективности процесса сжигания топлива кроме O_2 предусматривается контроль CO в уходящих газах. Газоанализатор применяется двухкомпонентный. Передача измерений в АСУ ТП ТЭЦ предусматривается сигналами 4…20 мА или по каналу связи RS 485 (MODBUS RTU) с предоставлением измерений оперативному, административному и другому персоналу ГТЭС.

В режиме базовой нагрузки ГТУ, а также при нагрузке в 90%,75% и 50% поставщик газовой турбины гарантирует следующие параметры выбросов при температуре выхлопных газов в пределах 595÷623 °С:

– выбросы окислов азота (NO_x) в выхлопных газах ГТУ в режиме номинальной мощности (при 15% O_2) составляют 15 ppm;

– выбросы окиси углерода (CO) составляют 9 ppm.

Для контроля состава дымовых газов предусматриваются подключения газоанализаторов через штуцеры на выходных патрубках газоходов после ГТУ, ВК.

На случай утечек в системе подачи топливного газа или возникновения неплотностей в системе уходящих газов от ГТУ и котлов во всех помещениях, где расположено данное оборудование, предусмотрен контроль НКПР содержания метана и угарного газа в воздухе. Сигнализация о превышении порогов загазованности выводится на АРМ в ОЩУ.

8 ОПИСАНИЕ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИИ ОГРАЖДАЮЩИХ ПОВЕРХНОСТЕЙ АГРЕГАТОВ И ТЕПЛОПРОВОДОВ

Расчет и выбор тепловой изоляции трубопроводов выполняется в соответствии с действующими нормативно-техническими документами:

- СП 61.13330.2012 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. Актуализированная редакция СНиП 41-03-2003»;

- СП 41-103-2000 «Проектирование тепловой изоляции оборудования и трубопроводов».

Тепловой изоляции подлежат газопроводы, расположенные в помещении с температурой содержащихся в них веществ выше 45°С.

Газопроводы, расположенные на открытом воздухе и требующие организации системы электрообогрева для поддержания заданной температуры газа в трубопроводах, подлежат совместной изоляции с греющим кабелем.

В соответствии с СП 61.13330.2012 пункт 6.7.1 температура на поверхности изоляции не должна превышать 40°С для изолируемых поверхностей, расположенных в рабочей или обслуживаемой зоне помещений.

В качестве теплоизоляционного слоя в помещении и при наружной прокладке для трубопроводов, элементов трубопроводов и изделий приняты:

- цилиндры навивные из минеральной (каменной) ваты, плотностью 80-100 кг/м³ для изоляции трубопроводов диаметром 219 мм и менее;

- маты прошивные из минеральной (каменной) ваты с покрытием гальванизированной стальной сеткой, плотностью 80 кг/м³, WiredMAT или аналог для газопроводов наружной прокладки.

В качестве покровного слоя тепловой изоляции принят прокат стальной горячеоцинкованный по ГОСТ 14918-2020.

Виды материалов тепловой изоляции и покровного слоя могут уточняться в рабочей документации и по результатам тендерных закупок.

Для элементов трубопроводов и сварных соединений, требующих в процессе эксплуатации систематического наблюдения, предусмотрены сборно-разборные съемные теплоизоляционные конструкции. Для изоляции арматуры и фланцевых соединений выполняется съемная теплоизоляционная конструкция матрацами из матов из минеральной (каменной) ваты с покрытием из ткани стеклянной, с выполнением съемного кожуха из стального листа.

Для изоляции арматуры возможно использование теплоизоляционного съемного термочехла, применение которого рассматривается индивидуально в зависимости от диаметра трубопровода и необходимых критериев выбора изоляции.

Материалы, используемые для тепловой изоляции, не содержат асбест.

Расчеты тепловой изоляции выполняются по сертифицированной программе «Изоляция. Версия 2.51» (сертификат РОСС.RU.НВ61.Н28650 № 06334255). Программа разработана ООО НТП «Трубопровод» для расчета и выбора тепловой изоляции трубопроводов, арматуры и оборудования и формирования теплоизоляционной конструкции в соответствии с действующими нормативными документами.

Условия эксплуатации, транспортировки, хранения и монтажа тепловой изоляции трубопроводов и оборудования должны соответствовать требованиям заводов-изготовителей, СНиП

12-04-2002 «Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство», РД 34.03.201-97 «Правила техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей».

Работа по монтажу тепловой изоляции трубопроводов входит в перечень видов работ, которые оказывают влияние на безопасность объекта. Устранение дефектов, выявленных контролем невозможно без разборки или разрушения последующих конструкций. Результаты приемки тепловой изоляции трубопроводов оформляются актами освидетельствования скрытых работ в соответствии с требованиями СП 48.13330.2019 «Организация строительства. Актуализированная редакция СНиП 12-01-2004».

В зависимости от назначения трубопроводов и параметров среды на поверхность изолированных трубопроводов наносят опознавательные кольца в соответствии с требованиями ГОСТ 14202-69 «Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки».

9 ПЕРЕЧЕНЬ СООРУЖЕНИЙ ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВНОГО ХОЗЯЙСТВА

В качестве основного и резервного топлива ГТЭС принят подготовленный попутный нефтяной газ, в качестве дополнительного топлива для ГТУ и водогрейных котлов принято дизельное топливо арктическое по ГОСТ Р 55475–2013.

На площадке хозяйства дизельного топлива предусматриваются следующие здания и сооружения:

- склад жидкого топлива;
- площадка слива жидкого топлива из автобойлера;
- насосная жидкого топлива со складом масла в таре.

Склад жидкого топлива состоит из двух рабочих надземных резервуара объемом 10000 м³ и одного резервуара 10000 м³ для аварийного слива топлива в соответствии с пунктом 142 «Руководства по безопасности для нефтебаз и складов нефтепродуктов».

Производительность насосов насосной жидкого топлива рассчитана на подачу дизельного топлива в объеме номинального потребления дизельного топлива с учетом 20% запаса на рециркуляцию.

Подробное описание сооружений аварийного топливного хозяйства приведено в томе 5.7.2.1 D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.2.

10 ОБОСНОВАНИЕ МАРШРУТА ПРОХОЖДЕНИЯ ГАЗОПРОВОДА И ГРАНИЦ ОХРАННОЙ ЗОНЫ ПРИСОЕДИНЯЕМОГО ГАЗОПРОВОДА, А ТАКЖЕ СООРУЖЕНИЙ НА НЕМ

10.1 Маршрут прохождения газопроводов

Схема маршрута прохождения газопроводов ГТЭС Иркинская представлена на чертежах D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС6-Ч-03.

План сетей газоснабжения ГТЭС Иркинская представлен на чертеже D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС6-Ч-02.

Чертежи ППГ с узлом коммерческого учета газа представлены на чертежах D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС6-Ч-04, D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС6-Ч-05.

Чертежи газопроводов в главном корпусе представлены на чертежах D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС6-Ч-06, D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС6-Ч-07.

Подвод газа на площадке ГТЭС Иркинская осуществляется по двум стальным надземным внутриплощадочным газопроводам высокого давления 1а категории Ø426×11. После ввода на площадку от газопроводов выполнены ответвления на ППГ №№1, 2.

В месте пересечения эстакад с автопроездом высота нижних частей траверс эстакады от верха покрытия проезжей части составляет 5 м.

На площадке ГТЭС Иркинская на каждом газопроводе на расстоянии не более 20 метров от ограды и не более 100 метров от ППГ установлена запорная арматура с электроприводом в соответствии с п.2.1.1.6 РД 153-34.1-30.106-00 и п 5.1.7. СП62.13330.2011. Арматура управляется дистанционно оператором от АРМ в составе АСУ ТМО ГТЭС.

Все газопроводы на площадке ГТЭС Иркинская проложены надземно, на эстакадах или на отдельно стоящих опорах.

При прокладке на эстакадах газопроводы укладываются на верхнем ярусе.

Компенсация температурных деформаций газопроводов предусмотрена за счет углов поворота трассы. Арматура расположена в доступных для обслуживания местах, площадки обслуживания с ограждением не предусматриваются.

К каждому ППГ подходит по два газопровода Ø325×9 (основной и резервный). Перед подачей газа в ППГ газопроводы объединяются в общий газопровод диаметром Ø325×9.

ППГ

ППГ №1 и ППГ №2 представляют собой сборные здания комплексной заводской поставки с размерами в плане 18×12 м, со всеми технологическими и инженерными системами максимальной заводской готовности с ограждающими конструкциями из панелей типа «сэндвич». Кровля двухскатная. Здание ППГ разделено на 2 отсека, имеющих отдельные входы:

– технологический отсек подготовки газа;

– отсек управления.

Характеристики задания:

– степень огнестойкости здания - III;

– класс функциональной пожарной опасности - Ф5.1;

– категория здания по пожарной опасности – А;

– класс пожарной опасности строительных конструкций К0;

– класс конструктивной пожарной опасности - С0.

В технологическом отсеке ППГ размещены следующие узлы:

– узел коммерческого учета газа;

– узел подогрева газа;

– узел редуцирования газа ГТУ;

– узел редуцирования газа водогрейных котлов;

– система обнаружения пожара (пожарные извещатели);

– система пожаротушения;

– система контроля загазованности;

– приборы системы отопления.

В отсеке управления расположены шкафы питания оборудования ППГ, шкафы управления инженерными системами ППГ, шкафы САУ ППГ, АРМ ППГ некомплектной поставки для управления технологическими процессами ППГ.

В отсеке управления ППГ также устанавливается щит ввода и распределения питания для ППГ.

Фильтры-сепараторы очистки газа устанавливаются на открытом воздухе за пределами здания ППГ. Запорная арматура газопроводов (в том числе арматура на подводящих и отводящих газопроводах) размещена в пределах здания ППГ.

Фильтрующие материалы, используемые в фильтрах для очистки газа от механических примесей, не образовывают с газом химических соединений и разрушаются от его воздействия.

Наработка фильтрующих элементов до замены составляет не менее 15000 часов.

Слив конденсата из фильтров-сепараторов предусмотрен с перепадом давления в автоматическом режиме по достижению максимального уровня в подземный бак газового конденсата давлением. Объем бака составляет 10 м^3 в соответствии с 2.1.4.4 РД 153-34.1-30.106-00.

Узел коммерческого учета газа (УКУГ) соответствует ГОСТ 8.611-2013 и «Правилам учета газа».

Более подробное описание УКУГ представлено в пунктах 4 и 6 настоящего тома.

В качестве запорной арматуры в ППГ применены шаровые газовые краны с ручным и электроприводом, характеристики запорной арматуры соответствуют параметрам газа в месте установки.

Для выполнения продувок перед регламентными и ремонтными работами в ППГ предусмотрен коллектор разводки сжатого воздуха, гибкий рукав и штуцера на основных узлах технологического оборудования.

Продувочные газопроводы от технологических линий ППГ имеют Ø25×2 мм.

Оголовки продувочных и сбросных газопроводов должны располагаться на расстоянии:

– с давлением более 1,2 МПа - не менее чем на 2,5 м выше самой высокой точки здания в радиусе 20 м от сбросного трубопровода, но не менее 6 м от уровня планировочной отметки площадки (земли);

– с давлением менее 1,2 МПа - не менее чем на 1 м выше дефлектора здания или на 2 м выше светоаэрационного фонаря соседнего (ближе 20 м) здания, но не менее 5 м от земли.

В верхней части продувочных газопроводов предусмотрены оголовки для защиты от попадания осадков, выполнена молниезащита. В разделе 8 D822921/0052Д-95-ПД-270000-ООС

приведен расчет рассеивания выбросов газа с указанием объемов выбросов, скоростей, давления газа.

Для обеспечения газом ГТУ в ППГ размещено следующее оборудование:

– три линии подогрева газа по 50% производительности каждая (2 рабочих, 1 резервная) с запорной арматурой и байпасом;

– две газовые линии редуцирования по 100 % пропускной способности каждая с запорной арматурой;

– предохранительно-сбросные клапаны (в количестве не менее 2 шт.) на выходном коллекторе;

– сбросные и продувочные газопроводы;

– трубопроводы сжатого воздуха на продувку.

Подготовленный газ после ППГ №1 и №2 по газовому коллектору распределяется на ГТУ по газопроводам Ø159×5.

Для обеспечения газом водогрейных котлов в ППГ размещено следующее оборудование:

– две газовые линии редуцирования по 100 % пропускной способности каждая с запорной арматурой;

– предохранительно-сбросные клапаны (в количестве не менее 2 шт.) на выходном коллекторе;

– сбросные и продувочные газопроводы;

– трубопроводы сжатого воздуха на продувку.

После ППГ газ по газопроводам высокого давления 2 категории 0,6 МПа Ø159×5 подается в главный корпус к водогрейным котлам.

Главный корпус

Главный корпус имеет размеры в плане 504×37,5 м.

Характеристики задания:

- степень огнестойкости здания - III;

- класс функциональной пожарной опасности - Ф5.1;

- категория здания по пожарной опасности – В;

- класс пожарной опасности строительных конструкций – К0;

- класс конструктивной пожарной опасности – С0.

Здание главного корпуса включает в себя помещения для основного и вспомогательного оборудования газотурбинных установок и водогрейных котлов, а также электротехнические помещения, другие вспомогательные помещения.

