



Общество с ограниченной ответственностью
«Мосэнергопроект»
(ООО «МЭП»)

СОГЛАСОВАНО

Главный инженер проекта
Департамента по строительству и
ремонту электростанций
АО «ГК «ЕКС»

Подпись

А.Н. Чернишук
Расшифровка

« ____ » _____ 2026 г.

**СТРОИТЕЛЬСТВО ПАРОВАЗОВОГО БЛОКА
МОЩНОСТЬЮ 225 МВт КАК НЕЗАВИСИМОГО ПРЕДПРИЯТИЯ
НА ТЕРРИТОРИИ ПРОМЗОНЫ
ТЭЦ- 25-ФИЛИАЛА ПАО "МОСЭНЕРГО"**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 6. Технологические решения

Часть 1. Тепломеханические решения

Книга 1. Текстовая часть

25-83G1-00-TP1.1

Том 6.1.1

**Заместитель директора по
проектированию**

О.В. Некрасов

Главный инженер проекта

Ю.А. Яшукова

2026

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

Содержание

1	Общие положения и исходные данные	3
2	Характеристика принятой технологической схемы производства в целом и характеристика отдельных параметров технологического процесса, требования к организации производства, данные о трудоемкости изготовления продукции	3
2.1	Общие сведения о сооружаемом объекте	3
3	Обоснование потребности в основных видах ресурсов для технологических нужд	8
4	Описание источников поступления сырья и материалов	10
5	Описание требований к параметрам и качественным характеристикам продукции.	11
6	Обоснование показателей и характеристик принятых технологических процессов и оборудования	13
6.1	Общие сведения.....	13
6.2	Газотурбинная установка ГТЭ-160.....	14
6.4	Паровая турбина К-73-7,5-SF.....	29
6.5	Турбогенератор паротурбинной установки	41
6.6	Котел утилизатор.....	44
6.7	Дымовая труба	52
6.8	Тепловая схема	53
6.9	Компоновка главного корпуса ПГУ	61
6.10	Ожидаемые технико-экономические показатели блока ПГУ-225.....	63
7	Обоснование показателей и характеристик принятых технологических процессов и оборудования	64
7.1	Масляное хозяйство	64
7.2	Баковое хозяйство.....	66
7.3	Компрессорная.....	66
7.4	Мастерская тепломеханическая	69
7.5	Технологические эстакады трубопроводов	69
7.6	Тепловая изоляция оборудования.....	70
7.7	Антикоррозионная защита.....	71
7.8	Решения по организации ремонтных работ	73
8	Перечень мероприятий по обеспечению выполнения требований, предъявляемых к техническим устройствам, оборудованию, зданиям и сооружениям на опасных производственных объектах	76
8.1	Мероприятия, обеспечивающие безопасность эксплуатации.....	76
8.2	Требования, предъявляемые к трубопроводам.....	77
9	Сведения о расчетной численности, профессионально-квалификационном составе работников с распределением по группам производственных процессов, числе рабочих мест и их оснащенности	78

[illegible]

9.1	Организационная структура административного и оперативного управления	78
9.2	Общая численность персонала	80
10	Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации производственных объектов капитального строительства	86
10.1	Условия труда	86
10.2	Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда.	93
11	Описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе	94
12	Результаты расчетов о количестве и составе вредных выбросов в атмосферу и сбросов в водные источники	95
13	Перечень мероприятий по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду	95
14	Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению	95
15	Перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергетической эффективности к устройствам, технологиям и материалам, используемым в производственном процессе, позволяющих исключить нерациональный расход энергетических ресурсов.....	96
16	Обоснование выбора функционально-технологических, конструктивных и инженерно-технических решений, используемых в объектах производственного назначения, в части обеспечения соответствия зданий, строений и сооружений требованиям оснащенности их приборами учета используемых энергетических ресурсов	99
17	Описание и обоснование проектных решений, направленных на соблюдение требований технологических регламентов	101
18	Описание мероприятий и обоснование проектных решений, направленных на предотвращение несанкционированного доступа на объект физических лиц, транспортных средств и грузов.....	102
	Приложение А Технические условия подключения (технологического подключения) к централизованной системе холодного водоснабжения.....	103
	Приложение Б Технические условия на подключение (технологического подключения) к трубопроводам химобессоленной воды от ХВО.....	112
	Приложение В Технические условия на подключение (технологического подключения) к общестанционному коллектору пара собственных нужд 13 ата	114

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №								
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-TP1.1-ТЧ				Лист
										2

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

						25-83G1-00-TP1.1-ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		3

Режим работы энергоблока – базовый с корректировкой по диспетчерскому графику энергосистемы, с числом часов использования установленной мощности – не менее 6800 ч/год, непрерывный, круглогодичный. Принят двухсменный режим работы.

Основное и резервное топливо-природный газ.

Выдача электрической мощности – на напряжении 500 кВ.

Строительство нового энергоблока со вспомогательным оборудованием выполняется в условиях действующего предприятия, с повышенным уровнем ответственности.

Проектом предусматривается:

- одна газотурбинная установка ГТЭ-160 с КВОУ и комплектом вспомогательного оборудования;
- байпасная система (в составе дивертор и дымовая труба) для возможности работы ГТУ в открытом цикле;
- котел-утилизатор, барабанный, двух давлений, с деаэрационной колонкой на барабане низкого давления, с дымовой трубой;
- одна паровая конденсационная турбина мощностью 75 МВт;
- генератор ГТУ и генератор паровой турбины с воздушным охлаждением, с тиристорной системой возбуждения (с воздушным охлаждением), генераторными выключателями;
- тиристорное пусковое устройство ГТУ;
- пункт подготовки газа (ППГ) включая: блочный пункт подготовки газа (БППГ) с узлом очистк, блочная дожимная компрессорная станция (ДКС) контейнерного типа 3х60%, блок охлаждения ДКС, коммерческие узлы измерения расхода газа (УИРГ) в блоках контейнерного типа, блок отключающей арматуры (БОА);
- питательные насосы ВД котла с электроприводом (2х100%) насосы рециркуляции;
- замкнутый контур охлаждения (ЗКО) вспомогательного оборудования. Охлаждение ЗКО предусмотрено от системы циркуляционного водоснабжения;
- вспомогательное блочное оборудование;
- блочный трансформатор ГТУ, блочный трансформатор ПТУ, трансформатор собственных нужд, резервный трансформатор собственных нужд, схема выдачи мощности до границ внешних кабельных линии;
- КРУ-6, РУСН-0,4, ЩПТ;
- АСУ ТП, АСУ ЭТО, РЗА;
- АИИСКУЭ, АИИС КУР;
- СОТИ АССО, СДПМ с функцией ДУ КА;
- сети газопотребления, водоотведения, водоснабжения, пожаротушения, связи;
- циркуляционная система с башенной градирней;
- блочная насосная станция (БНС) с циркуляционными насосами, узлом коррекционной обработки воды, противопожарными насосами;
- лаборатории, укомплектованные соответствующим оборудованием для контроля технического состояния оборудования и качества, используемых в технологическом процессе сред: электроизмерительную, КИП, метрологическую, химическую.

Технологическими решениями предусматривается рациональное размещение основного и вспомогательного оборудования главного корпуса, вспомогательных зданий и сооружений для удобного обслуживания во время эксплуатации и проведения ремонтных работ.

Проектная документация разработана в соответствии с требованиями «Положения о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», утвержденного Постановлением Правительства РФ от 16.02.2008 № 87 (с изменениями на 3 октября 2025 г.).

Состав проектной документации представлен отдельным томом 25-83G1-00-СП.

В состав основного оборудования входит блок ПГУ на базе одной ГТУ-160 мощностью 155,3 МВт, одного котла-утилизатора Е-224/50-8,0/0,65-517/218 (ПК-186) и одной ПТУ К-73-7,5-SF мощностью 75 МВт.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	технического состояния оборудования и качества, используемых в технологическом процессе сред: электроизмерительную, КИП, метрологическую, химическую.						
			Технологическими решениями предусматривается рациональное размещение основного и вспомогательного оборудования главного корпуса, вспомогательных зданий и сооружений для удобного обслуживания во время эксплуатации и проведения ремонтных работ.						
			Проектная документация разработана в соответствии с требованиями «Положения о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», утвержденного Постановлением Правительства РФ от 16.02.2008 № 87 (с изменениями на 3 октября 2025 г.).						
Состав проектной документации представлен отдельным томом 25-83G1-00-СП.									
В состав основного оборудования входит блок ПГУ на базе одной ГТУ-160 мощностью 155,3 МВт, одного котла-утилизатора Е-224/50-8,0/0,65-517/218 (ПК-186) и одной ПТУ К-73-7,5-SF мощностью 75 МВт.									
						25-83G1-00-ТР1.1-ТЧ			Лист
									4
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

- ОСТ 12.1.010-76 – «ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования»;
- СП 86.13330.2014. Свод правил. Магистральные трубопроводы. СНиП III-42-80*»;
- ГОСТ 9544-2015 – «Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов»;
- СП 61.13330.2012 Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов (Актуализированная редакция СНиП 41-03-2003);
- Постановление Правительства РФ от 16.09.2020 N 1479 "Об утверждении Правил противопожарного режима в Российской Федерации");
- ГОСТ 32388-2013. Межгосударственный стандарт. Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия (введен в действие Приказом Росстандарта от 03.04.2014 N 304-ст);
- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов»;
- СТО 70238424.27.100.010-2011 «Автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУТП) ТЭС. Условия создания. Нормы и требования»;
- РД 34.03.201-97 «Правила техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей»;
- 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».
- СО 34.35.101-2003 «Методические указания по объему технологических измерений, сигнализации и автоматического регулирования на тепловых электростанциях»;
- РД 153-34.1-35.104-2001 «Методические указания по объему технологических измерений, сигнализации и автоматического регулирования на тепловых электростанциях с ПГУ, оснащенных АСУ ТП»;
- РД 153-34.1-35.127-2002 «Общие технические требования (ОТТ) к программно-техническим комплексам (ПТК) для АСУ ТП тепловых электростанций».
- РД 153-34.1-35.137-00 «Технические требования к подсистеме технологических защит, выполненных на базе микропроцессорной техники»;
- РД 153-34.1-35.145-2003 «Технические требования к функции ПТК АСУ ТП ТЭС «Сбор и первичная обработка информации».
- ФЗ-484 от 30.12.2009 «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» с изменениями на 25 декабря 2023 года.

Проектная документация выполнена в соответствии с действующими законами РФ, нормами, правилами, стандартами, обеспечивающими взрывопожаробезопасность и безопасную эксплуатацию сооружений при соблюдении предусмотренных в документации мероприятий, и соответствует исходным данным и требованиям по проектированию и строительству.

В соответствии с техническим заданием на проектирование основным и резервным топливом для ГТУ является природный газ. В системе топливоснабжения станции предусматривается хозяйство газового топлива.

Выполнение мероприятий по строительству парогазового блока мощностью 225 МВт как независимого предприятия на территории промзоны ТЭЦ-25 – филиала ПАО «Мосэнерго» осуществляется в два этапа:

Первый этап: строительство и ввод в эксплуатацию ГТУ для работы в открытом цикле со всей необходимой для этого инфраструктурой, основным и вспомогательным оборудованием, зданиями и сооружениями – **2027 год.**

Второй этап: строительство и ввод в эксплуатацию котла-утилизатора и паротурбинной части ПГУ со всей необходимой для этого инфраструктурой, основным и вспомогательным оборудованием, зданиями и сооружениями – **2028 год.**

Климатические данные площадки строительства ТЭЦ-25 представлены по данным СП 131.13330.2025 Строительная климатология»:

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	предусматривается хозяйство газового топлива.						
			Выполнение мероприятий по строительству парогазового блока мощностью 225 МВт как независимого предприятия на территории промзоны ТЭЦ-25 – филиала ПАО «Мосэнерго» осуществляется в два этапа:						
Первый этап: строительство и ввод в эксплуатацию ГТУ для работы в открытом цикле со всей необходимой для этого инфраструктурой, основным и вспомогательным оборудованием, зданиями и сооружениями – 2027 год.									
Второй этап: строительство и ввод в эксплуатацию котла-утилизатора и паротурбинной части ПГУ со всей необходимой для этого инфраструктурой, основным и вспомогательным оборудованием, зданиями и сооружениями – 2028 год.									
Климатические данные площадки строительства ТЭЦ-25 представлены по данным СП 131.13330.2025 Строительная климатология»:									
						25-83G1-00-TP1.1-ТЧ			Лист
									6
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

Таблица 1

Климатические данные

№№	Наименование параметра по НТД	Значение/параметра
1.	Согласно карте сейсмического районирования России ОСР-2015-В площадка строительства относится к сейсмическому району с зоной интенсивности по шкале MSK-64	5 баллов
2.	Климатический район (СП 131.13330.2025 «Свод правил. Строительная климатология»)	II-B
3.	Климат по ГОСТ 15150-69	УХЛ4
4.	Тип атмосферы по ГОСТ 15150-69	I (условно-чистая)
5.	Средняя годовая температура воздуха, °С (СП 131.13330.2025 «Свод правил. Строительная климатология»)	5,9

Таблица 2

Климатические параметры холодного и теплого периодов года

Характеристика	Значение
Климатические параметры холодного периода года	
Температура воздуха наиболее холодных суток, °С, обеспеченностью 0,98	Минус 31
Температура воздуха наиболее холодных суток, °С, обеспеченностью 0,92	Минус 28
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С, обеспеченностью 0,98	Минус 26
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С, обеспеченностью 0,92	Минус 23
Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,94	Минус 11
Абсолютная минимальная температура воздуха, °С	Минус 43
Продолжительность периода со средней суточной температурой воздуха $\leq 0^{\circ}\text{C}$, сут.	130
Средняя температура воздуха периода со средней суточной температурой воздуха $\leq 0^{\circ}\text{C}$	минус 4,8
Продолжительность периода со средней суточной температурой воздуха $\leq 8^{\circ}\text{C}$, сут.	202
Средняя температура воздуха периода со средней суточной температурой воздуха $\leq 8^{\circ}\text{C}$	минус 1,7
Продолжительность периода со средней суточной температурой воздуха $\leq 10^{\circ}\text{C}$, сут.	220
Средняя температура воздуха периода со средней суточной температурой воздуха $\leq 10^{\circ}\text{C}$	минус 0,8
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца, %	82
Количество осадков за ноябрь – март, мм	237
Преобладающее направление ветра	3
Климатические параметры теплого периода	
Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,95	+ 23,0
Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,98	+ 26,0
Средняя максимальная температура воздуха наиболее тёплого месяца, °С	+ 24,8
Абсолютная максимальная температура воздуха, °С	+ 38
Количество осадков за апрель – октябрь, мм	476
Суточный максимум осадков, мм	88

Средние значения температуры воздуха по месяцам и среднегодовой температурой, по данным для Московского региона в соответствии с СП 131.13330.2025 в Таблице 3.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-TP1.1-ТЧ	Лист	
								7

Таблица 3

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Температура наружного воздуха, °С	-7,0	-6,4	-1,0	6,5	13,3	17,2	19,2	17,2	11,4	5,4	-0,7	-4,8	5,9

Абсолютный максимум температуры воздуха по месяцам и за год по данным «Климат Москвы» (климатологическая стандартная норма, рассчитанная за период 1991-2020 по данным метеостанции ВДНХ) в Таблице 4.

Таблица 4

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Температура наружного воздуха, °С	8,6	8,3	19,7	28,9	33,2	34,8	38,2	37,3	32,3	24	16,2	9,6	38,2

Абсолютный минимум температуры воздуха по месяцам и за год по данным «Климат Москвы» (климатологическая стандартная норма, рассчитанная за период 1991-2020 по данным метеостанции ВДНХ) в Таблице 5.

Таблица 5

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Температура наружного воздуха, °С	-42,1	-38,2	-32,4	-21	-7,5	-2,3	1,3	-1,2	-8,5	-20,3	-32,8	-38,8	-42

Средняя месячная и годовая относительная влажность воздуха в Таблице 6.

Таблица 6

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Относительная влажность, %	85	81	74	68	67	72	74	78	82	83	86	86	78

3 Обоснование потребности в основных видах ресурсов для технологических нужд

Основными ресурсами для технологических нужд блока ТЭС являются:

- основное и резервное топливо – природный газ;
- вода для охлаждения пара в конденсаторе и охлаждения вспомогательного оборудования;
- химобессоленная вода для восполнения потерь пароводяного контура при работе;
- смазочные материалы для основного и вспомогательного оборудования;
- сетевая вода (собственные нужды станции);
- сжатый воздух;
- электроэнергия, потребляемая электронасосными агрегатами, которые участвуют в технологическом процессе и электрифицированной арматурой;
- пар собственных нужд низкого давления для пусковых операций.

В соответствие с техническими условиями на подключение газоснабжение осуществляется от двух независимых вводов:

- точка подключения №1: газопровод высокого давления $P \leq 1,2$ МПа, от КРП-10, величина максимального часового расхода газа подключаемого газоиспользующего оборудования 60000 м³/ч;

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-TP1.1-ТЧ	Лист
							8
Ив. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

- точка подключения №2: газопровод высокого давления $P \leq 1,2$ МПа, от КРП-20, величина максимального часового расхода газа подключаемого газоиспользующего оборудования 60000 м³/ч.

- Максимальный проектный расход природного газа на блок, исходя из расхода газа в камеры сгорания ГТУ с учетом 10-ти % запаса на эксплуатационный износ и деградацию основного и вспомогательного оборудования блока, составляет 12,1 кг/с.

- Плотность газа при стандартных условиях 0,7210 кг/ст.м³.

- Теплота сгорания при стандартных условиях 8403 ккал/ст.м³.

Потребность в охлаждающей воде складывается из охлаждения конденсатора паровой турбины и вспомогательного оборудования блока.

Для охлаждения вспомогательного оборудования предусмотрен замкнутый контур охлаждения химобессоленной водой. Заполнение бака замкнутого контура предусмотрено от насосов нормального и аварийного добавка существующего главного корпуса в соответствии с Техническими условиями на подключение (Приложение Б).

Расход воды на охлаждение оборудования на этапе 1 составляет:

- воздухоохладителей генератора ГТУ – 148 т/ч;
- маслоохладителей ГТУ – 150 т/ч;
- маслоохладителей ДКУ – 750 т/ч.

Суммарный расход охлаждающей воды оборудования этапа 1 с учетом небольшого запаса составит 1155 т/ч.

На этапе 1 охлаждающая вода на охладители замкнутого контура подается от Кунцевского водовода в соответствии с Техническими условиями на подключение (Приложение Б).

Расход воды на охлаждение оборудования на этапе 2 составляет:

- воздухоохладителей генератора ГТУ – 148 т/ч;
- маслоохладителей ГТУ – 150 т/ч;
- маслоохладителей ДКУ – 750 т/ч.
- маслоохладители ПТ и воздухоохладители генератора ПТ и т.п. – $120+280+80+1,5 = 481,5$ т/ч.

- устройства подготовки проб – 50 т/ч;

- концевые уплотнений подшипников, электродвигателей, маслоохладителей ПЭН – $(9+9+6,5) \times 2 = 50$ т/ч;

Суммарный расход охлаждающей воды оборудования этапа 2 с учетом небольшого запаса составит 1800 т/ч.

Для охлаждения вспомогательного оборудования предусмотрен замкнутый контур охлаждения химобессоленной водой. Заполнение бака замкнутого контура на этапе 2 предусмотрено от насосов нормального и аварийного добавка блока ПГУ-225.

На этапе 2 охлаждающая вода от башенной градирни подается из аванкамеры циркуляционными насосами и насосами охлаждения вспомогательного оборудования:

- на охлаждение конденсатора ПТУ – 13500 т/ч;
- на основные водоводяные эжекторы ПТУ – 2000 т/ч;
- на охладители замкнутого контура – 2400 т/ч.

Вода на заполнение и восполнение потерь подается от Кунцевского водовода в соответствии с Техническими условиями на подключение (Приложение А).

Производительность ВПУ для подпитки котлов нормами технологического проектирования определяется как сумма потерь пара и конденсата и нормируемого запаса по производительности в 20 % (из СТО 70238424.27.100.013-2009 «Водоподготовительные установки и водно-химический режим ТЭС. Условия создания. Нормы и требования»).

Общая потребность в обессоленной воде – $(224+50) \times 0,03$ (1% - непрерывная продувка + 2% - потери в пароводяном тракте КУ) 8,31 т/ч. Подробное описание см. том 25-83G1-00-ТР2.1 «Водоподготовка».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	</					
--------------	--------------	--------------	---	--	--	--	--	--

Расход обессоленной воды нормального добавка в конденсатор ПТУ составляет (8,3 т/ч), аварийного – (82,3 т/ч) и обеспечивается для этапа 1 от насосов нормального и аварийного добавка существующего главного корпуса в соответствии с Техническими условиями на подключение (Приложение Б), а для этапа 2 – из баков запаса обессоленной воды блока ПГУ-225.

Расход пара:

- на пусковую деаэрацию и на прогрев барабана высокого давления составляет 6 т/ч по данным завода – изготовителя КУ;

- на уплотнения паровой турбины 1т/ч по предварительным данным завода-изготовителя паровой турбины.

Суммарная ёмкость баков составляет 2060 м³. Всего установлено 3 бака, из них 2 бака запаса обессоленной воды по V=630 м³ каждый и 1 бак грязного конденсата V=800 м³.

Расчет потребности в реагентах, необходимых для подготовки воды по стадиям обработки при эксплуатации блока ПГУ-225 представлен в томе 6.2.1 Подраздел 6 «Водоподготовка».

Для систем маслоснабжения ГТУ и ПТУ используются минеральное и синтетическое турбинные масла соответственно. Емкость маслобака ГТУ 16,38 м³, ПТУ - 26 м³.

Сжатый воздух на ТЭС необходим для обеспечения потребностей продувки газопроводов, ремонтных нужд. Компрессорная для нужд дожимных компрессоров поставляется комплектно с ДКУ контейнерного исполнения.

4 Описание источников поступления сырья и материалов

Основным и резервным топливом для газовой турбины является природный газ.

Для обеспечения требования к качеству природного газа сооружается газовое хозяйство.

Природный газ поступает на ТЭС от двух магистральных газопроводов по Техническим условиям от Мосгаза давлением 0,8÷1,2 МПа (изб.).

Природный газ подается на площадку ТЭС по двум газопроводам DN 500. На территории ТЭС рядом с местом ввода газопроводов сооружается газовое хозяйство с установкой пункта подготовки газа (ППГ). В ППГ газ проходит систему очистки и редуцируется до давления 2,25±0,05 МПа для подачи на ГТУ. Подробное описание системы газоснабжения блока приведено в томе 5.6.1.1 Подраздел 6 «Система газоснабжения».

Охлаждающая вода на охлаждение вспомогательного оборудования ГТУ на этапе 1 подается от Кунцевского водовода в соответствии с Техническими условиями на подключение (Приложение Б).

Охлаждающая вода на охлаждение конденсатора ПТУ и вспомогательного оборудования ГТУ и ПТУ на этапе 2 поступает из циркуляционной насосной.

Обессоленная вода для подпитки энергоблока поступает от ВПУ существующей ТЭЦ на этапе 1 в соответствии с ТУ на присоединение (Приложение Б), от баков запаса обессоленной воды на этапе 2.

Пар на пуск блока ПГУ на этапе 1 подается от существующего общестанционного коллектора пара существующей ТЭЦ в соответствии с ТУ на присоединение (Приложение В).

Различные турбинные и трансформаторные масла поступают на станцию автотранспортом в бочках, с последующим хранением на складе масла в таре.

Снабжение сжатым воздухом предусматривается от компрессорной сжатого воздуха контейнерного типа.

Все химреагенты для нужд блока поставляются на площадку наземным транспортом и хранятся на складе. Хранение 30-ти суточного запаса реагентов предусматривается в баках хранения на узлах дозирования и в помещении склада химических реагентов в здании циркуляционной.

Характеристики пожаровзрывоопасных и токсических свойств сырья, материалов и химических реагентов приведены в таблице 7.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	коллектора пара существующей ТЭЦ в соответствии с ТУ на присоединение (Приложение В).						
			Различные турбинные и трансформаторные масла поступают на станцию автотранспортом в бочках, с последующим хранением на складе масла в таре.						
			Снабжение сжатым воздухом предусматривается от компрессорной сжатого воздуха контейнерного типа.						
Все химреагенты для нужд блока поставляются на площадку наземным транспортом и хранятся на складе. Хранение 30-ти суточного запаса реагентов предусматривается в баках хранения на узлах дозирования и в помещении склада химических реагентов в здании циркуляционной.									
Характеристики пожаровзрывоопасных и токсических свойств сырья, материалов и химических реагентов приведены в таблице 7.									
						25-83G1-00-TP1.1-ТЧ			Лист
									10
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

Таблица 7

Характеристики свойств сырья

Вещество	Характеристика вещества по пожаровзрывоопасности	Класс опасности по ГОСТ 12.007-76
Природный газ	Взрывоопасное Предел воспламенения 5-15 %	4 ПДК в воздухе рабочей зоны 300 мг/м ³ в пересчете на углерод
Масло турбинное	ГЖ Температура вспышки не ниже +186 °С	4 – пары ПДК в воздухе рабочей зоны 300 мг/м ³ 3 – аэрозоль ПДК в воздухе рабочей зоны 3 мг/м ³
Тринатрийфосфат	Негорючее	2 ПДК в воздухе рабочей зоны в пересчете на P ₂ O ₅ – 1 мг/м ³
Пар	Негорючее	4
Вода	Негорючее	4

5 Описание требований к параметрам и качественным характеристикам продукции.

Строительство блока ПГУ-225 МВт осуществляется для выработки электроэнергии с целью покрытия нагрузок энергосистемы и обеспечения электропотребителей.

Разработанные проектные решения обеспечивают надежный отпуск электроэнергии.

Нижний предел регулировочного диапазона ГТУ – 50% номинальной мощности.

Котел-утилизатор обеспечивает работу на скользких параметрах пара высокого и низкого давлений в диапазоне нагрузок ГТУ 50-100%.

Паровая турбина обеспечивает длительную работу в диапазоне 50-100% номинальной мощности.

Нижний предел регулировочного диапазона блока – не выше 50% номинальной мощности ПГУ (согласно СО 34.30.741-96 Технические требования к маневренности энергетических парогазовых установок блочных тепловых электростанций).

Требования к качеству отпускаемой электроэнергии:

- качество электрической энергии соответствует нормам, установленным ГОСТ 32144-2013, в том числе, по отклонению частоты и напряжения.

Электротехническое оборудование станции должно соответствовать требованиям к техническим характеристикам (пропускная способность, отключающая способность и др.), определенным в подразделе 1 Раздела 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях и системах инженерно-технического обеспечения». Подраздел 1 «Система электроснабжения», что позволяет обеспечить надежный отпуск электроэнергии потребителям.

Вводимое генерирующее оборудование блока ПГУ-225 должно быть готово к участию в общем первичном регулировании частоты и соответствовать Требованиям к участию генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты, утвержденным приказом Минэнерго России от 09.01.2019 № 2, «Технические требования к генерирующему оборудованию участников оптового рынка» (утвержденные 4.02.2021 года АО «СО ЕЭС»).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	ГОСТ 32144-2013, в том числе, по отклонению частоты и напряжения.						Лист
			Электротехническое оборудование станции должно соответствовать требованиям к техническим характеристикам (пропускная способность, отключающая способность и др.), определенным в томе 5.1.1.1 Раздела 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях и системах инженерно-технического обеспечения». Подраздел 1 «Система электроснабжения», что позволяет обеспечить надежный отпуск электроэнергии потребителям. Вводимое генерирующее оборудование блока ПГУ-225 должно быть готово к участию в общем первичном регулировании частоты и соответствовать Требованиям к участию генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты, утвержденным приказом Минэнерго России от 09.01.2019 № 2, «Технические требования к генерирующему оборудованию участников оптового рынка» (утвержденные 4.02.2021 года АО «СО ЕЭС»).						
			25-83G1-00-TP1.1-ТЧ						
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				11

Требования к качеству тепловой энергии.

В соответствии с СТО 70238424.27.010.005-2009 установлены нормы и требования к качеству тепловой энергии и теплоносителю, режимам теплоснабжения, организации коммерческого учета тепловой энергии и теплоносителя.

Показатели качества тепловой энергии:

- среднесуточная температура сетевой (горячей) воды в подающем трубопроводе в соответствии с температурным графиком регулирования отпуска тепловой энергии в зависимости от температуры наружного воздуха.

Система теплоснабжения закрытая (СН ТЭС).

Параметры теплоносителя:

- в зимний период: 150/70°C (подающий/обратный);
- в летний период: 77 °C.

Нормы и требования к качеству сетевой воды установлены в соответствии с Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего при избыточном давлении», «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации».

При строительстве блока ПГУ-225 МВт проектом предусмотрена установка конденсационной паровой турбины. Тепловая энергия – только на собственные нужды – отопление зданий и ГВС. На этапе 1 отопление предусмотрено от существующей ТЭЦ в соответствии с ТУ на подключение к теплоснабжению. На этапе 2 подогрев сетевой воды на собственные нужды осуществляется в водо-водяном теплообменнике ВВТО, поставляемом комплектно с котлом-утилизатором

На блоке ПГУ-225 предусматриваются узлы технического и коммерческого учёта ресурсов (воды, сточных вод, газа, электроэнергии, тепла). Места установки приборов приведены в таблице 8.

Таблица 8 Места установки приборов учета

№ п/п	Наименование узла учета	Место установки	Этап 1/2
1	Узел коммерческого учета (УКУГ)	Комплектно с БППГ	Этап 1
2	Узлы технического учета газа к ГТУ	Главный корпус ПГУ-225	Этап 1
3	Узел коммерческого учета исходной воды	Здание фильтров исходной воды	Этап 1
4	Узел технического учета охлаждающей воды	Главный корпус ПГУ-225	Этап 1
5	Узел технического учета охлаждающей воды	Главный корпус ПГУ-225	Этап 2
6	Узел технического учета циркуляционной воды	Главный корпус ПГУ-225	Этап 2
7	Узел коммерческого учета воды на хозяйственно-питьевые нужды	Подземный колодец	Этап 1
8	Узел коммерческого учета бытовых сточных вод	Подземный колодец	Этап 1
9	Узел коммерческого учета очищенных дождевых сточных вод	Подземный колодец	Этап 1

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

						25-83G1-00-TP1.1-ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		12

10	Узел коммерческого учета нужд производственно-противопожарного водопровода	Подземный колодец	Этап 1
11	Узел коммерческого учета пара	Существующий главный корпус	Этап 2
12	Узел технического учета пара	Главный корпус ПГУ-225	Этап 2
13	Узел коммерческого учета химобессоленной воды	Существующий главный корпус	Этап 1
14	Узел технического учета химобессоленной воды на подпитку блока	Главный корпус ПГУ-225	Этап 2
15	Узел коммерческого учета тепла на нужды станции (отопление)	Главный корпус ПГУ-225	Этап 1

6.1 Общие сведения

Установленная электрическая мощность, согласно приказу Минэнерго РФ №90 от 11.02.2019 года «Правила проведения и определения общесистемных технических параметров и характеристик генерирующего оборудования», определяется для нормальных условий (п.п.39; 42) для ГТУ, для ПТУ (п.45) при номинальных параметрах. Установленная генерирующая мощность блока ПГУ определяется в соответствии с п.47 настоящих правил.

Строительство блока ПГУ предусматривается в два этапа в составе:

Газотурбинная установка ГТЭ-160 (режим простого цикла) в количестве 1 шт.;

Однотопливная, газотурбинная установка в комплекте с генератором воздушного охлаждения (номинальной мощностью 90 МВт) SGen5-100A.

Котел-утилизатор двух давлений в количестве 1 шт.

Котел-утилизатор (КУ) двух давлений горизонтального типа (паропроизводительность по контуру ВД 224 т/ч, температура 517°С, давление 8,0 МПа, паропроизводительность по контуру НД 50 т/ч, температура 218°С, давление 0,65 МПа) поставки АО «ЗиО».

Паротурбинная установка конденсационного типа К-75-7,5-SF в количестве 1 шт.

Турбина паровая конденсационная К-75-7,5-SF поставляется АО «УТЗ» для работы в составе блока ПГУ. Турбина предназначена для привода турбогенератора с частотой вращения 50 с- 1 (3000 об/мин). Турбина относится к классу А.3. Класс А.3 – одноцилиндровая двухкорпусная турбина с петлевой схемой движения пара.

Установленная электрическая мощность ТЭС 225 МВт.

Тепловая мощность для обеспечения собственных нужд 2,5 Гкал/ч.

Температурный график работы тепловой сети 70°C÷130°C.

Режим работы ТЭС – базовый.

Число часов использования установленной электрической мощности 6800 ч/год.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Паротурбинная установка конденсационного типа К-75-7,5-SF в количестве 1 шт. Турбина паровая конденсационная К-75-7,5-SF поставляется АО «УТЗ» для работы в составе блока ПГУ. Турбина предназначена для привода турбогенератора с частотой вращения 50 с- 1 (3000 об/мин). Турбина относится к классу А.3. Класс А.3 – одноцилиндровая двухкорпусная турбина с петлевой схемой движения пара. Установленная электрическая мощность ТЭС 225 МВт. Тепловая мощность для обеспечения собственных нужд 2,5 Гкал/ч. Температурный график работы тепловой сети 70°С÷130°С. Режим работы ТЭС – базовый. Число часов использования установленной электрической мощности 6800 ч/год.					
							25-83G1-00-TP1.1-ТЧ	Лист
								13
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Работа ТЭС осуществляется на основном топливе (газ), в работе на этапе 1 находится ГТУ. На этапе 2 – блок ПГУ: ГТУ+КУ (ВВТО для обеспечения собственных нужд станции (отопление, вентиляция, ГВС) + ПТУ.

При поставке оборудования на площадку ТЭС заводы-изготовители основного и вспомогательного оборудования гарантируют его безотказную работу, рассчитанную на период эксплуатации в соответствии с требованиями ГОСТ 15150-69 в части воздействия климатических факторов внешней среды.

Изделия сохраняют свои параметры в пределах норм, в течение сроков службы после и (или) в процессе воздействия климатических факторов.

Изделия предназначены для эксплуатации, хранения и транспортирования в диапазоне от верхнего до нижнего значения климатических факторов для климатического исполнения У1 на открытом воздухе и УХЛ4 в помещении.

Запорная, регулирующая и предохранительная арматура изготовлена из материалов, устойчивых к воздействию рабочей среды и внешней среды по условиям установки.

В проекте применяется стальная трубопроводная арматура и предохранительные клапаны.

Конструкция трубопроводной арматуры обеспечивает безопасность обслуживающего персонала на монтаже, подготовке к эксплуатации, эксплуатации, техническом обслуживании и ремонте.

Арматура на $P_N < 6,3$ МПа может присоединяться к трубопроводу как посредством сварки, так и на фланцах. Арматура на $P_N \geq 6,3$ МПа присоединяется к трубопроводу посредством сварки.