Газовые турбины со вспомогательным оборудованием комплектной поставки находятся в осях 9÷41, 47÷85 ряды А÷В. Вспомогательное электротехническое оборудование, модуль промывочного устройства и прочее вспомогательное оборудование ГТУ, располагаются на отм. ±0,000 м в пределах ячеек газовых турбин.

Газ по газопроводу высокого давления 1а категории по эстакаде технологических трубопроводов и электрических коробов подается в главный корпус в блоки отключающей арматуры (БОА) энергоблоков №1…11.

Каждый БОА представляется собой встроенное в главный корпус помещение с отдельным

входом и установленным вспомогательным оборудованием ГТУ – внешним газовым модулем.

Газ от БОА подается по газопроводу 3,1 МПа Ø159×5 в главный корпус к газо-масляному модулю ГТУ, расположенному в машзале рядом с газовой турбиной.

Продувочные, сбросные газопроводы ГТУ имеют диаметр Ø32×2 мм, продувочные, газопроводы безопасности ГТУ – Ø89×3,5 мм. Продувочные, сбросные газопроводы ГТУ, газопроводы безопасности ГТУ выведены по фасаду здания главного корпуса на 2,5 метра выше наивысшей точки здания, в соответствии с требованием п. 2.1.3.14 и 2.1.3.15 РД 153-34.1-30.106-00. В верхней части продувочных, сбросных газопроводов и газопроводов безопасности предусмотрены оголовки для защиты от попадания осадков, выполнена молниезащита. В разделе 8 D822921/0052Д-95-ПД-270000-ООС приведен расчет рассеивания выбросов газа с указанием объемов выбросов, скоростей, давления газа.

Газ к водогрейным котлам №№1-4 подается по наружному газопроводу высокого давления 2 категории 0,6 МПа Ø159×5 после узла редуцирования, расположенному в ППГ. Перед главным корпусом на газопроводе устанавливается отключающая арматура с электроприводом. На общем газопроводе к котлам устанавливается узел технологического учета газа.

Для снижения давления газа до среднего давления перед котлами предусмотрена газорегуляторная установка (ГРУ), состоящая из двух газовых линий редуцирования по 100% пропускной способности, включающие в себя предохранительно- запорный клапан ПЗК, регулятор давления газа, запорную арматуру, продувочные трубопроводы. Для пуска предусмотрена одна линия малого расхода.

Далее газ из общего коллектора подается к водогрейным котлам.

На газопроводе к каждому котлу установлена запорная арматура с электроприводом, технологический расходомер, механический фильтр.

Подвод газа к водогрейным котлам этапов №5…7 аналогичен.

10.2 Описание конструкции газопроводов

Диаметры газопроводов выбирались на основании расчетов и соответствуют требованиям пп. 3.21…3.40 СП 42-101-2003.

Критериями выбора диаметра газопровода являются:

– расчетные расходы газа на участках газопроводов, определенные по номинальному значению расхода на газоиспользующее оборудование;

– скорость газа в сечении газопровода высокого давления - не более 25 м/с;

– скорость газа в сечении газопровода среднего давления - не более 15 м/с.

Характеристики участков газопроводов указаны в таблице 10.1.

Таблица 10.1 - Характеристики газопроводов

Трубопровод	Наружный диаметр и толщина стенки, мм	Классификация трубопровода по давлению	Материал трубопровода
Надземный газопровод высокого давления от точек подключения до ответвления к ППГ	Ø426×11	1а категории по ТР «О безопасности сетей газораспределения и газопотребления»	09Г2С

Трубопровод	Наружный диаметр и толщина стенки, мм	Классификация трубопровода по давлению	Материал трубопровода
Надземный газопровод высокого давления до ППГ	Ø325×9	1а категории по ТР «О безопасности сетей газораспределения и газопотребления»	09Г2С
Надземный газопровод высокого давления от ППГ до главного корпуса	Ø273×8	1а категории по ТР «О безопасности сетей газораспределения и газопотребления»	09Г2С
Надземный газопровод высокого давления от коллектора до БОА	Ø159×5	1а категории по ТР «О безопасности сетей газораспределения и газопотребления»	09Г2С
Внутренний газопровод высокого давления от БОА до ГТУ	Ø159×5	1а категории по ТР «О безопасности сетей газораспределения и газопотребления»	08Х18Н10Т
Надземный газопровод высокого давления 2 категории от ППГ до главного корпуса	Ø159×5	2 категории по ТР «О безопасности сетей газораспределения и газопотребления»	09Г2С
Внутренний газопровод высокого давления 2 категории в главный корпус	Ø159×5	2 категории по ТР «О безопасности сетей газораспределения и газопотребления»	09Г2С

Материалы и конструкция труб и соединительных деталей, защитные покрытия выбраны с учетом требуемых по условиям эксплуатации параметров давления и температуры природного газа, природных условий.

Узлы прохода газопроводов через стены зданий предусмотрены с установкой металлических футляров с герметизацией зазора между футляром и газопроводом.

На газопроводах предусмотрены места подвода продувочного агента (сжатого воздуха или азота) и продувочные свечи с двумя запорными устройствами и штуцером между ними с краном для отбора проб газа и заглушкой.

На всех проектируемых газопроводах устанавливается запорная арматура с затвором герметичностью не менее класса А в соответствии с ГОСТ 9544-2005 и стойкостью к транспортируемому газу. Запорная арматура выбрана с учетом требуемых по условиям эксплуатации параметров давления и температуры природного газа, природных условий.

Перечень запорной арматуры на наружных газопроводах ГТЭС Иркинская указаны в таблице 10.2.

Таблица 10.2 - Перечень запорной арматуры на наружных газопроводах ГТЭС Иркинская

Тип арматуры	DN	PN, МПа	Среда			Класс герметичности, не ниже	Расположение арматуры
			Наименование	Рабочие параметры			
				P, МПа	t, ^{0}C		
Кран шаровой с электроприводом	150	1,6	ПНГ	0,60	минус 56…плюс 70	А	На улице
Кран шаровой с ручным приводом	150	4,0	ПНГ	3,1	минус 56…плюс 70	А	На улице
Кран шаровой с электроприводом	250	4,0	ПНГ	3,1	минус 56…плюс 70	А	На улице
Кран шаровой с электроприводом	300	4,0	ПНГ	3,6	минус 56…плюс 70	А	На улице

После монтажа и испытания до нанесения теплоизоляционных конструкций выполняется антикоррозионная защита трубопроводов.

Тип антикоррозионного покрытия выбирается в зависимости от температуры среды в трубопроводе и требуемых условий эксплуатации.

Перед нанесением защитных материалов выполняется подготовка поверхности в соответствии с ГОСТ 9.402-2004, включающая:

– обезжиривание;
– очистка поверхности;
– обеспыливание.

Степень подготовки поверхности к нанесению антикоррозионного покрытия принять согласно требованиям производителя.

При проведении всех антикоррозионных работ необходимо строго соблюдать правила техники безопасности и предусматривать противопожарные мероприятия в соответствии с требованиями:

– СНиП 12-04-2002 «Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство»;
– РД 34.03.201-97 «Правила техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей»;
– ГОСТ Р 12.3.052-2020 «Строительство. Работы антикоррозионные. Требования безопасности».

Работы по антикоррозионной защите трубопроводов входят в перечень работ, которые оказывают влияние на безопасность объекта. Результаты приемки антикоррозионной защиты трубопроводов должны быть оформлены актами освидетельствования скрытых работ в соответствии с требованиями СП 48.13330.2011 «Организация строительства».

Поверхность трубопроводов без тепловой изоляции окрашивается в соответствующий цвет и имеет маркировочные надписи. Опознавательная окраска, условные обозначения, размеры букв и расположение надписей должны соответствовать ГОСТ 14202-69.

10.3 Охранная зона газопровода и сооружений на нем

Согласно Правилам охраны газораспределительных сетей, утвержденным Постановлением Правительства РФ от 20 ноября 2000 г. № 878, охранная зона устанавливается для газопроводов сетей газораспределения. К сетям газораспределения на площадке ГТЭС Иркинская относятся газопроводы высокого давления 1а категории от УПТГ до ППГ и от ППГ до главного корпуса, для данных газопроводов устанавливается охранная зона, ограниченная условной линией, проходящей на расстоянии 2 метров с каждой стороны газопровода. Сооружений на данных газопроводах не предусматривается.

Схема маршрута прохождения газопроводов ГТЭС Иркинская представлена на чертеже D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС6-Ч-03.

11 ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ УСТРОЙСТВА ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОЙ ЗАЩИТЫ СТАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА ОТ КОРРОЗИИ

Стальные газопроводы системы газоснабжения ГТЭС Иркинская прокладываются надземно. Разработка решений по электрохимической защите газопроводов от коррозии не требуется.

12 СВЕДЕНИЯ О СРЕДСТВАХ ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИИ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ, ОБЪЕКТОВ ИХ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ И ЭЛЕКТРОПРИВОДА

Согласно ТУ на присоединение к газораспределительным сетям средства телемеханизации не предусмотрены.

13 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

Безопасность эксплуатации объекта газового хозяйства должна поддерживаться и сохраняться путем проведения технического обслуживания и ремонта в соответствии с эксплуатационной документацией, техническими регламентами, правилами безопасности в газовом хозяйстве, утвержденными Ростехнадзором, и другими документами.

Проектом предусмотрены мероприятия, обеспечивающие безопасное функционирование системы газоснабжения ГТЭС Иркинская.

Все электропотребляющие приборы и арматура, а также элементы, на которых возможно появление электрического потенциала заземлены.

Для обслуживания арматуры, расположенной в недоступных местах, предусмотрены площадки обслуживания с ограждением.

Для исключения аварий в системе газоснабжения ГТЭС Иркинская вследствие попадания молнии, проектом предусмотрено устройство систем молниезащиты и заземления надземных газопроводов, зданий и сооружений.

Требования по охране труда и технике безопасности в газовом хозяйстве предприятия обеспечиваются за счет соблюдения проектных решений, основанных на требованиях действующих нормативных документов.

При проектировании применены трубы и изоляционные материалы, не являющиеся токсичными и не оказывающие вредного влияния на окружающую среду.

Специальных мероприятий для предупреждения вреда окружающей среде, здоровья и генетическому фонду человека при испытании, хранении, транспортировании и эксплуатации труб и изоляционных материалов не требуется.

Эксплуатация ГТЭС должна осуществляться в полном соответствии с требованиями СО 34.03.355-2005 «Методические указания по обеспечению взрывопожаробезопасности при эксплуатации энергетических газотурбинных установок», Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей, РД 34.03.201-97 «Правила техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей» и других действующих нормативных документов.

Во время эксплуатации газового хозяйства необходимо организовать контроль над исправным состоянием газовых сетей и газового оборудования, инструмента, приспособлений, а также за наличием предохранительных устройств и индивидуальных средств, обеспечивающих безопасные условия труда.

Для контроля содержания вредных веществ в воздухе помещений главного корпуса, и помещений категории А (ППГ, БОА) довзрывных концентраций (10% НКПВ газовоздушной смеси) горючих газов (метан, наличие паров нефтепродуктов) в соответствии с требованиями ВСН 64-80 «Методических указаний по установке сигнализаторов и газоанализаторов довзрывоопасных и предельно допустимых концентраций химических веществ в воздухе производственных помещений» предусмотрена установка автоматического непрерывно действующего оборудования контроля и сигнализации.

Система автоматического управления, предусмотренная на ГТЭС Иркинская, предназначена для автоматики безопасности, защит, блокировок, оперативного контроля, ручного и автоматического управления, регулирования, сигнализации и архивирования данных в объёме, обеспечивающим безопасную работу ГТУ, водогрейных котлов, ППГ.

Сигналы о наличии опасных концентраций горючих газов в помещениях ППГ, БОА, здании главного корпуса (в местах размещения ГТУ) контролируются АСУТП ГТЭС Иркинская . Дополнительно световые и звуковые сигнализаторы устанавливаются у входов в помещения, внутри и снаружи зданий. Световая сигнализация оформляется в виде светозвукового табло, устанавливаемого в хорошо обозреваемом месте.

На АРМ оперативного персонала в ОЩУ выводятся аварийный сигнал 10 % НКПР. При достижении 10 % НППВ газовоздушной смеси и превышении ПДК в помещениях запускается аварийная вентиляция на максимальный уровень, с тем, чтобы достичь максимального разбавления концентрации обнаруженной утечки газа.

При достижении 10 % НКПРП газовоздушной смеси в ППГ оператором с ПТК производится переключение на резервную линию газа.

В соответствии с ВСН 64-80, РД 153-34.1-30.106-00, в главном корпусе в районе выхлопа ГТУ и водогрейных котлов установлены сигнализаторы монооксида углерода (СО), на расстоянии 150-180 см над уровнем пола рабочей зоны. Сигнализаторы осуществляют непрерывный контроль содержания СО (в рабочей зоне) с сигнализацией о превышении нормативных порогов ПДК концентрации (20±5 мг/м^3) на АРМ в ОЩУ и включением аварийной вентиляции.

При сохранении концентрации СО в течение 30 мин производится отключение подачи топлива в котел. Повторный пуск котла в работу производится после устранения причин повышенной концентрации СО.

Системы газоснабжения не должны допускаться в эксплуатацию, а также не должны выполняться всякого рода ремонтные, газоопасные работы, если дальнейшее производство работ сопряжено с опасностью для жизни работающих.