На корпусе арматуры стрелкой указывается направление потока среды.

Арматура имеет механические указатели крайних положений (планки, риски и др.).

На трубопроводах устанавливается предохранительная арматура пружинного типа, которая обеспечивает автоматическое ограничение повышения давления среды в трубопроводе при изменениях, не допустимых для безопасной работы оборудования и технических устройств. Предохранительные клапаны защищают оборудование и трубопроводы от превышения в них давления более чем на 10% расчетного.

Предохранительные клапаны имеют отводящие трубопроводы для обеспечения безопасности обслуживающего персонала.

Для предотвращения обратного движения среды там, где это необходимо, устанавливаются обратные клапаны.

Вся трубопроводная арматура высокого давления и арматура топливопроводов имеет герметичность затвора по классу «А» по ГОСТ Р 9544-2015.

В системах газоснабжения применяется арматура с герметичностью не ниже класса «А» по ГОСТ Р 9544-2015. Электрифицированная арматура имеет электропривода во взрывозащищенном исполнении.

На газопроводах устанавливается отключающая (защитная) и предохранительная арматура (ПЗК и ПСК), которая обеспечивает автоматическое ограничение повышения давления газа в газопроводе либо прекращение его подачи соответственно при изменениях, не допустимых для безопасной работы газоиспользующего оборудования и технических устройств.

Приводы обеспечивают удобную установку на арматуру с ручными маховиками для ручного управления и возможностью переключения из электрического режима в ручной и наоборот.

6.2 Газотурбинная установка ГТЭ-160

Установка ГТ осуществляется с 1 этапом строительства.

Газотурбинная установка типа ГТЭ-160 (далее-ГТУ) предназначена для выработки электроэнергии, работающая на природном газе при постоянной частоте вращения.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	(ПЗК и ПСК), которая обеспечивает автоматическое ограничение повышения давления газа в газопроводе либо прекращение его подачи соответственно при изменениях, не допустимых для безопасной работы газоиспользующего оборудования и технических устройств. Приводы обеспечивают удобную установку на арматуру с ручными маховиками для ручного управления и возможностью переключения из электрического режима в ручной и наоборот. 6.2 Газотурбинная установка ГТЭ-160 Установка ГТ осуществляется с 1 этапом строительства. Газотурбинная установка типа ГТЭ-160 (далее-ГТУ) предназначена для выработки электроэнергии, работающая на природном газе при постоянной частоте вращения.					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-TP1.1-ТЧ		Лист
								14

Для объекта «Строительство парогазового блока мощностью 225 МВт как независимого предприятия на территории промзоны ТЭЦ-25 – филиала ПАО «Мосэнерго» поставляется 1 комплект ГТУ (режим простого цикла).

6.2.1 Основные технические характеристики газовой турбины

Газотурбинная установка ГТЭ-160 предназначена для работы в составе блока ПГУ-225 МВт в полупиковом режиме работы с участием в регулировании в пределах технической возможности блока, в диапазоне от 50% до 100% мощности.

В качестве основного и резервного топлива для газовой турбины используется природный газ.

Газотурбинная установка включает в себя газовую турбину, генератор, вспомогательное оборудование ГТ, соответствующее электротехническое оборудование и оборудование АСУ, воздухозаборное устройство (КВОУ) и диффузор отработанных газов.

Газотурбинная установка имеет следующие основные показатели (параметры окружающей среды – в соответствии с условиями ISO – температура 15°C, давление 101325 Па, влажность 60%) представленные в таблице 9:

Таблица 9 Основные показатели ГТУ-160

№ п/п	Наименование параметра	Ед. изм.	Значение
1	Мощность на клеммах генератора	МВт	155,3
2	Температура газов на выходе из ГТУ	°С	537
3	Расход газов на выходе из ГТУ	кг/с	509
4	Частота вращения вала	об/мин	3000
5	КПД на клеммах генератора	%	34,12

6.2.2 Показатели надежности и ресурсы ГТУ

Конструкция основного и вспомогательного оборудования ГТУ, качество его изготовления обеспечивают надежную работу в течение межремонтного периода.

Коэффициент готовности ГТУ в базовом режиме использования не менее 0,98.

Коэффициент технического использования – не менее 0,92.

Коэффициент надежности пусков – не менее 0,95.

Средний ресурс между капитальными ремонтами (с учетом назначенного количества пусков и остановов) в базовом режиме использования составляет 66000 час; ресурс до списания – не менее 100000 час. Ресурс рабочих лопаток турбины – 66000 час. Ресурс днища пламенной трубы – 100000 час. Ресурс плитки камеры сгорания – в зависимости от технического состояния при малой инспекции. Ресурс лопаток компрессора - не менее 66000 час.

Продолжительность остановов для технического обслуживания составляет:

Инспекция 5 дней

Ревизия горячих узлов 32 дня

Капитальный ремонт 50 дней

Учет эквивалентной наработки ведется автоматически счетчиком ресурса, входящим в состав АСУ ТП блока.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			25-83G1-00-TP1.1-ТЧ						
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	
									15

6.2.3 Газовая турбина

Газовая турбина модели ГТЭ-160 представляет собой одновальную однокорпусную конструкцию с единым валом турбины и компрессора и непосредственным приводом турбины. Вал турбокомпрессора двухопорный, общий ротор установлен на двух подшипниках, расположенных вне зоны машины, работающей под давлением. Вращение вала против часовой стрелки, если смотреть на ГТУ со стороны входного патрубка компрессора. Внешний силовой корпус, общий для 16-тиступенчатого компрессора и четырехступенчатой турбины, состоит из четырех частей: входного конфузора, являющегося и корпусом переднего подшипника и опорой установки на фундамент; наружного корпуса, являющегося одновременно жесткой обоймой направляющего аппарата; среднего корпуса, содержащего две обоймы направляющих лопаток компрессора и одну обойму направляющих лопаток турбины; выхлопного диффузора, состоящего из внутреннего цилиндра и наружного конического корпуса, между которыми проходят отработавшие газы. В передней части турбогруппы располагается передний опорно-упорный подшипник, датчики оборотов, а также гидравлическое валоповоротное устройство. Внутренний цилиндр и наружный корпус соединены ребрами и двумя овальными патрубками, в которых проложены трубопроводы подвода и слива масла смазки заднего подшипника, расположенного во внутреннем цилиндре. Весь корпус изолирован общей теплоакустической изоляцией.

В ГТЭ-160 применены выносные камеры сгорания. Две камеры сгорания расположены вертикально по обе стороны турбины и присоединены на фланцах к боковым патрубкам корпуса турбины, что позволяет выполнить концентрическую ориентацию газового и воздушного трактов с относительно небольшими скоростями потоков и соответственно низкими потерями в тракте «компрессор - камера сгорания - турбина». Каждая камера сгорания оборудуется восемью горелками, которые приспособлены для работы на газе и жидком топливе. Применение комбинированных горелок, в которых осуществляется режимы диффузионного горения и предварительного смешения, обеспечивает нормативные уровни вредных выбросов окислов азота и окиси углерода.

Газовая турбина в целом представляет собой компактный модуль, полностью собираемый на заводе-изготовителе.

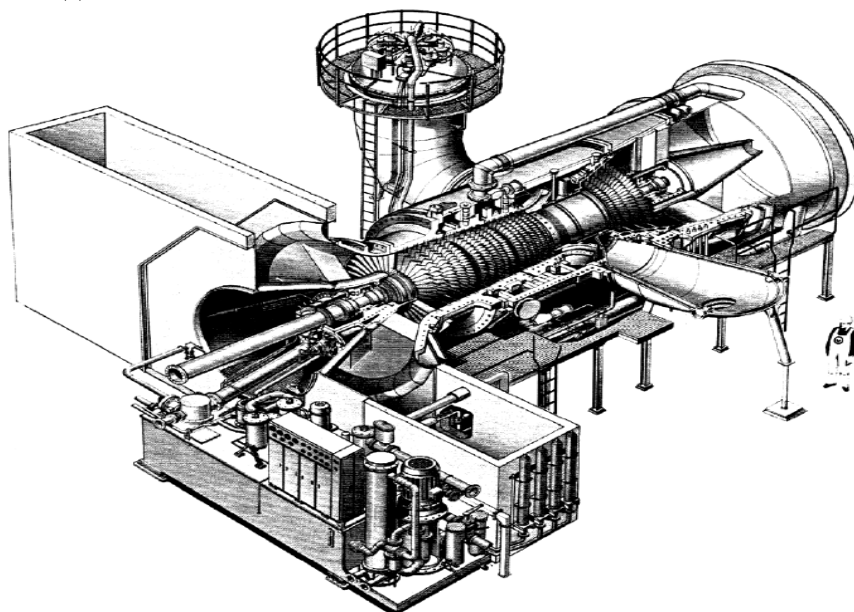


Рисунок 1 Общий вид газотурбинной установки ГТЭ-160

Инв. № подл.	Подп. и дата					Взам. инв. №				
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-TP1.1-TC				
						Лист				
						16				

- двух эксгаустеров маслосистемы;
- двух маслоохладителей;
- двойного масляного фильтра, включая аварийную сигнализацию по перепаду давлений и переключающее устройство;
- фильтра гидроподъема;
- маслопроводов системы.

Принципиальная схема аварийного слива масла газовой турбины представлена на чертеже 25-83G1-00-TP1.2-100-ГЧ.02 лист 4.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							25-83G1-00-TP1.1-ТЧ	Лист
										18
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Инв. №	Подп. и дата	Взам. Инв.

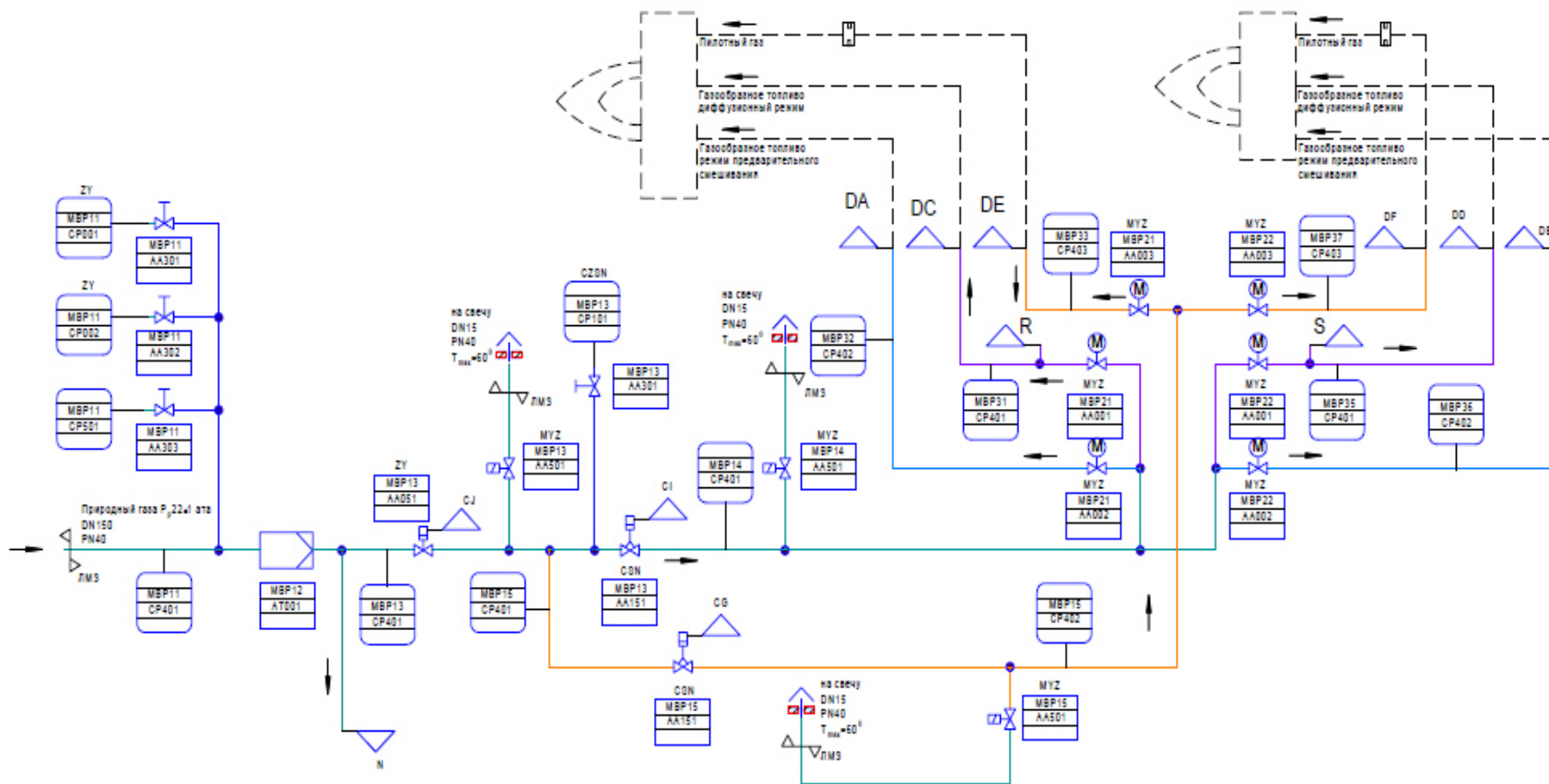


Рисунок 2. Система подачи газообразного топлива

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

25-83G1-00-TP1.1-T4

Лист

19

Формат А4

Рисунок 3. Система подачи запального газа

Рисунок 3. Система подачі запального газу

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

25-83G1-00-TP1.1-T4

Лист

20

Формат А4

Рисунок 4.1 Система маслоснабжения

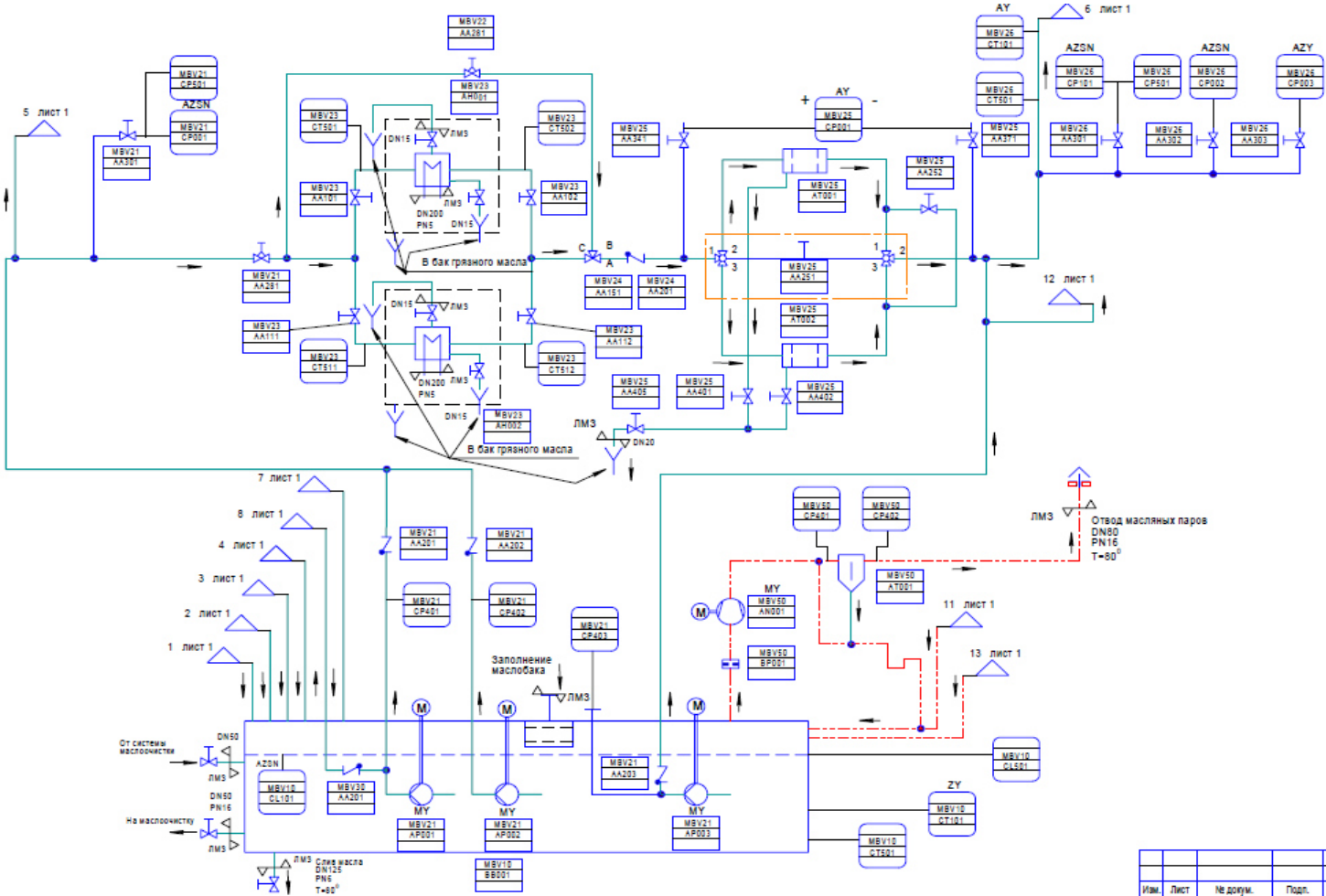


Рисунок 4.2 Система маслоснабжения

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

25-83G1-00-TP1.1-TC

6.2.8 Валоповоротное устройство

При вращении ротора ГТЭ-160 от гидравлического валоповоротного устройства (ВПУ) масло на привод этого ВПУ и в подшипники подается двумя работающими одновременно основным и резервным электронасосами переменного тока, непосредственно к ВПУ помимо маслоохладителей.

При проворачивании ротора, в том числе вручную, включается насос гидроподъема роторов турбины и генератора.

6.2.9 Система промывки компрессора

Система промывки компрессора (рисунок 5) предназначена для промывки лопаток компрессора ГТ от загрязнений раствором моющего реагента и химобессоленной водой и включает в себя: емкость моющего раствора и центробежный насос с электродвигателем переменного тока для моющего раствора, емкость и дозирующий центробежный насос с электродвигателем переменного тока для обессоленной воды, смесительную емкость и центробежный насос с электродвигателем переменного тока для приготовления моющего раствора, запорной и регулирующей арматуры, приборов КИПиА, комплекта форсунок для впрыска моющего раствора.

6.2.10 Дренажная система газовой турбины

Данная система предназначена для сбора и дренажа сточных вод, отработанных жидкостей, образующихся во время эксплуатации и технического обслуживания ГТУ, которые с помощью клапанов централизованно сбрасываются в указанное место и контейнеры за пределами ГТУ (контейнер предоставляется Заказчиком).

6.2.11 Осушающее устройство

Для консервации и предотвращения коррозии элементов газовой турбины во время простоя турбины более 2-х часов предусматривается система подачи сухого воздуха. Система осуществляет забор воздуха из впускного канала КВОУ, осушение в осушителе воздуха и подачу его на всас компрессора. Система отключается после запуска газовой турбины.

6.2.12 Система выхлопных газов

Для отвода и утилизации тепла выхлопных газов в котле-утилизаторе предусматривается система выхлопных газов, состоящая из диффузора газовой турбины с внутренней теплошумоизоляцией, дренажным устройством, датчиками давления и температуры.

6.2.13 Комплексное воздухоочистительное устройство (КВОУ)

КВОУ предназначено для очистки воздуха, поступающего в компрессор газовой турбины, от пыли и загрязнений.

КВОУ оснащается эффективной системой очистки воздуха с установкой шумоглушителей и шумоизоляции короба в помещении цеха для уменьшения высокочастотного шума на входе воздуха, навесом для защиты фильтров от снега и воды, роллетами для перекрытия воздуховода при неработающей ГТУ, противомоскитными сетками для защиты от насекомых, системой антиобледенения.

Комплексное воздухоочистительное устройство предназначено для подготовки

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

система выхлопных газов, состоящая из диффузора газовой турбины с внутренним теплошумоизоляцией, дренажным устройством, датчиками давления и температуры. 6.2.13 Комплексное воздухоочистительное устройство (КБОУ) КБОУ предназначено для очистки воздуха, поступающего в компрессор газовой турбины, от пыли и загрязнений. КБОУ оснащается эффективной системой очистки воздуха с установкой шумоглушителей и шумоизоляции корпуса в помещении цеха для уменьшения высокочастотного шума на входе воздуха, навесом для защиты фильтров от снега и воды, роллетами для перекрытия воздуховода при неработающей ГТУ, противомоскитными сетками для защиты от насекомых, системой антиобледенения. Комплексное воздухоочистительное устройство предназначено для подготовки								
25-83G1-00-TP1.1-ТЧ								

Инв. №	Подп. и дата	Взам. Инв.

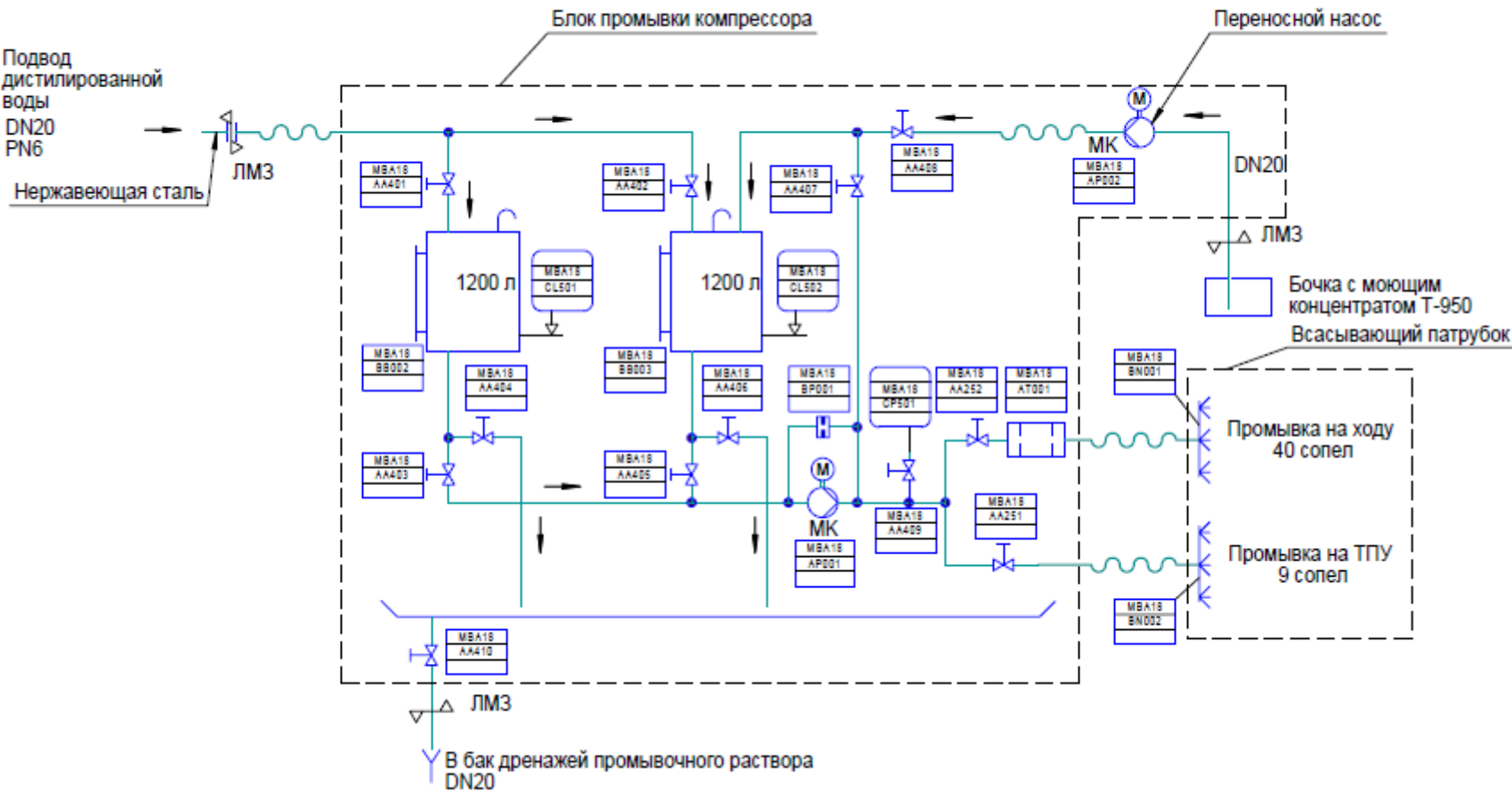


Рисунок 5. Система промывки компрессора

						25-83G1-00-TP1.1-TC	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		25

6.3.3 Подшипники и подшипниковые стойки

Ротор установлен на стояковых подшипниках. Эти подшипники расположены на раме-основании статора со стороны турбины и возбuditеля.

Оба подшипника оснащены гидropодъёмным устройством для пуска и поворота вала.

6.3.4 Охлаждение

Генератор имеет воздушное охлаждение. Обмотка статора имеет не прямое охлаждение. Обмотка ротора имеет прямое радиальное охлаждение. Учитывая требования к магнитным свойствам, сердечник статора оснащён системой воздухопроводов для радиального охлаждения и служит теплоотводом для обмотки статора. Такая система охлаждения, вместе с прямой системой охлаждения роторной обмотки, обеспечивает равномерно низкую температуру по всей длине ротора.

Охлаждающий воздух подаётся двумя симметрично расположенными осевыми вентиляторами.

Генератор имеет закрытую систему охлаждения. Тёплый охлаждающий воздух из генератора охлаждается в водо-воздушном охладителе (TEWAC – полностью замкнутый водо-воздушный охладитель). Охладители расположены под крышкой охладителей, закреплённой на одной из сторон корпуса генератора.

6.3.5 Возбуждение

Питание на обмотку ротора поступает с системы статического возбуждения через токосъёмные кольца.

Для преобразования тока из линии питания вспомогательного оборудования в ток возбуждения используется трансформатор возбуждения. На нём установлен двухканальный цифровой регулятор напряжения.

Для пуска газотурбинной установки в составе турбогенераторного комплекса применяется тиристорное пусковое устройство. В этом случае, генератор работает в режиме ТПУ как электродвигатель, запуская газовую турбину без дополнительного крутящего привода. ТПУ входит в состав возбuditеля.

Основные технические характеристики генератора SGen5-100A представлены в таблице 11.

Таблица 11

Инв. № подл.						Подп. и дата		Взам. инв. №	
						25-83G1-00-TP1.1-ТЧ			Лист
									27
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

Технические характеристики генератора марки SGen5-100A

Точка нагрузки				N		A		B		
Стандарт				IEC 34		IEC 34		IEC 34		
Класс изоляции: Расчетный/ используемый				F/B		F/B		F/B		
Мощность				MBA	MBт	200,0	160,0	188,3	160,0	
Температура холодного воздуха				°C		40,0		40,0		
Напряжение				кВ		15,75		15,75		
Отклонение напряжения		+	-	%		5,0	5,0	5,0	5,0	
Ток в обмотке якоря				кА		7,331		6,903		
Частота		Скорость вращения		Гц	об/мин	50	3000	50	3000	
Коэффициент мощности				-		0,80		0,85		
Требования к возбуждению	Хол.ход		I ₁₀	U ₁₀	A	B	377	95	377	93
	Нагрузка 4/4-		I _{1N}	U _{1N}	A	B	1125	284	1035	256
	Нагрузка 5/4-		I _{15/4}	U _{15/4}	A	B	1365	345	1245	307
Охлаждающий воздух		Потери		кВт		2240		2125		
		Расход воздуха	Повышение температуры	м ³ /с	К	50,0	42,9	50,0	40,7	
Внезапный ток короткого замыкания на холостом ходу и при номинальном напряжении	I _{k3} 3-фазный (пиков.)		кА		135		135			
	I _{k3} 3-фазн. (устойч.при I _N)		кА		11,0		10,1			
	I _{k2} 2-фазн. (устойч.при I _N)		кА		17,7		16,3			
Коэффициент короткого замыкания				-		0,50		0,53		
Реактивность	X' _{d1}	ненасыщ.	насыщ.	%	%	18,5	13,9	17,4	13,1	
	X' _{d1}	ненасыщ.	насыщ.	%	%	25,0	22,5	23,5	21,2	
	X' _{d1}	ненасыщ.	насыщ.	%	%	236	199	222	187	
	X' _{d1}	ненасыщ.	насыщ.	%	%	20,3	15,3	19,1	14,4	
	X' _{d1}	ненасыщ.	насыщ.	%	%	48,0	43,5	45,6	41,2	
	X' _{d1}	ненасыщ.	насыщ.	%	%	224	191	211	180	
	X' _{d1}	ненасыщ.	насыщ.	%	%	19,4	14,6	18,3	13,7	
	X ₀	ненасыщ.		%		9,8		9,2		
	X _{0eff}	ненасыщ.		%		14,5		13,6		
	Постоянные времени при температуре обмотки 95 °C	T' _{d1}	с		0,029		0,029			
T' _{d1}		с		1,256		1,256				
T ₀		с		12,690		12,690				
T'' _{d1}		с		0,041		0,041				
T _s		с		0,459		0,459				
Сопротивление при 20°C	Статорная обмотка/фаза			мОм	0,96		0,96			
	Обмотка ротора			мОм	195,51		195,51			
Регулирование напряжения	PF = номин.коэф.мощн.			%	33,7		31,5			
	PF= 1,00			%	26,5		25,3			
Макс.необалансированная нагрузка	непрерывная			%	8		8			
	кратковременная i ₂ ² *t			S	8		8			
Мощность при PF = 0	Недровозбуждение			Мвар	83,3		83,3			
	Перевозбуждение			Мвар	157,9		141,8			
Повыш. темп. обмоток, темп.обмоток	Статор (терм.сопр.)			К	°C	59	99	55	95	
	Ротор (средн.)			К	°C	55	95	47	87	
Потери	Потери в подшипниках			кВт	130		130			
	Вентиляционные потери			кВт	912		912			
	потери в сердечнике			кВт	352		352			
	Потери короткого замыкания			кВт	588		522			
	Потери ротора I ² R			кВт	322		273			

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							25-83G1-00-TP1.1-TC		Лист
											28
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№докум.	Подп.	Дата			

продолжение таблицы 11

3xSGen5-100A					
Эффективность с допуском при статическом возбуждении и номинальным коэффициенте мощности (вкл. потери в подшипниках)	Общие потери	кВт	2304	2188	2258
	Нагрузка 4/4	%	98,58	98,65	98,76
	Нагрузка 3/4	%	98,41	96,47	98,61
	Нагрузка 2/4	%	97,96	98,00	98,20
	Нагрузка 1/4	%	96,38	96,40	96,79

6.4 Паровая турбина К-73-7,5-SF

6.4.1 Основные технические характеристики ПТУ

В втором этапе устанавливаются котел-утилизатор ПК-186 производства АО (ЗиО) и паровая конденсационная турбина К-73-7,5-SF, производства АО «УТЗ», со вспомогательным оборудованием.

Паровая турбина К73-7,5-SF

предназначена для работы в составе парогазовой установки (далее ПГУ), в которую входят: одна газотурбинная установка типа ГТЭ-160 (далее ГТУ), один паровой котел-утилизатор ПК-186 (далее КУ), одна паровая конденсационная турбина К73-7,5-SF (далее ПТ).

Турбина паровая конденсационная и входящее в объем поставки АО «УТЗ» оборудование соответствует требованиям стандартов, в том числе ГОСТ 24278-2016 и СТО 15052907-1154-2-2014, а также нормам и правилам, действующим в Российской Федерации.

Соответствие оборудования ПТУ требованиям ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования» и ТР ТС 032/2013 «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением» подтверждено сертификатами соответствия или декларациями о соответствии, предоставляемыми АО «УТЗ».

Турбина сопрягается с турбогенератором типа ТФ-90-2 с воздушным охлаждением производства НПО «ЭЛСИБ» ПАО. Турбогенератор монтируется на общем фундаменте с турбиной.

Турбина предназначена для эксплуатации в защищенном от воздействия атмосферных осадков помещении при температуре окружающего воздуха не менее плюс 5°С до 40°С. Предельное значение относительной влажности 80% при 25°С.

Климатическое исполнение УХЛ4, промышленная атмосфера типа II по ГОСТ 15150–69.

ПТ и вспомогательное оборудование рассчитаны на сейсмическое воздействие 5 баллов по шкале MSK-64.

Паровая турбина в составе блока ПГУ должна обеспечивать возможность её участия в «общем первичном регулировании частоты» (ОПРЧ), «нормированном первичном регулировании частоты» (НПРЧ) и «вторичном автоматическом или оперативном регулировании частоты и перетоков активной мощности» в энергосистеме.

Турбина, её узлы, а также вспомогательное оборудование, комплектующее паротурбинную установку, изготавливаемые и поставляемые АО «УТЗ», обладают патентной чистотой.

Направление вращения валопровода турбины правое (по часовой стрелке, если смотреть на её передний подшипник в сторону генератора).

Длительная работа турбины обеспечивается в регулировочном диапазоне электрической мощности 30–100% от максимального значения. При этом, с учетом работы паровой турбины в

Взам. инв. №		шкале MSK-64. Паровая турбина в составе блока ПГУ должна обеспечивать возможность её участия в «общем первичном регулировании частоты» (ОПРЧ), «нормированном первичном регулировании частоты» (НПРЧ) и «вторичном автоматическом или оперативном регулировании частоты и перетоков активной мощности» в энергосистеме. Турбина, её узлы, а также вспомогательное оборудование, комплектующее паротурбинную установку, изготавливаемые и поставляемые АО «УТЗ», обладают патентной чистотой. Направление вращения валопровода турбины правое (по часовой стрелке, если смотреть на её передний подшипник в сторону генератора). Длительная работа турбины обеспечивается в регулировочном диапазоне электрической мощности 30–100% от максимального значения. При этом, с учетом работы паровой турбины в											
Подп. и дата													
Инв. № подл.													
								25-83G1-00-TP1.1-ТЧ			Лист		
													29
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата								

Подвод пара НД из контура низкого давления котла-утилизатора осуществляется через 2 блока клапанов НД, каждый из которых включает в себя стопорный и регулирующий клапаны, расположенные один внутри другого и опирающиеся на одно седло.

По выходу из последней ступени отработавший пар через выхлопной патрубок поступает в конденсатор поверхностного типа.

Конструкция турбины обеспечивает свободу теплового расширения при всех режимах эксплуатации. Фикспункт турбины расположен по оси турбины и определён поперечными шпонками, расположенными на боковых фундаментных рамах. Расширение турбины происходит от фикспункта как в сторону переднего подшипника (в большей степени), так и в сторону генератора.

Для сокращения времени прогрева турбины и улучшения условий пуска предусмотрен паровой обогрев фланцевого соединения паровпускной части наружного корпуса цилиндра через обнизку горизонтального разъема во фланцах паром, подаваемым из перемычки перепускных труб к турбине за блоком стопорно-регулирующих клапанов ВД.

Конструкция турбины обеспечивает возможность производить балансировку ротора на собственных подшипниках.

Турбина снабжена паровыми концевыми уплотнениями. Система уплотнений (подачи пара на концевые уплотнения цилиндра, отсоса пара, паровоздушной смеси из уплотнений цилиндра и штоков клапанов) включает в себя коллектор уплотнений, трубопроводы с необходимой арматурой, а также эжектор уплотнений и сальниковый подогреватель.

Валопровод турбоагрегата гибкий. Ротор турбины и ротор генератора соединяются жесткой муфтой. Система валопровода турбоагрегата должна иметь отстройку критических частот валопровода от номинальной (рабочей – 3000 об/мин) частоты вращения.

Обслуживание паровой турбины выполняется с оперативной отметки обслуживания.

Основные высотные отметки ячейки турбоустановки в машзале турбинного отделения станции: – пол оперативной отметки обслуживания плюс 12,0 м; – пол машинного зала 0,0 м.

Система маслоснабжения турбины обеспечивает маслом систему смазки подшипников, включая подшипники генератора, при давлении после маслоохладителей на уровне оси турбины 0,069–0,078 МПа (0,7–0,8 кгс/см²) и гидравлическую часть системы регулирования и защиты (ГЧСРиЗ) при давлении 1,37±0,049 МПа (14±0,5 кгс/см²).

Подача масла в систему маслоснабжения во время работы турбины производится центробежным главным масляным насосом, размещенным в корпусе переднего подшипника. Вал насоса жестко соединен с валом турбины.

Для подачи масла в период пуска турбоагрегата предусмотрена установка пускового масляного электронасоса.

Снабжение маслом подшипников при останове турбоагрегата обеспечивается резервным насосом, а при аварийном падении давления за главным масляным насосом – либо резервным, либо аварийным насосами, подающими масло в систему смазки до маслоохладителей.

Резервный насос приводится в действие электродвигателем переменного тока, аварийный насос – электродвигателем постоянного тока, питаемым от аккумуляторной батареи станции.

Для охлаждения масла предусмотрены маслоохладители.

Для отсоса масляных паров и воздуха из маслобака, из корпуса переднего подшипника генератора и из сливного коллектора предусматривается установка специальных вентиляторов (экспаустеров).

Система автоматического регулирования и защиты паровой турбины должна обеспечивать работоспособность паротурбинной установки во всех режимах, включая работу на сеть собственных нужд блока, собственных нужд станции, на выделенный район при работе ОПРЧ, НПРЧ и сбросах нагрузки.

Турбина снабжается электрогидравлической системой регулирования и защиты (ЭГСРиЗ) (включено в объём поставки АО «УТЗ»).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			25-83G1-00-TP1.1-ТЧ						
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	
									31

ЭГСРиЗ состоит из трех основных частей:

- гидравлической части (ГЧСРиЗ),
- электрической части (ЭЧСРиЗ);
- электрогидравлических преобразователей системы регулирования и защиты, реализующих функции преобразования электрических сигналов ЭЧСРиЗ в гидравлические входные сигналы ГЧСРиЗ.

Электрогидравлические преобразователи реализуют функции преобразования электрических сигналов управления ЭЧСРиЗ в гидравлические входные сигналы ГЧСРиЗ и размещаются в блоке управления и защиты, представляющем собой отдельный узел на площадке обслуживания турбины вблизи блока переднего подшипника.

Для контроля вибрации и механических величин турбины поставляется современная система контроля и мониторинга. В состав датчиков измерения механических величин входят датчики измерений частоты вращения, угла поворота ротора, осевого сдвига ротора, относительного теплового расширения ротора, теплового абсолютного расширения турбины, виброскорости подшипников турбоагрегата в осевом, вертикальном и поперечном направлениях, относительной вибрация роторов (валов) и прогиба ротора.

Конденсационная установка в пределах схемы, разрабатываемой АО «УТЗ», включает в себя конденсатор, воздухоудаляющее устройство (эжекторы), конденсатные насосы, водяные фильтры и трубопроводы с необходимой арматурой.

Конденсатор состоит из корпуса, сборника конденсата и переходного патрубка.

Конденсатор предназначен для конденсации поступающего из турбины пара, создания разрежения в ее выхлопном патрубке, сохранения и первичной деаэрации основного конденсата.

Конденсатор представляет собой поверхностный пароводяной горизонтальный теплообменный аппарат, состоящий из корпуса, выполненного заодно с водяными камерами, и двух трубных пучков, образованных прямыми трубами. Охлаждающая вода подводится к конденсатору двумя потоками к каждому из трубных пучков своим трубопроводом и отводится, пройдя пучки, также отдельными трубопроводами.

Воздухоудаляющее устройство предназначено для обеспечения нормального процесса теплообмена в конденсаторе и теплообменных аппаратах, находящихся под разрежением; включает в себя два водоводяных эжектора.

Для отвода основного конденсата из сборника конденсата конденсатора и подачи его в ГПК (газовый подогреватель конденсата) установлены конденсатные насосы (два рабочих, один резервный).

Насосы приводятся в действие электродвигателями переменного тока.

Показатели надежности:

- назначенный срок службы для комплектной турбины – 40 лет;
- ресурс деталей и элементов турбины, работающих при температуре более 450°C, составляет 220 000 ч, ресурс трубопроводов – 200 000 ч;
- средняя наработка на отказ не менее – 8000 ч;
- коэффициент готовности турбины, поставляемого с ней оборудования, -0,98;
- срок службы между капитальными ремонтами (ремонт со вскрытием турбины) не менее 6 лет.

Гарантийный срок эксплуатации на поставляемое по настоящим техническим условиям Оборудование устанавливается 24 месяца. Гарантийный срок эксплуатации исчисляется с момента подписания Сторонами Акта ввода Оборудования в промышленную эксплуатацию по соответствующей паротурбинной установке, но не более 48 месяцев с даты поставки последней партии Оборудования по соответствующей паротурбинной установке.

Турбина снабжена паровыми концевыми уплотнениями. Система уплотнений (подачи пара на концевые уплотнения цилиндра и отсоса пара и паровоздушной смеси из уплотнений цилиндра

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-TP1.1-ТЧ	Лист	
								32

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

						- средняя наработка на отказ не менее – 8000 ч;	
						- коэффициент готовности турбины, поставляемого с ней оборудования, -0,98;	
						- срок службы между капитальными ремонтами (ремонт со вскрытием турбины) не менее 6 лет.	
Гарантийный срок эксплуатации на поставляемое по настоящим техническим условиям Оборудование устанавливается 24 месяца. Гарантийный срок эксплуатации исчисляется с момента подписания Сторонами Акта ввода Оборудования в промышленную эксплуатацию по соответствующей паротурбинной установке, но не более 48 месяцев с даты поставки последней партии Оборудования по соответствующей паротурбинной установке. Турбина снабжена паровыми концевыми уплотнениями. Система уплотнений (подачи пара на концевые уплотнения цилиндра и отсоса пара и паровоздушной смеси из уплотнений цилиндра							

и штоков клапанов) включает в себя коллектор уплотнений, трубопроводы с необходимой арматурой, а также эжектор уплотнений и сальниковый подогреватель.

Основной источник пара подаётся в трубопровод подвода рабочего пара к коллектору уплотнений пар (при подаче пара непосредственно из деаэратора пар должен забираться из бака деаэратора, забор пара из колонки запрещается). Должно быть предусмотрено надёжное резервирование подвода пара для питания коллектора уплотнений от стационарной линии. Из трубопровода подвода рабочего пара пар к коллектору уплотнений подаётся через регулирующий клапан, управляемым электронным регулятором и поддерживающим давление в коллекторе в диапазоне 106–118 кПа (1,08–1,2 кгс/см²). Температура пара в коллекторе уплотнений (после регулирующего клапана) не должна быть ниже 130°C и не должна превышать 250°C. Из коллектора уплотнений пар подаётся при давлении несколько выше атмосферного в предпоследние камеры концевых уплотнений цилиндра. На каждой линии подвода пара к концевым уплотнениям турбины имеется свой вентиль, позволяющий при необходимости производить настройку давления в предпоследних камерах концевых уплотнений. Настройку системы регулирования давления пара, подаваемого на концевые уплотнения турбины, проводят при пуске после монтажа и ремонта.

Из последних отсеков переднего и заднего уплотнений турбины, а также из верхних отсеков уплотнений штоков клапанов ВД и НД паровоздушная смесь отсасывается эжектором уплотнений.

6.4.2 Система надежности

Паротурбинная установка имеет следующие показатели надежности:

- Общий срок службы не менее 40 лет с заменой (реновацией) отдельных деталей и сборочных единиц по мере истечения их ресурса.

- Ресурс жаропрочных элементов турбины должен быть не менее 250 тыс. часов, ресурс трубопроводов 200 тыс. часов.

- Полный установленный срок службы - не менее 40 лет, за исключением быстроизнашивающихся деталей.

- Коэффициент готовности турбины - не менее 0,98.

- Средняя наработка на отказ турбины – не менее 8000 ч.

Паровая турбина обеспечивает длительную работу в диапазоне 30-100% номинальной мощности.

Турбина допускает:

- а) общее число пусков из различных тепловых состояний за весь срок эксплуатации не менее 1800, в т. ч. не менее 100 пусков из холодного состояния;

- б) работу в моторном режиме (без подачи пара в турбину) в течение 4 минут (единоразово);
- в) работу на холостом ходу после сброса нагрузки в течение 15 минут (единоразово) при условии охлаждения конденсатора циркуляционной водой, пропускаемой через всю поверхность теплообмена конденсатора в номинальном количестве. Возможность увеличения длительности работы на холостом ходу определяется допустимой величиной относительного теплового расширения ротора, вибрационным состоянием турбины, температурой выхлопной части цилиндра, давлением в конденсаторе и другими критериями работы турбины, а также условий устойчивой работы оборудования блока ПГУ;

- г) с нагрузкой собственных нужд после сброса нагрузки до 30 минут при условии выдерживания всех эксплуатационных критериев в допустимых пределах (таких как: разность температуры металла верха и низа внутреннего и наружного корпусов цилиндра, температура металла и пара выхлопной части цилиндра, относительное тепловое расширение ротора, вибрационное состояние турбины, температура колодок опорно-упорного подшипника и др.) а также условий устойчивой работы оборудования блока ПГУ;

- д) работу в режиме холостого хода после пуска турбины для проведения испытаний генератора не более 20 часов при соблюдении критериев надежности, указанных в инструкции

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	25-83G1-00-TP1.1-ТЧ		Лист
											33

по эксплуатации турбины. Суммарная продолжительность работы турбины в режиме холостого хода в течение года не должна превышать 50 часов;

е) сбросы нагрузки (частичные и полные), в том числе и под воздействием противоаварийной автоматики;

ж) безопасный пуск и последующее принятие требуемой нагрузки после простоя любой продолжительности как на скользящих, так и на номинальных параметрах пара;

и) работу при изменении параметров пара высокого и низкого давления в зависимости от температуры наружного воздуха и от производительности котла-утилизатора.

В турбине реализована возможность применения принудительного воздушного расхолаживания, предназначенного для сокращения остывания турбины до температур, при которых может быть отключена система смазки турбины, остановлено ВПУ и начаты ремонтные работы. Воздух в проточную часть турбины поступает из машзала. Поток воздуха через проточную часть турбины создается эжектором расхолаживания, подключенным к штатной системе отсоса воздуха из конденсатора.

Конструкция турбины обеспечивает возможность производить балансировку ротора на собственных подшипниках.

Управление работающей турбиной производится с постоянного автоматизированного рабочего места машиниста, установленного на дистанционном щите. Предусматривается периодическое наблюдение за турбоустановкой обходчиком.

Турбина допускает безопасный пуск и последующее принятие требуемой нагрузки после простоя любой продолжительности.

Пуск и нагружение турбины после монтажа, ремонта или длительного простоя производится с дистанционного щита при наблюдении за турбиной по месту.

Технология и продолжительность пуска турбины зависит от исходного теплового состояния турбины, пусковых (толковых) параметров пара ВД и скорости изменения температуры пара ВД перед турбиной и определяется скоростями прогрева элементов турбины, которые не должны превышать допустимых значений, и критериями безопасной эксплуатации оборудования, установленного в составе турбоустановки.

Классификация режимов пуска турбины на группы в зависимости от её теплового состояния, графики пуска турбины из различных тепловых состояний, указания по эксплуатации турбины, включая скорости изменения (сброса/набора) нагрузки, будут представлены в документе «Руководство по эксплуатации. Инструкция».

6.4.3 Система маслоснабжения

Система маслоснабжения турбины рассчитана для работы на минеральном масле (Тп-22 или Тп-22с) и обеспечивает маслом подшипники турбины и генератора ПТ.

Блок маслоснабжения включает в себя:

- Маслбак основной;
- Вентиляторы отсоса масляных паров с электродвигателями;
- Дренажный маслбак;
- Фильтры для очистки от механических примесей;
- Пусковой масляный насос с электродвигателем переменного тока;
- Резервный масляный насос с электродвигателем переменного тока;
- Аварийный масляный электронасос с электродвигателем постоянного тока;
- Маслоохладители (пластинчатые).

Заполнение, долив системы маслоснабжения, слив грязного масла и аварийный слив масла в подземный бак $V=26 \text{ м}^3$ представлен на схеме 25-83G1-00-TP1.2-100-ГЧ02 лист 5.

6.4.4 Перечень оборудования ПТУ

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	▪ Маслобак основной; ▪ Вентиляторы отсоса масляных паров с электродвигателями; ▪ Дренажный маслобак; ▪ Фильтры для очистки от механических примесей; ▪ Пусковой масляный насос с электродвигателем переменного тока; ▪ Резервный масляный насос с электродвигателем переменного тока; ▪ Аварийный масляный электронасос с электродвигателем постоянного тока; ▪ Маслоохладители (пластинчатые). Заполнение, долив системы маслоснабжения, слив грязного масла и аварийный слив масла в подземный бак V=26 м³ представлен на схеме 25-83G1-00-TP1.2-100-ГЧ02 лист 5. 6.4.4 Перечень оборудования ПТУ								
			25-83G1-00-TP1.1-ТЧ						Лист		
									34		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата						

Объем оборудования турбоустановки К-73-7,5-SF, входящего в объем проектирования и поставки АО «УТЗ» представлен в таблице 13.

Таблица 13 Оборудование в объеме поставки АО «УТЗ»

Наименование оборудования	Кол. шт.	Обозначение оборудования	Примечания
1 Турбина паровая (цилиндр с крепежом, ротор в сборе, блок переднего подшипника (в т.ч. ГМН), обоймы цилиндра, облопачивание статора, уплотнения, вкладыши опорные и опопо-упорный турбины, установка маслозащитных колец, установка цилиндра на опорах корпусов и др.), в т.ч. также:	1	К-73-7,5-SF	см. п. 1 и 2 примечаний
1.1 Полумуфта ротора генератора (соединительной муфты ротора турбины и ротора генератора)	1		см. п. 2 примечаний
1.2 Вкладыш генератора (переднего подшипника)	1		
1.3 Установка блока клапанов контура ВД (в т.ч. обшивка, встроенное паровое сито, автозатвор ВД и сервомоторы ВД), комплект	1		
1.4 Установка блока клапанов контура НД (в т.ч. обшивка, встроенное паровое сито, автозатвор НД и сервомотор НД), комплект	1		
1.5 Валоповеротное устройство (с электродвигателем переменного тока без пускового устройства)	1		
1.6 Установка фундаментных рам (фундаментные рамы и крепёж (анкерные шпильки)), комплект	1		
1.7 Шумозащитный кожух, комплект	1		
1.8 Узлы гидравлической части системы регулирования и защиты (ГЧСРиЗ):	1		
1.8.1 Блок управления и защиты	1		
1.9 Установка датчиков в т.ч.:			
1.9.1 Аппаратура виброконтроля (контроля вибрации и других механических величин турбины (АСКВМ)), комплект	1		

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-TP1.1-ТЧ			35

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

1.9.2 Первичные приборы контроля, комплект в т.ч. по замерам: температуры металла трубопроводов подвода пара к турбине за ГПЗ ВД и НД (перед стопорными клапанами и за регулируемыми клапанами), корпусов цилиндра, стенки стопорного клапана ВД и НД, температуры баббита подшипников, температуры колодок опорно-упорного подшипника, температуры металла трубы на отводе пара из обнизок цилиндра, температуры масла на сливе из подшипников турбины	1		
1.9.3 Запорные клапаны (первичные (коренные) вентили на импульсные линии), штуцеры и импульсные трубы для подключения датчиков на собственно	1		
1.9.4 Устройство токосъёмное заземляющее, комплект	1		
1.9.5 Датчики ПТУ (в объеме поставки АО «УТЗ»), комплект	1		
1.10 Комплект электромонтажей (внутренние кабельные связи, клеммные коробки, предусмотренные АО «УТЗ» проектом электромонтажа)	1		
1.11 Установка датчиков АСКВМ	1		
1.12 Комплект инструмента и принадлежностей (специальный инструмент и приспособления для монтажных и ремонтных работ) в т.ч.: — приспособление для подъёма ротора; — приспособление для подъёма крышки цилиндра; — приспособление для подъёма корпуса внутреннего цилиндра; — приспособление для подвешивания ротора; — приспособление для извлечения вкладыша заднего подшипника; — приспособление для маятниковой проверки ротора; — приспособление для нагрева шпилек;	1		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-TP1.1-ТЧ	Лист
							36

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-TP1.1-ТЧ						37

2.5.2 Форсунки расширителей	6		
2.5 Сальниковый подогреватель	1	ПН-62-20-4-Пу	
3 Электрическая часть системы регулирования и защиты (ЭЧСРиЗ) в т.ч. регуляторы давления пара к эжекторам и коллектору уплотнений, регуляторы основного конденсата и рециркуляции	1		
4 Комплект покупного оборудования:			

— приспособление для расхолаживания (упоры);			
— комплект специальных инструментов (грузозахватные приспособления, специальные ключи).			
1.13 Комплект деталей собственного производства для трубопроводов собственно турбины (патрубки смотровые на трубопроводах слива масла из подшипников, фильтр на подводе масла в систему регулирования)	1		
1.14 Комплект запасных частей на гарантийный период эксплуатации	1		
2 Комплект теплообменного и вспомогательного оборудования (производства АО «УТЗ»), в т.ч.:			
2.1 Бак масляный с фильтрами, двумя инжекторами и четырьмя маслоохладителями и местным механическим указателем уровня масла, встроенными в маслбак	1	V=26 м³	
2.2 Эжекторы:			
2.2.1 Эжектор водоструйный основной	2		
2.2.2 Эжектор пароструйный уплотнений	1	ЭПУ-0,9-900-I	
2.3 Фильтр сетчатый (для конденсата)	2	ФС-80-40-1,5	
2.4 Конденсатор с оборудованием в т.ч.:			
2.5.1 Конденсатор (со сборником конденсата, с переходным патрубком от выхлопного патрубка турбины до конденсатора, с пароприемными устройствами ВД и НД, с пружинными опорами и с устройствами измерения уровня)	1	K-6100	
2.5.2 Форсунки расширителей	6		
2.5 Сальниковый подогреватель	1	ПН-62-20-4-Пу	
3 Электрическая часть системы регулирования и защиты (ЭЧСРиЗ) в т.ч. регуляторы давления пара к эжекторам и коллектору уплотнений, регуляторы основного конденсата и рециркуляции	1		
4 Комплект покупного оборудования:			

Ив. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

4.1 Комплект трубопроводов (в границах ячейки турбоустановки)			
4.1.1 Трубопроводы собственно турбины в т.ч.:			
4.1.1.1 Трубопровод дренажей	1		
4.1.1.2 Трубопровод отсоса пара от штоков клапанов	1		
4.1.1.3 Трубы перепускные ВД	1		
4.1.1.4 Трубопровод обогрева фланцев и шпилек	1		
4.1.1.5 Маслопровод регулирования	1		
4.1.1.6 Трубопровод уплотнений	1		
4.1.1.7 Маслопровод смазки	1		
4.1.1.8 Трубы перепускные НД	1		
4.1.2 Трубопроводы турбоустановки в пределах границ проектирования АО «УТЗ» (пара, конденсата, масла) для подключения насосов, эжекторов, ВОУ, МОУ и другого комплектующего оборудования в объёме поставки АО «УТЗ», а также дренажные и сливные трубопроводы в границах ячейки турбоустановки, в т.ч.:			
4.1.2.1 Паропровод высокого давления к турбине (трубы перепускные от блока клапанов ВД к цилиндру турбины)	1		
4.1.2.2 Паропровод низкого давления к турбине (трубы перепускные от блока клапанов НД к цилиндру турбины)	1		
4.1.2.3 Трубопровод основного конденсата. Всасывающий участок	1		
4.1.2.4 Трубопровод основного конденсата. Напорный участок	1		
4.1.2.5 Трубопровод эжекторов	1		
4.1.2.6 Трубопровод отсоса паровоздушной смеси на сальниковый подогреватель и эжектор уплотнений	1		
4.1.2.7 Трубопровод дренажей и продувок, в т.ч.:			
— охладитель пара	2		
— расширитель конденсатора	1		
— расширитель дренажей блока	1		
4.1.2.8 Трубопровод слива конденсата и отсоса ПВС из сальникового подогревателя	1		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-TP1.1-ТЧ	Лист
							38

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

4.1.2.9 Трубопровод рециркуляции основного конденсата	1		
4.1.2.10 Трубопровод подвода конденсата и химочищенной воды к охлаждающим устройствам конденсатора	1		
4.1.2.11 Трубопровод водяных уплотнений вакуумной арматуры	1		
4.1.2.12 Трубопровод отсоса паровоздушной смеси из конденсатора	1		
4.1.2.13 Трубопровод сброса пара от БРОУ	1		
4.1.2.14 Маслопровод установки	1		
4.1.2.15 Маслопровод смазки генератора	1		
4.1.2.16 Трубопровод подключения оборудования для консервации	1		
4.1.2.17 Трубопровод обвязки маслоочистительной установки	1		
4.2 Комплект арматуры к трубопроводам (к поставляемым АО «УТЗ» трубопроводам собственно турбины и турбоустановки), в т.ч. также:	1		
4.2.1 Запорные клапаны (первичные (коренные) вентили на импульсные линии), штуцеры и импульсные трубки для подключения датчиков, устанавливаемых на трубопроводах в объёме поставки АО «УТЗ», комплект	1		
4.2.2 Регулирующие клапаны	8		
— расхода основного конденсата (уровня в сборнике конденсата	1		
4.3 Комплект насосного оборудования с торцевыми уплотнениями:			см. п. 12 примечаний
4.3.1 Агрегат электронасосный (пусковой масляный насос) с электродвигателем переменного тока	1	ЦНСМ-180-212	Q=180 м ³ /ч H=212 м N=160 кВт U=230/400 В
4.3.2 Агрегат электронасосный (резервный масляный насос)	1	1Д200-906	Q=160 м ³ /ч H=62 м

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-TP1.1-ТЧ	Лист
							39

с электродвигателем переменного тока			N=55 кВт U=230/400 В
4.3.3 Агрегат электронасосный (аварийный масляный насос) с электродвигателем постоянного тока с пусковым устройством	1	1Д200-90	Q=100 м ³ /ч H=22 м N=15 кВт U=230 В
4.3.4 Агрегат электронасосный (отвода основного конденсата из сборника конденсатора) с электродвигателем переменного тока	3	1КсВ-200-130	
4.4 Турбогенератор (с воздушным охлаждением) с оборудованием, комплект	1	ТФ-90-2	
4.5 Воздухоосушительная установка (устройство для консервации турбины осушенным воздухом)	1		
4.6 Комплект вспомогательного оборудования системы маслоснабжения:			
4.6.1 Устройства для отсоса масляных паров из системы маслоснабжения генератора:			
4.6.1.1 Вентилятор	2		
4.6.1.2 Клапан обратный легкоподъемный	2		
4.6.1.3 Маслоуловитель	2		
4.6.2 Передвижная маслоочистительная установка	1		
4.6.3 Двойной масляный фильтр (включая аварийную сигнализацию по перепаду	1		
4.7 Комплект закладных плит и постоянных подкладок для установки фундаментных	1		
4.8 Комплект прочего оборудования:			
4.8.1 Проект теплоакустической изоляции турбины и блоков клапанов ВД и НД	1		
4.8.2 Теплоакустическая изоляция турбины и блоков клапанов ВД и НД, комплект	1		
5 Эксплуатационная и проектная документация в объеме необходимом и достаточном для выполнения Покупателем (Генпроектировщиком Покупателя) проектных, монтажных и пуско- наладочных работ, а также эксплуатации и ремонта Оборудования в объеме поставки АО «УТЗ»	*		

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-TP1.1-ТЧ	Лист
							40

6.5 Турбогенератор паротурбинной установки

6.5.1 Генератор

Турбогенератор типа ТФ-90-2 предназначен для выработки электроэнергии в продолжительном номинальном режиме S1 по ГОСТ ИЕС 60034-1-2014 при сопряжении с паровой турбиной К-73-7,5-SF.

Турбогенератор соответствует техническим условиям на его изготовление и поставку, а также ГОСТ ИЕС 60034-1, ГОСТ ИЕС 60034-3, "Правилам устройства электроустановок", ГОСТ Р 70940, ПП РФ от 13.08.2017 № 937 в действующей редакции, другим применимым требованиям АО «СО ЕЭС», стандартам и техническим регламентам, действующим на территории Российской Федерации, и комплекту технической документации.

Турбогенератор имеет закрытое исполнение. Охлаждение турбогенератора осуществляется воздухом по замкнутому контуру под действием двух осевых вентиляторов, установленных на валу ротора. Воздух охлаждается водой, которая прокачивается через воздухоохладители. Воздухоохладители генератора укомплектованы воздушными дренажами для удаления воздуха из верхней части. Воздухоохладители должны быть приспособлены к параметрам технической воды на объекте.

Направление вращения турбогенератора по часовой стрелке, если смотреть со стороны турбины. Технические данные для номинального режима работы представлены в таблице 14.

Таблица 14 Технические данные для номинального режима работы

Активная мощность, МВт	90
Полная мощность, МВА	112,5
Напряжение, В	10500
Ток статора, А	6186
Коэффициент мощности, о.е.	0,8
Частота вращения, об/мин	3000
Частота, Гц	50
Отношение короткого замыкания, о.е., не менее	0,35
Переходное индуктивное сопротивление, X_d' , о.е., не более	0,35
Статическая перегружаемость, о.е.	1,75
Коэффициент полезного действия, %	98,30
Ток ротора (расчетное значение), А	1350
Напряжение ротора (расчетное значение при 100°C), В	220
Соединение фаз	двойная звезда
Число выводов:	
▪ линейных	3
▪ нулевых	6
Температура охлаждающего воздуха на входе в генератор, оС	40
Температура охлаждающей воды на входе в воздухоохладитель, °С	15÷32
Расход охлаждающей воды через воздухоохладители, м³/ч	280
Расход масла на один подшипник, л/мин	150
Давление масла в подшипнике, избыточное, кПа	29 ÷ 49
Наименьшая температура масла на входе в подшипник, оС	35
Масса, т*	
▪ генератор	160
▪ статор (монтажная)	106
▪ ротор	28

Ив. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							25-83G1-00-TP1.1-TC	Лист
										41
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Исполнение турбогенератора горизонтальное. Корпус статора сварной неразъемный, цилиндрической формы, жесткий, прочный, герметичный. Внутри корпуса сварены поперечные и продольные стенки, обеспечивающие необходимую жесткость конструкции и служащие для крепления сердечника статора с обмоткой к корпусу и рационального распределения потоков воздуха в машине.

Для установки статора на продольные ригели фундамента к корпусу приварены опорные лапы. Под лапы на ригели устанавливаются плоские фундаментные плиты.

Ротор изготавливается из цельной поковки специальной стали, обеспечивающей механическую прочность ротора при всех режимах работы турбогенератора.

Обмотка ротора выполняется из полосовой меди с присадкой серебра и укладывается в пазы, профрезерованные в бочке ротора.

Изоляция обмотки ротора по классу нагревостойкости F.

Охлаждение обмотки ротора - непосредственное. Воздух для охлаждения в каналы катушек поступает из подпазовых каналов.

Щеточно-контактный аппарат выполнен со съёмными bracketами щеткодержателей. Контактные кольца изготовлены из специальной стали и насажены на консольный конец вала. Между контактными кольцами на валу установлен вентилятор для охлаждения контактных колец и щеток и отвода щеточной пыли из зоны щеточно-контактного аппарата.

Подшипники выносные. Подшипник на стороне колец контактных имеет электрическую изоляцию от фундаментной плиты и маслопроводов. Подшипник на стороне турбины поставляется производителем турбины и конструктивно встроен в её корпус. Смазка подшипников принудительная от системы маслоснабжения турбины.

Контроль вибрации опор ротора должен осуществляться системой виброконтроля, поставляемой турбинным заводом. На крышках подшипников предусмотрены места для установки измерительных преобразователей. В части вибрации генератор соответствует ГОСТ Р ИСО 20816-2-2022.

Турбогенератор укомплектовывается автоматизированной системой контроля. Автоматизированная система предназначена для обеспечения контроля над тепловыми, электрическими и технологическими параметрами. Она осуществляет регистрацию и сигнализацию выхода этих параметров из допустимых пределов, а также сопряжение с АСУ ТП энергоблока. Связь автоматизированной системы с АСУ ТП энергоблока и САУ турбины осуществляется по стандартному интерфейсу. Показатели надежности генератора представлены в таблице 15.

Таблица 15 Показатели надежности генератора

Число пусков-остановов в год, не более	330
Число пусков-остановов за весь срок службы	10000
Полный назначенный срок службы, лет	40
Коэффициент готовности	0,996
Наработка на отказ, час	22000
Ресурс между капитальными ремонтами, лет	8, при этом первый ремонт с выемкой ротора проводится через 1 год после сдачи турбогенератора в эксплуатацию

Тепловой контроль турбогенератора осуществляется установленными на нем термопреобразователями сопротивления.

Ив. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							25-83G1-00-TP1.1-TC	Лист
										42
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

6.5.2 Система возбуждения

Система возбуждения турбогенератора статическая тиристорная, со 100%-резервированием силовых преобразователей и каналов регулирования, с полным набором защит системы возбуждения на базе промышленного процессора. Система содержит два автономных и равноценных преобразовательно-регулирующих канала, каждый из которых обеспечивает все режимы работы турбогенератора, включая форсировку.

Источником питания обоих каналов является общий преобразовательный трансформатор, подключенный к собственным нуждам станции. Регулирование напряжения генератора осуществляется по пропорционально-интегральному закону цифровым нелинейным регулятором сильного действия типа АРВ-НЛ, выполненным на базе промышленного компьютера.

Система возбуждения предназначена для работы в составе АСУ ТП энергоблока по стандартным промышленным протоколам.

Система регулирования возбуждением обеспечивает:

- улучшение демпфирования колебаний в энергосистеме каналами стабилизации;
- демпфирование колебаний ротора в нормальных, ремонтных и послеаварийных режимах энергосистемы, исключающее самораскачивание;
- релейную форсировку возбуждения с увеличением напряжения и тока возбуждения с максимально возможной скоростью до своих потолочных значений и с настраиваемыми параметрами (напряжение ввода, снятие релейной форсировки, время задержки на снятие релейной форсировки возбуждения);
- блокировку каналов стабилизации при изменении частоты со скоростью 0,05 Гц/с и более;
- устойчивую работу генератора в режиме ограничения минимального тока возбуждения;
- ограничение двукратного тока возбуждения с точностью $\pm 3\%$.

Гашение поля генератора при отключении генератора осуществляется переводом тиристорных преобразователей в инверторный режим, а в аварийных ситуациях на специальное устройство гашения поля.

Система управления возбуждением осуществляет предварительную и текущую диагностику оборудования системы возбуждения, хранение основных данных мониторинга, запись и хранение информации о действии внутренних защит в дневнике событий с многостраничным меню. В систему встроен аварийный осциллограф осуществляющий запись и хранение информации, предшествующей аварии при аварийном отключении генератора или переходе на резервный канал. Предусмотрен пульт оперативного управления, позволяющий прочесть всю записанную информацию на дисплее текущей информации.

В контроллер системы управления возбуждением встроены все необходимые средства диагностики и настройки, дополнительного программного обеспечения не требуется. Сенсорный терминал оператора обеспечивает удобный доступ к встроенным в контроллер средствам диагностики и настройки системы управления возбуждением.

Диагностика и защита системы и генератора от аварийных режимов и нештатных ситуаций реализована на основном контроллере системы возбуждения (Fastwel CPC108).

Система возбуждения обладает 100%-комплектацией, содержит трансформатор ТСЗП, сопротивление самосинхронизации (собственного производства) и шкаф защит микропроцессорный на базе промышленных компьютеров FASTWELL. В системе обеспечено максимально возможное применение отечественных компонентов.

Система возбуждения обладает высокими показателями надежности согласно ГОСТ 21558-2018:

коэффициент готовности - не менее 0,996;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	диагностики и настройки, дополнительного программного обеспечения не требуется. Сенсорный терминал оператора обеспечивает удобный доступ к встроенным в контроллер средствам диагностики и настройки системы управления возбуждением. Диагностика и защита системы и генератора от аварийных режимов и нештатных ситуаций реализована на основном контроллере системы возбуждения (Fastwel CPC108). Система возбуждения обладает 100%-комплектацией, содержит трансформатор ТСЗП, сопротивление самосинхронизации (собственного производства) и шкаф защит микропроцессорный на базе промышленных компьютеров FASTWELL. В системе обеспечено максимально возможное применение отечественных компонентов. Система возбуждения обладает высокими показателями надежности согласно ГОСТ 21558-2018: коэффициент готовности - не менее 0,996;							
									25-83G1-00-TP1.1-ТЧ	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		43

средняя наработка на отказ - не менее 18000 ч;
 полный срок службы - не менее 30 лет;
 гарантийный срок эксплуатации – 3 года со дня ввода системы возбуждения в эксплуатацию;
 срок эксплуатации между капитальными ремонтами не менее 7 лет.

Подробнее см. том 5.1.1.1 (Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях и системах инженерно-технологического обеспечения», Подраздел 1. Система электроснабжения Часть 1. Электротехнические решения. 25-83G1-00-ИСО1.1.1.

6.6 Котел утилизатор

6.6.1 Основные технические характеристики оборудования

Котел-утилизатор со вспомогательным оборудованием устанавливается со 2 этапом строительства.

Котел-утилизатор предназначен для работы в составе парогазовой установки (далее ПГУ), в которую входят: одна газотурбинная установка типа ГТЭ-160 (далее ГТУ), один паровой котел-утилизатор ПК-186 (далее КУ), одна паровая конденсационная турбина К-73-7,5-SF (далее ПТ).

Котел-утилизатор предназначен для работы на продуктах сгорания, поступающих от ГТУ. Котел-утилизатор вырабатывает пар высокого и низкого давлений за счет утилизации тепла выхлопных газов от газовой турбины, подогревает сетевую воду в ВВТО (ВВТО установлен на линии рециркуляции ГПК).