Система автоматизации обеспечивает непрерывный мониторинг технологического оборудования зданий и сооружений газового оборудования ГТЭС Иркинская.

Работающие должны обеспечиваться спецодеждой, спецобувью и индивидуальными средствами защиты.

Работы по охране труда, технике безопасности, производственной санитарии и контролю за соблюдением трудового законодательства должны быть возложены на лицо, ответственное за газовое хозяйство предприятия.

Предполагаемое воздействие на газопровод выявляется при периодических обходах, а в особый период издается соответствующий приказ, устанавливающий режим действия служб эксплуатации.

Таким образом, возможность аварийной ситуации сведена к минимуму.

Система автоматизации обеспечивает передачу следующих предупредительных сигналов оперативному персоналу на АРМ оператора о состоянии оборудования:

- отсечка ГОК (клапаны на газопроводах);
- авария в системах газоснабжения оборудования;
- загазованности природным газом 10% НКПР;
- загазованности угарным газом 20 мг/м^3;
- пожар в помещениях и зданиях;

- проникновение;

- неисправность системы пожарной сигнализации;

- отсутствие напряжения.

Во время эксплуатации газового хозяйства необходимо организовать контроль над исправным состоянием газовых сетей и газового оборудования, инструмента, приспособлений, а также за наличием предохранительных устройств и индивидуальных средств, обеспечивающих безопасные условия труда.

Для обеспечения безопасной эксплуатации газопровода и предупреждения аварийных ситуаций предусмотрена предохранительно-запорная, отсечная и защитная арматура:

- отсечные электромагнитные клапаны;

- предохранительно-сбросные клапаны;

- предохранительно запорные клапаны в составе регуляторов давления.

Монтаж газопроводов должен выполняться специализированной строительно-монтажной организацией, имеющей лицензию, а сварщики и технология сварки должны быть аттестованы.

Государственный строительный надзор за строительством должен осуществляться органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, уполномоченными на осуществление регионального государственного строительного надзора (в соответствии с частью 4 статьи 54 Градостроительного кодекса Российской Федерации).

Все применяемые в проекте изделия и материалы сертифицированы на соответствие требованиям государственных стандартов (технических условий) и нормативных документов, утвержденных в установленном порядке. Материалы, поступающие на площадку строительства должны подвергаться лабораторным испытаниям.

14 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО СОЗДАНИЮ АВАРИЙНОЙ СПАСАТЕЛЬНОЙ СЛУЖБЫ И МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОХРАНЕ СИСТЕМ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ

14.1 Перечень мероприятий по созданию аварийной спасательной службы

Правовые основы создания и деятельности нештатных аварийно-спасательных формирований составляют Конституция Российской Федерации, Федеральные законы от 12 февраля 1998 г. № 28-ФЗ "О гражданской обороне" (Собрание законодательства Российской Федерации, 1998, № 7, ст. 799), от 22 августа 1995 г. № 151-ФЗ "Об аварийно-спасательных службах и статусе спасателей" (Собрание законодательства Российской Федерации, 1995, № 35, ст. 3503) и иные нормативные правовые акты Российской Федерации, а также законы и иные нормативные правовые акты субъектов Российской Федерации.

Служба эксплуатации ГТЭС Иркинская разрабатывает и утверждает инструкции по безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов, по производству ремонтных работ, по взрывопожарной безопасности и промсанитарии, в которых следует учесть:

- оперативные схемы трубопроводов (схемы и инструкции должны быть вывешены на рабочих местах обслуживающего персонала и выданы на руки под роспись);

- графики периодических осмотров состояния предохранительных устройств, установок и коммуникаций, работающих под давлением.

Для ликвидации возможных аварий на объектах в АО «Ванкорнефть» создано нештатное аварийно–спасательное формирование (НАСФ). Состав, структура и оснащение НАСФ сформированы в соответствии с «Методическим рекомендациям по созданию, подготовке, оснащению и применению нештатных аварийно-спасательных формирований на территории Красноярского края», разработанными Сибирским региональным центром по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий в 2006 г.

НАСФ представляет собой самостоятельную структуру, созданную на нештатной основе, оснащенную специальной техникой, оборудованием, снаряжением, инструментами и материалами, подготовленную для проведения аварийно-спасательных и других неотложных работ в очагах поражения и зонах чрезвычайных ситуаций. Дежурство персонала звена – круглосуточное. Местом дислокации персонала НАСФ являются помещения Управления эксплуатации трубопроводов (УЭТ), расположенные на территории Опорной базы промысла (ОБП) Ванкорского месторождения. Применение НАСФ осуществляется по планам гражданской обороны и защиты населения федеральных органов исполнительной власти, субъектов Российской Федерации, муниципальных образований и организаций, разрабатываемым в установленном порядке.

В режиме повышенной готовности аварийно-спасательными службами решаются следующие задачи:

- приведение в готовность органов управления, сил и средств к спасательным действиям, уточнение планов их действий;

- анализ и прогноз развития обстановки в районе возможного возникновения ЧС, выработка решения о необходимых мерах и действиях по локализации ЧС и ликвидации ее последствий в части службы аварийно-спасательные службы;

- руководство транспортным обеспечением, формирование оперативной группы и направление ее (при необходимости) в район ЧС для координации деятельности службы, состав оперативных групп определяется в зависимости от обстановки;

- принятие мер по защите персонала работающих смен и обеспечению устойчивого функ-

ционирования аварийно-спасательной службы;

- организация проверки технической готовности сил и средств централизованного транспортного обеспечения и информирования населения к выполнению задач по предназначению;

- уточнение планов и расчетов транспортного обеспечения в рамках аварийно-спасательной службы;

- выполнение первоочередных мероприятий по приведению службы в готовность к действиям по предназначению;

- организация взаимодействия с районным управлением ГО и ЧС с другими службами и привлекаемыми структурами.

14.2 Перечень мероприятий по охране систем газоснабжения

Обеспечение готовности опасного объекта системы газоснабжения к локализации аварий, катастроф, ликвидации их последствий должно соответствовать Федеральному закону от 31 марта 1999 г. № 69-ФЗ «О газоснабжении в Российской Федерации».

Собственник опасного объекта системы газоснабжения обеспечивает его готовность к локализации потенциальных аварий, катастроф, ликвидации последствий в случае их возникновения посредством осуществления следующих мероприятий:

- привлекает на условиях договоров соответствующие специализированные службы (аварийные газовые 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 системы газоснабжения к действиям по локализации потенциальных аварий, катастроф, ликвидации их последствий.

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

15 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ УСТАНОВЛЕННЫХ ТРЕБОВАНИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ К УСТРОЙСТВАМ, ТЕХНОЛОГИЯМ И МАТЕРИАЛАМ, ИСПОЛЬЗУЕМЫМ В СИСТЕМЕ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ, И ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА КОНСТРУКТИВНЫХ И ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В СИСТЕМЕ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ, В ЧАСТИ ОБЕСПЕЧЕНИЯ СООТВЕТСТВИЯ ЗДАНИЙ, СТРОЕНИЙ И СООРУЖЕНИЙ ТРЕБОВАНИЯМ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ И ТРЕБОВАНИЯМ ОСНАЩЕННОСТИ ИХ ПРИБОРАМИ УЧЁТА ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ

Потребление газа на проектируемом объекте предусмотрено в качестве основного топлива 11 ГТУ для выработки электрической энергии, семи водогрейных котлов для выработки тепловой энергии, поэтому требования по энергетической эффективности системы газоснабжения и эффективному расходованию природного газа связаны с эффективностью выработки и передачи электрической и тепловой энергии и энергосбережением в системах электро-теплопотребления.

Учёт потребления тепловой энергии осуществляется узлами учета, потребление природного газа регулируется в автоматическом режиме.

ГТУ оснащены камерами сгорания с автоматическим регулированием выдаваемой мощности во всем диапазоне рабочих нагрузок электроснабжения.

Водогрейные котлы оборудованы горелками с автоматическим регулированием выдаваемой мощности во всем диапазоне в соответствии с присоединенными тепловыми нагрузками.

Высокоэффективное газоиспользующее оборудование позволяет минимизировать потери тепла в окружающую среду и исключить перерасход газа.

Для контроля потребления газа и эффективности систем теплоснабжения предусмотрен комплекс узлов учета:

– узел коммерческого учета газа (УКУГ);
– узлы учета газа по газопотребляющему оборудованию;
– узел технологического учета тепловой энергии на собственные нужды;
– узлы технологического учета расхода сетевой воды;
– узел коммерческого учета электроэнергии.

Проектом предусмотрена тепловая изоляция оборудования ГТЭС Иркинская 867 МВт, внутренних трубопроводов, трубопроводов тепловых сетей, что позволяет минимизировать тепловые потери в окружающую среду и исключить избыточное потребление газа.

Мероприятия по обеспечению энергетической эффективности зданий и сооружений с подробными описаниями приведены в томе 10.1 D822921/0052Д-95-ПД-270000-ЭЭ «Мероприятия по обеспечению соблюдения требований энергетической эффективности и требований оснащенности зданий, строений и сооружений приборами учета используемых энергетических ресурсов».

16 ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА КОНСТРУКТИВНЫХ И ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В СИСТЕМЕ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ, В ЧАСТИ СООТВЕТСТВИЯ ЗДАНИЙ, СТРОЕНИЙ И СООРУЖЕНИЙ ТРЕБОВАНИЯМ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ И ТРЕБОВАНИЯМ ОСНАЩЕННОСТИ ИХ ПРИБОРАМИ УЧЕТА ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ

Проектом учтены требования к архитектурным, функционально-технологическим и конструктивным решениям, влияющим на энергетическую эффективность зданий, которые выражаются объемно-планировочными характеристиками и показателями по СП 50.13330.2012 «Тепловая защита зданий».

Для обеспечения энергоэффективности здания предусмотрено наиболее компактное объемно-планировочное решение здание, которое позволяет сократить потери тепла через ограждающие конструкции здания.

Предусмотрен учет потребленных энергоресурсов, потребленных на собственные нужды зданий ГТЭС Иркинская 867 МВт (отопление и вентиляция).

Перечень нормативных документов, используемых при разработке проектной документации

Шифр	Наименование	Примечание
Постановление правительства Российской Федерации от 16 февраля 2008 г. № 87	О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию	
Федеральный закон №102-ФЗ	Об обеспечении единства измерений	
Федеральный закон №116-ФЗ	О промышленной безопасности опасных производственных объектов	
Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 № 529	Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности складов нефти и нефтепродуктов	
Федеральный закон № 123-ФЗ	Технический регламент о требованиях пожарной безопасности от 22.07.2008 (в ред. Федерального закона от 10.07.2012. № 117-ФЗ)	
Федеральный закон №384-ФЗ	Федеральный закон от 30.12.2009 «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»	
ТР ТС 010/2011	Технический регламент Таможенного союза «О безопасности машин и оборудования»	
ТР ТС 032/2013	Технический регламент Таможенного союза «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением»	
Постановление Правительства РФ от 29.10.2010 № 870	Технический регламент о безопасности сетей газораспределения и газопотребления	
	Градостроительный кодекс Российской Федерации	
Приказ Ростехнадзора РФ № 536 от 15.12.2020 г.	Федеральные нормы и правила (ФНП) в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением»	
Приказ Ростехнадзора РФ № 531 от 15.12.2020 г.	Федеральные нормы и правила (ФНП) в области промышленной безопасности «Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления»	
СП 1.13130.2009	«Системы противопожарной защиты. Эвакуационные пути и выходы»	
СП 2.13130.2012	«Система противопожарной защиты. Обеспечение огнестойкости объектов защиты»	
СП 3.13130.2009	«Система оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре. Требования пожарной безопасности»	

Шифр	Наименование	Примечание
СП 4.13130.2013	Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям	
СП 5.13130.2009	«Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования»	
СП 6.13130.2013	«Системы противопожарной защиты. Электрооборудование. Требования пожарной безопасности»	
СП 7.13130.2013	«Отопление, вентиляция и кондиционирование. Требования пожарной безопасности»	
СП 12.13130.2009	«Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности»	
СП 18.13330.2011	Генеральные планы промышленных предприятий. (Актуализированная редакция СНиП 11-89-80*)	
СП 20.13330.2011	«Нагрузки и воздействия. Актуализированная редакция СНиП 2.01.07-85*»	
СП 28.13330.2012	«Защита строительных конструкций от коррозии. Актуализированная редакция СНиП 2.03.11-85»	
СП 37.13330.2012	Промышленный транспорт	
СП 42-101-2003	Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб	
СП 51.13330.2011	«Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003»	
СП 56.13330.2011	«Производственные здания. Актуализированная редакция СНиП 31-03-2001»	
СП 60.13330.2016	«Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха. Актуализированная редакция СНиП 41-01-2003»	
СП 62.13330.2011	Газораспределительные системы. (Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002)	
СП 77.13330.2016	«Системы автоматизации. Актуализированная редакция СНиП 3.05.07-85»	
СП 89.13330.2016	Котельные установки	
СП 90.13330.2012	Электростанции тепловые	
СП 131.13330.2012	Строительная климатология». Актуализированная редакция СНиП 23-01-99*	
СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03	Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов. Изменения №1,№2,№3.	

Шифр	Наименование	Примечание
	Правила устройства электроустановок, издание №7, переработанные и дополненные с изменениями	
	Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей	
ВСН 64-86 Минхимпром	«Методические указания по установке сигнализаторов и газоанализаторов контроля довзрывоопасных и предельно допустимых концентраций химических веществ в воздухе производственных помещений»	
ГОСТ 9.401-91	«Общие требования и методы ускоренных испытаний на стойкость к воздействию климатических факторов»	
ГОСТ 12.1.003-2014	«Шум. Общие требования безопасности»	
ГОСТ 12.1.005-88	«Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»	
ГОСТ 12.1.010-76	«Система стандартов безопасности труда. Взрывобезопасность. Общие требования»	
ГОСТ 12.2.003-91	«Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности	
ГОСТ 12.2.007.0-75	«Система стандартов безопасности труда. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности»	
ГОСТ 15150-69	«Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды»	
ГОСТ 22853-86	«Здания мобильные (инвентарные). Общие технические условия»	
ГОСТ 30852.9-2002	«Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 10. Классификация взрывоопасных зон»	
ГОСТ 8.611-2013	«Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Расход и количество газа. Методика (метод) измерений с помощью ультразвуковых преобразователей расхода»	
Приказ Минэнерго России от 30.12.2013 N 961	«Об утверждении Правил учета газа»	
Приказ Министерства строительства и ЖКХ РФ от 17.03.2014 N 99/пр	Об утверждении Методики осуществления коммерческого учета тепловой энергии, теплоносителя	

Шифр	Наименование	Примечание
РД 34.03.201-97	«Правила техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей»	
РД 153-34.1-30.106-00 (СО 34.30.106-00)	Правила технической эксплуатации газового хозяйства газотурбинных и парогазовых установок тепловых электростанций	
РД 153-34.1-35.104-2001	Методические указания по объему технологических измерений, сигнализации, автоматического регулирования на тепловых электростанциях с ПГУ, оснащенных АСУ ТП	
СО 153-34.20.501-2003	Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ	
СО 34.49.101-2003	«Инструкция по проектированию противопожарной защиты энергетических объектов»	
СО 34.35.101-2003	«Методические указания по объему технологических измерений, сигнализации, автоматического регулирования на тепловых электростанциях»	
СТО 11233753-001-2006	«Системы автоматизации. Монтаж и наладка (Издание 2-е, с изменениями и дополнениями)»	
СН 2.2.4/2.1.8.562-96	«Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. Санитарные нормы»	

Приложение А

УТВЕРЖДАЮ:
Первый заместитель генерального
директора по производству –
главный инженер ООО «РН-Ванкор»
_____К.В. Дворкин

Технические условия на подключение к системе газоснабжения:
«Технические условия на подключение основным и резервным источником газоснабжения ГТЭС Иркинская 876 МВт».

1. Точками подключения основного и резервного источников питания определены два надземных газопровода высокого давления 1а категории DN400 мм с рабочим диапазоном давления от 3,4 до 3,6 МПа от выхода с установки подготовки топливного газа (УПТГ) с границей по выходной ЗРА. Схема точек подключения приведена в Приложении 1;

2. В точке врезки предусмотрена ЗРА с дистанционным управлением и выводом на АРМ оператора ЦПС ИЛУ для возможности оперативного управления ЗРА в аварийных ситуациях;

3. Газопровод подключения от УПТГ ИЛУ до ГТЭС «Иркинская» выполнен в надземном исполнении (с учетом АКЗ, ТСГ, электрообогрева и т.д.) в полном соответствии с требованиями действующих СНиП, федеральных норм и правил, документации типового проектирования Компании (ДТПК) для проектирования объектов обустройства нефтегазовых месторождений. Решения по прокладке трассы газопровода, способу пересечения с естественными и искусственными преградами, а также технические характеристики и конструктивное исполнение согласовать с Заказчиком;

4. Компонентный состав газа указан в Приложении 2 к настоящим ТУ;

5. Диапазон температур газа в точках подключения от +55 до +70 °С;

6. Максимальный расчетный расход попутного нефтяного газа составляет 1571,7 н.м³/год, в соответствии с письмом ООО «Интер РАО – Инжиниринг» от 17.09.2021 №ИНЖ/ОИ/352;

7. Низшая теплота сгорания при нормальных условиях по ГОСТ 31369-2008 47,635 (9930,8) МДж/кг (ккал/н.м^3);

8. Допустимая массовая концентрация механических примесей не более 5 мг/м^3, капельной жидкости не более 5 мг/м^3, размерам механических примесей не более 40 мкм, размерам жидких частиц не более 40 мкм;

9. Для учета газа, отпускаемого для нужд ГТЭС «Иркинская» предусмотреть систему измерения количества и качества газа (СИКГ) с выводом показаний в АСУ ТП ЦПС ИЛУ. Требования к СИКГ предусмотреть в соответствии с отдельными техническими условиями Заказчика (УМАИТиТ), МУК «Измерительные системы» № П4-04 М-0127, ГОСТ Р 8.733 – 2011;

10. Срок действия технических условий - 12 месяцев.

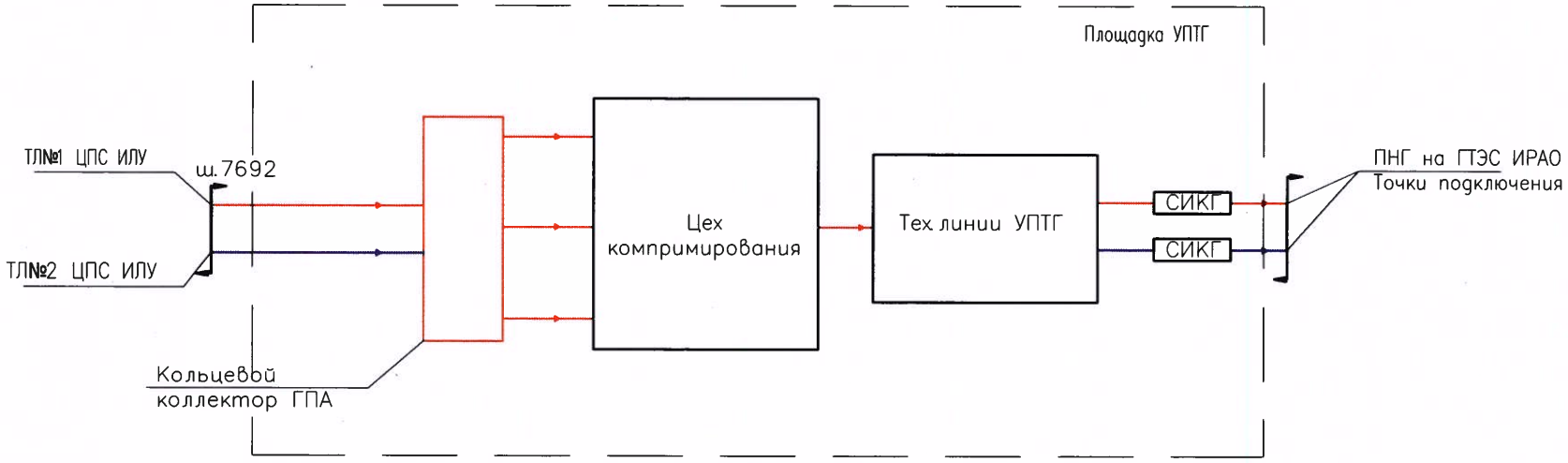
Приложения: 1. Блок-схема на 1 л. в 1 экз.;
2. Состав газа на ГТЭС на 3 л. в 1 экз.

Заместитель начальника управления – главный инженер управления подготовки и компримирования газа В.Н. Склима

Заместитель главного инженера - главный энергетик А.В. Тихоновец

Приложение 1

Блок–схема основных потоков ПНГ площадки УПТГ Иркинского лицензионного участка с расположением точек подключения



Попутный нефтяной газ

Попутный нефтяной газ (обеспечение резервирования)

* Количество всасывающих линий цеха компримирования определяется на последующих стадиях после определения количества ГПА

Инв. № подл. | Подпись и дата | Взам. инв. №

Формат А3ж

aspentech	JOINT STOCK COMPANY TOM Bedford, MA США	Имя сценария: I_модель цпс илу.hsc Набор единиц: NewUser3 Дата/время: Mon Nov 15 16:01:59 2021

Материальный поток: Газ на ГТЭС

Пакет моделирования:Basis-1

Пакет свойств: Пенг-Робинсон

СОСТАВ

Общая фаза

Пар. фракц. 1.0000

КОМПОНЕНТЫ	МОЛЯР.РАСХ. (Ст м3/ч*****)	МОЛЯР.ФРАКЦИЯ	МАССОВЫЙ РАСХОД (kg/h)	МАСС.ФРАКЦИЯ	ОБЪЕМ ЖИДК. РАСХ. (m3/h)	ОБЪЕМ ЖИДК. ФРАКЦИЯ
Methane	160783.9723	0.9152	107230.3125	0.8133	358.1578	0.8735
Ethane	9026.2682	0.0514	11283.1968	0.0856	31.7226	0.0774
Propane	1952.2977	0.0111	3578.8791	0.0271	7.0634	0.0172
i-Butane	81.9564	0.0005	198.0297	0.0015	0.3524	0.0009
n-Butane	183.2637	0.0010	442.8165	0.0034	0.7593	0.0019
i-Pentane	11.0202	0.0001	33.0541	0.0003	0.0530	0.0001
n-Pentane	11.1119	0.0001	33.3291	0.0003	0.0529	0.0001
n-Hexane	2.5758	0.0000	9.2279	0.0001	0.0139	0.0000
H2O	281.6587	0.0016	210.9365	0.0016	0.2114	0.0005
Nitrogen	501.9059	0.0029	584.4857	0.0044	0.7248	0.0018
CO2	1557.8419	0.0089	2850.1239	0.0216	3.4533	0.0084
Hydrogen	44.8504	0.0003	3.7588	0.0000	0.0538	0.0001
Helium	38.6250	0.0002	6.4275	0.0000	0.0518	0.0001
n-Heptane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
n-Octane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Oxygen	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
NBP[0]72*	559.0847	0.0032	2311.4735	0.0175	3.2091	0.0078
NBP[0]86*	308.8796	0.0018	1377.5518	0.0104	1.8870	0.0046
NBP[0]100*	165.9263	0.0009	797.3987	0.0060	1.0785	0.0026
NBP[0]114*	89.5825	0.0005	458.9794	0.0035	0.6142	0.0015
NBP[0]127*	44.7341	0.0003	245.6620	0.0019	0.3249	0.0008
NBP[0]141*	18.9678	0.0001	111.0704	0.0008	0.1453	0.0004
NBP[0]155*	7.6314	0.0000	47.5357	0.0004	0.0615	0.0002
NBP[0]169*	2.7192	0.0000	17.9724	0.0001	0.0230	0.0001
NBP[0]183*	1.0693	0.0000	7.5147	0.0001	0.0095	0.0000
NBP[0]197*	0.4378	0.0000	3.2759	0.0000	0.0041	0.0000
NBP[0]211*	0.1674	0.0000	1.3338	0.0000	0.0017	0.0000
NBP[0]225*	0.0574	0.0000	0.4873	0.0000	0.0006	0.0000
NBP[0]239*	0.0184	0.0000	0.1669	0.0000	0.0002	0.0000
NBP[0]253*	0.0054	0.0000	0.0516	0.0000	0.0001	0.0000
NBP[0]268*	0.0017	0.0000	0.0172	0.0000	0.0000	0.0000
NBP[0]281*	0.0007	0.0000	0.0072	0.0000	0.0000	0.0000
NBP[0]294*	0.0001	0.0000	0.0015	0.0000	0.0000	0.0000
NBP[0]309*	0.0000	0.0000	0.0003	0.0000	0.0000	0.0000
NBP[0]322*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
NBP[0]336*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
NBP[0]350*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
NBP[0]362*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
NBP[0]375*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
NBP[0]391*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
NBP[0]409*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
NBP[0]426*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
NBP[0]443*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
NBP[0]468*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
NBP[0]496*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
NBP[0]524*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
NBP[0]552*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
NBP[0]579*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
NBP[0]607*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
NBP[0]635*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
NBP[0]675*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
NBP[0]735*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
NBP[0]802*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
NBP[0]864*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000

Лицензировано для: JOINT STOCK COMPANY TOM

* Задано пользователем.