Категория размещения котла-утилизатора по ГОСТ 15150-69- УХЛ4.

Сейсмичность района установки КУ - 5 баллов по шкале MSK-64.

Котел-утилизатор двухконтурный, барабанный, с естественной циркуляцией среды в контурах высокого и низкого давлений, горизонтального профиля газоходов до дымовой трубы, с вертикальным расположением поверхностей нагрева, однокорпусный, газоплотный, рассчитанный на работу с «наддувом».

Конструкция котла-утилизатора обеспечивает возможность проведения предпусковых и эксплуатационных водно-химических промывок пароводяного тракта, а также консервации внутренних поверхностей котла при остановках.

Конструкция КУ и его элементов должны соответствовать требованиям ТР ТС 032/2013 «О безопасности оборудования работающего под действием избыточного давления» и требованиям соответствующих федеральных норм и правил (ФНП).

КУ устанавливаемый вместе со вспомогательным оборудованием в закрытом отапливаемом помещении нового здания главного корпуса.

Собственный отдельно стоящий каркас КУ будет нести нагрузки от газохода с поверхностями нагрева, перепускных труб между поверхностями нагрева, барабанов, площадок обслуживания, вертикальные и горизонтальные нагрузки от примыкания диффузора ГТУ и выходного газохода, а также от наддува и т. н. хлопков из газовой турбины.

КУ оснащается предохранительными устройствами в соответствии с требованиями НТД:

- паровыми импульсными предохранительными клапанами для контура ВД;
- паровыми предохранительными клапанами прямого действия для контура НД;
- предохранительными клапанами в тракте газового подогревателя конденсата и экономайзера ВД.

Соответствие КУ требованиям ТР ТС 032/2013 «О безопасности оборудования работающего под действием избыточного давления» и применимых федеральных норм и правил (ФНП) АО «ЗиО» подтверждает Декларацией соответствия или сертификатом соответствия, кроме того, в паспорт КУ будут включены сведения о методах и объемах

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	площадок обслуживания, вертикальные и горизонтальные нагрузки от примыкания диффузора ГТУ и выходного газохода, а также от наддува и т. н. хлопков из газовой турбины. КУ оснащается предохранительными устройствами в соответствии с требованиями НТД: - паровыми импульсными предохранительными клапанами для контура ВД; - паровыми предохранительными клапанами прямого действия для контура НД; - предохранительными клапанами в тракте газового подогревателя конденсата и экономайзера ВД. Соответствие КУ требованиям ТР ТС 032/2013 «О безопасности оборудования работающего под действием избыточного давления» и применимых федеральных норм и правил (ФНП) АО «ЗиО» подтверждает Декларацией соответствия или сертификатом соответствия, кроме того, в паспорт КУ будут включены сведения о методах и объемах							
									25-83G1-00-ТР1.1-ТЧ	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		44

контроля состояния элементов, работающих под давлением, а также приложена копия обоснования безопасности КУ.

Совмещенный пуск ГТУ и КУ предусмотрен по согласованному алгоритму, а его продолжительность подлежит определению в пусковой схеме согласно результатам пуско-наладочных работ ПГУ.

АО «ЗиО» допускает работу КУ на скользящих параметрах пара, определяемых расходом и температурой газов выхода ГТУ и обусловленных, в свою очередь, в том числе изменением температуры наружного воздуха в допустимом диапазоне от минус 42 до +42°C.

Рабочий диапазон изменения нагрузки КУ, в том числе и насосного оборудования, соответствует диапазону нагрузок ГТУ (50 ÷ 100) %.

Оснащение КУ включает в том числе технологические защиты, блокировки, авторегуляторы и средства дистанционного управления. Т. к. автоматизация КУ предусмотрена средствами общей блочной АСУ ТП ПГУ, то поставкой не предусмотрены системы контроля и управления КУ и его вспомогательных систем, а для арматуры, участвующей в алгоритмах автоматического регулирования, управления, защит и блокировок, предусмотрено оснащение электроприводами без встроенных блоков управления. Схемы управления запорной арматурой (реверсивные пускатели, бесконтактные реверсивные пускатели, автоматы питания и др.) предусмотрено разместить в шкафах управления типа, которые не входят в объём поставки КУ.

Основные показатели при работе энергоблока в режимах для характерных температур наружного воздуха на продуктах сгорания сухого природного газа приведены в таблице 16 (гарантийным является режим работы КУ при температуре наружного воздуха +15°C).

Таблица 16 Основные показатели котла-утилизатора

№ п/п	Наименование параметра	Значение	
1	Справочные данные:		
1.1	Температура наружного воздуха t _{н.в.} , °C	+15	-3
1.2	Нагрузка ГТУ, %	100	100
2	Показатели:		
2.1	Контур высокого давления (ВД):		
2.1.1	Паропроизводительность, т/ч	224	230,9
2.1.2	Температура пара на выходе, °C	517	510
2.2	Контур низкого давления (НД):		
2.2.1	Паропроизводительность, т/ч	50	53
2.2.2	Температура пара на выходе, °C	218	221,8
2.3	Тепловая мощность ВВТО, МВт	0	8,0
2.4	Аэродинамическое сопротивление КУ, Па	Не более 3100	
3	Условия выполнения показателей:		
3.1	Температура газов на входе в КУ, °C	542,2	535
3.2	Расход газов на входе в КУ, кг/с	494,6	522
3.3	Состав продуктов сгорания, масс. %:		
	N ₂ +Ar	76,04	75,96
	O ₂	13,68	13,52
	CO ₂	3,26	3,34
	H ₂ O	7,02	7,18
3.4	Давление пара высокого давления, МПа (абс.)	8,0	8,1
3.5	Давление пара низкого давления, МПа (абс.)	0,65	0,7
3.6	Температура конденсата на входе в КУ, °C	40	38
3.7	Температура сетевой воды перед ВВТО, °C	-	45

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист		
			25-83G1-00-TP1.1-ТЧ								
			45								
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата						

Поверхности нагрева КУ скомпонованы в пакеты вертикально расположенных секций из труб с наружным поперечным спирально-ленточным оребрением. Оребрение, в зависимости от поверхности нагрева, просечное или сплошное. По ходу газов последовательно расположены ПВД, ИВД, ЭВД, ПНД, ИНД, ГПК.

Газоход сверху и снизу ограничен «тёплыми ящиками», в которых расположены соединительные трубопроводы поверхностей нагрева, дренажные линии (внизу), подвески поверхностей нагрева и линии воздушников (вверху). «Тёплые» ящики отделены от газохода коллекторами поверхностей нагрева и съёмными металлическими щитами.

В дымовой трубе установлен шумоглушитель. После шумоглушителя по ходу газов установлен электроприводной отсечной клапан для поддержания остановленного КУ в горячем состоянии.

В газоходе котла-утилизатора предусмотрена установка штуцеров, отборных устройств для КИПиА газового тракта.

Отработавшие в котле-утилизаторе продукты сгорания ГТУ удаляются в атмосферу через дымовую трубу.

Котёл с байпасной системой, дымовой трубой и газовой турбиной соединён через компенсаторы.

Отсечной клапан, установленный в основной дымовой трубе, имеет две заслонки. Каждая заслонка управляется от индивидуального электропривода.

Компенсаторы байпасной системы выполнены линзового типа, компенсатор КУ газохода состоит из металлической и неметаллической частей. Неметаллическая часть компенсаторов выполнена из гибких газоплотных и теплоизолирующих элементов.

Компенсаторы на газоходах предназначены для восприятия радиальных и осевых тепловых расширений и устанавливаются таким образом, чтобы компенсировать расширение газоходов без повреждения каких-либо элементов.

Обшивка КУ выполнена из листов углеродистой стали с нанесением изоляции изнутри так, чтобы минимизировать тепловые потери и обеспечить защиту персонала.

Для газоплотной обшивки КУ предусмотрена внутренняя изоляция матами из керамического волокна и/или минеральной ваты (базальтового супертонкого волокна), защищённая от выдувания потоком газов листовой обшивкой из нержавеющей стали и углеродистой стали. Внутренняя и наружная теплозвукоизоляция газоплотной обшивки КУ будет иметь толщину, обеспечивающую температуру на обшивке 45 °С при температуре окружающего воздуха плюс 25°С, а также уровень звука на расстоянии 1 м от обшивки котла не более 80 дБА. В местах прохода трубопроводов через обшивку для уплотнения КУ предусмотрены сильфонные компенсаторы.

Кроме того, при нормативном исходном эквивалентном уровне звуковой мощности выхлопа ГТУ АО «ЗиО» обеспечит эквивалентный уровень звукового давления КУ, газоходов и вспомогательного оборудования на расстоянии 1 метр по горизонтали и 1,5 метра от пола, по горизонтали от среза дымовой трубы не более 80 дБА.

В индивидуальной дымовой трубе за КУ предусмотрены:

- газовый шумоглушитель, после которого по ходу газов будет установлен электроприводной отсечной клапан для поддержания КУ в горячем резерве;
- дренажные линии для отвода конденсата;
- присоединения для системы мониторинга выбросов.

Помимо площадок и лестниц для обслуживания оснащение дымовой трубы предусматривает молниезащиту, а также дневную светомаркировку и светоограждение.

АО «ЗиО» предусмотрена категория размещения оборудования КУ по ГОСТ 15150-69:

- на открытом воздухе - УХЛ1;
- в помещении- УХЛ4.

Также учтены:

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							25-83G1-00-TP1.1-ТЧ	Лист
										46
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- сейсмичность района установки КУ - 5 баллов по шкале MSK-64;
- снеговой район/снеговая нагрузка (СП 20.13330.2025 «Нагрузки и воздействия»)
- III /1,5 кПа;
- ветровой район/ветровая нагрузка (СП 20.13330.2025 «Нагрузки воздействия») – I/0,23 кПа;
- район по гололеду/толщина стенки гололеда (СП 20.13330.2025 «Нагрузки воздействия») – II/5 мм.

АО «ЗиО» обеспечит для КУ:

- расчётный ресурс работающих под давлением элементов котла 200 000 часов;
- расчётный срок службы не менее 40 лет;
- среднюю наработку на отказ не менее 7000 ч.
- Периодичность капитальных ремонтов не менее 8 лет;
- Коэффициент готовности-0,985,

Требования маневренности:

КУ при допускаемом общем количестве пусков-остановов за весь срок службы, не менее:

- 100 из холодного состояния;
- 1900 из неостывшего состояния;
- 8000 из горячего состояния.

Конструкция КУ должна обеспечивать возможность совмещенного пуска ГТУ, КУ и ПТУ по согласованному между разработчиками ГТУ, КУ и ПТУ алгоритму пуска. Время пуска КУ определяется при разработке пусковой схемы и уточняется при проведении пуско-наладочных работ.

Комплект поставки документации КУ включает:

- Руководство по эксплуатации,
- часть 1 «Указания по приемке, проверке и хранению оборудования»;
- часть 2 «Указания по монтажу»;
- монтажные чертежи согласно «Ведомости технической документации для монтажа»;
- «Ведомость технической документации для монтажа»;
- «Руководство по эксплуатации»;
- «Руководства по эксплуатации вспомогательного оборудования»;
- паспорт КУ с чертежами общих видов котла и расчетами на прочность элементов котла, работающих под действием внутреннего давления;
- паспорта на вспомогательное оборудование КУ.

Заполнение КУ предусмотрено деаэрированной с показателем pH 9,2÷9,4.

Проектными решениями АО «ЗиО» в барабанах высокого и низкого давления (далее соответственно - БВД и БНД) предусмотрены лазы в днищах барабанов, предназначенные для внутреннего осмотра и возможности выполнения ремонтных работ внутри барабанов, а также следующие технические средства сопровождения эксплуатации.

В БВД предусмотрены:

- штуцеры для аварийного слива, непрерывной продувки, консервации, ввода химреагентов, указателей уровня, уравнительных сосудов, импульсных линий, манометра и датчиков давления;
- подвод пара собственных нужд для предпускового прогрева.

В БНД предусмотрены:

- штуцеры для консервации, указателей уровня, импульсных линий, уравнительных сосудов, манометра и датчиков давления, предохранительного клапана;
- подвод пара собственных нужд для предпускового прогрева и проведения первичной деаэрации подаваемого в деаэрационную колонку конденсата из ГПК.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №								
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					Лист
										47

25-83G1-00-TP1.1-TC

Паровая продувка паропроводов предусмотрена паром при работающей ГТУ через временный выхлоп в атмосферу.

При эксплуатации КУ необходимо проводить периодическую проверку предохранительных клапанов в соответствии с утвержденным графиком при давлении не ниже указанных в руководствах АО «ЗиО».

Предохранительные клапаны ГПК следует проверять на стенде с периодичностью - раз в шесть месяцев.

Для осмотра и ремонта поверхностей нагрева, коллекторов и трубопроводов КУ между рядами вертикальных пакетов, подвешенных к потолочным металлоконструкциям каркаса с помощью металлических тяг, предусмотрены проемы.

Для ремонта объединительных коллекторов и трубопроводов, а также отсоединения заменяемых секций поверхностей нагрева от подводящих и отводящих труб и ограждающих конструкций, в верхней и нижней части КУ на уровне коллекторов секций предусмотрена установка горизонтальных ограждающих листов, образующих с потолком и подом котла, соответственно, верхний и нижний «теплые ящики».

Доступ ремонтного персонала в «теплые ящики» и в газоход к поверхностям нагрева обеспечен через прямоугольные лазы в щитах газоплотной обшивки КУ, а также с применением инвентарных стоечных лесов.

Для выполнения операций монтажа/демонтажа, выема и ремонта секций поверхностей нагрева вдоль боковых стен КУ предусмотрены ремонтные площадки.

Устройство «теплых ящиков» обеспечивает также ремонт объединительных коллекторов и трубопроводов, а также отсоединение заменяемых секций поверхностей нагрева от подводящих и отводящих труб и ограждающих конструкций.

Доступ ремонтного персонала к поверхностям нагрева предусмотрен с применением инвентарных стоечных лесов.

Перечень возможных повреждений в секции поверхностей нагрева:

- Приварка оребренных труб к коллектору.
- Приварка штуцеров к коллектору.
- Приварка перепускных труб и трубопроводов к штуцерам коллекторов секций.
- Повреждение оребренной трубы.

Ремонт указанных повреждений должен выполняться внутри котла без выема секций поверхностей нагрева.

При обнаружении дефекта в какой-либо трубе конструкцией КУ предусмотрена возможность замены дефектных или выработавших ресурс секций в объеме капитального ремонта котла. Ремонтные операции по замене секций обеспечены следующими конструктивными решениями:

- полный или частичный демонтаж щитов обшивки боковых стен котла, в створе с проёмами между блоками поверхностей нагрева;
- образование единой ремонтной зоны при снятии ограждающих листов у верхних и нижних камер, используемой для замены секций поверхностей нагрева;
- закрепление монорельсов и талей на балках КУ для перемещения секций в специальном кондукторе.

Устройства лазов на боковых стенах обеспечивают осмотр и ремонт, включая доставку элементов инвентарных лесов и других ремонтных материалов:

- внутренней обшивки и изоляции диффузора;
- газохода поверхностей нагрева;
- газохода к дымовой трубе.

Также предусмотрено устройство лазов для осмотра и ремонта шумоглушителя, отсечного клапана и компенсатора газохода за КУ.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							25-83G1-00-TP1.1-ТЧ	Лист
										48
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

В комплекте технической документации на КУ предусмотрена передача концепции технологии ремонта поверхностей нагрева, включая перечень специализированной оснастки (при необходимости). АО «ЗиО» разработаны указания по ремонту КУ, в т. ч.:

- вариант ремонта поверхностей нагрева цельными секциями;
- организация и механизация ремонта узлов КУ на месте установки.

Указания АО «ЗиО» разработаны также для демонтажа секций поверхностей нагрева, применения опорных лесов и подвесных механизмов, балки путей которых предусмотрены под потолочным перекрытием каркаса котла:

- вдоль оси котла предусмотрены четыре балки путей подвесного транспорта, по одной из которых перемещается ручная таль; после замены поверхностей нагрева в одном из двух рядов, таль устанавливается на другую балку путей подвесного транспорта;
- в поперечном направлении секции поверхностей нагрева м. б. перевешены с ручной тали на две кран-тележки с талрепами, перемещающимися вдоль одной из двух поперечных балок путей подвесного транспорта; балки путей подвесных механизмов монтируются в двух уровнях с перпендикулярно перекрещивающимся взаимным расположением.

Кроме того, предусмотрена установка четырёх балок для путей подвесного транспорта параллельно оси котла.

Балки путей кран-тележек крепятся к балкам путей подвесного транспорта. Кран-тележки перемещаются поперёк оси котла.

При выводе КУ в текущий, средний или капитальный ремонты необходимо обеспечить защиту внутренних поверхностей трубной системы поверхностей нагрева и остальных элементов, работающих под давлением от стояночной коррозии.

Для предотвращения коррозии металла внутренних поверхностей как при режимных остановках, так и при остановках в продолжительный резерв на срок свыше 6 месяцев и более АО «ЗиО» рекомендована консервация котла азотом. Заполнение внутренних поверхностей нагрева химически инертным азотом с последующим поддержанием в котле его избыточного давления предотвращает доступ кислорода, что обеспечивает устойчивость ранее образованной защитной плёнки на металле в течение длительного времени. Различают следующие виды консервации:

- без слива воды из поверхностей нагрева при останове котла на срок до 10 суток;
- при опорожнении котла из неостывшего состояния и одновременной подачей азота;
- консервация опорожнённого котла.

Установка азотной консервации состоит из азотной рампы с подключёнными баллонами и блока регулирования на собственной стойке. Постоянное электропитание для установки азотной консервации не требуется: запорная и регулирующая арматура - ручная, манометр - показывающий.

До проведения консервации необходимо произвести испытания газопроводов подачи азота на герметичность воздухом. Результаты испытания на герметичность следует считать положительными, если за период испытания давление в газопроводах не меняется, то есть, нет видимого падения давления по манометру класса точности 0,6. Длительность испытаний - 24 часа.

После чего необходимо продуть газопровод подачи азота (от установки азотной консервации до КУ) для удаления из него кислорода. Контроль содержания кислорода необходимо проводить через линию ревизии переносным газоанализатором, допустимая концентрация кислорода - 0,5 % об.

Для организации ремонтных зон и оснащения грузоподъёмными сооружениями и механизмами для ТОиР АО «ЗиО» предоставлены массогабаритные показатели основных узлов и деталей, а также массы наиболее крупных поставочных (монтажных) блоков КУ.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	До проведения консервации необходимо произвести испытания газопроводов подачи азота на герметичность воздухом. Результаты испытания на герметичность следует считать положительными, если за период испытания давление в газопроводах не меняется, то есть, нет видимого падения давления по манометру класса точности 0,6. Длительность испытаний - 24 часа. После чего необходимо продуть газопровод подачи азота (от установки азотной консервации до КУ) для удаления из него кислорода. Контроль содержания кислорода необходимо проводить через линию ревизии переносным газоанализатором, допустимая концентрация кислорода - 0,5 % об. Для организации ремонтных зон и оснащения грузоподъёмными сооружениями и механизмами для ТОиР АО «ЗиО» предоставлены массогабаритные показатели основных узлов и деталей, а также массы наиболее крупных поставочных (монтажных) блоков КУ.							
									25-83G1-00-TP1.1-ТЧ	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		49

Общая масса КУ ПК-186, в том числе вспомогательного оборудования в таблице 17.

Таблица 17 Общая масса КУ ПК-186

№ п/п	Наименование	Предварительные массы одного КУ, кг
1	Металлоконструкции КУ (каркас КУ, каркас расширителей, опорный портал байпасной дымовой трубы, подвески поверхностей нагрева и т.п.)	235 000
2	Газоходы КУ (щиты, гарнитура, изоляция, обшивка, элементы уплотнения, компенсаторы и т.п.)	250 000
3	Площадки и лестницы КУ с оцинкованным настилом	58 000
4	Поверхности нагрева КУ	950 000
5	Основные и второстепенные трубопроводы КУ с ОПС	110 000
6	Барабан ВД	38 000
7	Барбана НД с деаэрационными колонками	25 000
8	Основная и байпасные дымовые трубы с площадками и лестницами, изоляцией и внутренней обшивкой, отсечным клапаном, газовым шумоглушителем	500 000
9	Покупные изделия (арматура, насосы, ВВТО, указатели уровня и т.п.)	55 500
10	Емкостное оборудование (РПП, РНП ВД, БСК)	9 150
11	Разное (запасные части, доска фирменная, траверса, кантователь, изоляция, декоративная обшивка, указатели тепловых перемещений и т.п.)	70 000
	Итого	2 300 650

Крупногабаритные и тяжеловесные поставочные блоки одного КУ указаны в таблице 18.

Таблица 18 Крупногабаритные и тяжеловесные поставочные блоки КУ

Наименование оборудования	Количество, шт.	Габариты Д х Ш х В, м	Масса, т
Блоки поверхностей нагрева с отправочным каркасом, в том числе:	18	-	-
<u>Блок №5:</u>			
Блок № 5/1: Газовый подогреватель конденсата (5 секции в блоке)	3	20,25x2,99x1,75	43,0
Блок № 5/2: Газовый подогреватель конденсата (4 секции в блоке)	3	20,25x2,99x1,75	36,5
<u>Блок № 4:</u> Испаритель низкого давления (6 секций)	3	19,7x2,99x1,75	56,5
<u>Блок № 3:</u> Перегреватель низкого давления	3	20,25x2,99x1,75	68,0

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Взам. инв. № Подп. и дата Инв. № подл.	25-83G1-00-TP1.1-ТЧ Лист 50

Конструкция котла-утилизатора предусматривает возможность выполнения ремонт поверхностей нагрева как внутри котла, так и с выемом отдельных секций поверхностей нагрева в объеме капитального ремонта.

Ремонтные операции по замене секций обеспечиваться следующими конструктивными решениями:

- полный или частичный демонтаж щитов обшивки боковых стен котла в створе с проемами между колоннами каркаса котла-утилизатора;
- образование единой ремонтной зоны при снятии ограждающих листов у верхних и нижних коллекторов, используемой для замены секций поверхностей нагрева;
- закрепление монорельсов и талей на балках, установленных на каркас котла, с помощью которых секция в специальном кондукторе транспортируется из котла-утилизатора или в котел-утилизатор.

Вдоль одной из боковых стен котлов-утилизаторов должна быть предусмотрена ремонтная зона для выема и ремонта секций поверхностей нагрева.

Для осмотра и ремонта внутренней обшивки и изоляции диффузора, а также для осмотра и ремонта газохода к дымовой трубе, на боковых стенах устроены лазы для доступа ремонтного персонала и доставки элементов инвентарных лесов и других ремонтных материалов.

Также устроены лазы для осмотра и ремонта шумоглушителя, отсечного клапана и компенсатора газохода за котлом-утилизатором.

6.7 Дымовая труба

Для отвода дымовых газов газовой турбины на этапе 1 устанавливается дымовая труба.

Конструкция дымовой и опорного каркаса предусматривает возможность дальнейшей замены поворотного газохода на дивертор без необходимости глубокой реконструкции. Дивертор (тройник с заслонкой) устанавливается на этапе 1 с использованием дымовой трубы ГТУ в качестве байпаса.

На этапе 2 котел-утилизатор комплектуется дымовой трубой, входящей в поставку завода-изготовителя котла-утилизатора.

В соответствии с результатами расчетов рассеивания вредных веществ в атмосфере с учетом особенностей природных условий расположения Грозненской ТЭС высота дымовой трубы составляет 60 метров при диаметре 6 м. Высота дымовой трубы котла-утилизатора и её диаметр обеспечивают рассеивание выбросов в атмосфере с оптимальной скоростью, при этом: максимальная разовая приземная концентрация ($C_{мр}$) загрязняющих веществ в приземном слое воздуха не превышает значений, установленных гигиенических нормативов качества воздуха (ПДК): $C_{мр} < ПДК$.

Дымовая труба выполнена в соответствии с требованиями п. 9.3 «Дымовые трубы» СП 43.13330.2012 (Актуализированная редакция СНиП 2.09.03-85).

Дымовая труба оборудована площадками для обслуживания шибер-заслонки и верхней части трубы.

Дымовая труба оснащается необходимыми присоединениями для системы мониторинга выбросов, сигнальными маячками по условиям аэронавигации, лестницами и площадками обслуживания.

Предусматривается металлическая дымовая труба в теплоизоляции с защитным покрытием из металла. Дымовая труба выполнена в виде самонесущего ствола, опертого на фундамент, к которому прикрепляется башня, обшитая декоративными перфорированными панелями.

Дымовая труба поставляется комплектно с отдельным каркасом, с площадками обслуживания, лестницами, тепловой изоляцией, антикоррозионным покрытием и антикоррозийной защитой элементов дымовой трубы, отборными устройствами для первичных

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							25-83G1-00-TP1.1-ТЧ		Лист
											52
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата						

дымовая труба выполнена в соответствии с требованиями п. 9.3 «Дымовые трубы» СП 43.13330.2012 (Актуализированная редакция СНиП 2.09.03-85). Дымовая труба оборудована площадками для обслуживания шибер-заслонки и верхней части трубы. Дымовая труба оснащается необходимыми присоединениями для системы мониторинга выбросов, сигнальными маячками по условиям аэронавигации, лестницами и площадками обслуживания. Предусматривается металлическая дымовая труба в теплоизоляции с защитным покрытием из металла. Дымовая труба выполнена в виде самонесущего ствола, опертого на фундамент, к которому прикрепляется башня, обшитая декоративными перфорированными панелями. Дымовая труба поставляется комплектно с отдельным каркасом, с площадками обслуживания, лестницами, тепловой изоляцией, антикоррозионным покрытием и антикоррозийной защитой элементов дымовой трубы, отборными устройствами для первичных						
---	--	--	--	--	--	--

преобразователей (датчиков) температуры и давления и для контроля состава уходящих газов, со световым ограждением для высотных дымовых труб, с системой молниезащиты в комплекте с молниеприемниками, молниеотводами и элементами их крепления.

Молниезащита дымовой трубы состоит из двух заземляющих контуров, каждый из которых крепится на сварке к металлоконструкциям дымовой трубы и к металлоконструкциям каркаса декоративной обшивки. Уровень защиты от ПУМ-III, надежность защиты от ПУМ-0,99.

Молниеприемники не требуются. Непрерывная токопроводящая цепь осуществляется за счет сварной конструкции ствола дымовой трубы и каркаса декоративной обшивки.

Молниезащита соответствует требованиям СО 153-34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций».

Система светоограждения включает в себя: светильники, силовые и контрольные кабели с изоляцией не ниже марки hrLS (категории А), с трубами и металлорукавами для прокладки кабелей по дымовой трубе и присоединению к оборудованию, ящики управления светоограждением для каждой группы светильников.

В соответствии с п.3.5 и 3.9 Федеральных авиационных правил «Размещение маркировочных знаков и устройств на зданиях, сооружениях..., устанавливаемых в целях обеспечения безопасности полетов воздушных судов», утвержденных Приказом Федеральной аэронавигационной службы от 28.11.2007 г. №119, светоограждение дымовой трубы осуществляется посредством установки в одном уровне на верхней светофорной площадке на отм. +57,150 м. четырех сдвоенных (основных и аварийных) заградительных огней постоянного свечения красного цвета, работающих одновременно. В плане заградительные огни располагаются под углом 90о (по диагонали каркаса декоративной обшивки) на стойках стеклом вверх. Отметка заградительных огней – ниже обреза дымовой трубы на ~ 1,5м.

Эквивалентный уровень звукового давления от газоходов дымовой трубы на расстоянии 1 м от обшивки и 1,5 м от уровня земли не превышает 80дБА.

Эквивалентный уровень звукового давления на расстоянии 1 м от среза дымовой трубы составляет 80дБА

6.8 Тепловая схема

Тепловая схема энергоблока представлена на чертеже 25-83G1-00-TP1.2-100-ГЧ.02 лист 1. Проектом предусмотрено выделение двух этапов строительства (пусковые комплексы) парогазового энергоблока мощностью 225 МВт (моноблок):

Первый этап:

Строительство ГТУ-160 с комплексом вспомогательного оборудования, зданий и сооружений;

Второй этап:

Строительство ПГУ-225 с комплексом вспомогательного оборудования, зданий и сооружений.

Первый этап строительства.

ГТУ спроектирована и разработана для выработки электроэнергии, работающей на природном газе при постоянной частоте вращения.

Более подробно об источнике природного газа и его подготовки для сжигания в ГТ см. Подраздел 6 «Система газоснабжения» Том 5.6.1.1 25-83G1-00-ИОС6.1.1.

ГТУ включает в себя газовую турбину, генератор, вспомогательное оборудование ГТ, соответствующее электротехническое оборудование и оборудование АСУ, воздухозаборное устройство (КБОУ), диффузор отработанных газов, дымовую трубу.

ГТУ работает в открытом цикле. Свежий воздух поступает в компрессор при температуре окружающей среды, где его давление и температура повышаются. Воздух под высоким давлением поступает в камеру сгорания, где топливо сжигается при постоянном давлении. Газ с

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Первый этап строительства. ГТУ спроектирована и разработана для выработки электроэнергии, работающей на природном газе при постоянной частоте вращения. Более подробно об источнике природного газа и его подготовки для сжигания в ГТ см. Подраздел 6 «Система газоснабжения» Том 5.6.1.1 25-83G1-00-ИОС6.1.1. ГТУ включает в себя газовую турбину, генератор, вспомогательное оборудование ГТ, соответствующее электротехническое оборудование и оборудование АСУ, воздухозаборное устройство (КВОУ), диффузор отработанных газов, дымовую трубу. ГТУ работает в открытом цикле. Свежий воздух поступает в компрессор при температуре окружающей среды, где его давление и температура повышаются. Воздух под высоким давлением поступает в камеру сгорания, где топливо сжигается при постоянном давлении. Газ с							
									25-83G1-00-TP1.1-ТЧ	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		53

высокой температурой и давлением поступает в турбину, где он расширяется до давления окружающей среды и производит работу. На одном валу с газовой турбиной находится генератор, который за счет вращения ротора вырабатывает электрический ток. Отработанные газы выбрасываются в атмосферу через байпасную трубу из жаропрочной стали.

Для охлаждения вспомогательного оборудования газовой турбины предусматривается строительство замкнутого контура (ЗК) (см. «Схему трубопроводов охлаждающей воды» 25-83G1-00-TP1.1-100-ГЧ.02, лист 2).

В состав замкнутого контура входит следующее вспомогательное оборудование газовой турбины:

- воздухоохладители генератора;
- маслоохладители;
- охлаждение компрессоров ДКУ.

Данные по охлаждающей воде для вспомогательного оборудования представлены в таблице 19.

Таблица 19 Охлаждающая вода для вспомогательного оборудования этапа 1

№№ п/п	Наименование оборудования	Номин. расход на ед.	Кол-во оборудов.	Температ. охлаж. воды	Сумм. расход	Давление
		т/ч	шт.	°С	т/ч	МПа (кгс/см²)
Потребность в химобессоленной воде						
1.	Маслоохладители ГТУ	150	1-раб. 1-резерв.	min 12 nom 33	150	0,49 (5)
2.	Воздухоохладители ГТУ	37	4×25%	min 4 nom 35	148	0,1÷0,59 (1÷6)
4	Маслоохладители ДКУ	250	2-раб. 1-резерв. (горяч.)	min 12 nom 33	750	0,59 (6)
	Итого (с запасом 10%):				150+148+750 +10%=1055	
Потребность в циркуляционной воде (от Кунцевского водовода 5÷15°С)						
5	На охладитель ЗК	751	1-раб. 1-резерв.	min 5 nom 15	751	

ЗК охлаждения вспомогательного оборудования состоит из бака замкнутого контура объемом V=12 м³, двух насосов замкнутого контура (один - рабочий, один - резервный) Q=1200 м³/ч, H=40 м, двух охладителей замкнутого контура производительностью Q=1200 м³/ч (один рабочий, один резервный). Заполняется и подпитывается ЗК обессоленной водой.

Заполнение и подпитка ЗК осуществляется в соответствии с ТУ на подключение из существующего главного корпуса котельного отделения от напорных коллекторов насосов аварийного добавка НАД и насосов нормального добавка ННД (на отметке – 3,0 м, между рядами В-Г, осями 1-2).

На трубопроводе заполнения и подпитки ЗК устанавливается запорная арматура и коммерческий узел учета обессоленной воды.

В первом этапе схема охлаждения вспомогательного оборудования независимого блока включает строительство следующих сооружений и коммуникаций на площадке ТЭЦ-25:

- здание фильтров исходной воды;

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист	
			25-83G1-00-TP1.1-ТЧ							54
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- двух трубопроводов Ду350 циркуляционной воды (исходной воды) от Кунцевских водоводов до здания фильтров исходной воды (прокладка по эстакаде);
- двух трубопроводов Ду350 циркуляционной воды (исходной воды) от здания фильтров исходной воды до главного корпуса к охладителям ЗК (прокладка по эстакаде);
- трубопровода сброса нагретой воды от охладителей ЗК Ду350 в аванкамеру существующей циркуляционной ЦНС-2;
- напорного трубопровода Ду350 на охлаждение компрессоров из ЗК в ДКС (прокладка по эстакаде);
- трубопровода Ду350 от компрессоров из ДКС в ЗК к охладителям ЗК (прокладка по эстакаде).

Подача циркуляционной охлаждающей воды для охлаждения охладителей ЗК предусматривается из Кунцевского промводова, двумя трубопроводами. Охлаждающая вода двумя трубопроводами по эстакаде входит в здание фильтров исходной воды, где устанавливается арматура, расходомерные устройства, самоочищающиеся фильтры. После очистки циркуляционная вода по эстакаде направляется в новый главный корпус для охлаждения вспомогательного оборудования ГТ (на охладители ЗК).

Возврат нагретой циркуляционной воды после охладителей ЗК предусматривается в существующую ЦНС-2 в соответствии с ТУ на присоединение.

Второй этап строительства.

В втором этапе устанавливаются котел-утилизатор ПК-186 производства АО (ЗиО) и паровая турбина К73-7,5-SF-80, производства АО «УТЗ», со вспомогательным оборудованием.

Котел-утилизатор предназначен для работы на продуктах сгорания, поступающих от ГТУ. Котел-утилизатор вырабатывает пар высокого и низкого давлений за счет утилизации тепла выхлопных газов от газовой турбины, подогревает сетевую воду в ВВТО (ВВТО установлен на линии рециркуляции ГПК).

Для перенаправления отработавших газов ГТУ в КУ в основании байпасной трубы (на входе в неё) предусмотрено специальное газоплотное устройство (дивертер). Таким образом выхлопной тракт ГТУ обеспечивает работу ГТУ как автономно в открытом цикле, так и в составе ПГУ-225.

Для более глубокого охлаждения дымовых газов после КУ, а также для поддержания температуры основного конденсата перед ГПК не менее 60°C предусмотрен контур рециркуляции конденсата, включающий в себя насосы РЭН, систему трубопроводов водоводяной теплообменник (ВВТО), подогревающий сетевую воду для собственных нужд. Для обеспечения и регулирования недогрева конденсата до температуры насыщения в барабане НД предусмотрен байпас ГПК.