Материальный поток: Газ на ГТЭС (продолжение

Пакет моделирования: Basis-1
Пакет свойств: Пенг-Робинсон

СОСТАВ

Общая фаза (продолжение)

Пар. фракц. 1.0000

КОМПОНЕНТЫ	МОЛЯР.РАСХ. (Ст м3/ч*****)	МОЛЯР.ФРАКЦИЯ	МАССОВЫЙ РАСХОД (kg/h)	МАСС.ФРАКЦИЯ	ОБЪЕМ ЖИДК. РАСХ. (m3/h)	ОБЪЕМ ЖИДК. ФРАКЦИЯ
NBP[0]919*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
NBP[0]973*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
NBP[0]1032*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Итого	175676.6319	1.0000	131845.0784	1.0000	410.0303	1.0000

Паровая фаза

Доля фазы 1.000

КОМПОНЕНТЫ	МОЛЯР.РАСХ. (Ст м3/ч*****)	МОЛЯР.ФРАКЦИЯ	МАССОВЫЙ РАСХОД (kg/h)	МАСС.ФРАКЦИЯ	ОБЪЕМ ЖИДК. РАСХ. (m3/h)	ОБЪЕМ ЖИДК. ФРАКЦИЯ
Methane	160783.9723	0.9152	107230.3125	0.8133	358.1578	0.8735
Ethane	9026.2682	0.0514	11283.1968	0.0856	31.7226	0.0774
Propane	1952.2977	0.0111	3578.8791	0.0271	7.0634	0.0172
i-Butane	81.9564	0.0005	198.0297	0.0015	0.3524	0.0009
n-Butane	183.2637	0.0010	442.8165	0.0034	0.7593	0.0019
i-Pentane	11.0202	0.0001	33.0541	0.0003	0.0530	0.0001
n-Pentane	11.1119	0.0001	33.3291	0.0003	0.0529	0.0001
n-Hexane	2.5758	0.0000	9.2279	0.0001	0.0139	0.0000
H2O	281.6587	0.0016	210.9365	0.0016	0.2114	0.0005
Nitrogen	501.9059	0.0029	584.4857	0.0044	0.7248	0.0018
CO2	1557.8419	0.0089	2850.1239	0.0216	3.4533	0.0084
Hydrogen	44.8504	0.0003	3.7588	0.0000	0.0538	0.0001
Helium	38.6250	0.0002	6.4275	0.0000	0.0518	0.0001
n-Heptane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
n-Octane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Oxygen	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
NBP[0]72*	559.0847	0.0032	2311.4735	0.0175	3.2091	0.0078
NBP[0]86*	308.8796	0.0018	1377.5518	0.0104	1.8870	0.0046
NBP[0]100*	165.9263	0.0009	797.3987	0.0060	1.0785	0.0026
NBP[0]114*	89.5825	0.0005	458.9794	0.0035	0.6142	0.0015
NBP[0]127*	44.7341	0.0003	245.6620	0.0019	0.3249	0.0008
NBP[0]141*	18.9678	0.0001	111.0704	0.0008	0.1453	0.0004
NBP[0]155*	7.6314	0.0000	47.5357	0.0004	0.0615	0.0002
NBP[0]169*	2.7192	0.0000	17.9724	0.0001	0.0230	0.0001
NBP[0]183*	1.0693	0.0000	7.5147	0.0001	0.0095	0.0000
NBP[0]197*	0.4378	0.0000	3.2759	0.0000	0.0041	0.0000
NBP[0]211*	0.1674	0.0000	1.3338	0.0000	0.0017	0.0000
NBP[0]225*	0.0574	0.0000	0.4873	0.0000	0.0006	0.0000
NBP[0]239*	0.0184	0.0000	0.1669	0.0000	0.0002	0.0000
NBP[0]253*	0.0054	0.0000	0.0516	0.0000	0.0001	0.0000
NBP[0]268*	0.0017	0.0000	0.0172	0.0000	0.0000	0.0000
NBP[0]281*	0.0007	0.0000	0.0072	0.0000	0.0000	0.0000
NBP[0]294*	0.0001	0.0000	0.0015	0.0000	0.0000	0.0000
NBP[0]309*	0.0000	0.0000	0.0003	0.0000	0.0000	0.0000
NBP[0]322*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
NBP[0]336*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
NBP[0]350*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
NBP[0]362*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
NBP[0]375*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
NBP[0]391*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
NBP[0]409*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
NBP[0]426*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
NBP[0]443*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
NBP[0]468*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
NBP[0]496*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
NBP[0]524*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000

* Задано пользователем.

Материальный поток: Газ на ГТЭС (продолжение

Пакет моделирования: Basis-1
Пакет свойств: Пенг-Робинсон

СОСТАВ

Паровая фаза (продолжение)

Доля фазы 1.000

КОМПОНЕНТЫ	МОЛЯР.РАСХ. (Ст м3/ч*****)	МОЛЯР.ФРАКЦИЯ	МАССОВЫЙ РАСХОД (kg/h)	МАСС.ФРАКЦИЯ	ОБЪЕМ ЖИДК. РАСХ. (m3/h)	ОБЪЕМ ЖИДК. ФРАКЦИЯ
NBP[0]552*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
NBP[0]579*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
NBP[0]607*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
NBP[0]635*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
NBP[0]675*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
NBP[0]735*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
NBP[0]802*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
NBP[0]864*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
NBP[0]919*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
NBP[0]973*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
NBP[0]1032*	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Итого	175676.6319	1.0000	131845.0784	1.0000	410.0303	1.0000

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОПЕРАЦИИ

ПИТАНИЕ К	ПРОДУКТ ОТ	ЛОГИЧЕСКОЕ ПОДКЛЮЧЕНИЕ
	Клапан: VLV-101	

ЭНЕРГОРЕСУРСЫ

(Ни одна из утилит не ссылается на данный потока)

ЭНЕРГОРЕСУРС ПРОЦЕССА

ДИНАМИКА

Характеристики давления (Актив.): 3.600 MPag *

Характеристики потока (Неакт.)	Молярная: 57e+005 Ст м3/ч****	Масса: 1.318e+005 kg/h	Станд. объем. идеал. жид. 410.0 m3/h

Пользов.перемен.

ПРИМЕЧАНИЯ

Описание

Лицензировано для: JOINT STOCK COMPANY TOM
* Задано пользователем.

Приложение Б

ЕВРАЗИЙСКИЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ СОЮЗ

СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ

ЕАС

№ ЕАЭС RU C-RU.MX17.B.00260/21

Серия RU № 0287054

ОРГАН ПО СЕРТИФИКАЦИИ Общество с ограниченной ответственностью "ТЕСТ-ИНЖИНИРИНГ". Место нахождения и адрес места осуществления деятельности: улица 9 Января, дом 7а, город Иваново, Российская Федерация, 153002. Телефон: +7 (4932) 50-91-72, адрес электронной почты: info@test-e.ru. Аттестат аккредитации № RA.RU.11MX17 от 26.02.2016.

ЗАЯВИТЕЛЬ Общество с ограниченной ответственностью "ЧИБ УНИГАЗ".
ОГРН: 1147746589540.
Место нахождения и адрес места осуществления деятельности: Очаковское шоссе, дом 32, 4 этаж, кабинет 51, город Москва, Российская Федерация, 119530.
Телефон: +74996382080. Адрес электронной почты: info@cibunigas.com.

ИЗГОТОВИТЕЛЬ Общество с ограниченной ответственностью "ЧИБ УНИГАЗ".
Место нахождения: Очаковское шоссе, дом 32, 4 этаж, кабинет 51, город Москва, Российская Федерация, 119530. Адрес места осуществления деятельности по изготовлению продукции: Очаковское шоссе, дом 32, строение 2, город Москва, Российская Федерация, 119530.

ПРОДУКЦИЯ
Горелки газовые, комбинированные, жидкотопливные автоматические промышленные (смотри Приложение, бланки № 0797439 и № 0797440).
Серийный выпуск.

КОД ТН ВЭД ЕАЭС 8416 10 100 0, 8416 20 200 0, 8416 20 800 0

СООТВЕТСТВУЕТ ТРЕБОВАНИЯМ
Технического регламента Таможенного союза "О безопасности машин и оборудования" (ТР ТС 010/2011).

СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ ВЫДАН НА ОСНОВАНИИ
Протоколов испытаний № 2959/926/2021, № 2960/926/2021 и 2961/926/2021 от 31.03.2021, выданных Испытательной лабораторией Общества с ограниченной ответственностью "ТЕСТ-ИНЖИНИРИНГ", аттестат аккредитации № RA.RU.21MP40; акта о результатах анализа состояния производства № 924 от 10.03.2021; комплекта документов в соответствии с пунктом 10 статьи 8 ТР ТС 010/2011.
Схема сертификации: 1с.

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ
Условия, сроки хранения и срок службы продукции в соответствии с эксплуатационной документацией. Сведения о стандартах, применяемых при подтверждении соответствия: (смотри Приложение, бланк № 0797440).

СРОК ДЕЙСТВИЯ С 05.04.2021 **ПО** 04.04.2026 **ВКЛЮЧИТЕЛЬНО**

Руководитель (уполномоченное лицо) органа по сертификации (подпись) Поманисочка Роман Викторович (Ф.И.О.)

М.П.

Эксперт (эксперт-аудитор) (эксперты (эксперты-аудиторы)) (подпись) Смирнов Артем Владимирович (Ф.И.О.)

АО «Опцион», Москва, 2020 г., «Б», ТЗ № 834

ЕВРАЗИЙСКИЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ СОЮЗ

ПРИЛОЖЕНИЕ

К СЕРТИФИКАТУ СООТВЕТСТВИЯ № ЕАЭС RU C-RU.MX17.B.00260/21

Серия RU № 0797439

Лист 1

Сведения о продукции, на которую выдан сертификат соответствия

Код ТН ВЭД ЕАЭС	Полное наименование продукции, сведения о продукции, обеспечивающие её идентификацию (тип, марка, модель, артикул и другое)	Наименование и реквизиты документа (документов), в соответствии с которыми изготовлена продукция
8416 20 800 0	Горелки газовые автоматические промышленные типов: TP90, TP91, TP92, TP93, TP515, TP525, TP1030, TP1050, TP1080, TP90A, TP91A, TP92A, TP93A, TP512A, TP515A, TP520A, TP525A, URB5, URB10, URB15, URB20, URB25, URB30, URB32, URB35, URB40, URB45, URB50, URB60, URB70, URB80, URB-SH5, URB-SH10, URB-SH15, URB-SH20, URB-SH25, URB-SH30, URB-SH35, URB-SH40, URB-SH45, TLX90, TLX91, TLX510, TLX515, TLX520, TLX1025, TLX1030, TLX1050, TPW2000	ТУ 3696-001-31734291-2014 «Горелки газовые и комбинированные. Технические условия».
8416 20 200 0	Горелки комбинированные автоматические промышленные: газо-дизельные типов: HTP90, HTP91, HTP92, HTP93, HTP515, HTP525, HTP1030, HTP1050, HTP1080, HTP90A, HTP91A, HTP92A, HTP93A, HTP512A, HTP515A, HTP520A, HTP525A, HTLX90, HTLX91, HTLX510, HTLX515, HTLX520, HTLX1025, HTLX1030, HTLX1050, URB5, URB10, URB15, URB20, URB25, URB30, URB32, URB35, URB40, URB45, URB50, URB60, URB70, URB80, URB-SH5, URB-SH10, URB-SH15, URB-SH20, URB-SH25, URB-SH30, URB-SH35, URB-SH40, URB-SH45, HTPW2000	
	газо-мазутные типов: KTP90, KTP91, KTP92, KTP93, KTP512, KTP515, KTP520, KTP525, KTP1030, KTP1050, KTP1080, URB5, URB10, URB15, URB20, URB25, URB30, URB32, URB35, URB40, URB45, URB50, URB60, URB70, URB80, URB-SH5, URB-SH10, URB-SH15, URB-SH20, URB-SH25, URB-SH30, URB-SH35, URB-SH40, URB-SH45, KTPBY90, KTPBY91, KTPBY92, KTPBY93, KTPBY512, KTPBY515, KTPBY520, KTPBY525, KTPBY1030, KTPBY1050, KTPBY1080	

Руководитель (уполномоченное лицо) органа по сертификации _____ (подпись) Поманисочка Роман Викторович (Ф.И.О.)

М.П.

Эксперт (эксперт-аудитор) (эксперты (эксперты-аудиторы)) _____ (подпись) Смирнов Артем Владимирович (Ф.И.О.)

АО «Опцион», Москва, 2020 г., «Б», ТЗ № 334

ЕВРАЗИЙСКИЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ СОЮЗ

ПРИЛОЖЕНИЕ

К СЕРТИФИКАТУ СООТВЕТСТВИЯ № ЕАЭС RU C-RU.MX17.B.00260/21

Серия RU № 0797440

Лист 2

Сведения о продукции, на которую выдан сертификат соответствия

Код ТН ВЭД ЕАЭС	Полное наименование продукции, сведения о продукции, обеспечивающие её идентификацию (тип, марка, модель, артикул и другое)	Наименование и реквизиты документа (документов), в соответствии с которыми изготовлена продукция
8416 10 100 0	Горелки жидкотопливные автоматические промышленные: дизельные типов: G6, G10,G18, PG30, PG60, PG70, PG81, RG91, RG92, RG93, RG510, RG515, RG520, RG525, RG1030, RG1040, LO35, LO60, LO90, LO140, LO200, LO280, LO400, LO550, TG90, TG91, TG92, TG510, TG515, TG520, TG525, TG1030, TG1050, TG1080, URB5, URB10, URB15, URB20, URB25, URB30, URB32, URB35, URB40, URB45, URB50, URB60, URB70, URB80, URB-SH5, URB-SH10, URB-SH15, URB-SH20, URB-SH25, URB-SH30, URB-SH35, URB-SH40, URB-SH45	ТУ 3696-001-31734291-2014 «Горелки газовые и комбинированные. Технические условия».
	мазутные типов: N18, PN30, PN60, PN70, PN81, PN91, PN92, PN93, RN510, RN515, RN520, RN525, RN1030, RN1040, PBY70, PBY72, PBY81, PBY90, PBY91, PBY92, PBY93, RBY93, RBY510, RBY515, RBY520, RBY525, RBY1025, RBY1030, RBY1040, URB5, URB10, URB15, URB20, URB25, URB30, URB32, URB35, URB40, URB45, URB50, URB60, URB70, URB80, URB-SH5, URB-SH10, URB-SH15, URB-SH20, URB-SH25, URB-SH30, URB-SH35, URB-SH40, URB-SH45	

Сведения о стандартах, применяемых при подтверждении соответствия

ГОСТ 21204-97 "Горелки газовые промышленные. Общие технические требования" (раздел 5),

ГОСТ 27824-2000 "Горелки промышленные на жидком топливе. Общие технические требования" (раздел 5),

ГОСТ 28091-89 "Горелки промышленные на жидком топливе. Методы испытаний",

ГОСТ 29134-97 "Горелки газовые промышленные. Методы испытаний".

Руководитель (уполномоченное лицо) органа по сертификации _____ (подпись) Поманисочка Роман Викторович (Ф.И.О.)

М.П.

Эксперт (эксперт-аудитор) (эксперты (эксперты-аудиторы)) _____ (подпись) Смирнов Артем Владимирович (Ф.И.О.)

АО «Опцион», Москва, 2020 г., «Б», ТЗ № 334

Приложение В

EAC

ЕВРАЗИЙСКИЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ СОЮЗ
ДЕКЛАРАЦИЯ О СООТВЕТСТВИИ

Заявитель ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ "РУССКИЕ ГАЗОВЫЕ ТУРБИНЫ"
Место нахождения (адрес юридического лица) и адрес места осуществления деятельности: 152908, Россия, область Ярославская, Рыбинский район, город Рыбинск, улица Сысоевская, дом 28
Основной государственный регистрационный номер 1117610006205.
Телефон: 74855291291 Адрес электронной почты: rusgt@rusgt.ru
в лице Генерального директора Шарова Юрия Владимировича
заявляет, что Газотурбинная энергетическая установка ГТЭ80/PG6111(FA) на базе ГТД MS6001FA (6FA+E/6F.03).
Изготовитель ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ "РУССКИЕ ГАЗОВЫЕ ТУРБИНЫ"
Место нахождения (адрес юридического лица) и адрес места осуществления деятельности по изготовлению продукции: 152908, Россия, область Ярославская, Рыбинский район, город Рыбинск, улица Сысоевская, дом 28
Продукция изготовлена в соответствии с ТУ 3111-021-92104701-2015 "Газотурбинная энергетическая установка ГТЭ80/PG6111 (FA) на базе ГТД MS6001FA (6FA+E/6F.03)".
Код (коды) ТН ВЭД ЕАЭС: 8411828009
Серийный выпуск
соответствует требованиям
Технического регламента Таможенного союза "О безопасности машин и оборудования" (ТР ТС 010/2011)
Декларация о соответствии принята на основании
сертификата на тип № ЕАЭС RU.CT-RU.АД07.В.00620 от 05.10.2020 года, выданного Обществом с ограниченной ответственностью «Центр Сертификации «ВЕЛЕС» (аттестат аккредитации № RA.RU.10АД07);
протокола заводских испытаний № ПГТ4-875914-17032020-0 от 17.03.2020 года; обоснования безопасности № 3111-021-92104701-ОБ от 16.08.2015 года; руководства по эксплуатации техническому обслуживанию заказчика 389А9186 от 04.07.2013 года; паспорта 3111-021-92104701-2015-ПС от 22.03.2019 года
Схема декларирования соответствия: 5д
Дополнительная информация
ГОСТ 29328-92 "Установки газотурбинные для привода турбогенераторов. Общие технические условия" раздел 2, 4, ГОСТ 12.1.003-2014 "Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности", ГОСТ 12.2.003-91 "Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности", ГОСТ Р МЭК 60204-1-2007 "Безопасность машин. Электрооборудование машин и механизмов. Часть 1. Общие требования", ГОСТ 12.1.012-2004 "Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования". Условия хранения продукции в соответствии с требованиями ГОСТ 15150-69. Срок хранения (службы, годности) указан в прилагаемой к продукции эксплуатационной документации.

Декларация о соответствии действительна с даты регистрации по 04.10.2025 включительно.

"Русские Газовые Турбины"

(подпись) М.П. Шаров Юрий Владимирович
(Ф.И.О. заявителя)

Регистрационный номер декларации о соответствии: ЕАЭС N RU Д-RU.АД07.В.04295/20
Дата регистрации декларации о соответствии: 05.10.2020

Ведомость графической части

Лист	Наименование	Примечание
1	Схема газоснабжения ГТЭС	
2	План сетей газоснабжения	
3	Схема маршрута прохождения газопроводов	
4	Пункт подготовки газа №1. Компоновка	
5	Пункт подготовки газа №2. Компоновка	
6	Главный корпус. Газопроводы на газоиспользующее оборудование. План	
7	Главный корпус. Газопроводы на газоиспользующее оборудование. Узел 1	

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Данный материал не подлежит размножению или передаче другим организациям и лицам без согласия ООО "ИТЭ-Проект" г. Москва

ИНТЕРТЕХЭЛЕКТРО ПРОЕКТ

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС6.ГЧ
D822921/0052D-0-0-0-IOS6.GCH-PD

ГТЭС ИРКИНСКАЯ 867 МВТ

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Зианнурова			11.07.22
Проверил		Мурашев			11.07.22
Гл. спец.		Зианнурова			11.07.22
Нач. отд.		Мурашев			11.07.22
Н. контр.		Кадникова			11.07.22
ГИП		Курис			11.07.22

Система газоснабжения

Стадия	Лист	Листов
П	1	1

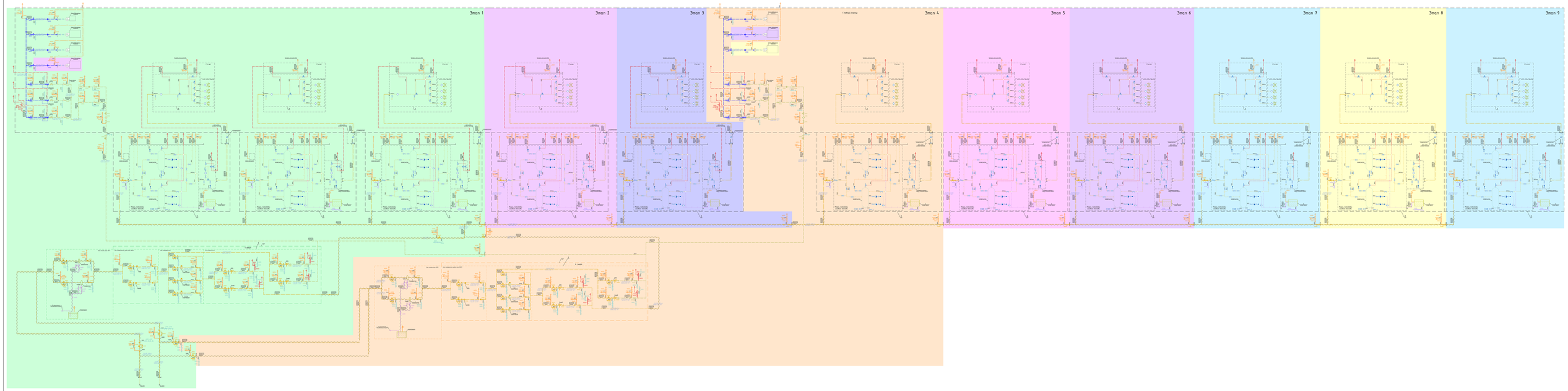
Графическая часть

Филиал ООО «ИТЭ-Проект» в г. Екатеринбурге

Формат А4

Перечень оборудования

Поз. обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	Турбо-генератор мощ. 200 МВт	1	
2	Блок силовой трансф. ТДЦ-250000/220	3	Устанавл. с ГТД
3	Трансф. соб.нужд мощ. 25 МВ · А	3	Устанавл. с ГТД
4	Блочная комплектн. ГТД-40 - 11	3	



Условные обозначения

Обозначение	Наименование
	Гл.Лучевая КЛ(линия кинжала) 1
	Гл.Лучевая КЛ(линия кинжала) 2
	Гл.шайбовая КЛ(линия
	Трубопроводы трубопроводов
	Стальной трубопроводы
	Паровые трубопроводы
	Кабель
	Силовые Кабели
	Кабельные линии
	Аппарат ограничителя
	Аппаратура контроля и измерительная
	Аппаратура контроля и измерительная
	Масо шайбовые силовые трансф
	Силовые обмотки
	Аппаратура контроля Трансф АВР
	Трансформатор напряжения
	Разъединитель с заземляющим ножом
	Разъединитель с заземляющим ножом
	Выключатель нагрузки
	Разъединитель
	Сборные и гибкие шины
	Сухие трансформаторы мощ 10 МВт
	Сухие трансформаторы мощ 10 МВт
	Сухие трансформаторы и силовые
	Шкафы ОПУ

	Подробная с подробнейшая 1-ая линия
	Подробная с подробнейшая 2-ая линия
	Подробная с подробнейшая 3-ая линия
	Подробная с подробнейшая 4-ая линия
	Подробная с подробнейшая 5-ая линия
	Подробная с подробнейшая 6-ая линия
	Подробная с подробнейшая 7-ая линия
	Подробная с подробнейшая 8-ая линия
	Подробная с подробнейшая 9-ая линия

1. Шайбовые на схеме дальнее шайбовые.
2. Все кабельные линии прокладываются в кабельных сооружениях (каналах,коридорах,эстакаде).
3. Кабельные фасонные шайбовые(кабельные линии) на схеме шайбо.
4. Все кабельные линии показаны условно.
5. Расчёты и подробно расчёты, особо до рекомендаций электроустанов и силовых трансфо оборудования.

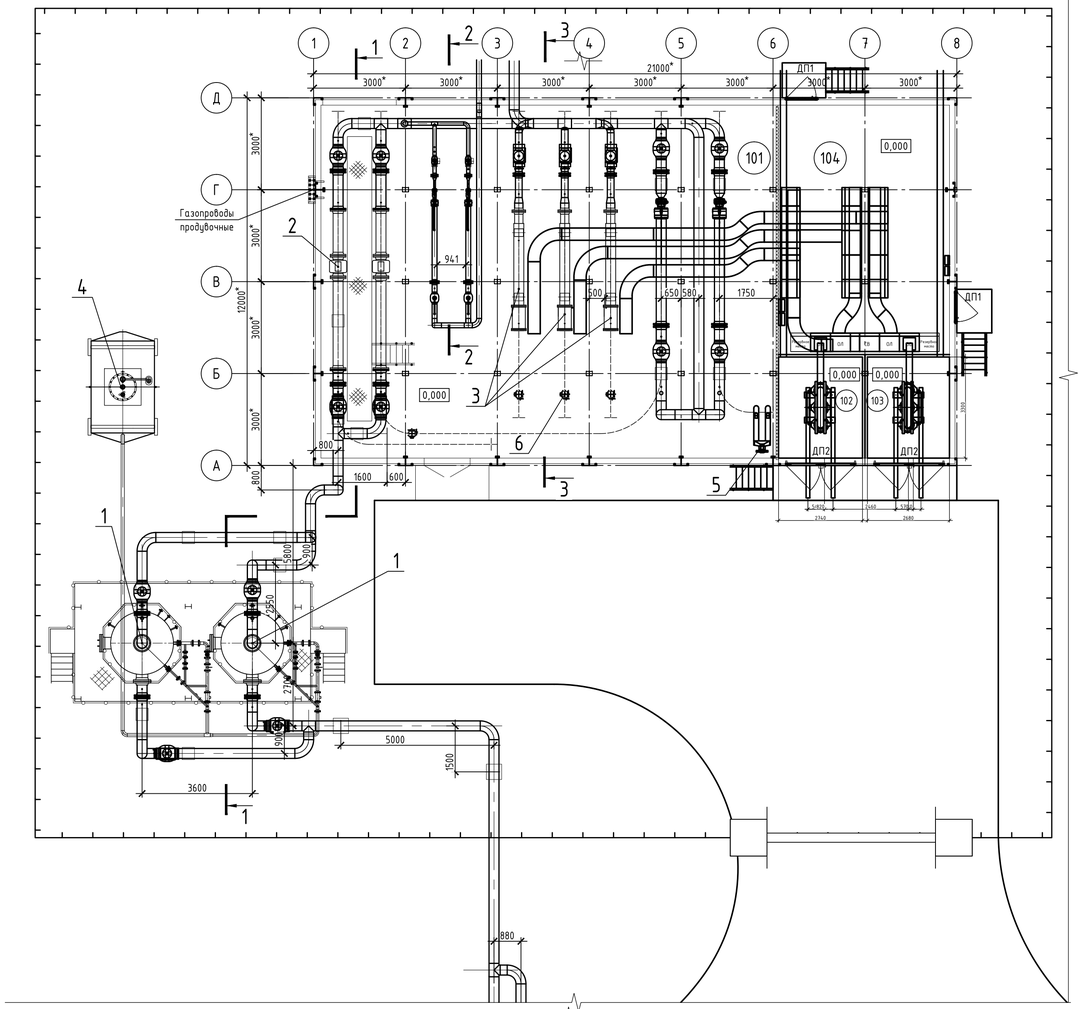
Взам.инв.№					
Подпись и дата					
Инв.№ подл.					