Турбина сопрягается с турбогенератором типа ТФ-90-2 с воздушным охлаждением производства НПО «ЭЛСИБ» ПАО. Турбогенератор монтируется на общем фундаменте с турбиной.

Паровая турбина в составе блока ПГУ должна обеспечивать возможность её участия в «общем первичном регулировании частоты» (ОПРЧ), «нормированном первичном регулировании частоты» (НПРЧ) и «вторичном автоматическом или оперативном регулировании частоты и перетоков активной мощности» в энергосистеме.

Пароводяной тракт КУ состоит из контура высокого давления и контура низкого давления. Пароводяной тракт КУ укомплектован запорной, регулирующей, предохранительной и защитной арматурой, контрольно-измерительными приборами, дренажами, воздушниками, устройствами для отбора проб воды и пара.

Пар ВД из контура высокого давления котла-утилизатора подается к блоку стопорно-регулирующих клапанов ВД, в котором размещены стопорный и два регулирующих клапана.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	турбиной.							
			Паровая турбина в составе блока ПГУ должна обеспечивать возможность её участия в «общем первичном регулировании частоты» (ОПРЧ), «нормированном первичном регулировании частоты» (НПРЧ) и «вторичном автоматическом или оперативном регулировании частоты и перетоков активной мощности» в энергосистеме. Пароводяной тракт КУ состоит из контура высокого давления и контура низкого давления. Пароводяной тракт КУ укомплектован запорной, регулирующей, предохранительной и защитной арматурой, контрольно-измерительными приборами, дренажами, воздушниками, устройствами для отбора проб воды и пара. Пар ВД из контура высокого давления котла-утилизатора подается к блоку стопорно-регулирующих клапанов ВД, в котором размещены стопорный и два регулирующих клапана.							
							25-83G1-00-TP1.1-ТЧ			Лист
										55
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

Подвод пара НД из контура низкого давления котла-утилизатора осуществляется через 2 блока клапанов НД, каждый из которых включает в себя стопорный и регулирующий клапаны.

На каждой нитке паропроводов высокого и низкого давления устанавливаются быстродействующие редукционно-охладительные установки (БРОУ ВД и БРУ НД) для сброса пара в конденсатор турбины при пусках и сбросах нагрузки.

По выходе из последней ступени отработавший пар через выхлопной патрубок поступает в конденсатор поверхностного типа.

Конденсационная установка включает в себя конденсатор, воздухоудаляющее устройство (эжекторы), конденсатные насосы, водяные фильтры и трубопроводы с необходимой арматурой.

Для отвода основного конденсата из сборника конденсата конденсатора и подачи его в ГПК (газовый подогреватель конденсата) установлены конденсатные насосы (два рабочих, один резервный).

Турбина снабжена паровыми концевыми уплотнениями. Система уплотнений (подачи пара на концевые уплотнения цилиндра, отсоса пара, паровоздушной смеси из уплотнений цилиндра и штоков клапанов) включает в себя коллектор уплотнений, трубопроводы с необходимой арматурой, а также эжектор уплотнений и сальниковый подогреватель.

Для восполнения потерь конденсата в конденсатно-питательный тракт КУ используется химобессоленная вода из существующей водоподготовительной установки (ВПУ), которая подается в 2 бака запаса обессоленной воды объемом 630 м³ каждый. Из баков запаса обессоленной воды насосами нормальной и аварийной подпитки подпиточная вода подается в коллекторы нормального и аварийного добавка, откуда поступает в конденсатор паровой турбины.

Непрерывная и периодическая продувки из барабанов котлов выполнена в соответствующие расширители. Для возможности дренирования котлов предусмотрены дренажи из всех поверхностей котла. Дренажи высокого давления каскадно расширяются в две ступени до атмосферного давления и через гидрозатвор сливаются в бак слива из котлов. Дренажи из бака слива из котлов дренажными насосами подаются в бак «грязного» конденсата 800 м³ (БГК). Основная часть дренажей паропроводов турбоустановки заводятся в коллекторы ВД и НД расширителя конденсатора.

В схеме предусмотрена установка дренажных баков и насосов дренажного бака для сбора дренажей антиобледенительной системы.

Система охлаждения основного и вспомогательного оборудования, вновь строящегося блока принята оборотной с индивидуальной градирней башенного типа, связей с существующими градирнями ТЭЦ не предусматриваются. Башенная градирня проектируется из двух секций (секционирование по системе водораспределения).

Расход охлаждающей воды на охлаждение конденсаторов паровой конденсационной турбины составляет 13500 м³/ч.

Вода от циркуляционных насосов (3 насоса, из них два-рабочих, один-резервный), установленных в новой циркнасосной, подается на конденсаторы паровой турбины в количестве 13500 м³/ч и на водоводяные эжекторы в количестве 2000 м³/ч. Для подачи воды на основные эжекторы предусмотрена установка повысительных насосов производительностью по 1000 м³/ч каждый.

Нагретая вода от конденсаторов по двум напорным трубопроводам Ду1200 направляется в градирню. Из градирни охлажденная вода по самотечному каналу поступает в приемный самотечный канал перед циркнасосной и далее на всас циркнасосов.

Нагретая вода от эжекторов направляется в приемный канал перед циркнасосной.

Во втором этапе строительства проектом предусматривается включение вспомогательного оборудования паровой турбины в ЗК охлаждения вспомогательного оборудования газовой турбины. Для этого в ЗК дополнительно устанавливается насос замкнутого контура Q=1200 м³/ч, H=40 м, и охладитель ЗК производительностью Q=1200 м³/ч.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			25-83G1-00-TP1.1-ТЧ						
			56						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

В окончательном варианте ЗК охлаждения вспомогательного оборудования газовой и паровой турбин будет состоять из бака замкнутого контура объемом $V=12 \text{ м}^3$, трех насосов замкнутого контура (два - рабочих, один - резервный) $Q=1200 \text{ м}^3/\text{ч}$, $H=40 \text{ м.}$, трех охладителей замкнутого контура производительностью $Q=1200 \text{ м}^3/\text{ч}$ (два - рабочих, один резервный) (см. «Схему трубопроводов охлаждающей воды» 25-83G1-00-TP1.1-100-ГЧ.02, лист 2).

Заполняется и подпитывается ЗК обессоленной водой. Заполнение и подпитка ЗК во втором этапе осуществляется с напорных коллекторов насосов нормального и аварийного добавка вновь строящегося энергоблока.

В состав ЗК входит следующее вспомогательное оборудование газовой и паровой турбин:

- воздухоохладители генератора ГТУ;
- маслоохладители ГТУ;
- охлаждение компрессоров ДКУ;
- воздухоохладители генератора ПТ;
- маслоохладители ПТ;
- уплотнения насосов и гидромурфту ПЭН;
- блоки клапанов и шпонок ПТ;
- УПП и холодильники отборов проб пара и воды.

Данные по охлаждающей воде для вспомогательного оборудования представлены в таблице 20

Таблица 20 Охлаждающая вода для вспомогательного оборудования этапа 1

№№ п/п	Наименование оборудования	Номин. расход на ед.	Кол-во оборудов.	Температ. охлаж. воды	Сумм. расход	Давление
		т/ч	шт.	°С	т/ч	МПа (кгс/см ²)
Потребность в химобессоленной воде						
1.	Маслоохладители ГТУ	150	1-раб. 1-резерв.	min 12 nom 33	150	0,49 (5)
2.	Воздухоохладители ГТУ	37	4×25%	min 4 nom 35	148	1÷6 (0,1÷0,59)
3.	Маслоохладители ДКУ	250	2-раб. 1-резерв. (горяч.)	min 12 nom 33	750	0,59 (6)
4.	Маслоохладители ПТ	150	1-раб. 1-резерв	min 12 nom 33	150	
5.	Маслоохладители системы регулирования ПТ	80	1-раб. 1-резерв	min 12 nom 33	80	
6.	Воздухоохладители генератора ПТ	280	4×100%	min 15 nom 32	280	0,343
5.	Охлаждение клапанов и шпонок ПТ	1,5		min 12 nom 33	1,5	
7.	УПП, холодильники отбора проб	50		min 12 nom 33	50	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Взам. инв. № Подп. и дата Инв. № подл.	25-83G1-00-TP1.1-ТЧ Лист 57

8.	Охлаждение концевых уплотнений подшипников, электродвигателя, маслоохладителей ПЭН	(9+9+6,5) 24,5	1-раб. 1-резерв. (горяч.)	min 1 nom 33	49	0,1÷1,0 0,1÷0,3 0,6
Потребность в циркуляционной воде						
9.	Конденсатор паровой турбины	6750	2	min 12 nom 33	13500	
10.	На охладитель ЗК	1000	2	min 12 nom 33	750/ 1850	
11.	Эжекторы основные водоструйные	1000	2	min 12 nom 33	1000	0,59 (6)

Подача циркуляционной охлаждающей воды для охлаждения охладителей ЗК предусматривается от насосов охлаждения вспомогательного оборудования, которые располагаются во вновь строящейся циркуляционной, трубопроводом Ду600.

В циркуляционной установлено три насоса охлаждения вспомогательного оборудования (два-рабочих, один –резервный)

Возврат нагретой циркуляционной воды после охладителей ЗК предусматривается в сбросной коллектор Ду600 и затем в самотечный циркуляционный канал вновь строящейся циркуляционной.

Технические характеристики основных трубопроводов с указанием диаметров, материала, эксплуатационной категории трубопроводов в соответствии с техническим регламентом Таможенного союза «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением» (ТР ТС 032/2013), СТО ЦКТИ 10.003- 2007*, а также Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением», утвержденных приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15. декабря 2020 года № 536, приведены в таблице 21.

Таблица 21 Технические характеристики основных трубопроводов

№ п	Трубопровод	Дн, мм	Категория тр-да	Сортамент трубопровода		Поставщик
				Обозна- чение	Материал	
1	2	3	4	5	6	7
1.	Острый пар DN250	325х32	2	СТО ЦКТИ10.00 3-2007	12Х1МФ ТУ 14-3Р-55- 2001	ЗАО «Белэнерго- маш», г. Белгород или аналог
2.	Пар к БРОУ ВД DN250	325х32	2	СТО ЦКТИ10.00 3-2007	12Х1МФ ТУ 14-3Р-55- 2001	ЗАО «Белэнерго- маш», г. Белгород или аналог

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ТР1.1-ТЧ				58

№ п	Трубопровод	Дн, мм	Категория тр-да	Сортамент трубопровода		Поставщик
				Обозначение	Материал	
1	2	3	4	5	6	7
3.	Пар к БРОУ НД	426х9	IV*	ГОСТ 1050-74	Ст20 ТУ-14-3-190-82	
4.	Пар низкого давления	426х9	IV*	ГОСТ 1050-74	Ст20 ТУ-14-3-190-82	
5.	Трубопроводы от баков запаса обессоленной воды	219х6	II	ТУ 14-3-197 ГОСТ 9940-81	Сталь 08X18H10T ГОСТ 5632	
6.	Трубопровод обессоленной воды после существующей ВПУ в баки запаса обессоленной воды	108х4		ТУ 14-3-197 ГОСТ 9941-81	Сталь 08X18H10T ГОСТ 5632	
7.	Трубопроводы от бака «грязного» конденсата на всас насосов бака «грязного» конденсата	133х4		ГОСТ 1050-74	Ст20 ТУ-14-3-190-82	
8.	Трубопроводы напора насоса «грязного» конденсата	89х3		ГОСТ 1050-74	Ст20 ТУ-14-3-190-82	
9.	Трубопровод исходной воды на охлаждение	377х9	II	ГОСТ 1050-74	Ст20 ТУ-14-3-190-82	

Трубопроводы пара высокого давления представлены на чертеже 25-83G1-00-TP1.2-100-ГЧ.03 листы 11, 12.

Проектом на трубопроводах предусматривается установка запорной, защитной, и регулирующей арматуры. Производитель арматуры определяется по итогам конкурсных торгов. Арматура, устанавливаемая на трубопроводах – стальная и (в основном) бесфланцевая, ручная и с электроприводами дистанционного управления Тип привода арматуры (ручной или с электроприводом) показаны в условных обозначениях схемы.

Класс герметичности запорной арматуры – А, для остальных трубопроводов В (С).

Размеры фланцев и их уплотнительных поверхностей, в случае их наличия принимаются по ГОСТ 33259-2015. Типы уплотнительных поверхностей фланцевых соединений приняты согласно Приложению Р ГОСТ 32569-2013.

Технические характеристики трубопроводов выбираются в соответствии с параметрами технологического процесса для унификации по:

СТО 79814898 747-2014 «Детали трубопроводов пара и горячей воды на давление до 2,2 МПа (22 кгс/см²). Трубы и прокат. Сортамент»;

СТО ЦКТИ 10.003-2007 «Трубопроводы пара и горячей воды тепловых станций. Общие технические требования к изготовлению»

Материал трубопроводов сталь Ст20 ТУ-14-3-190-82, Сталь 08X18H10T ГОСТ 9940-81, сталь 09Г2С-12, 17Г1С.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	25-83G1-00-TP1.1-ТЧ						Лист
									59
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

Расчетный срок службы трубопроводов – 25 лет.

Расчетный ресурс трубопроводов – 200 тыс. час.

Категории трубопроводов определяются в соответствии с СТО ЦКТИ 10.003-2007, с техническим регламентом Таможенного союза «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением» (ТР ТС 032/2013), а также с Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением», утвержденных приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 года № 536 Приложение №1.

Монтажные работы, контроль качества сварных соединений и испытания трубопроводов должны соответствовать требованиям ФПН в области промышленной безопасности "Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением".

Визуальному контролю подлежат все сварные соединения трубопроводов.

В соответствии с требованиями ФПН в области промышленной безопасности "Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением" (п.п.109, 134) необходимость термообработки и подогрева сварных стыков определяется технологией сварки, технология сварки указывается при разработке проектно-конструкторской документации (п.132 ФНП).

Опорно-подвесная система трубопроводов выполняется на основании результатов расчетов на статическую прочность в соответствии с требованиями РД 10-249-98. С целью унификации изготовления опорно-подвесная система трубопроводов, в зависимости от технических характеристик, выполняется по:

ОСТ 108.275.24-80 ÷ ОСТ 108.275.50-80;

ОСТ 108.275.69-80;

ОСТ 34-10-610-93 ÷ ОСТ 34-10-623-93;

ОСТ 34-10-723-93 ÷ ОСТ 34-10-745-93

Монтажные работы, контроль качества сварных соединений и испытания трубопроводов должны соответствовать требованиям ФПН в области промышленной безопасности "Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением».

Очистка полостей основных трубопроводов и других элементов пароводяного тракта выполняется специализированной организацией в соответствии с требованиями п.273 ФНП "Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением", способ очистки определяется специализированной организацией, выполняющей монтажные работы, и согласовывается с заводом-изготовителем.

При выполнении данного раздела использовалась следующая нормативная документация:

- Технический регламент Таможенного союза «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением» (ТР ТС 032/2013);

- "Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением", утвержденные приказом Ростехнадзора от 15 декабря 2020 года N 536;

- «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации» (утвержден Минэнерго России, Приказ № 1070 от 04.10.2022)/

- ВНТП-81 «Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций», Москва, Минэнерго СССР, 1981 г.;

- СНиП 2.04.12-86 «Расчеты на прочность стальных трубопроводов» СП 33.13330.2012 Актуализированная редакция;

- РД 10-249-98 «Нормы расчета на прочность стационарных котлов и трубопроводов пара и горячей воды»;

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.	работающего под избыточным давлением» (ТР ТС 032/2013); - "Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением", утвержденные приказом Ростехнадзора от 15 декабря 2020 года N 536; - «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации» (утвержден Минэнерго России, Приказ № 1070 от 04.10.2022)/ - ВНТП-81 «Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций», Москва, Минэнерго СССР, 1981 г.; - СНиП 2.04.12-86 «Расчеты на прочность стальных трубопроводов» СП 33.13330.2012 Актуализированная редакция; - РД 10-249-98 «Нормы расчета на прочность стационарных котлов и трубопроводов пара и горячей воды»;						25-83G1-00-TP1.1-ТЧ		Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	60		

- СП 61.13330.2012 Свод правил. Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. Актуализированная редакция СНиП 41-03-2003», утв. Приказом Минрегиона России от 27.12.2011 г. № 608.

6.9 Компоновка главного корпуса ПГУ

Парогазовый энергоблок мощностью 225 МВт предполагается установить во вновь строящемся здании главного корпуса ТЭС, которое имеет технологические связи с существующими и вновь возводимыми зданиями и сооружениями, расположенными на прилегающих территориях площадки энергоблока и существующей ТЭЦ-25 филиал ПАО «Мосэнерго». Технологические связи (трубопроводы, кабельные трассы) осуществляются по технологическим эстакадам, каналам, а также прокладкой коммуникаций в открытом грунте. Компоновка представлена на чертеже 25-83G1-00-TP1.2-100-ГЧ.03 тома 25-83G1-00-TP1.2

Здание главного корпуса энергоблока имеет габариты: в рядах «А» ÷ «Е» – 105,9 м и в осях «1» ÷ «8» – 81 м с переменным шагом колонн 9 и 12 м.

Здание функционально разделено на следующие помещения:

Электротехнические помещения: ряды «Д» ÷ «Е» с пролётом 12 м в осях 1÷8 с высотной отметкой низа кровельных конструкций 25,85 м. К электротехническим помещениям примыкает технологический коридор в рядах «Г» ÷ «Д» в осях 1÷8.

Машинное отделение: ряды «В» ÷ «Г» с пролётом 42 м в осях 1÷8 с высотной отметкой низа кровельной фермы 27,15 м

Технологическая этажерка (трубопроводные галереи): ряды «В» ÷ «Б» с пролетом 9,0 м в осях 1÷8, которая имеет промежуточные этажи с отметками перекрытий: 12,0; 19,5 м. Высота отметкой низа конструкций кровли 31,615 м.

Котельное отделение: ряды «А/4» ÷ «А» с пролётом 25,4 м в осях 4/2÷7 с высотной отметкой низа кровельной фермы 35,6 м.

Отделение установки байпасной дымовой трубы: ряды «А/6» ÷ «А/4» с пролетом 13,0 м в осях 4/2÷7. Отделение имеет промежуточные отметки 12,0; 19,5 м.

6.9.1 Компоновка оборудования в котельном отделении

На первом этапе строительства отвод продуктов горения (дымовых газов) от ГТУ осуществляется через байпасную дымовую трубу, расположенную в осях 6÷7 на отм. 0,00. Высота байпасной дымовой трубы 60,0 м, диаметр устья 7,6* м.

Паровой котел-утилизатор с барабанами высокого и низкого давлений и интегрированным деаэрационным устройством устанавливается в осях 6÷7 на отм. 0,00 во втором этапе строительства. Отвод дымовых газов котла-утилизатора блока предусматривается через одну дымовую трубу, установленную непосредственно на каркасе котла, проходящую через кровлю здания котельного отделения. Высотная отметка дымовой трубы 60,0 м, диаметр устья 6,0 м. Для выема пакетов греющих секций котла-утилизатора и поверхностей нагрева предусматривается ремонтная площадка в осях 7÷8, ряды «А» ÷ «А/3» строительных конструкциях фасада по ряду «А», с дальнейшей возможностью вывоза на открытую площадку через ворота в фасаде по ряду «А».

Котел утилизатор оборудован лифтом г/п 1000 кг на отм.0,00 с промежуточными отметками выхода: 12,0; 19,5; 25,2 м. С промежуточных отметок выхода из лифта по технологическим площадкам, имеющим шарнирные крепления обеспечивается проход в трубопроводную галерею

В осях 5÷6 котельного отделения размещаются два питательных насоса высокого давления, дренажный бак котла V=16 м³ с дренажными насосами, теплообменник ВВТО, и которые комплектно поставляются с котлом-утилизатором.

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	через кровлю здания котельного отделения. Высотная отметка дымовой трубы 66,0 м, диаметр устья 6,0 м. Для выема пакетов греющих секций котла-утилизатора и поверхностей нагрева предусматривается ремонтная площадка в осях 7÷8, ряды «А» ÷ «А/3» строительных конструкциях фасада по ряду «А», с дальнейшей возможностью вывоза на открытую площадку через ворота в фасаде по ряду «А». Котел утилизатор оборудован лифтом г/п 1000 кг на отм.0,00 с промежуточными отметками выхода: 12,0; 19,5; 25,2 м. С промежуточных отметок выхода из лифта по технологическим площадкам, имеющим шарнирные крепления обеспечивается проход в трубопроводную галерею В осях 5÷6 котельного отделения размещаются два питательных насоса высокого давления, дренажный бак котла V=16 м³ с дренажными насосами, теплообменник ВВТО, и которые комплектно поставляются с котлом-утилизатором.						
			25-83G1-00-TP1.1-ТЧ						Лист
									61
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

Кроме выше упомянутого оборудования насосов в осях 7 ÷ 8 котельного отделения установлены: насосы нормальной и аварийной подпитки блока, насосы бака грязного конденсата, насосы дренажного приямка.

Все вспомогательное оборудование и сам котельный агрегат обслуживаются мостовым опорным электрическим краном г/п 16,0 т. который крепится к колоннам металлоконструкций каркаса котельного отделения. Отметка крюка в поднятом состоянии +32,0*м.

Отметки 12,0 м отводятся под технологические трубопроводы, оборудования систем вентиляции и кабельные трассы.

Для опорожнения технологических трубопроводов в полах котельного отделения выполнена система дренажных каналов, по которым вода поступает на всас насосов приямка чистых вод и откачивается ими в бак грязного конденсата V=800 м³ (открытая площадка, ряды «А» ÷ «Б» за осью 8).

В непосредственной близости от фасада здания (открытая площадка, ряды «А» ÷ «Б» за осью 8). установлены два бака запаса обессоленной воды (БЗК) V=630 м³ каждый, заполнение которых ведется с территории существующей ТЭЦ-25 по технологической эстакаде. Запас обессоленной воды в этих баках обеспечивает надежную подпитку блока в нормальном и аварийном режимах (более 10 часов).

В осях 4/2÷6 между рядами «А/4» ÷ «Б» на отм. 0,00 размещается узел приготовления и дозирования реагентов для водно-химического режима (ВХР) котла-утилизатора (см. том водоподготовка 25-83G1-00-TP2.1 чертеж 25-83G1-00-TP2.1-100-ГЧ).

6.9.2 Компоновка оборудования в машинном отделении

Расположение турбоагрегатов ГТЭ-160 и К-73-7,5-SF - поперечное, в следующей последовательности:

- газовая турбина со вспомогательным оборудованием установлена между осями 5÷8 с отметкой оси ротора 4,50м (этап 1);
- паровая турбина со вспомогательным оборудованием установлена между осями 2÷5 и имеет оперативную отметку обслуживания 12,0 м;

Выем и заводка роторов генераторов обоих агрегатов производится в сторону ряда «Г» с использованием мостового крана г/п 110,0 т.

Для удобства обслуживания турбоагрегатов и их вспомогательного оборудования используются металлические площадки, которые рассчитаны на нагрузку от опорно-подвесной системы турбинных и общестанционных трубопроводов.

Насосное оборудование и вспомогательные модули турбоустановок располагается на индивидуальных фундаментах на отметке 0,00.

Для выема секций трубной системы конденсаторов паровой турбины предусмотрены свободные зоны с необходимыми ремонтными габаритами.

Охлаждающая вода от башенной градирни (устанавливается на открытой площадке) подводится к конденсатору паровой турбины, маслоохладителям и воздухоохладителям генераторов со стороны ряда «В» в осях 2÷3, по двум трубопроводам Ø1220 мм каждый, по циркуляционному каналу.

Острый пар от котла-утилизатора подводится к паровой турбине через стопорный клапан со стороны ряда «В». Стопорные клапаны установлены на площадке обслуживания паровой турбины на отм. 12,0 м.

Подвод воздуха в компрессор газовой турбины производится с помощью комплексного воздухоочистительного устройства (КБОУ), которое расположено перпендикулярно оси газовой турбины. Фильтрующие элементы КБОУ расположены на индивидуальной опорной конструкции, которая установлена с внешней стороны торца здания по оси «8» на отметке 11,3 м. Затем воздух через проем в стене здания по наклонному газоходу сечением 9,0х9,0 м подводится в камеру сгорания газовой турбины по газоходу сечением 2,0х9,0 м.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	подводится к конденсатору паровой турбины, маслоохладителям и воздухоохладителям генераторов со стороны ряда «В» в осях 2÷3, по двум трубопроводам Ø1220 мм каждый, по циркуляционному каналу. Острый пар от котла-утилизатора подводится к паровой турбине через стопорный клапан со стороны ряда «В». Стопорные клапаны установлены на площадке обслуживания паровой турбины на отм. 12,0 м. Подвод воздуха в компрессор газовой турбины производится с помощью комплексного воздухоочистительного устройства (КБОУ), которое расположено перпендикулярно оси газовой турбины. Фильтрующие элементы КБОУ расположены на индивидуальной опорной конструкции, которая установлена с внешней стороны торца здания по оси «8» на отметке 11,3 м. Затем воздух через проем в стене здания по наклонному газоходу сечением 9,0х9,0 м подводится в камеру сгорания газовой турбины по газоходу сечением 2,0х9,0 м.							
									25-83G1-00-TP1.1-ТЧ	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		62

Газ для сжигания подводится к камере сгорания газовой турбины через стену торца здания по оси 8 от дожимных компрессоров, установленных в контейнерном исполнении на открытой площадке. Перед вводом газа в главный корпус на территории хозяйства газового топлива располагается помещение блока отключающей арматуры (БОА).

В осях 5÷6 между паровой и газовой турбинами на индивидуальной металлоконструкции расположены бак $V=12,0 \text{ м}^3$ и кожухо-трубные теплообменники (три шт.) замкнутого контура системы охлаждения вспомогательного оборудования. На отм. 0,000 расположены три насоса системы замкнутого контура.

Вывод электрической мощности паровых и газовых турбин выполнен в сторону ряда «Е» машинного отделения на пристанционный узел, где располагаются блочные трансформаторы и трансформатор собственных нужд.

Пространство между осями 7÷8 между рядами ряда «В/3» ÷ «Г» отводится под монтажную площадку, въезд на которую возможен въезд автотранспорта через ворота, расположенные по фасаду со стороны ряда «Е». Габариты площадки 16,0х8,0 м. Дополнительные площадки для монтажа и ремонта оборудования находятся между осями 2÷6 по ряду «Г», а также между паровой и газовой турбиной, между осями 6÷7 в рядах «В» ÷ «Г».

6.9.3 Компоновка оборудования в трубопроводной галерее

Трубопроводная галерея находится в рядах «Б» ÷ «В» между машинным залом и котельным отделением и имеет отметки перекрытий: 12,5; 19,5 м.

На отм. 0,0 м находятся помещения ручного и автоматического хим. контроля, технологические трубопроводы различного назначения и насосы, повышающие давление перед водоструйными эжекторами.

На отм. 12,0 м проложены технологические трубопроводы и кабельные электрические короба.

На отм. 19,5 м установлены БРОУ ВД, БРОУ НД, РОУ для пуска блока, технологические трубопроводы и кабельные электрические короба.

Тень колонн по рядам «Б» и «В» отведена под вертикальные стояки технологических трубопроводов и кабельных шахт.

На всех отметках трубопроводной галереи предусмотрены грузоподъемные механизмы для монтажа и ремонта оборудования и трубопроводов.

6.10 Ожидаемые технико-экономические показатели блока ПГУ-225

Ожидаемые технико-экономические показатели блока ПГУ-225 МВт представлены в таблице 22.

Таблица 22 Технико-экономические показатели блока ПГУ-225

Наименование расчетного параметра	Условные обозначения	Единица измерения	1 этап	2 этап
Средняя годовая температура наружного воздуха	$t_{н.в}$	°C	+5	
Число часов работы энергоблока в год	τ_p	ч	8010	
Число часов использования установленной мощности	$\tau_{уст}$	ч	6800	
Установленная электрическая мощность ГТУ (при $t_{н.в}$)	$N_{э.гту}$	МВт	152,45	

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	25-83G1-00-TP1.1-TC						Лист	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					63

Установленная электрическая мощность ПТУ (при $t_{н.в}$)	$N_{э.пту}$	МВт	-	75,73
Суммарная установленная электрическая мощность блока (при $t_{н.в}$)	$N_э$	МВт	152,45	228,18
Годовая выработка электроэнергии энергоблоком	$\mathcal{E}_{выр}$	млн. кВт·ч	1036,6	1551,6
Годовой отпуск электроэнергии энергоблоком	$\mathcal{E}_{отп}$	млн. кВт·ч	1021,1	1474,0
Годовой расход электроэнергии на СН энергоблока	$\mathcal{E}_{сн}$	млн. кВт·ч	15,55	77,58
Доля электроэнергии на СН блока	$K_{сн}$	-	0,015	0,05
Доля тепла на СН блока (от общего тепла сгоревшего топлива)	$q_{т.сн}$	-	-	0,01
Годовой расход натурального топлива на энергоблок ($Q_{нс}=35,18$ МДж/ст.м ³)	$V_{нат}$	млн. ст.м ³	320,32	
Годовой расход условного топлива на энергоблок	$V_{усл}$	тыс. т.у.т	384,5	
УРУТ на отпущенную электроэнергию энергоблоком	$b_{ээ}$	г/кВт·ч	376,6	260,9
КПД энергоблока по отпуску электроэнергии	$\eta_{э.бл}$	-	0,471	0,326
Коэффициент использования установленной эл. мощности	$KИУМ_э$	-	0,849	

7 Обоснование показателей и характеристик принятых технологических процессов и оборудования

7.1 Масляное хозяйство

7.1.1 Маслосклад

На этапе 1 предусматривается закрытый склад хранения минерального, масла в бочках емкостью 200 л. каждая.

Вместимость склада масла в мелкой таре обеспечивает размещение турбинного минерального масла типа Тп-22С или аналог для ГТУ и ПТУ;

В соответствии с п.4.4.2 ВНТП-81 объем турбинного масла, который должен храниться на складе, равен вместимости маслосистемы одного агрегата с наибольшим объемом масла и доливку масла в размере 45-суточной потребности всех агрегатов.

Взам. инв. №	Подп. и дата	7.1 Масляное хозяйство						Лист
		7.1.1 Маслосклад						
Инв. № подл.		На этапе 1 предусматривается закрытый склад хранения минерального, масла в бочках емкостью 200 л. каждая.						25-83G1-00-TP1.1-ТЧ
		Вместимость склада масла в мелкой таре обеспечивает размещение турбинного минерального масла типа Тп-22С или аналог для ГТУ и ПТУ;						
		В соответствии с п.4.4.2 ВНТП-81 объем турбинного масла, который должен храниться на складе, равен вместимости маслосистемы одного агрегата с наибольшим объемом масла и доливку масла в размере 45-суточной потребности всех агрегатов.						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			64

Бочки хранятся в поддонах с отбортовкой, предохраняющей разлив масла. Поддоны размещаются в два яруса. Здание одноэтажное.

Верхний ярус не превышает 3 м. Помещение отапливаемое, обеспечено вентиляцией, освещением. Постоянного персонала нет.

Доставка масла к месту использования обеспечивается передвижными транспортными средствами.

В помещении склада масла в мелкой таре предусмотрен электрический вилочный погрузчик г/п 1,2 т.

Компоновка маслосклада представлена на чертеже 25-83G1-00-TP1.2-100-ГЧ.04.

7.1.2 Схема маслоснабжения

Система маслоснабжения ГТУ состоит из системы смазочного масла, системы подачи масла на гидродъем ротора и системы управляющего масла. Блок маслоснабжения ГТУ поставляется комплектно с ГТУ. Описание системы представлено в разделе 6.2.7 данного тома.

Система маслоснабжения ПТУ обеспечивает маслом систему смазки подшипников, включая подшипники генератора, при давлении после маслоохладителей на уровне оси турбины 0,069–0,078 МПа (0,7–0,8 кгс/см²) и гидравлическую часть системы регулирования и защиты (ГЧСРиЗ) при давлении 1,37±0,049 МПа (14±0,5 кгс/см²).

Заполнение маслобаков турбин происходит из бочек через патрубки заполнения с помощью маслозаправочной установки, гибких шлангов.

На станции используется один вид масла. Для ГТУ и для ПТУ – турбинное минеральное масло типа Тп-22С.

Доливка маслобаков газовых и паровой турбины предусмотрена с помощью передвижных маслозаправочных установок, в которых так же происходит фильтрация масла для обеспечения требований к чистоте масла. Предусматривается две маслозаправочных установки: одна для ГТУ, одна – для ПТУ. Для очистки смазочного масла турбин до нормативных показателей предусмотрены передвижные маслоочистительные установки. Установки предназначены для удаления из масел твердых частиц и свободной воды. Очистка масла производится периодически с присоединением через гибкие шланги к стационарным маслопроводам. Очистку масла можно проводить без остановки турбоагрегатов. Предусматривается одна маслоочистительная установка: для ГТУ и ПТУ- поставляется комплектно с ПТУ.

Сбор утечек масла из приемных лотков каждой ГТУ и ПТУ происходит в бак сбора утечек масла объемом 1,6 м³. При заполнении бака при помощи насоса производительностью Q=4 м³/ч, Н=0,4 МПа масло откачивается в бак аварийного слива масла, а затем специализированным автотранспортом направляется на утилизацию.

В соответствии с «Инструкцией по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий» РД 153-34.0-49.101-2003 из маслобаков ГТУ и ПТУ предусмотрены трубопроводы аварийного слива. Слив масла осуществляется в подземные железобетонные баки объемом 21 м³ и 26,95 м³ соответственно. Баки для аварийного слива масла располагается за пределами главного корпуса на расстоянии не ближе 5 м от наружных стен здания, что соответствует п. 5.7. РД 153.34.0-49.101-2003.

Объем бака согласно с п.36 «Методических указаний по технологическому проектированию тепловых электростанций», соответствует емкости маслосистемы наибольшего агрегата. Арматура аварийного слива оснащается колонковым приводом, который устанавливается вне зоны возможного горения масла, и должна быть опломбирована.

Принципиальные схемы аварийного слива масла газовой и паровой турбин представлено на чертежах 25-83G1-00-TP1.2-100-ГЧ.02 листы 3,4.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	железобетонные баки объемом 21 м³ и 26,95 м³ соответственно. Баки для аварийного слива масла располагается за пределами главного корпуса на расстоянии не ближе 5 м от наружных стен здания, что соответствует п. 5.7. РД 153.34.0-49.101-2003. Объем бака согласно с п.36 «Методических указаний по технологическому проектированию тепловых электростанций», соответствует емкости маслосистемы наибольшего агрегата. Арматура аварийного слива оснащается колонковым приводом, который устанавливается вне зоны возможного горения масла, и должна быть опломбирована. Принципиальные схемы аварийного слива масла газовой и паровой турбин представлено на чертежах 25-83G1-00-TP1.2-100-ГЧ.02 листы 3,4.					
							25-83G1-00-TP1.1-ТЧ	Лист
								65
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

7.2 Баковое хозяйство

7.2.1 Баки запаса обессоленной воды

В соответствии с требованиями ВНТП-81 п.6.12 на электростанциях создается дополнительный запас обессоленной воды в баках без давления, устанавливаемых вне зданий. Емкость баков принимается на 40 минут работы электростанции с максимальной нагрузкой, но не менее 2000 м³, включая емкость для сбора грязного конденсата.