ИНТЕРТЕХЭЛЕКТРО ПРОЕКТ

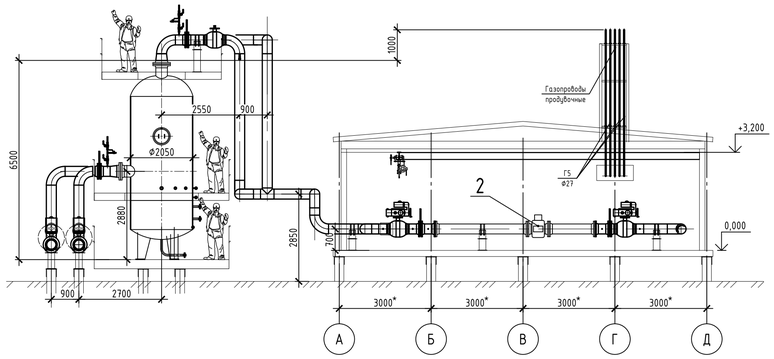
ГТС. Мощность 90 ГВт

Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подпись	Дата		
Разраб.		Ковалев				Схема электрическая	Стадия	Лист	Листов
Пров.		Ковалев					Р	1	1
Н.контр.		Ковалев				Схема электрическая ГТС	ИНТЕРТЕХЭЛЕКТРО ПРОЕКТ
							Копировал: Формат А1

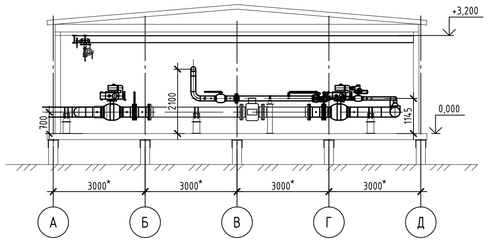
План



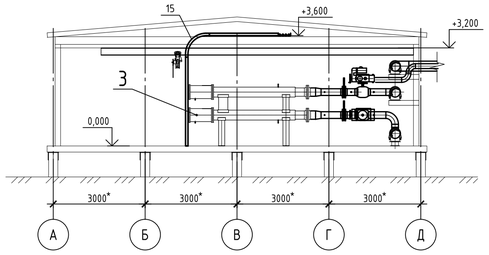
1-1

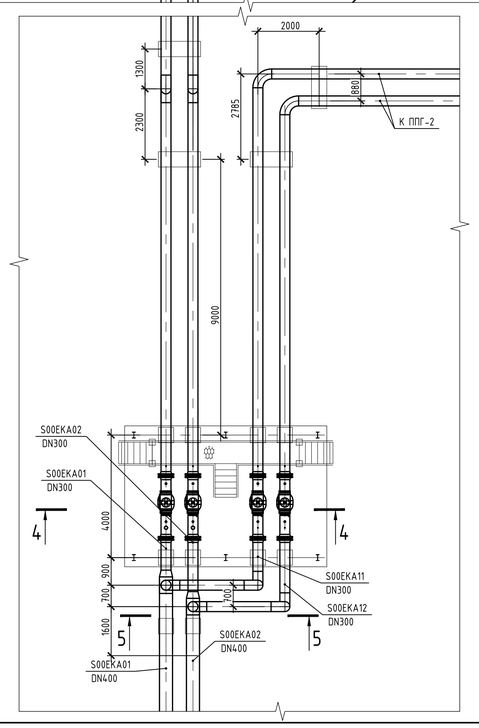


2-2

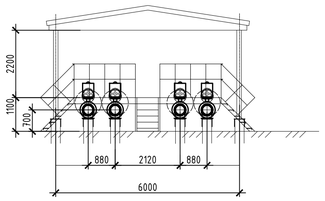


3-3

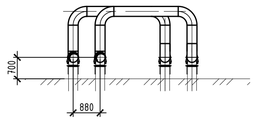




4-4



5-5



Перечень оборудования

Поз. обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	Фильтр-сепаратор газовый	2	1 рабочий, 1 резервный
2	Расходомер узла коммерческого учета газа	2	1 рабочий, 1 резервный
3	Подогреватель газа электрический проточный	3	2 рабочих, 1 резервный
4	Бак газового конденсата V=10 м³	1	
5	Тележка гидравлическая грузоподъемность 2 т	1	
6	Таль ручная шестеренная передвижная ВВИ грузоподъемностью 2 т Высота подъема 3,0 м	6	

Экспликация помещений

Номер по плану	Наименование	Категория помещения	Температура,°С
101	Технологический отсек	А	+5...+35
102	Камера трансформатора Т1	В4	-40...+40
103	Камера трансформатора Т2	В4	-40...+40
104	Отсек управления и питания	В4	+5...+35

Данный материал не подлежит размножению или передаче другим организациям и лицам без согласия Общества с ограниченной ответственностью "Интертехэлектро-Проект" г. Москва

ИНТЕРТЕХЭЛЕКТРО ПРОЕКТ

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС6-Ч-04 / D822921/0052D-95-1-E21-000-IOS6-PD

ГТЭС Иркинская 867 МВт

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разраб.		Петрова			11.07.22
Проверил		Быкова			11.07.22
Н. контр.		Кадникова			11.07.22
Нач. отд.		Мурашев			11.07.22

Система газоснабжения

Стадия	Лист	Листов
П	4	

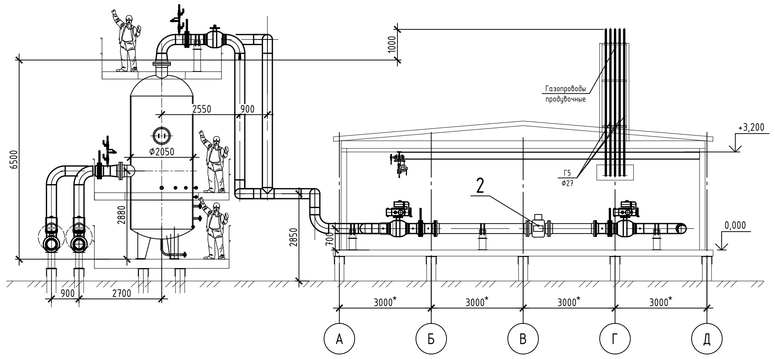
Пункт подготовки газа №1. Компоновка

филиал ООО "ИТЭ-Проект" в г. Екатеринбурге

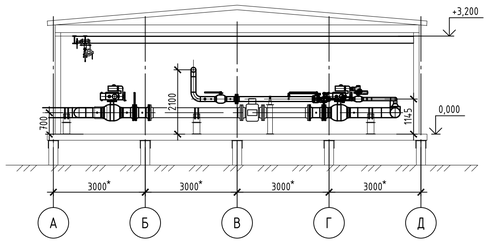
Взам. инв. № | Подп. и дата | Инв. № подл.

Формат А1

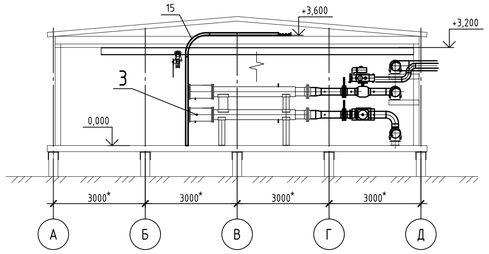
1-1



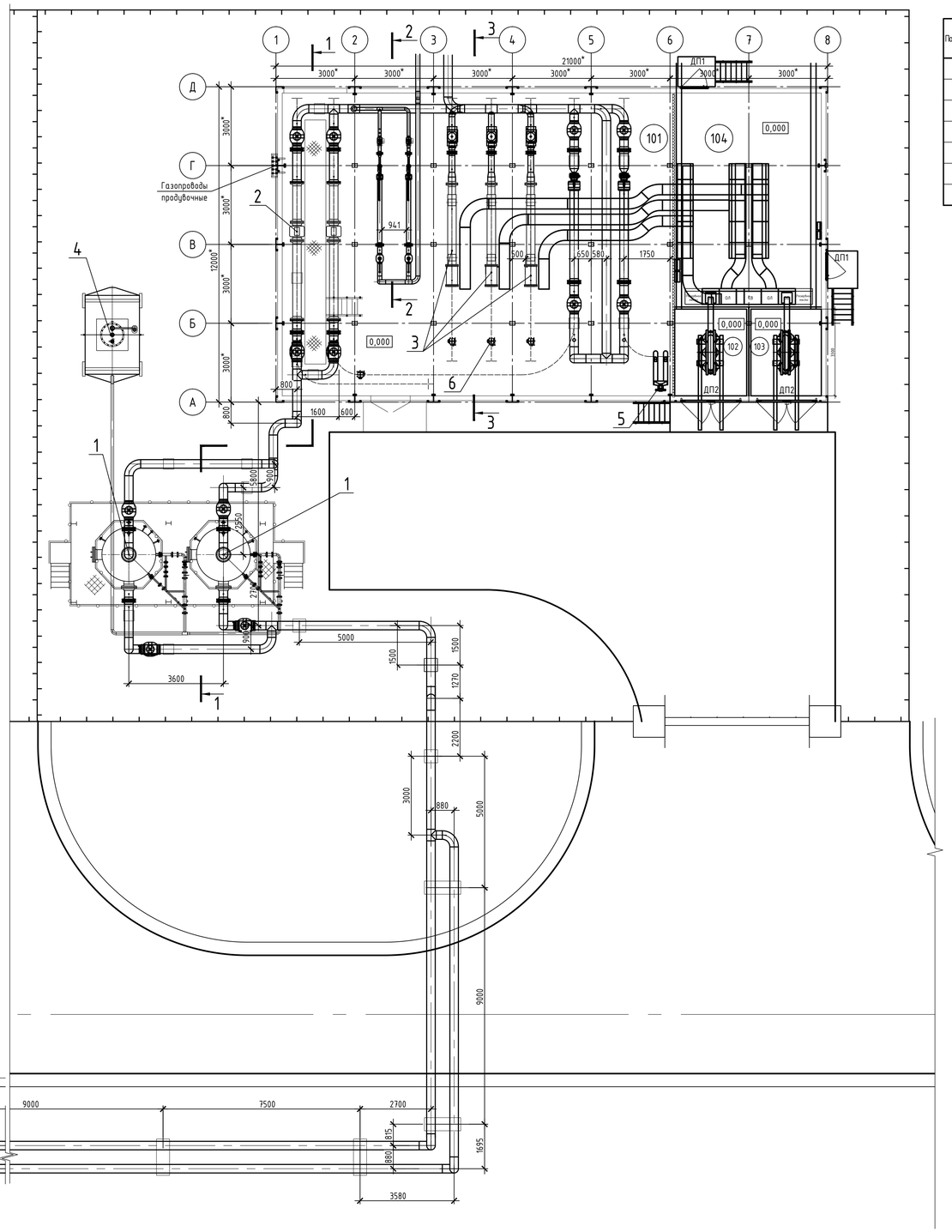
2-2



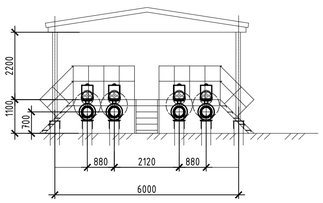
3-3



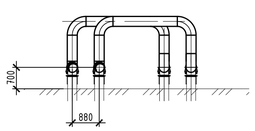
План

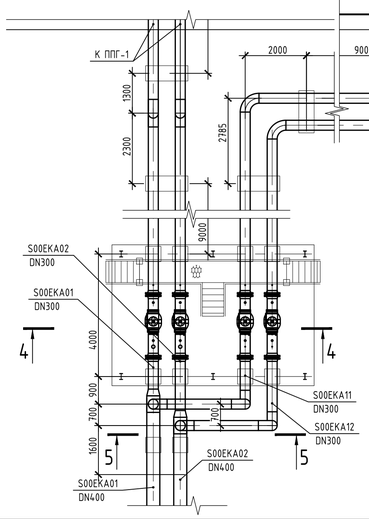


4-4



5-5





Перечень оборудования

Поз. обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	Фильтр-сепаратор газовый	2	1 рабочий, 1 резервный
2	Расходомер узла коммерческого учета газа	2	1 рабочий, 1 резервный
3	Подогреватель газа электрический проточный	3	2 рабочих, 1 резервный
4	Бак газового конденсата V=10 м³	1	
5	Тележка гидравлическая грузоподъемность 2 т	1	
6	Таль ручная шестеренная передвижная ВВИ грузоподъемностью 2 т Высота подъема 3,0 м	6	

Экспликация помещений

Номер по плану	Наименование	Категория помещения	Температура,°С
101	Технологический отсек	А	+5...+35
102	Камера трансформатора Т1	В4	-40...+40
103	Камера трансформатора Т2	В4	-40...+40
104	Отсек управления и питания	В4	+5...+35

Данный материал не подлежит размножению или передаче другим организациям и лицам без согласия Общества с ограниченной ответственностью "Интертехэлектро-Проект" г. Москва

ИНТЕРТЕХЭЛЕКТРО ПРОЕКТ

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС6-Ч-05 / D822921/0052D-95-4-E22-000-IOS6-PD

ГТЭС Иркинская 867 МВт

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разраб.		Петрова			11.07.22
Проверил		Быкова			11.07.22
Н. контр.		Кадникова			11.07.22
Нач. отд.		Мурашев			11.07.22