Для хранения запаса обессоленной воды на ТЭС предусмотрена установка двух баков запаса обессоленной воды $V=630 \text{ м}^3$ каждый и одного бака 800 м^3 для хранения «грязного» конденсата.

Баки располагаются на открытой площадке в непосредственной близости от главного корпуса. Во избежание замерзания среды баки оборудованы системой электрообогрева.

Подготовка воды для восполнения потерь в контуре ПГУ осуществляется оборудованием существующей ВПУ ТЭЦ-25. После ВПУ обессоленная вода подается в баки запаса обессоленной воды.

Из двух баков запаса обессоленной воды тремя насосами «нормального» добавка (два рабочих, один резервный) и одним насосом «аварийного» добавка обессоленной воды осуществляется подвод обессоленной воды на подпитку цикла в нормальном и аварийном режимах в конденсаторы.

В соответствии с требованиями ВНТП-81 п.6.12 производительность и количество насосов, откачивающих воду из указанных баков, обеспечивает одновременно нормальную подпитку цикла и 30% расхода питательной воды в наибольшей турбоустановке.

Производительность питательных насосов определяется максимальными расходами питательной воды на питание котлов с запасом не менее 5%. Для котла паропроизводительностью 274 т/ч с учетом 2% расхода на непрерывную продувку составит:

$$Q = (274 * 1,02) * 1,05 = 293,5 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Таким образом, потребность в обессоленной воде «аварийного» добавка в размере 30% составляет $\sim 90 \text{ м}^3/\text{ч}$. Питательные насосы поставляются комплектно с КУ и выбираются поставщиком оборудования.

Насосное оборудование располагается в котельном отделении главного корпуса.

7.3 Компрессорная

Для обеспечения собственных нужд в сжатом техническом воздухе предусматривается установка компрессорной сжатого воздуха контейнерного исполнения на этапе 1.

Компрессорные установки технического воздуха соответствуют требованиям настоящего документа, государственных стандартов Российской Федерации, правил и нормативно-технической документации, включая:

- Федеральный закон № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;
- ГОСТ 12.2.016-81-ССБТ. Оборудование компрессорное. Общие требования безопасности.
- ГОСТ Р 12.1.019-2009 «Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты».
- «Правила устройства электроустановок».
- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением"

Взам. инв. №						документа, государственных стандартов Российской Федерации, правил и нормативно-технической документации, включая: - Федеральный закон № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»; - ГОСТ 12.2.016-81-ССБТ. Оборудование компрессорное. Общие требования безопасности. - ГОСТ Р 12.1.019-2009 «Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты». - «Правила устройства электроустановок». - Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным	
Подп. и дата							
Инв. № подл.							
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-TP1.1-ТЧ	Лист
							66

давлением", утвержденные приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 года N 536.

Выбранная производительность компрессорной установки обеспечивает технологическую потребность ПГУ в сжатом воздухе необходимых параметров:

- продувка газопроводов;
- обдувка поверхностей нагрева котла;
- резка и сварка;
- нужды оборудования ВХР котла.

Требования к качеству сжатого технического воздуха по ГОСТ 17433-80:

- класс чистоты 3
- максимальный размер частиц – не более 10 мкм.

Характеристики компрессорной сжатого воздуха в контейнерном исполнении представлены в таблице 23.

Таблица 23

Характеристики БКК

№	Наименование параметра	Единица измерения	Значение параметра
1	Количество БКК	шт.	2
2	Рабочая среда	—	Воздух
3	Объемная производительность,	нм ³ /мин	14
4	Давление избыточное (сжатого воздуха)	МПа	0,8 ÷ 1,0
5	Диапазон регулирования производительности	%	30 ÷ 100
7	Тип пуска		плавный
8	Электропитание установки	В x Гц	380x50
9	Требования по автоматике	—	Локальная панель управления
10	Уровень звукового давления, не более	дБ	80
11	Класс чистоты сжатого воздуха (ГОСТ 17433-80) Максимальный размер частиц, не более, мкм		3 10
12	Температура точки росы сжатого воздуха	°С	минус 40

С компрессорной сжатого воздуха поставляются воздухохранилища (ресиверы), установленные на открытой площадке. Характеристики ресиверов сжатого воздуха в представлены в таблице 24.

Таблица 24

Характеристики ресиверов сжатого воздуха

№	Наименование параметра	Единица измерения	Значение параметра
1	Количество воздухохранилищ	шт.	2
2	Рабочая среда	—	Воздух
3	Объем	м ³	8,0
6	Место установки	—	Открытая площадка
7	Давление (рабочее/расчетное)	МПа	1,0/1,3

Максимальное рабочее давление в основных трубопроводах 1,0 МПа (изб.).

Ив. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			25-83G1-00-TP1.1-ТЧ						
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

Принципиальная схема сжатого воздуха представлена на чертеже 25-83G1-00-TP1.2-100-ГЧ.06 лист 1.

Сжатый воздух от компрессорной, подается по трубопроводам на эстакаде до главного корпуса и вспомогательных сооружений. Внутри сооружений выполняется разводка трубопроводов для удобства использования.

Присоединение трубопроводов сжатого воздуха непосредственно к продувочным штуцерам продуваемых трубопроводов осуществляется при помощи гибких шлангов.

Для обеспечения сжатым воздухом принята компрессорная станция контейнерного исполнения с 2-мя компрессорами. Режим работы – периодический.

Все оборудование компрессорной (БКК) размещается в блок-контейнере полной заводской готовности. В состав компрессорной станции входит следующее оборудование:

Комплект поставки БКК должен включать:

- винтовую компрессорную установку (или иного типа по согласованию с Заказчиком) с электронным блоком управления;
- сепаратор-влагоотделитель с автоматическим конденсатоотводчиком;
- осушитель воздуха адсорбционного типа для обеспечения требуемой точки росы сжатого воздуха;
- необходимые фильтры для удаления частиц и масла для обеспечения требуемого качества воздуха;
- предохранительный клапан на трубопроводе сжатого воздуха;
- обратный клапан на трубопроводе сжатого воздуха;
- всю необходимую запорную и регулирующую арматуру;
- трубную обвязку внутри контейнера;
- систему регулирования производительности компрессора, включая необходимое оборудование, трубопроводы и арматуру;
- систему автоматизированного управления, включая местный щит управления и оборудование для интеграции в существующую АСУ ТП ПГУ;
- комплект оборудования КИП (датчики и приборы) с необходимыми монтажными устройствами и материалами (импульсные линии, вентили и вентильные блоки, стенды КИПиА, муфты, прокладки, защитные гильзы, соединительные коробки и т.п.);
- комплект местных показывающих приборов КИП с необходимым обвязочным оборудованием (импульсные линии, вентили и вентильные блоки, стенды КИП, муфты, прокладки, защитные гильзы и т.п.);
- соединительные коробки для подключения внешних кабелей;
- устройства плавного пуска;
- кабеленесущие системы в пределах контейнера;
- щитки освещения и светильники для внутреннего и наружного освещения;
- шкафы управления механизмами;
- кабели силовые и контрольные в пределах контейнера;
- клеммники для подключения питающих кабелей;
- систему внутреннего заземления;
- систему электрообогрева и вентиляции;
- систему обнаружения пожара, пожаротушения;
- комплект запасных частей на гарантийный период;
- расходные материалы на период СМР, ПНР, комплексного опробования и проведения гарантийных испытаний;
- комплект специнструмента и приспособлений;
- комплект эксплуатационной и технической документации;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	– шкафы управления механизмами; – кабели силовые и контрольные в пределах контейнера; – клеммники для подключения питающих кабелей; – систему внутреннего заземления; – систему электрообогрева и вентиляции; – систему обнаружения пожара, пожаротушения; – комплект запасных частей на гарантийный период; – расходные материалы на период СМР, ПНР, комплексного опробования и проведения гарантийных испытаний; – комплект специнструмента и приспособлений; – комплект эксплуатационной и технической документации;					
						25-83G1-00-TP1.1-ТЧ		Лист
								68
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

- все фланцевые соединения укомплектовать ответными фланцами.

Комплект Поставки ресивера должен включать:

- ресивер;
- предохранительную арматуру;
- ручную запорную арматуру на трубопроводах подвода/отвода сжатого воздуха, на дренаже и воздушнике;
- конденсатоотводчик;
- необходимый объем КИП;
- система электрообогрева ресиверов и трубопроводов (при необходимости);
- все фланцевые соединения укомплектовать ответными фланцами.

План расположения блок-контейнера и ресиверов представлен на чертеже компоновки компрессорной 25-83G1-00-TP1.2-00-ГЧ.06 лист 2.

7.4 Мастерская тепломеханическая

Для организации работы ремонтных служб с использованием станочного и специального оборудования предусматривается организация ремонтных мастерских в административно-бытовом корпусе, пристроенном к главному корпусу в осях 1÷2 в рядах «В/3» ÷ «В/5».

Компоновка ремонтных мастерских представлена на чертеже 25-83G1-00-TP1.2-100-ГЧ.03 лист 1.

Ремонтная мастерская предназначена для обеспечения ремонта тепломеханического, электротехнического, грузоподъемных механизмов и прочего оборудования ТЭС.

В составе ремонтных мастерских предусматривается тепломеханическая мастерская площадью 117,29 м², габариты в плане 12,04 м х 9,835 м.

Мастерская имеет ворота со стороны постоянного торца главного корпуса ПСУ по оси «1», а также выход в машинный зал к паровой турбине по оси «2».

Перечень оборудования мастерских представлен в таблице 25.

Таблица 25 Перечень оборудования тепломеханической мастерской

Наименование оборудования	Ед.измерения	Количество
Стенд	шт.	1
Пневмогидростанция насосная	шт.	1
Система компьютерная измерительно-регистрирующая	шт.	1
Стенд для испытания торцевых уплотнений насосов на прочность и плотность в статике и динамике	шт.	1
Станок шлифования и притирки уплотнительных поверхностей корпусов и клиньев задвижек DN от 50 до 600 мм с углом клиновой камеры 6, 8, 10 градусов и уплотнительных поверхностей корпусов пружинных предохранительных клапанов DN от 25 до 300 мм	шт.	1
Рабочее место	шт.	1
Рабочее место	шт.	1
Установка передвижная для разборки и сборки резьбовых соединений	шт.	1

7.5 Технологические эстакады трубопроводов

Внутриплощадочные технологические эстакады используются для транспортировки по трубопроводам энергоносителей различного вида и прокладки кабельных трасс между зданиями и сооружениями площадки ТЭС, объединяя их в единый энергетический комплекс.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.	поверхностей корпусов пружинных предохранительных клапанов DN от 25 до 300 мм							
			Рабочее место						шт.	1
			Рабочее место						шт.	1
			Установка передвижная для разборки и сборки резьбовых соединений						шт.	1
7.5 Технологические эстакады трубопроводов										
Внутриплощадочные технологические эстакады используются для транспортировки по трубопроводам энергоносителей различного вида и прокладки кабельных трасс между зданиями и сооружениями площадки ТЭС, объединяя их в единый энергетический комплекс.										
						25-83G1-00-TP1.1-ТЧ				Лист
										69
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

Эстакады представляют собой стальные конструкции с продольными балками и поперечными траверсами, на которых размещаются трубопроводы, кабельные трассы и площадки обслуживания. Трубопроводы на эстакаде прокладываются с уклоном в сторону существующего главного корпуса, главного корпуса ПСУ и циркуляционной.

Эстакады выполнены одноярусными и двухярусными. Высота эстакад и отдельно стоящих высоких опор, по которым прокладываются технологические трубопроводы, обеспечивают габарит проезда автотранспорта - не менее 6 м, а в местах для прохода людей соблюдается габарит не менее 2.2 м.

На всем протяжении эстакады состав, количество трубопроводов и их диаметр изменяются по мере подвода трубопроводов от эстакады к объектам, потребляющим или выдающим тот или иной энергоноситель.

Размеры по горизонтали и вертикали между трубопроводами и ярусами эстакады выбраны с учетом удобства монтажа и обслуживания трубопроводов и кабельных трасс.

Для компенсации тепловых удлинений трубопроводов используется самокомпенсирующаяся конфигурация трассы трубопроводов.

Все трубопроводы на эстакаде имеют промежуточные и неподвижные опоры. Их расположение и количество определяется расчетом.

Трубопроводы, транспортирующие жидкие среды, в верхних точках имеют воздушники.

Трассировка трубопроводов на эстакадах исключает провисание и образование водяных застойных участков (мешков). Дренажное устройство трубопроводов, после гидравлических испытаний, осуществляется в зданиях.

Предусмотрена тепловая изоляция для всех трубопроводов, за исключением трубопроводов сжатого воздуха и подающего газопровода до главного корпуса.

Для трубопроводов со средой, подверженной замерзанию на период останова, применяется электрообогрев с использованием саморегулирующейся нагревательной ленты. Назначение: защита от замерзания и/или поддержание необходимой температуры среды, в соответствии с географическим положением и климатическими условиями. Система обеспечивает автоматическое управление электрообогревом и имеет защиту от короткого замыкания.

Все трубопроводы, проложенные по эстакаде, подлежат антикоррозионному покрытию и имеют опознавательную окраску в соответствии с ГОСТ 14202-69.

Функциональная схема потоков. Технологические эстакады и перечень всех трубопроводов представлены на чертежах 25-83G1-00-TP1.2-100-ГЧ.05 листы 1,2,3.

Прокладка газопровода от точки подключения до хозяйства газового топлива и далее до главного корпуса ПГУ выполняется по общестанционной технологической эстакаде. Газопроводы защищаются от атмосферной коррозии и имеют опознавательную окраску в соответствии с ГОСТ 14202-69.

7.6 Тепловая изоляция оборудования

Тепловой изоляции подлежат оборудование и трубопроводы, расположенные в помещении и на открытом воздухе с температурой теплоносителя 45°C и выше, а также технологическое оборудование и трубопроводы, по условиям эксплуатации которых требуется защита от наружной конденсации влаги (с температурой среды 19°C и ниже).

Тепловая изоляция необходима для трубопроводов и оборудования при отрицательной температуре окружающей среды с температурой теплоносителя 45°C и ниже от предотвращения замерзания и для сохранения температуры теплоносителя или холодоносителя.

Определение толщины тепловой изоляции для оборудования и трубопроводов и выбор типа расчета производится в соответствии с СП 61.13330-2012 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов» (Актуализированная редакция СНиП 41-03-2003).

Теплоизоляционные конструкции предусмотрены из следующих элементов:

- теплоизоляционного слоя,

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-TP1.1-ТЧ	Лист	
								70
Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.						

Тепловой изоляции подлежат оборудование и трубопроводы, расположенные в помещении и на открытом воздухе с температурой теплоносителя 45°C и выше, а также технологическое оборудование и трубопроводы, по условиям эксплуатации которых требуется защита от наружной конденсации влаги (с температурой среды 19°C и ниже). Тепловая изоляция необходима для трубопроводов и оборудования при отрицательной температуре окружающей среды с температурой теплоносителя 45°C и ниже от предотвращения замерзания и для сохранения температуры теплоносителя или холодоносителя. Определение толщины тепловой изоляции для оборудования и трубопроводов и выбор типа расчета производится в соответствии с СП 61.13330-2012 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов» (Актуализированная редакция СНиП 41-03-2003). Теплоизоляционные конструкции предусмотрены из следующих элементов: - теплоизоляционного слоя,							
---	--	--	--	--	--	--	--

- армирующих и крепежных деталей,
- выравнивающего слоя;
- пароизоляционного слоя;
- кровного слоя.

В теплоизоляционной конструкции пароизоляционный слой предусматривается в помещении при температуре изолируемой поверхности ниже 12°С или ниже «точки росы».

Для изоляции оборудования и трубопроводов предусмотрены маты минераловатные теплоизоляционные, маты базальтовые, одеяла и ленты из керамического волокна, цилиндры теплоизоляционные, рулоны и трубы теплоизоляционные из вспененного синтетического каучука

В качестве кровных материалов предусматриваются:

- 1). В закрытом помещении - сталь, тонколистовая оцинкованная толщиной 0,5 -1,0 мм;
- 2). На открытом воздухе:

- Сталь тонколистовая оцинкованная класса П (повышенный) по ГОСТ 14918-20 с полимерным покрытием на основе полиуретана;

- Сталь тонколистовая оцинкованная класса П толщиной 0,5 -1,0 мм с антикоррозийной окраской;

- Профилированный стальной оцинкованный лист с антикоррозийной краской,

- Профилированный стальной оцинкованный лист с полимерным покрытием на основе полиуретана (для оборудования).

Для крепления кровного слоя тепловой изоляции используются заклепки, болты и винты самонарезающие. Для крепления теплоизоляционной конструкции используются штыри, проволоки стальные, бандаж, разгружающие устройства, а также клей и самоклеящиеся ленты при изоляции из вспененного каучука.

В качестве выравнивающего слоя используется сетка проволочная крученая оцинкованная.

7.7 Антикоррозионная защита

7.7.1 Основные положения

Для обеспечения надежной работы оборудования и трубопроводов, соприкасающихся с коррозионно-активной средой, предусматривается антикоррозионная защита с нанесением соответствующих антикоррозионных покрытий. Антикоррозионная защита оборудования, трубопроводов, металлоконструкций и строительных конструкций предусматривается в зависимости от вида и степени агрессивного воздействия среды.

По степени воздействия атмосферного воздуха на металлические конструкции среда подразделяется на:

- слабо агрессивную – на открытом воздухе, под навесом и внутри неотапливаемых зданий;
- неагрессивную – внутри отапливаемых зданий.

Цветовые решения антикоррозионных покрытий металлоконструкций и наружной поверхности оборудования должны соответствовать Приложению 2 к приказу ПАО «Мосэнерго №Пр-216/23 от 27.04.23 «Методическое руководство по оформлению производственных зданий и сооружений ПАО «Мосэнерго»».

Опознавательная окраска трубопроводов должна быть выполнена в соответствии с ГОСТ 14202-69.

Требования к покрытиям металлических конструкций, оборудования и трубопроводов, устанавливаемых в закрытых защищаемых помещениях и на открытой площадке должны

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	зданий; - неагрессивную – внутри отапливаемых зданий. Цветовые решения антикоррозионных покрытий металлоконструкций и наружной поверхности оборудования должны соответствовать Приложению 2 к приказу ПАО «Мосэнерго №Пр-216/23 от 27.04.23 «Методическое руководство по оформлению производственных зданий и сооружений ПАО «Мосэнерго»». Опознавательная окраска трубопроводов должна быть выполнена в соответствии с ГОСТ 14202-69. Требования к покрытиям металлических конструкций, оборудования и трубопроводов, устанавливаемых в закрытых защищаемых помещениях и на открытой площадке должны					
							25-83G1-00-TP1.1-ТЧ	Лист
								71
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

соответствовать ГОСТ Р 12.3.052-2020 «Строительство. Работы антикоррозионные. Требования безопасности».

Подготовка металлических поверхностей перед окрашиванием должна соответствовать требованиям ГОСТ 9.402-2004 «Защита строительных конструкций и сооружений от коррозии».

Основные параметры методов окрашивания должны соответствовать ГОСТ 9.105-80 «Покрывтия лакокрасочные. Классификация и основные параметры методов окрашивания».

7.7.2 Схемы защит

Схема 1 (С1):

- Дробеструйная очистка или очистка механическим инструментом до степени 3 по ГОСТ 9.402-2004;
- Обеспыливание;
- Обезжиривание (уайт-спирит, бензин Б-70);
- Грунтовка ХС-068 в два слоя;
- Эмаль ХВ-124 в три слоя;
- Общая толщина покрытия 110мкм.

Схема 2 (С2):

- Дробеструйная очистка или очистка механическим инструментом до степени 3 по ГОСТ 9.402-2004;
- Обеспыливание;
- Обезжиривание (уайт-спирит, бензин Б-70);
- Грунтовка ГФ-0119 в два слоя;
- Эмаль ПФ-115 в два слоя;
- Общая толщина покрытия 100мкм.

Схема 3 (С3)-консервация под тепловую изоляцию:

- Дробеструйная очистка или очистка механическим инструментом до степени 3 по ГОСТ 9.402-2004;
- Обеспыливание;
- Обезжиривание (уайт-спирит, бензин Б-70);
- Грунтовка ФЛ-03К в два слоя;
- Общая толщина покрытия 45мкм.

Схема 4(С4) - для наружного покрытия:

- Пескоструйная очистка до степени 2 по ГОСТ 9.402-2004;
- Обеспыливание;
- Обезжиривание (уайт-спирит, бензин Б-70);
- Первый слой покрытия –цинкосодержащая грунтовка (Stelpant-PU-Zinc);
- Второй слой покрытия – промежуточный (Stelpant-PU-Mica HS);
- Третий слой покрытия – покровный слой стойкий к ультрафиолету (Stelpant-PU-Mica UV);
- Общая толщина покрытия 240мкм.

Схема 5(С5) – для внутреннего покрытия:

- Пескоструйная очистка до степени 2 по ГОСТ 9.402-2004;
- Обеспыливание;
- Обезжиривание (уайт-спирит, бензин Б-70);
- Шпатлевка ЭП-0010 в 5-6 слоев;
- Общая толщина покрытия 150-180мкм.

Схема 6(С6) – для внутреннего покрытия:

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							25-83G1-00-TP1.1-ТЧ	Лист
										72
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№докум.	Подп.	Дата		

- Пескоструйная очистка до степени 2 по ГОСТ 9.402-2004;
- Обеспыливание;
- Обезжиривание (уайт-спирит, бензин Б-70);
- Эмаль ВЛ-515 в шесть слоев;
- Общая толщина покрытия 90мкм.

Схема 7(С7) – для внутреннего покрытия:

- Пескоструйная очистка до степени 2 по ГОСТ 9.402-2004;
- Обеспыливание;
- Обезжиривание (уайт-спирит, бензин Б-70);
- Три слоя покрытия на основании эпоксидных ЛКМ (TANGUARD CV);
- Общая толщина покрытия 300мкм.

Схема 8(С8) – для внутреннего покрытия:

- Пескоструйная очистка до степени 2 по ГОСТ 9.402-2004;
- Обеспыливание;
- Обезжиривание (уайт-спирит, бензин Б-70);
- Эпоксидная шпатлевка ЭП-0010 в один слой;
- Лак ХВ-784 с добавкой 15% ЭП-0010 в десять слоев
- Общая толщина покрытия 90 мкм.

№№ п/п	Наименование оборудования	Схема защиты	Поверхность м ²
1.	Оборудование и трубопроводы главного корпуса и вспомогательных зданий и сооружений		
1.1	Трубопроводы	С1 С2 С3	5000
1.2	Бак запаса конденсата V=630 м ³ – 2 шт. V=800 м ³ – 1 шт.	С3 С6 С8	3075
1.3	Бак слива из котла V=16 м ³ – 1 шт.	С6 С3	80
1.4	Бак дренажный V=16 м ³ – 1шт.	С6 С3	80
1.5	Расширитель дренажей низкого давления V=5,5 м ³ – 1 шт.	С6 С3	40
1.6	Бак сбора утечек масла V=1,6 м ³ – 1 шт.	С5 С2	20
1.7	Бак сбора раствора после промывки компрессора V=2,5 м ³ – 1 шт.	С5 С2	30
1.8	Доливочный маслбак системы смазки V=1,6 м ³ – 1 шт.	С5 С2	20

7.8 Решения по организации ремонтных работ

7.8.1 Организация ремонтных работ. Общие положения

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-TP1.1-ТЧ	Лист
							73

Для механизации ремонтных работ в производственных зданиях в соответствии с Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности опасных производственных объектов, на которых используются подъемные сооружения», проектом предусматривается установка кранового оборудования, оснащенного приборами безопасности с установкой тупиковых упоров, световой сигнализации, средств малой механизации (тали, грузовые тележки), а также площадок для раскладки оборудования во время ремонта. Необходимые размеры и характеристики кранов представлены в чертеже 25-83G1-00-TP2.1-100-ГЧ.03 л.6.

Кабина крана и ограждения.

Для безопасного доступа к мостовому крану г/п 110 т. в машинном отделении, и мостовому крану г/п 16 т. выполняется посадочная площадка.

Легкодоступные, находящиеся в движении части кранов, закрываются прочно укрепленными металлическими съёмными ограждениями, допускающими удобный осмотр и смазку механизмов.

Ходовые колеса кранов, передвигающихся по крановому пути и их опорных тележек, снабжаются щитками, предотвращающими возможность попадания под колеса посторонних предметов.

Неизолированные токоведущие части электрооборудования кранов, расположенные в местах, где не исключена возможность прикосновения к ним - ограждаются.

Площадки и лестницы для обеспечения безопасного доступа к электрооборудованию, приборам безопасности, механизмам и металлоконструкциям кранов, требующих технического обслуживания, должны соответствовать нормативным документам.

Электрооборудование кранов.

Электропитание кранов осуществляется от сети переменного тока частотой 50 Гц; напряжением $U=380$ В.

Электрооборудование кранов, его монтаж, токопровод и заземление должны соответствовать правилам устройства электроустановок и другим нормативным документам.

Подача напряжения на электрооборудование крана от внешней сети выполняется через вводное устройство (рубильник, автоматический выключатель) с ручным или дистанционным приводом.

Все краны должны быть оборудованы низковольтным ремонтным освещением не более 42 В.

Кабины кранов и машинное отделение оборудовано электрическим освещением.

Приборы и устройства безопасности.

Приборы и устройства безопасности кранов соответствуют государственным стандартам и другим нормативным документам.

Краны оборудуются ограничителями рабочих движений для автоматической остановки:

- а) механизма подъема грузозахватного органа;
- б) механизма передвижения.

Краны мостового типа оборудуются ограничителями грузоподъемности, если возможна их перегрузка по технологии производства. Ограничитель грузоподъемности не должен допускать перегрузку более чем на 25%.

Мостовые краны снабжаются звуковым сигнальным устройством, звук которого хорошо слышен в зоне работы крана.

Проектирование кранов (узлов, механизмов, приборов безопасности, крановых путей), выполняется в соответствии с требованиями государственных, международных стандартов и других нормативных документов, специализированными организациями, имеющими допуски на право проведения на данного вида деятельности.

Ремонтные работы по обслуживанию технологического оборудования ТЭС ведутся в зависимости от вида ремонта, степени его сложности хозяйственным и подрядным способом и

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	б) механизма передвижения. Краны мостового типа оборудуются ограничителями грузоподъемности, если возможна их перегрузка по технологии производства. Ограничитель грузоподъемности не должен допускать перегрузку более чем на 25%. Мостовые краны снабжаются звуковым сигнальным устройством, звук которого хорошо слышен в зоне работы крана. Проектирование кранов (узлов, механизмов, приборов безопасности, крановых путей), выполняется в соответствии с требованиями государственных, международных стандартов и других нормативных документов, специализированными организациями, имеющими допуски на право проведения на данного вида деятельности. Ремонтные работы по обслуживанию технологического оборудования ТЭС ведутся в зависимости от вида ремонта, степени его сложности хозяйственным и подрядным способом и					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-TP1.1-ТЧ		Лист
								74

производятся по месту установки оборудования или на ремонтных площадках в здании, где установлено оборудование, а также на заводских площадках и производственных базах подрядных организаций.

Текущий ремонт оборудования осуществляется привлеченным персоналом.

Капитальный и средний ремонты производятся с привлечением подрядных организаций на договорной основе после проведения тендерных торгов.

Последующий ремонт вновь строящихся зданий и сооружений, расположенных на территории станции, производится силами специализированных подрядных организаций.

Все ремонты проводятся согласно утвержденным многолетним и годовым графикам выполнения капитальных, средних и текущих ремонтов.

Для обслуживания оборудования и проведения ремонтных и монтажных работ в главном корпусе проектом предусматривается устройство проездов, проходов и ремонтных площадок.

Здание главного корпуса энергоблока в плане имеет габариты: в рядах «А» ÷ «Е» – 105,9 м и в осях «1» ÷ «8» – 81 м с переменным шагом колонн 9 и 12 м.

Вокруг здания главного корпуса предусмотрена автодорога для возможности въезда автотранспорта на монтажные площадки через ворота:

- ряд «Е» оси 7÷8
- по оси 1 в рядах «Б» ÷ «В»
- по оси 8 в рядах «Б» ÷ «В»
- ряд «А» оси 5÷6
- ряд «А» оси 7÷8

Входы/выходы из здания главного корпуса оборудованы выгороженными ж/б лестничными клетками (они же являются эвакуационными):

Кроме того, предусмотрены лифты:

- в пристроенном административно бытовом корпусе г/п 630 кг 2шт., оси 1÷2; ряды «В/6» ÷ «Г»
- в котельном отделении г/п 1000 кг 1 шт., оси 7÷8; ряды «А/3» ÷ «А/4».

Обеспечены проходы:

- по отметке 0.000 с обеих сторон вдоль паровой и газовой турбин;
- по отметке 0.000 вдоль рядов «В» и «Г» по всей длине машзала;
- по отметке 0.000 вокруг котла-утилизатора;
- по отметке 0.000 вокруг байпасной дымовой трубы (дивертор ;
- по отметке 0.000 вдоль трубопроводной галереи между рядами «Б» ÷ «В» по всей длине галереи;
- по отметке +12,0 м вдоль всей трубопроводной галереи «Б» ÷ «В»;
- по отметке +19,50 м вдоль всей трубопроводной галереи «Б» ÷ «В».

7.8.2 Механизация ремонтных работ

Для механизации ремонтных работ на производственных площадях здания главного корпуса проектом предусматривается в соответствии с действующими нормами установка грузоподъемных механизмов и устройство площадок для раскладки оборудования во время ремонтов.

Грузоподъемное оборудование:

- кран мостовой опорный электрический г/п 110/20 т, пролет 40,5 м, высота подъема Н=21,35 м, в машинном отделении для обслуживания паровой и газовой турбин, а также их вспомогательного оборудования. Длина подкранового пути 66,0 м.

Взам. инв. №		7.8.2					
--------------	--	-------	--	--	--	--	--

- кран мостовой опорный электрический г/п 16/3,2 т, пролета 23 ,0 м, высота подъема Н=32,0 м для обслуживания котла утилизатора и вспомогательного оборудования.
- кран мостовой подвесной электрическая г/п 3,2 т, высота подъема Н=28 м, пролет 4,5 м в трубопроводной галерее для обслуживания оборудования арматуры, трубопроводов ряды «Б» ÷ «В» в осях 2 ÷ 8. Установки под отм. +4,05 м
- кран мостовой подвесной электрическая г/п 2,0 т, высота подъема Н=6,0 м, пролет 3,6 м, в тепломеханической мастерской ряды «В/3» ÷ «В/5» в осях 1 ÷ 2. Отметка установки +29,65 м
- кран мостовой подвесной электрическая г/п 2,0 т, высота подъема Н=6,0 м, пролет 3,6 м, в электромеханической мастерской ряды «В» ÷ «В/2» в осях 1 ÷ 2. Установка под отм. +4,05 м
- таль электрическая г/п 2,0 т, высота подъема Н=17,0 м, в трубопроводной галерее для обслуживания оборудования арматуры, трубопроводов ряды «Б» ÷ «В» в осях 2 ÷ 8. Отметка установки +19,0 м
- таль ручная г/п 2,0 т, высота подъема Н=7,0 м, в котельном отделении для обслуживания оборудования в электрощитовой и трансформаторной, ряды «А/4» ÷ «А/5» в осях 7 ÷ 8.
- таль электрическая г/п 4,0 т, высота подъема Н=23,0 м, в электротехническом отделении ряды «Е» ÷ «Д» в осях 7 ÷ 8.
- таль электрическая г/п 7,0 т, высота подъема Н=10,0 м, в электротехническом отделении ряды «Е» ÷ «Д» в осях 7 ÷ 8.
- таль электрическая г/п 5,0 т, высота подъема Н=15 м, для подъема фильтрующих элементов на площадки КВОУ, крепится на опорные металлоконструкции КВОУ рядами «А» ÷ «Б» в осях 7 ÷ 8
- тележка грузовая ручная г/п 1,0 т -2 шт.
- электропогрузчик г/п 2,5 т общестанционного назначения -1 шт.

8 Перечень мероприятий по обеспечению выполнения требований, предъявляемых к техническим устройствам, оборудованию, зданиям и сооружениям на опасных производственных объектах

8.1 Мероприятия, обеспечивающие безопасность эксплуатации

Безопасная эксплуатация оборудования, зданий и сооружений ТЭС обеспечивается положениями инструкций и других нормативно-технических документов.

Каждый работник ТЭС в пределах своих функций должен обеспечивать соответствие устройства и эксплуатации оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей правилам техники безопасности и пожарной безопасности.

На ТЭС должен быть организован постоянный и периодический контроль (осмотры, технические освидетельствования, обследования) технического состояния энергоустановок (оборудования, зданий и сооружений), определены ответственные за их состояние и безопасную эксплуатацию лица, а также назначен персонал по техническому и технологическому надзору и утверждены его должностные функции.

Все технологические системы, оборудование, здания и сооружения, в том числе гидросооружения, входящие в состав ТЭС, должны подвергаться периодическому техническому освидетельствованию и, при необходимости, техническому обследованию.

Задачами технического освидетельствования являются оценка состояния, а также определение мер, необходимых для обеспечения установленного ресурса энергоустановки. Основной задачей технического обследования зданий и сооружений является своевременное выявление аварийно-опасных дефектов и повреждений и принятие технических решений по восстановлению надежной и безопасной эксплуатации.

Постоянный контроль технического состояния оборудования производится оперативным и оперативно-ремонтным персоналом энергообъекта.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	эксплуатацию лица, а также назначен персонал по техническому и технологическому надзору и утверждены его должностные функции.						
			Все технологические системы, оборудование, здания и сооружения, в том числе гидросооружения, входящие в состав ТЭС, должны подвергаться периодическому техническому освидетельствованию и, при необходимости, техническому обследованию.						
Задачами технического освидетельствования являются оценка состояния, а также определение мер, необходимых для обеспечения установленного ресурса энергоустановки. Основной задачей технического обследования зданий и сооружений является своевременное выявление аварийно-опасных дефектов и повреждений и принятие технических решений по восстановлению надежной и безопасной эксплуатации.									
Постоянный контроль технического состояния оборудования производится оперативным и оперативно-ремонтным персоналом энергообъекта.									
						25-83G1-00-TP1.1-ТЧ			Лист
									76
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

Объем контроля устанавливается в соответствии с положениями нормативных документов. Порядок контроля устанавливается местными производственными и должностными инструкциями.

Надежную и безаварийную эксплуатацию ТЭС на весь период её работы обеспечат следующие факторы:

- реализация при строительстве станции проектных решений в полном объеме;
- поддержание эксплуатационным персоналом нормативных режимов технологического оборудования;
- соблюдение правил и норм противопожарной и технологической безопасности;
- контроль за состоянием технологического оборудования и поддержание его в исправном состоянии.

8.2 Требования, предъявляемые к трубопроводам

8.2.1 Общие положения

Трубопроводы спроектированы в соответствии с Техническим регламентом таможенного союза «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением» (ТР ТС 032/2013), Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности "Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением", утвержденные приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 года N 536, «Рекомендациями по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», утвержденными приказом Ростехнадзора от 27.12.12 №784.

Выбор труб, деталей и арматуры выполнен с учетом температуры холодной пятидневки района строительства, физико-химических свойств и технологических параметров транспортируемых сред, механических свойств материалов труб.

Диаметры трубопроводов определялись в соответствии с требованиями нормативной документации о допустимых скоростях среды в трубопроводах.

8.2.2 Требования к эксплуатации технологических трубопроводов

Обслуживание трубопроводов следует производить в соответствии с проектом, нормативно-технической документацией по промышленной безопасности и эксплуатационной документацией. Лица, осуществляющие обслуживание трубопроводов, проходят подготовку и аттестацию в установленном порядке.

Для трубопроводов на каждой установке, линии блока следует завести эксплуатационный журнал.

В период эксплуатации трубопроводов следует осуществлять постоянный контроль за состоянием трубопроводов и их элементов (сварных швов, фланцевых соединений, арматуры), антикоррозионной защиты и изоляции, дренажных устройств, компенсаторов, опорных конструкций и т.д. с ежедневными записями результатов в эксплуатационном журнале. Контроль безопасной эксплуатации трубопроводов осуществляется в установленном порядке.

Основным методом контроля за надежной и безопасной эксплуатацией технологических трубопроводов является периодическая ревизия (освидетельствование), которая проводится в установленном порядке. Периодичность ревизии определяется нормативно-технической документацией.

Результаты ревизии служат основанием для оценки состояния трубопровода и возможности его дальнейшей эксплуатации.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	журнал.						
			В период эксплуатации трубопроводов следует осуществлять постоянный контроль за состоянием трубопроводов и их элементов (сварных швов, фланцевых соединений, арматуры), антикоррозионной защиты и изоляции, дренажных устройств, компенсаторов, опорных конструкций и т.д. с ежедневными записями результатов в эксплуатационном журнале. Контроль безопасной эксплуатации трубопроводов осуществляется в установленном порядке.						
			Основным методом контроля за надежной и безопасной эксплуатацией технологических трубопроводов является периодическая ревизия (освидетельствование), которая проводится в установленном порядке. Периодичность ревизии определяется нормативно-технической документацией.						
Результаты ревизии служат основанием для оценки состояния трубопровода и возможности его дальнейшей эксплуатации.									
						25-83G1-00-TP1.1-ТЧ		Лист	
								77	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

Периодические испытания трубопроводов на прочность и плотность проводят, как правило, во время проведения ревизии трубопровода.

Результаты периодических испытаний трубопроводов оформляются в установленном порядке.

Ревизию и ремонт трубопроводной арматуры, в том числе и обратных клапанов, а также приводных устройств арматуры (электро-, пневмо-, гидропривод, механический привод), как правило, производят в период ревизии трубопровода.

При ревизии арматуры, в том числе обратных клапанов, должны быть выполнены следующие работы:

- а) визуальный осмотр;
- б) разборка и осмотр состояния отдельных деталей;
- в) осмотр внутренней поверхности и при необходимости контроль неразрушающими методами;
- г) притирка уплотнительных поверхностей (при необходимости);
- д) сборка, опробование и опрессовка на прочность и плотность.

Результаты ремонта и испытания арматуры оформляются актами и заносятся в эксплуатационную документацию.

9 Сведения о расчетной численности, профессионально-квалификационном составе работников с распределением по группам производственных процессов, числе рабочих мест и их оснащенности

9.1 Организационная структура административного и оперативного управления

Под организационной структурой управления предприятия понимают совокупность производственных подразделений, их взаимосвязь и размещение.

Организационная структура управления электростанции устанавливается с учетом ее типа, мощности, вида используемого топлива и технологических особенностей.

На ТЭС принята цеховая организационная структура управления. Цеховая структура управления производством предполагает разделения технологического оборудования и территории электростанции на отдельные участки и закрепление их за специализированными подразделениями (цехами, участками, лабораториями).

На ТЭС в пределах нормативной численности персонала предусматривается создание следующих цехов, отделов и участков:

- Административно-управленческий персонал состоит из:
 - управления, включая инспектора по кадрам;
 - производственно-технического отдела;
 - планово-экономического отдела, отдела по финансам и бухгалтерия;
 - отдела материально-технического снабжения и комплектации оборудования;
 - группы АХО и программного обеспечения вычислительной техники,
 - службы ИТ и связи,
 - управления корпоративной защиты.
- Производственные подразделения состоят из:
 - цеха тепломеханического оборудования и общестанционных сооружений ТЭС,
 - цеха электротехнического оборудования с оперативным и ремонтным персоналом с электротехнической лабораторией;
 - химцеха, химконтроля и химлабораторий,

Взам. инв. №		Подп. и дата		Инв. № подл.											Лист
															78
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата										

25-83G1-00-TP1.1-TC

- цеха АСУ ТП, тепловой автоматики и измерений с оперативным и ремонтным персоналом,
 - цеха газового хозяйства,
 - лабораторией металлов.
 - цеха централизованного ремонта;
 - службы охраны,
 - работников медпункта и столовой.
 - Персонал привлекаемых организаций состоит из: охраны электростанции; персонала для проведения средних и капитальных ремонтов основного оборудования, зданий и сооружений ТЭС; пожарной охраны.

В составе персонала ТЭС предусматривается административно-управленческий персонал (АУП), промышленно-производственный персонал (ППП), в том числе эксплуатационный (включая оперативный), а также предусматривается постоянно привлекаемый персонал охраны и привлекаемый (ремонтный) на период проведения средних и капитальных ремонтов.

Для персонала, обслуживающего непрерывно протекающие процессы, предусмотрена 2-х сменная работа, обеспечивающие обслуживание оборудование в нормальном режиме, отгулы за непредвиденную переработку, отпуска, время по болезни и другие случаи.

Персонал управления подчинён непосредственно директору ТЭС, производственные цеха и лаборатории – главному инженеру.

В непосредственном подчинении директора находятся главный инженер, юрист, группа кадров, бухгалтерия и планово-экономический отдел.

Общее техническое руководство обеспечивается главным инженером. Непосредственно ему подчиняются заместители главного инженера по эксплуатации и ремонту, отдел охраны труда и технической инспекции во главе с начальником отдела, производственно-технический отдел и производственные цеха.

Организационная структура управления окончательно устанавливается руководством станции в ходе подготовки к эксплуатации оборудования ТЭС.

Для привлечения эксплуатационного персонала на период проведения пуско-наладочных работ на оборудовании ТЭС между Заказчиком и будущей эксплуатирующей организации будет заключен договор по оперативно-техническому управлению оборудованием.

Подготовка эксплуатационного персонала (теоретическое, практическое обучение, в том числе стажировка на действующих энергоустановках) будущей эксплуатирующей организации с опережением срока ввода ТЭС будет производиться в соответствии с п. 1.2.6 "Правил технической эксплуатации электрических станций и электрических сетей Российской Федерации" утверждённых приказом Минэнерго России от 19.06.2003 №229; с п. 4.11. "Правил работы с персоналом в организациях электроэнергетики Российской Федерации», утвержденных приказом Минэнерго России от 22 сентября 2020 года N 796.

Для персонала будет выполнена организация рабочих мест с определением затрат на приобретение мебели и оргтехники.

Определение положения вспомогательного персонала (включение в штат или привлечение на контрактной основе) также является прерогативой руководства ТЭС.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
										79
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-TP1.1-ТЧ				

9.2 Общая численность персонала

Штатное расписание выполнено на основании документа «Нормативы численности промышленно-производственного персонала электростанций, оборудованных парогазовыми установками», утвержденные РАО «ЕЭС России» 03.12.2004.

Штатное расписание представлено в таблице 26.

Таблица 26 Штатное расписание административно-управленческого, промышленно-производственного персонала

Наименование подразделений, должностей и профессий	Группа прои-звод. про-цесса	Кате-гори-я рабо-таю-щих	Всего		В том числе				Числ- макс- смен- ы
			раб. мест	чел.	Эксплуа- тацион.		Ремонт- ного		
					раб. мест	чел.	раб. мест	чел.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1 Административно-управленческий персонал (АУП)									
1.1 Управление									
Административное									
- Директор	1а	Рук.	1	1	1	1	—	—	1
Главный инженер	1а	Рук.	1	1	1	1	—	—	1
Помощник директора-специалист по режиму	1а	Рук.	1	1	1	1	-	-	1
-Специалист ГОЧС, спецчасть	1а	РСС.	1	1	1	1	-	-	1
- Экономист	1а	РСС.	1	1	1	1	-	-	1
- Делопроизводитель	1а	РСС.	1	1	1	1	-	-	1
- Менеджер по кадрам	1а	Рук.	1	1	1	1	-	-	1
- Глав. Спец по кадрам	1а	РСС.	1	1	1	1	-	-	1
ИТОГО по п.1.1			8	8	8	8	-	-	8
1.2 Служба производственного контроля и охраны труда									
- Начальник отдела	1а	Рук.	1	1	1	1	-	-	1
- Главной специалист ОТ и ППБ	1а	РСС.	1	1	1	1	-	-	1

Ив. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
									80	
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-TP1.1-ТЧ	

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	1.6 Отдел материально-технического снабжения и управления запасами																												
			- Начальник отдела	1а	Рук.	1	1	1	1	—	—	1																			
			- Главный специалист	1а	РСС	1	1	1	1	-	-	1																			
			Склад ОМТС	1б	Раб.	2	2	2	2			2																			
			Группа хозяйственного обслуживания	1б	Раб.	1	1	1	1			1																			
<table><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>Изм.</td><td>Кол.уч.</td><td>Лист</td><td>№ док.</td><td>Подп.</td><td>Дата</td></tr></table>																		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-TP1.1-ТЧ					<table><tr><td>Лист</td></tr><tr><td>81</td></tr></table>	Лист	81
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата																										
Лист																															
81																															

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

ИТОГО по п.1.6			5	5	5	5	-	—	5
1.7 Отдел сопровождения рынка и реализации тепловой и электрической энергии.									
- Начальник отдела	1а	Рук.	1	1	1	1	-	-	1
- Главный специалист	1а	РСС.	1	1	1	1	-	-	1
ИТОГО по п.1.7			2	2	2	2	-	-	2
1.8 Отдел управления персонала									
- Начальник отдела	1а	Рук.	1	1	1	1	-	-	1
- Главный специалист	1а	РСС.	1	1	1	1	-	-	1
ИТОГО по п.1.8			2	2	2	2	-	-	2
1.9 Юридический отдел									
- Начальник отдела	1а	Рук.	1	1	1	1	-	-	1
- Юрист	1а	РСС.	1	1	1	1	-	-	1
Итого по п. 1.9			2	2	2	2			2
1.10 Отдел закупочных процедур и сопровождения контрактов.									
- Начальник отдела	1а	Рук.	1	1	1	1	-	-	1
- Главный специалист	1а	РСС.	1	1	1	1	-	-	1
Итого по п. 1.10			2	2	2	2			2
Всего АУП			34	34	34	34			34
2. Персонал производственных подразделений									
2.1 Оперативный персонал станции									
Начальник смены станции	1б	Рук.	1	5	1	5	-	-	1
Итого по п. 2.1			1	5	1	5			1

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №								
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-TP1.1-ТЧ Лист 83	

2.2 Газокотлотурбинный цех (ГКТЦ)									
2.2.1 Общецеховой персонал									
- Начальник ГКТЦ	1а	Рук.	1	1	1	1	—	—	1
- Зам. начальника ГКТЦ по турбине	1а	РСС	1	1	1	1	—	—	1
- Заместитель начальника ГКТЦ по котлу	1а	РСС	1	1	1	1	-	-	1
- Главный специалист ГКТЦ	1а	РСС	1	1	1	1	—	—	1
ИТОГО по п.2.2.1			5	5	5	5	-	-	5
2.2.2 Оперативный персонал									
-Начальник смены ГКТЦ	1а	Рук.	1	5	1	5	-	-	1
- Старший машинист газокотлотурбинного цеха	1б	Раб.	1	5	1	5	-	-	1
- Машинист парогазового энергоблока	1б	Раб.	1	5	1	5	—	—	1
- Машинист обходчик по турбинному оборудованию	2а	Раб.	1	5	1	5	—	—	1
- Машинист обходчик по котельному оборудованию.	2а	Раб.	1	5	1	5	-	-	1
- Машинист-обходчик газотурбинной установки	2а	Раб.	1	5	1	5	-	-	1
ИТОГО по п.2.2.2			6	30	6	30	—	—	6
ВСЕГО по п.2.2 (ГКТЦ)			11	35	11	35	-	-	11
2.3 Электротехнический цех									
2.3.1 Общецеховой персонал									
- Начальник ЭЦ.	1а	РСС	1	1	1	1	—	—	1
- Заместитель начальника ЭЦ по эксплуатации.	1а	РСС	1	1	1	1	—	—	1

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							25-83G1-00-TP1.1-ТЧ Лист 84	
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- Заместитель начальника ЭЦ по ремонту.	1а	РСС	1	1	1	1	-	-	1
- Главный специалист ЭЦ	1а	РСС	1	1	1	1	-	-	1
- Электрослесарь по ремонту ЭТО	1а	Раб.	3	3	3	3	-	-	3
ИТОГО по п.2.3.1			7	7	7	7	-	-	7
2.3.2 Оперативный персонал									
- Начальник смены ЭЦ	1б	РСС	1	5	1	5	—	—	1
- Старший ДЭМ	2а	Раб.	1	5	1	5	—	—	1
- ДЭМ	2а	Раб.	1	5	1	5	—	—	1
ИТОГО по п.2.3.2			3	15	3	15	—	—	3
Всего по п.2.3 (ЭЦ)			10	22	10	22	-	-	10
2.4 Цех ТАИ									
2.4.1 Общецеховой персонал									
- Начальник ЦТАИ	1а	РСС	1	1	1	1	—	—	1
- Заместитель начальника ЦТАИ по КИП	1а	РСС	1	1	1	1	—	—	1
- Заместитель начальника ЦТАИ по АСУ	1а	РСС	1	1	1	1	-	-	1
- Главный специалист ЦТАИ	1а	РСС	1	1	1	1	-	-	1
- Ведущий инженер по автоматизированным системам управления производством.	1а	РСС	1	1	1	1	—	—	1
- Электрослесарь по ремонту и обслуживанию автоматики и средств измерений.	1а	Раб.	2	2	2	2	-	-	2
ИТОГО по п.2.4.1			7	7	7	7	-	-	7
2.4.2 Оперативный персонал									
- Начальник смены ЦТАИ	1б	РСС	1	5	1	5	—	—	1
- ДЭС	2а	Раб.	1	5	1	5	—	—	1
- ДЭС АСУ	2а	Раб.	1	5	1	5	—	—	1

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	центрального ремонта (ЦЦР):									
			- Начальник ЦЦР	16	Рук.	1	1	-	-	1	1	1
			- Старший мастер по турбине.	16	Раб.	1	1	-	-	1	1	1
			- Старший мастер по котлу.	16	Раб.	1	1	-	-	1	1	1
			- Старший мастер по газовой турбине.	16	Раб.	1	1	-	-	1	1	1
			- Старший мастер по ОВиК и ГПМ.	16	Раб.	1	1	-	-	1	1	1
						25-83G1-00-TP1.1-ТЧ					Лист	
											85	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата							

ИТОГО по п.2.4.2			3	15	3	15	–	–	3
ВСЕГО по п.2.4 (цех ТАИ)			10	22	10	22			10
2.5. Химический цех									
2.5.1 Общецеховой персонал									
- Начальник ХЦ	1а	РСС	1	1	1	1	-	-	1
- Заместитель начальника ХЦ	1а	РСС	1	1	1	1	-	-	1
Итого по общецеховому персоналу			2	2	2	2	-	-	2
2.5.2 Химлаборатория									
- Начальник химлаборатории	1б	РСС	1	1	1	1	-	-	1
- Главный специалист	1б	РСС	1	1	1	1	-	-	1
-Лаборант	1б	Раб.	1	1	1	1	-	-	1
Итого по химлаборатории			3	3	3	3			3
2.5.3 Оперативный персонал ХЦ									
- Начальник смены ХЦ	1б	РСС	1	5	1	5	-	-	1
- Дежурный лаборант экспресс-лаборатория	1б	Раб.	1	5	1	5	-	-	1
Итого по п. 2.5.3			2	10	2	10	-	-	2
Всего по химическому цеху (п.2.5.)			7	15	7	15	-	-	7
2.6 Цех централизованного ремонта (ЦЦР):									
- Начальник ЦЦР	1б	Рук.	1	1	-	-	1	1	1
- Старший мастер по турбине.	1б	Раб.	1	1	-	-	1	1	1
- Старший мастер по котлу.	1б	Раб.	1	1	-	-	1	1	1
- Старший мастер по газовой турбине.	1б	Раб.	1	1	-	-	1	1	1
- Старший мастер по ОВиК и ГПМ.	1б	Раб.	1	1	-	-	1	1	1

- Слесарь ТМО.	16	Раб.	4	4	-	-	4	4	4
Сварщик	16	Раб.	1	1			1	1	1
- Крановщик.	16	Раб.	1	1	-	-	1	1	1
- Главный специалист по ЗИС, зав.складом.	16	Раб.	1	1	-	-	1	1	1
- Техник.	16	Раб.	1	1	-	-	1	1	1
- Кладовщик.	16	Раб.	1	1	-	-	1	1	1
- Водители.	16	Раб.	2	2	-	-	2	2	2
Всего по ЦЦР			16	16	-	-	16	16	16
Общая численность персонала ТЭС			89	149	73	133	16	16	89
3 Пеосонал сторонних организаций									
Ремрнтный персернал (средний, капитальный ремонт)	16	Раб.	20	20	-	-	20	20	20
Охрана (ЧОП)	16	Раб.	10	40	10	40	-	-	10
Убока помещений	16	Раб.	4	8	4	8	-	-	8
Итого по п.3			34	68	14	48	20	20	38
Общая численность персонала ТЭС с учетом сторонних организаций			123	217	87	181	36	36	127

10 Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации производственных объектов капитального строительства

10.1 Условия труда

При выполнении раздела учтены рекомендации Международной организации труда (МОТ): Конвенция № 155 о безопасности и гигиене труда и производственной среде. Исходными данными для разработки раздела являются:

- смежные разделы разработанной проектной документации (генеральный план и транспорт, архитектурно - строительные решения, электротехнические решения, системы отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха, водопровод, канализация);
- требования нормативных правовых актов и нормативно-технической документации в области охраны труда и производственной безопасности;
- материалы согласований;
- материалы и исходные данные, полученные разработчиками проектов от Заказчика.

Взам. инв. №		При выполнении раздела учтены рекомендации Международной организации труда (МОТ): Конвенция № 155 о безопасности и гигиене труда и производственной среде. Исходными данными для разработки раздела являются: - смежные разделы разработанной проектной документации (генеральный план и транспорт, архитектурно - строительные решения, электротехнические решения, системы отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха, водопровод, канализация); - требования нормативных правовых актов и нормативно-технической документации в области охраны труда и производственной безопасности; - материалы согласований; - материалы и исходные данные, полученные разработчиками проектов от Заказчика.						
Подп. и дата								
Инв. № подл.								
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-TP1.1-ТЧ		Лист
								86

Задача, поставленная при разработке раздела, – обеспечить соответствие производственных технологических процессов, зданий, сооружений, оборудования требованиям, способствующим здоровым и безопасным условиям труда:

- рациональное использование территории и производственных помещений;
- правильная эксплуатация оборудования и организация технологических процессов;
- защита работающих от возможного воздействия неблагоприятных условий труда;
- содержание производственных помещений и рабочих мест в соответствии с санитарно-гигиеническими нормами и правилами;
- санитарно-бытовое обеспечение работающих.

Для создания комфортных условий работы и отдыха оперативного персонала электростанции проектом предусмотрен комплекс мероприятий по социально-бытовому обслуживанию.

Бытовые помещения для оперативно-производственного персонала запроектированы в соответствии с СП 44.13330.2011 (СНиП 2.09.04-87*) «Административные и бытовые здания».

В здании главного корпуса предусмотрены, в том числе, комнаты отдыха и приема пищи, туалеты и умывальники, санитарно-бытовые помещения с раздевалками и душевыми кабинами находятся в здании ВПУ.

В помещениях для размещения персонала имеется естественное освещение через оконные проемы, а также предусмотрено необходимое искусственное освещение.

В виду особых условий труда и отсутствия посетителей на электростанции мероприятия для маломобильных групп населения не предусматриваются.

Для отдыха оперативного персонала электростанции в центральном щите управления предусмотрена комната отдыха и приема пищи.

Каждое рабочее место постоянного пребывания персонала оборудовано столом, приставной тумбой, столом-приставкой для компьютера и откатным рабочим стулом. В помещениях предусмотрены также шкафы для хранения документации и одежды.

Законченные строительством сооружения принимаются в эксплуатацию в соответствии с требованиями СП 68.13330.2017 «Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов. Основные положения», СП 2.2.3670-20 "Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда".

Порядок эксплуатации объекта устанавливается руководством организации, оформляется приказом и регламентируется эксплуатационными инструкциями.

В процессе эксплуатации каждый сотрудник руководствуется своей должностной инструкцией, паспортом на отдельные аппараты и установки, регламентом на эксплуатацию отдельных сооружений и инструкциями, правилами по охране труда и техники безопасности.

При организации рабочих мест решаются следующие задачи:

- рациональное использование производственной площади предприятия;
- создание удобства для работы исполнителей путем рационального расположения на ограниченной площади отдельного рабочего места всех его элементов;
- бесперебойное качественное обслуживание рабочих мест;
- ограждение работников от воздействия неблагоприятных условий внешней и внутренней среды;
- обеспечение работников средствами защиты, предназначенных для обеспечения безопасности.

К техническим требованиям организации рабочих мест относится оснащение рабочего места всем необходимым для выполнения работ:

- оборудованием;
- технологической оснасткой;
- инвентарем.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							25-83G1-00-TP1.1-ТЧ	Лист
										87
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

На оборудование, агрегаты, механизмы, механизированный инструмент, контрольно-измерительные приборы имеется соответствующая техническая документация (сертификат, паспорт, руководство по эксплуатации). Оборудование поставляется комплектно, включая механическое, электротехническое оборудование, системы автоматизации и автоматического управления, обслуживающее оборудование и сменные узлы. В результате указанных проектом мероприятий обеспечивается высокий уровень механизации технологических операций.

Основные принципы организации безопасной эксплуатации заключается в том, чтобы обеспечить надежную, экономичную и безаварийную работу оборудования:

- Приказом руководителя назначить ответственного за исправное состояние и безопасную эксплуатацию оборудования электростанции.
- Поручить обслуживание электростанции обученному и аттестованному персоналу и периодически повышать его квалификацию.
- Обеспечить обслуживающий персонал «должностной инструкцией по каждому рабочему месту» по обслуживанию оборудования станции и другими служебными инструкциями.
- Организовать постоянный контроль работы всего оборудования электростанции, создать систему технического учета, отчётности и планирования работы.
- Правильно использовать оборудование в наиболее экономичных режимах.
- Составлять и точно выполнять годовые графики планово-предупредительного и капитального ремонтов всего оборудования, имея необходимое количество запасных частей и вспомогательных материалов.
- Вести постоянный контроль за исправным состоянием работающего оборудования и своевременно устранять неисправности.

При эксплуатации оборудования обслуживающий персонал руководствуется должностными инструкциями, в которых указаны:

- перечень инструкций по обслуживанию оборудования, схем оборудования и устройств, знание которых обязательно для работников на данной должности;
- права, обязанности и ответственность работника;
- взаимоотношения с вышестоящим, подчиненным и другим связанным по работе персоналом.

У дежурного персонала по электростанции должна находиться оперативная документация, объем которой представлен ниже:

- суточная оперативная исполнительная схема или схема-макет;
- оперативный журнал;
- журнал заявок на вывод из работы оборудования;
- журнал релейной защиты, автоматики и телемеханики;
- карты установок релейной защиты, автоматики и телемеханики;
- журнал распоряжений;
- журнал дефектов и неполадок с оборудованием.

Организация и оснащение рабочих мест и сфер обслуживания осуществляется с учетом их назначения:

- по квалификации и профессиям;
- числу работающих;
- уровню специализации;
- уровню автоматизации работ;
- количеству обслуживаемого оборудования.

Рабочие места оснащены организационной оснасткой, при выборе которой соблюдены следующие требования:

- удобный доступ к органам управления;
- соответствие оснастки ее функциональному назначению;
- удобное размещение применяемой типовой или стандартной оснастки предметов труда;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-TP1.1-ТЧ			88

- соблюдение требований нормативных, правовых актов по охране труда.

Санитарно-бытовое обслуживание запроектировано в соответствии с основными строительными и санитарно-гигиеническими требованиями:

- СП 44.13330.2011 (СНиП 2.09.04-87*) «Административные и бытовые здания»;
- СП 2.2.3670-20 "Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда".

Расчет номенклатуры помещений социально-бытового назначения, состава бытовых помещений и санитарно-технических устройств выполнен на основе численности работающих в соответствии со штатным расписанием и санитарно-технической характеристикой производственных процессов по СП 44.13330.2011 (СНиП 2.09.04-87*) табл.6. Нормы площади помещений на 1 чел., единицу оборудования, расчетное число работающих, обслуживаемых на единицу оборудования в санитарно-бытовых помещениях, приняты по табл.7 СП 44.13330.2011 (СНиП 2.09.04-87*).

Профессиональный отбор работников по основным профессиям должен производиться по основным направлениям трудовой деятельности:

- определение профессий и специальностей, для которых необходимо проведение профессионального отбора;
- проведение психофизиологических обследований и оценки профессиональной пригодности вновь поступающих работников;
- контроль за профессиональной адаптацией работников, прошедших профессиональный отбор, непосредственно на производстве.

Подготовка персонала по охране труда (обучение, аттестация, повышение квалификации и проверки знаний персонала) осуществляется в соответствии с отраслевыми нормативами и государственными стандартами:

- ГОСТ 12.0.004-2015 ССБТ «Организация обучения безопасности труда. Общие положения»;
- «Порядок обучения по охране труда и проверки знаний требований охраны труда работников организаций», утв. Постановлением Минтруда России и Минобразования России от 30 ноября 2016 года N 697н/1490.

В соответствии со статьей 225 Трудового Кодекса РФ все работники, в том числе руководители организаций обязаны проходить обучение по охране труда и проверку знания требований охраны труда в порядке, установленном Правительством Российской Федерации с учетом мнения Российской трехсторонней комиссии по регулированию социально-трудовых отношений.

Для всех поступающих на работу лиц, а также для работников, переводимых на другую работу, работодатель или уполномоченное им лицо обязаны проходить инструктаж по охране труда, организовывать обучение безопасным методам и приемам выполнения работ и оказания первой медицинской помощи пострадавшим.

Работодатель обеспечивает обучение лиц, поступающих на работу с вредными и (или) опасными условиями труда, безопасным методам и приемам выполнения работ со стажировкой на рабочем месте и сдачей экзаменов и проведения их периодического обучения по охране труда и проверку знаний требований охраны труда в период работы.

Разработка мероприятий по обеспечению безопасных условий труда и санитарно-эпидемиологического благополучия работников проектируемой электростанции произведена в соответствии с требованиями, установленными соответствующими нормативными с учетом специфики производства и характером выполняемых работ.

Вредные и опасные факторы, воздействующие на персонал на рабочих местах: шум, вибрация, микроклимат, освещение.

1. Шумовые воздействия регламентируются по СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания" раздел 5 п.35 и не должно превышать величину уровня

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	25-83G1-00-TP1.1-ТЧ		Лист
											89

эквивалентного звука, не превышающего 80 дБА. Источником возникновения шума для данных рабочих мест являются вентустановки. Для уменьшения воздействия шума на человека на воздуховодах за вентустановками устанавливаются противозвучные фильтры.

2. Вибрация на рабочих местах

Источником вибрации являются вент установки. Предусмотрены мероприятия, уменьшающие передачу вибраций на воздуховоды и на строительные конструкции посредством установки мягких (гофрированных) вставок в местах присоединения воздуховода к вентустановке.

3. Микроклимат производственных помещений регламентируется требованиями СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания".

Показателями, характеризующими микроклимат производственных помещений, являются:

- температура воздуха;
- относительная влажность;
- скорость движения воздуха;
- интенсивность теплового облучения.

Эти показатели связаны с категорией работ, оптимальные величины показателей микроклимата указаны в Таблице 5.2 СанПиН 1.2.3685-21.

Под эти характеристики рассчитаны и выбраны системы отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха.

4. Освещение

Освещение производственных помещений регламентируется СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение».

Естественное освещение предусмотрено в помещениях с постоянным пребыванием персонала и выполнено как боковое через оконные проемы, а также предусмотрено искусственное освещение.

Для производственного процесса это освещение высокой точности, при системе общего освещения и составляет 400лк и коэффициент пульсации не более 20%.

Производственные здания и сооружения на территории ТЭС подразделяются на:

- обслуживаемые – места постоянного пребывания персонала;
- полубслуживаемые - пребывание персонала при обходе оборудования не более 50-60 минут в смену, нахождение ремонтного персонала электростанции при необходимости выполнения осмотра оборудования и проведения мелких ремонтных работ;
- необслуживаемые - пребывание оперативно-ремонтного персонала при отключенном оборудовании по наряду-допуску.

После ввода объекта в эксплуатацию проводятся работы по проведению специальной оценки труда, и определяется класс условий труда в соответствии с:

- «Методикой проведения специальной оценки условий труда. Новые процедуры»;
- Приказ Минтруда России №33н от 24 января 2014 г. Зарегистрирован в Минюсте 21 марта 2014 года № 31689;

Проектом предусматриваются следующие группы мероприятий по профилактике воздействия опасных и вредных производственных факторов:

- Обеспечение безопасности производственных процессов:
 - применением технологических процессов в соответствии с действующими правилами и инструкциями;
 - применением производственного оборудования, удовлетворяющего требованиям нормативной документации и не являющегося источником травматизма и профессиональных заболеваний;
 - обустройством территории;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	- Приказ Минтруда России №33н от 24 января 2014 г. Зарегистрирован в Минюсте 21 марта 2014 года № 31689; Проектом предусматриваются следующие группы мероприятий по профилактике воздействия опасных и вредных производственных факторов: • Обеспечение безопасности производственных процессов: - применением технологических процессов в соответствии с действующими правилами и инструкциями; - применением производственного оборудования, удовлетворяющего требованиям нормативной документации и не являющегося источником травматизма и профессиональных заболеваний; - обустройством территории;					
						25-83G1-00-TP1.1-ТЧ		Лист
								90
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

- рациональным размещением производственного оборудования и организацией рабочих мест;
- применением надежно действующих и регулярно поверяемых контрольно-измерительных приборов, устройств противоаварийной защиты, средств получения, переработки и передачи информации;

- Проведение производственных процессов в условиях соблюдения регламентированных требований к условиям труда.

- Специальная оценка условий труда с последующей сертификацией работ по охране труда в организации согласно ст. 212 Трудового Кодекса РФ.

Определяющими документами проведения специальной оценки условий труда являются:

- Порядок проведения специальной оценки условий труда, утвержденный Приказом Минтруда России от 24. 01.2014г. № 33н.

В качестве общеорганизационных мероприятий для предотвращения травмирования предусматриваются:

- использование исправного и только того оборудования, которое указано в технологической документации и по технологическим режимам в пределах допустимых параметров, проверка исправности всех частей и механизмов оборудования, систем смазки воздушной и гидравлической систем, органов управления и системы аварийной остановки;

- выполнение утвержденных годовых графиков технического обслуживания и ремонта производственного оборудования и оборудования повышенной опасности, периодического технического переосвидетельствования грузоподъемных механизмов и грузозахватных приспособлений;

- своевременная уборка рабочих мест и производственной территории, уборка из рабочей зоны посторонних предметов;

Запрещается:

- несоблюдение требований инструкций по охране труда, технических описаний и инструкций по эксплуатации оборудования;

- работа без средств индивидуальной защиты или в специальной одежде, не соответствующей требованиям инструкций по охране труда;

- выполнение работ в состоянии алкогольного, наркотического или токсического опьянения;

- отдых работников в неустановленных местах;

- очистка рабочих мест не приспособленным для этих целей инструментом.

Для обеспечения безопасности труда при работе с ручным инструментом при организации рабочего места необходимо обеспечить:

- свободный доступ к рабочим местам, при том, что зона вокруг рабочего места должна быть свободной на расстоянии не менее 1 м;

- рациональную систему расположения на рабочем месте инструмента, приспособлений и вспомогательных материалов.

Для предупреждения опасности падения работников с высоты при эксплуатации объекта предусматриваются:

- организация работ в соответствии с требованиями «Правил по охране труда при работе на высоте», утвержденные Приказом Минтруда № 782н от 16.11.2020 г.

- проведение работ с использованием исправных стремянок и лестниц, снабженных устройством, предотвращающим возможность их сдвига и опрокидывания;

- при работе на гладких опорных поверхностях (паркет, металл, плитка, бетон и др.) на них надеваются башмаки из резины или другого нескользкого материала.

- приставные раздвижные лестницы и стремянки, используемые в работе, соответствуют требованиям ГОСТ 8556 – 72;

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							25-83G1-00-TP1.1-ТЧ	Лист
										91
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- недопущение использования вместо стремянки (лестницы) случайных подставок, проведения работы с верхней ступеньки стремянки (лестницы).

Применение сигнальных цветов и знаков безопасности, предупредительных плакатов и надписей с обязательным выполнением требования для участков с наличием вредных и опасных производственных факторов. Использование сигнальных цветов и знаков безопасности проводится в соответствии с указаниями:

- ГОСТ Р 12.4.026-2001 «Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики».

Безопасность при эксплуатации подъемно-транспортного оборудования и машин (ПТМ) обеспечивается следующими методами:

- определение размера опасной зоны ПТМ;
- применение средств защиты от механического травмирования механизмами ПТМ;
- применение специальных устройств обеспечения безопасности;
- регистрация, техническое освидетельствование и испытание ПТМ и ГЗУ.

Определение границ опасных зон – постоянных и переменных – (максимального расстояния, в пределах которого возможно действие на человека опасных производственных факторов эксплуатируемых машин и оборудования).

Решения по защите воздушной среды от загрязнения предусматривают проведение производственных процессов в условиях соблюдения следующих нормативов:

- ГОСТ 12.1.005-88 «ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»;

- СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания".