Система газоснабжения

Стадия	Лист	Листов
П	5	

Пункт подготовки газа №2. Компоновка

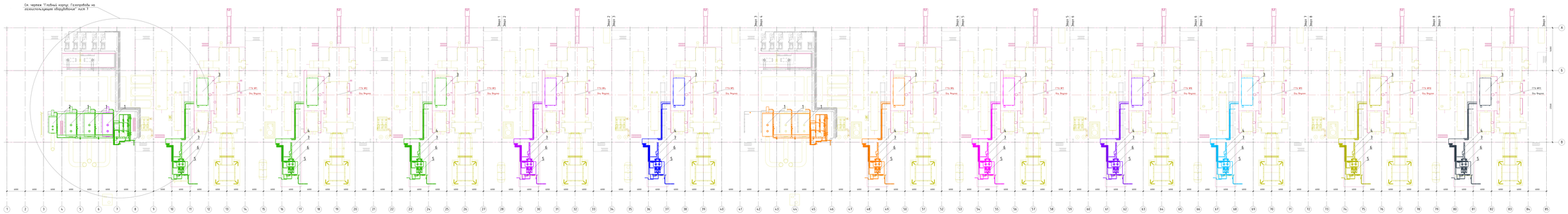
филиал ООО "ИТЭ-Проект" в г. Екатеринбурге

Формат А1

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

- Подробная 1-ая зона
- Подробная 2-ая зона
- Подробная 3-ая зона
- Подробная 4-ая зона
- Подробная 5-ая зона
- Подробная 6-ая зона
- Подробная 7-ая зона
- Подробная 8-ая зона
- Подробная 9-ая зона

Планы на отм. +3,200 (1:200)



Перечень оборудования

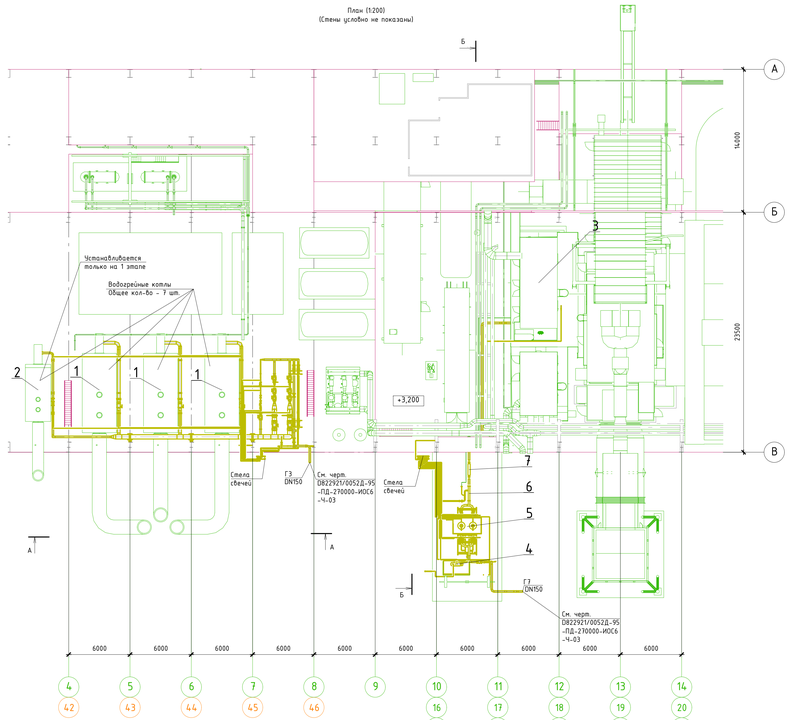
Поз.	Арт.	Наименование	Кол.	Примечание
1	1920-04-02 1920-04-03 1920-04-04 1920-04-05 1920-04-07	Вибросвая серии 9-20 Мбс	5	
2	1920-04-01	Вибросвая серии 9-14 Мбс	1	
3	2120-00-00 2120-00-01 2120-00-02 2120-00-03 2120-00-05 2120-00-06 2120-00-07 2120-00-08 2120-00-09	Стойка стенки ямбуда	9 Позиции 10-17	
4	2120-07-01-00 2120-07-01-01 2120-07-01-02 2120-07-01-03 2120-07-01-04 2120-07-01-05 2120-07-01-06 2120-07-01-07 2120-07-01-08	Разъединитель ядерного	9 Позиции 10-17	
5	2120-07-10-00 2120-07-10-01 2120-07-10-02 2120-07-10-03 2120-07-10-04 2120-07-10-05 2120-07-10-06 2120-07-10-07 2120-07-10-08	Блок сбора ямбуда конденсата 1-0,2/20 кг	9	
6		Блок электродвигателя дельтой питательного насоса	9 Позиции 10-17	
7	2120-09-01 2120-09-02 2120-09-03 2120-09-04 2120-09-05 2120-09-06 2120-09-07 2120-09-08 2120-09-09	Блок ячейки сигнальной	9 Позиции 10-17	

Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата				
Разраб.		Ямбуда				Стадия	Лист	Листов	
						Р			
Гл.инж. проекта		Кулешова				Гибкая опора. Технологическое оборудование		ИНТЕРТЕХЭЛЕКТРО ПРОЕКТ	
Нач.отд.		Кулешова							

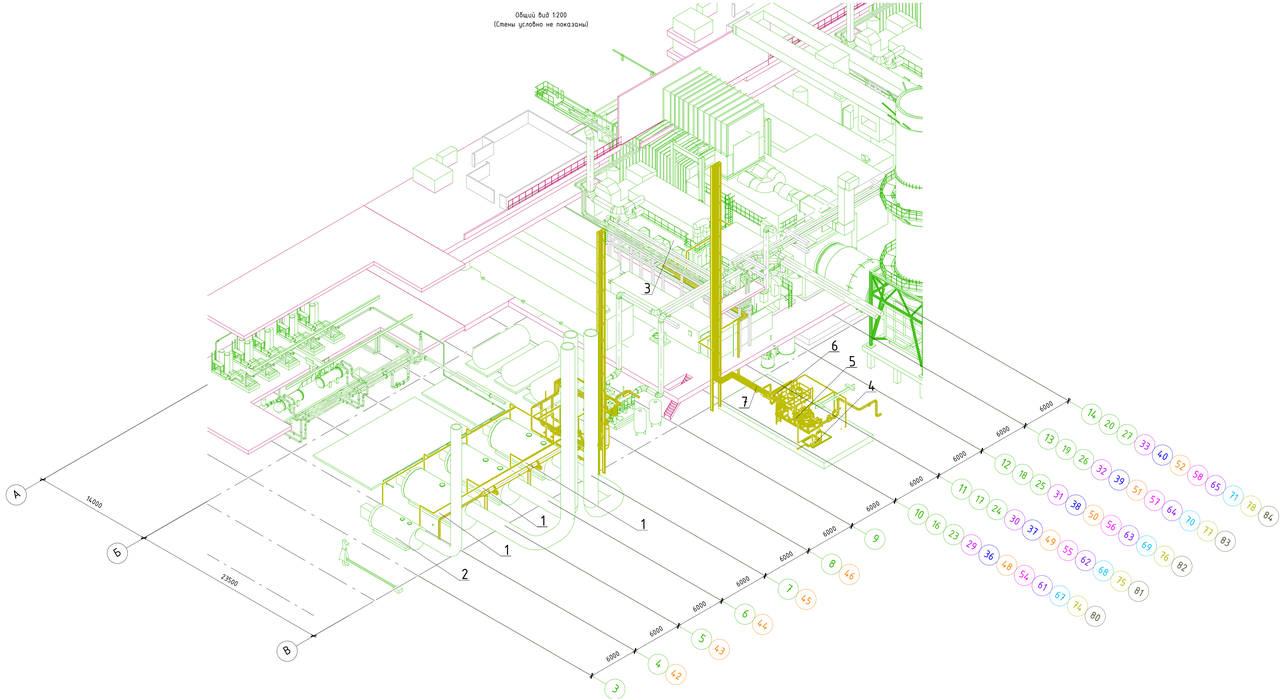
Копировал:
Формат А1

Согласовано:
Взам. инв. №:
Подпись и дата:
Инв. № подл.:

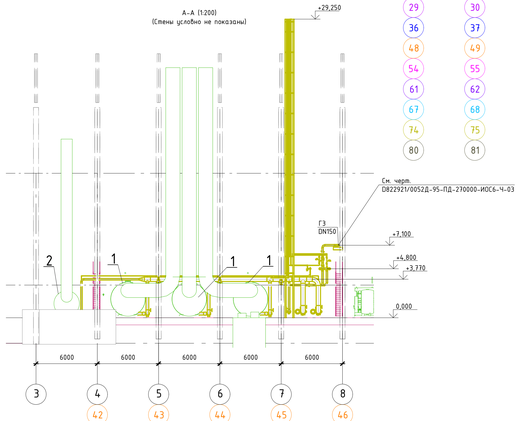
План (1:200)
(Стены условно не показаны)



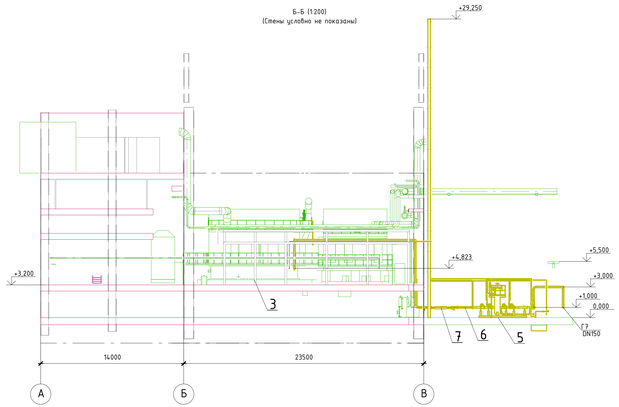
Общий вид 1:200
(Стены условно не показаны)



А-А (1:200)
(Стены условно не показаны)



Б-Б (1:200)
(Стены условно не показаны)



Перечень оборудования

Поз.	KKS	Наименование	Кол.	Примечание
1	M00NHA02 M00NHA03 M00NHA04 M00NHA51 M00NHA52 M00NHA53	Водогрейный котел N=20 МВт	6	
2	M00NHA01	Водогрейный котел N=8 МВт	1	
3	M01MBV00 M02MBV00 M03MBV00 M04MBV00 M05MBV00 M06MBV00 M07MBV00 M08MBV00 M09MBV00 M10MBV00 M11MBV00	Газомасляный модуль	11	Поставка "РГТ"
4	E02MBP11BB001 E03MBP11BB001 E04MBP11BB001 E05MBP11BB001 E06MBP11BB001 E07MBP11BB001 E08MBP11BB001 E09MBP11BB001 E10MBP11BB001 E11MBP11BB001 E01MBP11BB001	Бак сбора газового конденсата V=0,078 м3	11	
5	E02MBP00 E03MBP00 E04MBP00 E05MBP00 E06MBP00 E07MBP00 E08MBP00 E09MBP00 E10MBP00 E11MBP00	Блок коалесцирующих фильтров топливного газа	11	Поставка "РГТ"
6	E02MBP02 E03MBP02 E04MBP02 E05MBP02 E06MBP02 E07MBP02 E08MBP02 E09MBP02 E10MBP02 E11MBP02 E01MBP02	Блок газовых клапанов	11	Поставка "РГТ"
7	E02MBP50CF003 E03MBP50CF003 E04MBP50CF003 E05MBP50CF003 E06MBP50CF003 E07MBP50CF003 E09MBP50CF003 E08MBP50CF003 E09MBP50CF003 E10MBP50CF003 E11MBP50CF003	Расходомер кориолиса	11	Поставка "РГТ"

1. Рабочая среда - природный газ.
2. Параметры среды:
   2.1 ГЗ - Ру=3,1 МПа, tраб.= +68°С;
   2.2 ГЗ - Ру=0,6 МПа, tраб.= +55°С;
3. Газопроводы выполнены в соответствии с требованиями РД 153-34.1-30.106-00 "Правила технической эксплуатации газового хозяйства газотурбинных и парогазовых установок тепловых электростанций", в соответствии с требованиями Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления", "Свод правил. Газораспределительные системы. Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002"(СП 62.13330.2011).
4. Согласно Техническому регламенту о безопасности сетей газораспределения и газопотребления трубопровод ГЗ относится к газопроводам высокого давления категории 1а, трубопровод ГЗ относится к газопроводам высокого давления категории 2.

Оборудование и оси 1-го этапа	
Оси 2-го этапа	
Оси 3-го этапа	
Оси 4-го этапа	
Оси 5-го этапа	
Оси 6-го этапа	
Оси 7-го этапа	
Оси 8-го этапа	
Оси 9-го этапа	

Данный материал не подлежит размножению или передаче другим организациям и лицам без согласия ООО "Интертехэлектро-Проект"
г. Москва

ИНТЕРТЕХЭЛЕКТРО ПРОЕКТ

ОВ22921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС6-Ч-07
(ОВ22921/0052Д-95-0-М00-000-ИОС6-РД)

ГТЭС Иркинская 867 МВт

Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата
Разраб.		Межин			25.08.22
Проверил		Сапожников			25.08.22
Н. контр.		Кадникова			25.08.22
Нач. отд.		Кобрицина			25.08.22

Система газоснабжения

Стадия	Лист	Листов
П	7	

Главный корпус.
Газопроводы на газоиспользующее оборудование

филиал ООО "МТЭ-Проект" в г. Екатеринбурге

Взам.инв.N | Подпись и дата | Инв.N подл.

Формат А2х