При проектировании, организации и проведении технологических процессов предусматривается:

- максимально возможное устранение непосредственного контакта работников с грузами, и отходами производства, которые могут оказывать вредное воздействие;

- применение СИЗ для защиты органов дыхания, глаз, кожных покровов, обеспечение обслуживающего персонала исправными, подогнанными и проверенными средствами защиты;

- своевременное устранение причин загрязнения воздуха (недостаточная герметичность оборудования и коммуникаций, неэффективная работа систем вентиляции и аспирации, нарушения технологического регламента производства);

- регулярная работа систем приточно-вытяжной и вытяжной вентиляции с расчетным воздухообменом.

Защита от поражения электротоком предусмотрена следующими мероприятиями:

- обеспечением недоступности токоведущих частей от случайных прикосновений;

- электрическим разделением сети;

- устранением опасности поражения при появлении напряжения на частях машины;

- применением специальных электрозащитных средств;

- организацией безопасной эксплуатации электроустановок;

- обязательное применение СИЗ.

Защита персонала от опасного для человека напряжения обеспечивается соблюдением требований стандартов и других нормативных документов:

- ГОСТ 12.1.019-2017 «ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты»;

- ГОСТ 12.1.030-81 «ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление»;

- ГОСТ 12.1.038-82 «ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов»;

- «Правила устройства электроустановок» (ПУЭ). Седьмое издание (с изм. на 20.06.2003);

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист	
			25-83G1-00-TP1.1-ТЧ							92
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей», утвержденные приказом Минэнерго РФ от 13.01.2003 № 6;

- «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок» Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ № 903н от 15.12.2020 г.

Заземление, выравнивание потенциалов и защита от статического электричества предусматриваются согласно требованиям:

- ГОСТ 12.4.124-83 «ССБТ. Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования»;

Молниезащита выполняется в соответствии с «Инструкцией по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций» СО 153- 34.21.122-2003. Комплекс защищается от прямых ударов молнии молниеприемной сеткой на кровле зданий, к которой присоединяются все металлические конструкции, выступающие над кровлей.

Защита от электромагнитных полей регламентируется СанПиН 1.2.3685-21

"Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания" п.п.37-39 и организуется при выполнении следующих мероприятий:

- проведение контроля уровней электромагнитного поля частотой 50 Гц;
- выделение безопасных зон для прохода персонала станции;
- при проведении специальной оценки условий труда рабочих мест проводятся необходимые замеры электромагнитных полей и намечаются мероприятия для безопасного проведения работ в этих зонах (временное ограничение по пребыванию персонала, пользование средствами индивидуальной защиты и т.д.).

10.2 Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда.

В проекте предусмотрены следующие мероприятия, обеспечивающие безопасность и защиту при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанции:

- производственные помещения технологических и вспомогательных сооружений, в том числе, помещение турбинного отделения, выполняются в соответствии с СП 485.1311500.2020 «Системы противопожарной защиты. Установки пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования», утвержденный Приказом Министерства РФ по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий от 31.08.2020 N 628.

- пожароопасное оборудование оснащается защитами и блокировками с действием на его останов при возникновении аварийных ситуаций с сигнализацией на БЩУ об их срабатывании, что позволяет иметь оперативную информацию об аварии на оборудовании;

- компоновка устанавливаемого оборудования выполнена так, чтобы обеспечивался свободный подход к нему для тушения очагов пожара при его возникновении и беспрепятственная эвакуация персонала из опасной зоны;

- оборудование и трубопроводы с температурой поверхности выше 45°C покрыты тепловой изоляцией, что предупреждает возможность получения ожогов обслуживающим персоналом и исключает возникновение очагов пожара при попадании на них легковоспламеняющихся, горючих веществ и материалов (масла, обтирочной ветоши, бумаги и т.д.);

- в местах прохода технологических трубопроводов через стены, перекрытия и перегородки устанавливаются гильзы с плотной заделкой зазоров несгораемыми материалами для предотвращения распространения пожара и загазованности в другие помещения;

- оборудование и трубопроводы выбраны из условия обеспечения их прочностных характеристик при эксплуатационных параметрах и оборудованы защитой от повышения

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							25-83G1-00-TP1.1-ТЧ	Лист
										93
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

параметров среды при аварийных ситуациях установкой предохранительных клапанов, срабатывание которых предупреждает разрушение и разгерметизацию технологических систем для обслуживания технологического оборудования предусматриваются стационарные лестницы и площадки с отбортовкой для исключения возможности травмирования персонала падающими предметами

- трубопроводы и оборудование подключены к заземляющему контуру здания и сооружения, а фланцевые соединения трубопроводов масла имеют токопроводящие перемычки (для защиты от статического электричества, при нарушении изоляции и обрывов электрических коммуникаций);

- при угрозе развития возникшего возгорания в машзале, турбинные установки оборудованы системой аварийного слива масла из маслосистем в специальную емкость, расположенную вне здания главного корпуса на расстоянии 30 м от его стены;

- фланцы на трубопроводах масла применены фасонного типа (с шипом и пазом) с установкой защитных кожухов, что значительно увеличивает плотность всей системы и предотвращает возможность разбрызгивания масла;

- маслонаполненное оборудование снабжено стационарными поддонами для сбора возможных протечек масла;

- движущиеся части оборудования имеют надежное защитное ограждение для исключения возможности травмирования персонала;

- оборудование и электрифицированная арматура на маслосистемах выполнены во взрывобезопасном исполнении;

- электрооборудование и электротехнические устройства предусмотрены в соответствии с требованиями гл.7.3 и 7.4 ПУЭ;

Категории зданий и помещений электростанции определены согласно РД 34.03.350-98 «Перечень помещений и зданий энергетических объектов РАО «ЕЭС России» с указанием категорий по взрывопожарной и пожарной опасности», НПБ 105-03 «Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности» и СП12.13130.2009 "Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности", утв. Приказом МЧС РФ от 25.03.2009г. № 182.

Для обеспечения безопасной эвакуации персонала из зданий предусмотрено необходимое количество эвакуационных коридоров и выходов в соответствии со СП56.13330.2011 и ПУЭ.

При реализации в полном объеме проектных решений при строительстве электростанции, при соблюдении эксплуатационным персоналом режимов работы технологических процессов, правил и норм противопожарной и технологической безопасности, при осуществлении постоянного контроля и поддержания в исправном состоянии оборудования и систем, предусмотренные проектные решения обеспечивают надежную и безаварийную эксплуатацию электростанции на весь назначенный нормативный срок ее работы -30 лет.

11 Описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе

Проектом рассматриваются вопросы создания распределенной автоматизированной системы управления технологическими процессами (далее АСУ ТП, система управления, система), обеспечивающей мониторинг и управление основным и вспомогательным оборудованием.

Система управления построена на базе систем автоматического управления (САУ), поставляемых в комплекте с основным технологическим оборудованием и реализована в виде многоуровневой структуры с применением современных программно-технических средств, выполняющих основные информационные и управляющие функции.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	производственном процессе					
Проектом рассматриваются вопросы создания распределенной автоматизированной системы управления технологическими процессами (далее АСУ ТП, система управления, система), обеспечивающей мониторинг и управление основным и вспомогательным оборудованием. Система управления построена на базе систем автоматического управления (САУ), поставляемых в комплекте с основным технологическим оборудованием и реализована в виде многоуровневой структуры с применением современных программно-технических средств, выполняющих основные информационные и управляющие функции.								
						25-83G1-00-TP1.1-ТЧ		Лист
								94
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Подробное описание АСУ ТП приводится в 25-83Г1-00-ТР4.1 Раздел 6 «Технологические решения. Часть 4. «Автоматизация технологических процессов».

Результаты расчетов о количестве и составе вредных выбросов в атмосферу и сбросов в водные источники приведены в том 25-83Г1-00-ООС1 Раздел 8 «Мероприятия по охране окружающей среды».

Более подробно мероприятия приведены в томе 25-83Г1-00-ООС1 Раздел 8 «Мероприятия по охране окружающей среды».

- песок, загрязненный нефтью или нефтепродуктами;
- обтирочный материал, загрязненный маслами (более 15 %);
- мусор от бытовых помещений организаций несортированный (исключая крупногабаритный);
- сварочный шлак;
- смет с территории;

Формат А4

- шлам от водоподготовки;
- остатки и огарки стальных сварочных электродов;
- фильтры мембранные обратного осмоса из разнородных полимерных материалов, отработанные при водоподготовке;
- отходы песка, незагрязненного опасными веществами;
- фильтрующие элементы из полипропилена отработанные при водоподготовке;
- светодиодные лампы.
- и т.д.

При организации системы обращения с отходами необходимо изыскивать возможности для минимизации количества образующихся отходов, принимая во внимание следующую схему:

- по возможности предотвращать или уменьшать количество образующихся отходов непосредственно на месте;
- по возможности осуществлять повторное использование или утилизацию экологически приемлемыми способами;
- перерабатывать экологически приемлемыми способами.

Захоронение отходов рассматривается как крайняя мера и должно осуществляться экологически приемлемыми способами.

Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению с указанием класса опасности отходов приведены в томе 25-83G1-00-ООС1 Раздел 8 «Мероприятия по охране окружающей среды».

15 Перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергетической эффективности к устройствам, технологиям и материалам, используемым в производственном процессе, позволяющих исключить нерациональный расход энергетических ресурсов

Блок ПГУ-225 технически сложный, особо опасный производственный объект электроэнергетической отрасли (п. 10.1. ст. 48.1 Градостроительного кодекса РФ) повышенного уровня ответственности, в состав которого входит оборудование, как потребляющее топливно-энергетические ресурсы, так и вырабатывающее энергетические ресурсы.

Перечень основного оборудования блока ПГУ-225, потребляющего топливно-энергетические ресурсы указан в таблице 27.

Таблица 27 Перечень основного оборудования блока ПГУ

Наименование оборудования	Вид потребляемого топливно-энергетического ресурса	Вид вырабатываемого топливно-энергетического ресурса	Тип энергопотребляющего объекта (оборудования и сооружения)
Газотурбинная установка	Природный газ,	Электрическая энергия	активный
Паровой котел-утилизатор	-	Тепловая энергия	пассивный
Паротурбинная установка	Тепловая энергия	Электрическая энергия	активный
Оборудование, преобразующее и передающее электрическую	Электрическая энергия	-	пассивный

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							25-83G1-00-ТР1.1-ТЧ		Лист
											96
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

энергию (трансформаторы, КРУЭ и т.д.)			
Оборудование для освещения зданий и сооружений	Электрическая энергия	-	активный
Оборудование для отопления, вентиляции и ГВС зданий и сооружений	Тепловая и электрическая энергия	-	активный

Настоящий раздел «Перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергетической эффективности к устройствам, технологиям и материалам, используемым в производственном процессе, позволяющих исключить нерациональный расход энергетических ресурсов» выполнен в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 27.05.2022 № 963 г. Москва

«О внесении изменений в Положение о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию и признания утратившими силу отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации» и п. 22.10_1 Положения о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию, утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87.

При разработке раздела использованы следующие нормативные документы:

- СП50.13330.2012 (СНиП 23-02-2003) «Тепловая защита зданий»;
- СП 23-101-2004 «Проектирование тепловой защиты зданий»;
- СП60.13330.2010 (СНиП 41-01-2003) «Отопление, вентиляция и кондиционирование»;
- СП131.13330.2012 (СНиП 23-01-99*) «Строительная климатология».

Применение парогазовой технологии обеспечивает использование топлива (природного газа) с максимально возможной эффективностью. Технологической схемой предусмотрена утилизация тепловых сбросов от устанавливаемого на электростанции энергетического оборудования в объеме требований ВНТП-81 «Нормы технологического проектирования тепловых электростанций».

Технологическое оборудование, принято в соответствии с требованиями современных стандартов по эффективности, экологической безопасности.

Главный корпус блока ПГУ-225 ТЭС представляет собой отдельно стоящее здание и состоит из следующих помещений, связанных между собой единым технологическим процессом:

- машинного отделения;
- котельного отделения;
- трубопроводного отделения;
- электротехнических помещений;
- -помещение блока отключающей арматуры (БОА).

Компоновочными решениями предусматривается сомкнутая компоновка главного корпуса, характеризующаяся тем, что турбинное и котельное помещения примыкают к расположенному между ними трубопроводному отделению. При использовании сомкнутой компоновки территория ТЭС уменьшается за счёт сокращения протяжённости внешних коммуникаций. Так же для сомкнутой компоновки за счет уменьшения периметра наружных стен и числа колонн здания значительно снижается объем главного корпуса.

Основными ресурсами для технологических нужд блока ПГУ-225 МВт ТЭС являются:

Взам. инв. №		Подп. и дата		Инв. № подл.		25-83G1-00-TP1.1-ТЧ						Лист
												97
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата							

- Топливо:
 - основное/резервное – природный газ
 - вода для охлаждения пара в конденсаторе и охлаждения вспомогательного оборудования;
 - химобессоленная вода для восполнения потерь пароводяного контура при работе;
 - смазочные материалы для основного и вспомогательного оборудования;
 - сжатый воздух;
 - пар СН низкого давления для пусковых операций.
 - электроэнергия, потребляемая электрическими насосными агрегатами, которые участвуют в технологическом процессе, и электрифицированной арматурой.

В составе объекта предусматривается:

- Строительство хозяйства газового топлива;
- Строительство склада масла в таре для хранения требуемых запасов масла систем газовых и паровых турбин и трансформаторов;
- Строительство воздушной компрессорной станции в контейнерном исполнении, для получения сжатого воздуха;
- Строительство ремонтных мастерских;
- Строительство технологических эстакад.

Предлагаемые компоновочные решения главного корпуса ТЭС обеспечивают удобный и безопасный доступ для технического обслуживания технологического оборудования, удобство и механизацию ремонтных работ, соблюдение правил противопожарной безопасности и требований норм безопасности труда, современных стандартов по эффективности и экологической безопасности.

Компоновочные решения приняты оптимальными с точки зрения эксплуатации и обслуживания оборудования, рационального использования первичных энергоресурсов и снижению их удельных расходов:

- рациональное использование топлива;
- снижение расходов электроэнергии на собственные нужды и потери мощности в электрической сети;
- применение замкнутых циклов использования воды, пара, конденсата;
- уменьшение расходов исходной технологической и обессоленной воды.

Снижение расходов электроэнергии на собственные нужды достигается за счет оптимального выбора высокоэкономичного основного и вспомогательного оборудования, а также оптимизации пусковых, наладочных и эксплуатационных режимов работы оборудования на разных нагрузках, а также автоматизация работы оборудования.

Рациональному использованию первичных энергоресурсов способствуют следующие мероприятия:

- применение современных теплоизоляционных материалов;
- максимальное применение в системах отопления, вентиляции и кондиционирования рециркуляции воздуха в зависимости от сезона и времени суток;
- автоматизация работы систем отопления, вентиляции и кондиционирования;
- применение в допустимых случаях дежурного отопления в нерабочее время.

Конструкция тепловой изоляции оборудования и трубопроводов и выбор современных эффективных теплоизоляционных материалов отвечают требованиям энергоэффективности, эксплуатационной надежности и долговечности, безопасности для окружающей среды и обслуживающего персонала при эксплуатации, выдерживают без снижения теплозащитных свойств и разрушения различного рода воздействия в течение расчетного срока эксплуатации, а также имеют оптимальное соотношение между стоимостью теплоизоляционной конструкции и стоимостью тепловых потерь через изоляцию в течение расчетного срока эксплуатации.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							25-83G1-00-TP1.1-ТЧ	Лист
										98
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

На блоке ПГУ-225 должны быть разработаны энергетические характеристики оборудования, устанавливающие зависимость технико-экономических показателей его работы в абсолютном или относительном исчислении от электрических и тепловых нагрузок. Кроме того, на вновь вводимом блоке должны быть разработаны графики исходно-номинальных удельных расходов топлива на отпущенную электрическую энергию.

Энергетические характеристики должны отражать реально достижимую экономичность работы освоенного оборудования.

- соблюдение требуемой точности измерений расходов энергоносителей и технологических параметров;
- учет (сменный, суточный, месячный, годовой) по установленным формам показателей работы оборудования, основанный на показаниях КИП и информационно-измерительных систем;
- анализ технико-экономических показателей для оценки состояния оборудования, режимов его работы, резервов экономии топлива, эффективности проводимых организационно-технических мероприятий;
- рассмотрение с персоналом результатов работы смены, цеха, структурной единицы энергосистемы в целях определения причин отклонения фактических значений параметров и показателей от определенных по энергетическим характеристикам, выявления недостатков в работе и их устранения, ознакомления с опытом работы лучших смен и отдельных работников;
- разработка и выполнение мероприятий по повышению надежности и экономичности работы оборудования, снижению нерациональных расходов и потерь топливно-энергетических ресурсов.

Технические решения при проектировании архитектурно-строительных части приняты в соответствии с требованиями СП 50.13330-2012(СНиП 23-02-2003) «Тепловая защита зданий» и СП 23-101-2004 «Проектирование тепловой защиты зданий».

Для минимизации расхода тепла на отопление и вентиляцию предусматривается использование рециркуляции воздуха, учета тепловыделения, поступающего от оборудования и трубопроводов, применение автоматической работы отопительно-вентиляционных агрегатов от датчиков температуры, автоматизации приточных установок по температуре приточного воздуха, использования высокоэффективной изоляции трубопроводов.

						25-83G1-00-ТР1.1-ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		99

б) санитарно-гигиенический, включающий температурный перепад между температурами внутреннего воздуха и на поверхности ограждающих конструкций и температуру на внутренней поверхности выше температуры точки росы;

в) удельный расход тепловой энергии на отопление здания, позволяющий варьировать величинами теплозащитных свойств различных видов ограждающих конструкций зданий с учетом объемно-планировочных решений здания и выбора систем поддержания микроклимата для достижения нормируемого значения этого показателя.

Требования тепловой защиты здания будут выполнены, если в общественных зданиях будут соблюдены требования показателей «а» и «б» либо «б» и «в». В зданиях производственного назначения необходимо соблюдать требования показателей «а» и «б».

Приведенное сопротивление теплопередаче, ограждающих конструкций, а также окон следует принимать не менее нормируемых значений, определяемых в зависимости от градусо-суток района строительства.

Расчетная величина удельного расхода тепловой энергии на отопление здания может быть снижена за счет:

а) изменения объемно-планировочных решений, обеспечивающих наименьшую площадь наружных ограждений уменьшения числа наружных углов, увеличения ширины зданий, а также использования ориентации и рациональной компоновки многосекционных зданий;

б) снижения площади световых проемов зданий до минимально необходимой по требованиям естественной освещенности;

в) блокирования зданий с обеспечением надежного примыкания соседних зданий;

г) устройства тамбурных помещений за входными дверями;

д) возможности размещения зданий с меридиональной или близкой к ней ориентацией продольного фасада;

е) использования эффективных теплоизоляционных материалов и рационального расположения их в ограждающих конструкциях, обеспечивающего более высокую теплотехническую однородность и эксплуатационную надежность наружных ограждений, а также повышения степени уплотнения стыков и притворов открывающихся элементов наружных ограждений;

ж) повышения эффективности авторегулирования систем обеспечения микроклимата, применения эффективных видов отопительных приборов и более рационального их расположения;

и) выбора более эффективных систем теплоснабжения;

к) размещения отопительных приборов, как правило, под светопроемами и теплоотражательной теплоизоляции между ними и наружной стеной;

л) утилизации теплоты удаляемого внутреннего воздуха и поступающей в помещение солнечной радиации.

Парогазовая установка содержит два отдельных двигателя: паросиловой и газотурбинный. В газотурбинной установке турбину вращают газообразные продукты сгорания топлива. Топливом (основным и резервным) служит природный газ. На одном валу с турбиной находится генератор, который за счёт вращения ротора вырабатывает электрический ток. Проходя через газовую турбину, продукты сгорания отдают лишь часть своей энергии и на выходе из неё, когда их давление уже близко к атмосферному и работа не может быть ими совершена, все ещё имеют высокую температуру.

С выхода газовой турбины продукты сгорания попадают в паросиловую установку, в котел-утилизатор, где нагревают воду и образующийся водяной пар. Температура продуктов сгорания достаточна для того, чтобы довести пар до состояния, необходимого для использования в паровой турбине (температура дымовых газов около 500 °С позволяет получать перегретый пар при давлении около 67 атмосфер). Паровая турбина приводит в действие электрогенератор.

Преимуществом данной технологии является:

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	В газотурбинной установке турбину вращают газообразные продукты сгорания топлива. Топливом (основным и резервным) служит природный газ. На одном валу с турбиной находится генератор, который за счёт вращения ротора вырабатывает электрический ток. Проходя через газовую турбину, продукты сгорания отдают лишь часть своей энергии и на выходе из неё, когда их давление уже близко к атмосферному и работа не может быть ими совершена, все ещё имеют высокую температуру. С выхода газовой турбины продукты сгорания попадают в паросиловую установку, в котел-утилизатор, где нагревают воду и образующийся водяной пар. Температура продуктов сгорания достаточна для того, чтобы довести пар до состояния, необходимого для использования в паровой турбине (температура дымовых газов около 500 °С позволяет получать перегретый пар при давлении около 67 атмосфер). Паровая турбина приводит в действие электрогенератор. Преимуществом данной технологии является:					
			25-83G1-00-TP1.1-ТЧ					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Лист		
						100		

- возможность достичь электрического КПД более 60 %. Для сравнения, у работающих отдельно паросиловых установок КПД обычно находится в пределах 33-45 %, для газотурбинных установок — в диапазоне 28-42 %;
- низкая стоимость единицы установленной мощности;
- ПГУ потребляют существенно меньше воды на единицу вырабатываемой электроэнергии по сравнению с паросиловыми установками;
- короткие сроки возведения (9-12 мес.);
- нет необходимости в постоянном подвозе топлива ж/д или морским транспортом;
- более компактные размеры по сравнению с блоками ПСУ аналогичной мощности позволяют возводить в непосредственной близости от потребителя, что сокращает затраты на транспортировку электрической и тепловой энергии;
- более экологически чистые в сравнении с паротурбинными установками.

Проектной документацией предусматриваются мероприятия по рациональному использованию и уменьшению расходов первичных энергоресурсов:

- рациональное использование основного и аварийного топлива;
- уменьшение расходов электроэнергии на собственные нужды и потери мощности в электрической сети блоков;
- уменьшение расходов исходной технологической и обессоленной воды.

Рациональное использование основного топлива (природного газа) обеспечивается за счет использования технологии комбинированного производства энергии, представляющей собой производство электрической и тепловой энергии при едином процессе сгорания, а также утилизации тепла продуктов сгорания.

На вновь вводимом блоке ПГУ-225 предусматриваются узлы технического и коммерческого учёта ресурсов (тепла, воды, сточных вод, газа, пара, электроэнергии).

17 Описание и обоснование проектных решений, направленных на соблюдение требований технологических регламентов

Для соблюдения требований технологических регламентов в проекте предусмотрено следующее:

- соблюдены требования Технического регламента таможенного союза «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением» (ТР ТС 032/2013);
- соблюдены требования Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением", утвержденные приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 года N 536;
- применено оборудование, имеющее сертификаты соответствия требованиям промышленной и пожарной безопасности и подтверждение соответствия оборудования требованиям Технологических регламентов;
- устройство и эксплуатация технологических трубопроводов запроектированы с учетом требований, направленных на обеспечение промышленной безопасности;

Для управления работой и обеспечения безопасных условий эксплуатации оборудование и трубопроводы оснащаются:

- запорной арматурой;
- манометрами и преобразователями давления;
- термометрами;
- указателями уровня (сосуды);
- предохранительными клапанами;
- контроль и управление технологическим процессом обеспечивается контрольно-измерительными приборами и регулирующим оборудованием.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	- устройство и эксплуатация технологических трубопроводов запроектированы с учетом требований, направленных на обеспечение промышленной безопасности; Для управления работой и обеспечения безопасных условий эксплуатации оборудование и трубопроводы оснащаются: - запорной арматурой; - манометрами и преобразователями давления; - термометрами; - указателями уровня (сосуды); - предохранительными клапанами; - контроль и управление технологическим процессом обеспечивается контрольно-измерительными приборами и регулирующим оборудованием.							
									25-83G1-00-TP1.1-ТЧ	Лист
										101
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

Ведение технологического процесса должно осуществляться строго в соответствии с технологическими регламентами.

18 Описание мероприятий и обоснование проектных решений, направленных на предотвращение несанкционированного доступа на объект физических лиц, транспортных средств и грузов

Проектными решениями должны быть обеспечены меры по предотвращению постороннего вмешательства в деятельность ТЭС, а также по противодействию возможным террористическим актам, включающие в себя инженерно-технические средства охраны и мероприятия по обеспечению охраны, предусмотренные действующим законодательством РФ и соответствующей нормативно-технической документацией.

В период строительства ТЭС должны быть предусмотрены мероприятия, обеспечивающие безопасность объектов строительства и ПНР. Указанные мероприятия должны быть согласованы со всеми участниками технологического процесса и утверждены Заказчиком.

В период эксплуатации ТЭС все организационные мероприятия по обеспечению пропускного режима должны быть определены «Положением о внутриобъектовом и пропускном режимах», утверждённым руководителем организации. Настоящее положение является обязательным для всего персонала площадки, сторонних и сервисных организаций, производящих работы на площадке ТЭС.

Технические требования к обеспечению антитеррористической защищенности строительства и эксплуатации ТЭС определены действующим законодательством РФ и соответствующей нормативно-технической документацией.

Инв. № подл.		Подп. и дата		Взам. инв. №												
						25-83G1-00-TP1.1-ТЧ										Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата											102

Приложение А

Технические условия подключения (технологического подключения) к централизованной системе холодного водоснабжения

Приложение №1
к Договору о подключении
(технологическом присоединении)
к централизованной системе
холодного водоснабжения
от «___» _____ 20__ г.
№ 22998ДП-В

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ПОДКЛЮЧЕНИЯ (ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРИСОЕДИНЕНИЯ) К ЦЕНТРАЛИЗОВАННОЙ СИСТЕМЕ ХОЛОДНОГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ

Сведения об исполнителе:

Полное наименование: Акционерное общество «Мосводоканал»
Сокращенное наименование: АО «Мосводоканал»
ОГРН 1127747298250
Юридический адрес: 105005, Москва, Плетешковский пер., д 2
Телефон: 8-499-763-34-34
E-mail:
Заявитель: ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
"РАЗВИТИЕ ГЕНЕРАЦИИ"
Наименование объекта Строительство парогазового энергоблока 225 МВт как независимого предприятия на территории промзоны ТЭЦ-25 - филиале ПАО "Мосэнерго
Адрес объекта ул. Генерала Дорохова, д 16

Информация о точке (точках) присоединения:

существующая камера №456 на промышленном водопроводе d=1200мм, проходящем вдоль проспекта Генерала Дорохова с использованием существующего водопроводного ввода 2d=600мм №99011.

Информация о максимальной мощности (нагрузке) в возможных точках присоединения, в пределах которой исполнитель обязуется обеспечить возможность подключения подключаемого объекта: не запрашивалась.

Начальник управления по
перспективному развитию и
присоединениям АО «Мосводоканал»

Генеральный директор
ООО «Развитие генерации»

_____ А.В. Авдонин

_____ С.А. Тимошевский

М.П.
«___» _____ 20__ г.

М.П.
«___» _____ 20__ г.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-TP1.1-ТЧ	Лист	
								103

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

перспективному развитию и присоединениям АО «Мосводоканал»		ООО «Развитие генерации»	
_____ А.В. Авдонин		_____ С.А. Тимошевский	
м.п.		м.п.	
«__» _____ 20__ г.		«__» _____ 20__ г.	

ПАРАМЕТРЫ

Основание:	Заявка на подключение № 22998ДП-В
Причина обращения:	НОВОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО
Подключаемый объект:	Строительство парогазового энергоблока 225 МВт как независимого предприятия на территории промзоны ТЭЦ-25 - филиале ПАО "Мосэнерго ул. Генерала Дорохова, д 16
Кадастровый номер земельного участка	
Заявитель:	ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ "РАЗВИТИЕ ГЕНЕРАЦИИ"

Точка подключения (технологического присоединения) к централизованной системе холодного водоснабжения: в точке присоединения

Технические требования к подключаемым объектам, в том числе к устройствам и сооружениям для подключения, а также к выполняемым Заявителем мероприятиям для осуществления подключения:

- строительство водопровода от водопроводного ввода $2d=600\text{мм}$;
- при необходимости для снижения избыточного напора установить регулятор давления на водопроводном вводе;
- обеспечить организацию учета воды;
- обеспечение наружного и внутреннего пожаротушения объекта, принимая во внимание заявленные расходы, с учетом предоставленного баланса водопотребления и водоотведения, предусмотреть от существующих и/или проектируемых в рамках данного договора водопроводных сетей;
- проверить пропускную способность водопроводного ввода $2d=600\text{мм}$ и внутриплощадочных водопроводных сетей гидравлическим расчетом с учётом заявленных нагрузок производственных нужд, внутреннего и наружного пожаротушения. При необходимости предусмотреть дополнительные технические мероприятия;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	заявленных нагрузок производственных нужд, внутреннего и наружного пожаротушения. При необходимости предусмотреть дополнительные технические мероприятия;						
						25-83G1-00-TP1.1-ТЧ			Лист
Изм.	Кол. вч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				104

Работы в месте физического соединения (в точке подключения) объектов централизованных систем холодного водоснабжения, создаваемых (реконструируемых) АО "Мосводоканал" в рамках договора о подключении (технологическом присоединении) или принадлежащих АО "Мосводоканал" существующих объектов такой системы с объектами, создаваемых, либо принадлежащих Заявителю, выполняются Заявителем.

- выполнить все мероприятия, предусмотренные приложением № 3 к договору. Мероприятия должны быть выполнены в сроки, установленные приложением № 3.

Нарушение Заявителем условий подключения путем невыполнения предусмотренных разделом II приложения № 3 перечня мероприятий является существенным нарушением условий договора.

Проектирование и строительство водопроводных сетей вести в соответствии с требованиями СТО 03324418 0001-2024 и нормативными документами.

Технические требования к комплексной защите водомерных узлов

1. Требования к счётчикам воды

1.1. Требования к счётчикам воды с диаметрами условного прохода от 15 до 200 мм

1.1.1. Конструктивно счетчики должны иметь антимагнитную защиту от внешних магнитных воздействий, что подтверждается соответствующей записью в эксплуатационной документации.

1.1.2. Для счётчиков воды с диаметрами условного прохода от 25 до 200 мм, датчик импульсов должен обеспечивать регистрацию потока воды, как в прямом, так и в обратном направлении.

1.2. Требования к счётчикам воды с диаметрами условного прохода более 200 мм

1.2.1. Результат измерений должен быть выведен на дисплей, являющийся частью прибора учёта. Индикация всякого результата должна быть понятной, однозначной и сопровождаемой такими отметками и надписями, чтобы давать пользователю представление о степени важности для него результата. В нормальных условиях применения выданный результат должен быть легко читаемым. Дополнительные показания допускается выдавать при условии, что они не могут быть ложно приняты за контролируемые показания.

1.2.2. Для контроля работоспособности приборов учета в обязательном порядке, кроме значений расхода в режиме накопления, на жидкокристаллическом дисплее должны отображаться следующие параметры:

- время наработки прибора (время отключения электропитания);
- архив расхода (часовой, суточный, годовой).

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

						25-83G1-00-TP1.1-ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		105

1.3. Счетчики, предназначенные для применения с дистанционной системой считывания, должны быть оборудованы в любом случае метрологически контролируемой системой индикации, доступной без специальных инструментов для пользователя.

2. Требования к обводной задвижке

2.1. Степень герметичности обводной задвижки должна соответствовать классу А по ГОСТ 9544-2015 "Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов";

2.2. Обводная задвижка должна иметь возможность опломбировки за корпусные детали и шпиндель. Конструктивно это должно быть реализовано наличием сквозных отверстий в шпинделе и в верхней части крышки или корпуса (при цельнолитом исполнении) на приливах (рёбрах), при помощи которых производится опломбирование задвижки таким образом, чтобы после закрытия затвора нельзя было осуществить открытие его без повреждения пломбы. Задвижка должна быть заводского изготовления, гарантирующего безопасную эксплуатацию в течение всего срока службы.

2.3. Электропривод обводных задвижек, при наличии, должен быть оборудован ручным дублёром и указателем положения затвора.

3. Требования к водомерным узлам, направленные на обеспечение защиты от несанкционированного вмешательства в их работу и позволяющие выполнить опломбирование при приёмке в эксплуатацию

3.1. Все фланцевые соединения в пределах водомерного узла, должны иметь хотя бы один болт с отверстием в стержне.

3.2. Присоединительные гайки счётчиков воды с муфтовым присоединением должны иметь отверстие для опломбирования.

Технические требования к организации учета воды при комплексном развитии территорий

В соответствии с п.п. 6 и 7 статьи 11 Федерального закона от 23.11.2009 №261-ФЗ "Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации", в случае комплексного развития территории Заявителю следует обеспечить обязательную организацию учета холодного водоснабжения в каждом возводимом (строящемся) здании (объекте) комплексной застройки.

Также размещение основного узла учета воды следует предусматривать на границе эксплуатационной ответственности, как правило на границе земельного участка, в пределах землеотвода, в освещенном, отапливаемом, гидроизолированном помещении (павильоне), приспособленном для обслуживания и снятия показаний, вне камеры/колодца.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	организацию учета холодного водоснабжения в каждом возводимом (строящемся) здании (объекте) комплексной застройки. Также размещение основного узла учета воды следует предусматривать на границе эксплуатационной ответственности, как правило на границе земельного участка, в пределах землеотвода, в освещенном, отапливаемом, гидроизолированном помещении (павильоне), приспособленном для обслуживания и снятия показаний, вне камеры/колодца.					
						25-83G1-00-TP1.1-ТЧ		Лист
								106
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Если устройство отдельного павильона не представляется возможным, то, при соответствующем обосновании, узел учета воды может быть размещен в камере/колодце. При этом обязательным условием является обеспечение дистанционного снятия показаний и контроля работы прибора учета воды без спуска контролера в камеру.

В случае поэтапного ввода в эксплуатацию возводимых объектов подбор типа и калибра основного прибора учета (водосчетчика) на весь объем строительства, в обязательном порядке следует осуществлять исходя из подключаемых объемов водопотребления каждой очереди (этапа) строительства, с учетом сроков их реализации.

При этом, во избежание нестабильной работы прибора учета воды при малых расходах и потерь объёмов воды при незначительном водопотреблении на начальном этапе строительства, значение расчетного среднечасового расхода на каждом этапе строительства должно находиться между минимальным и эксплуатационным значениями расходов воды прибора учета согласно паспортным данным и требованиям раздела 12 СП 30.13330.

Габариты и пропускную способность узла учета воды следует рассчитать исходя из пропуска максимального объема водопотребления при полном развитии застройки.

Предъявлять АО "Мосводоканал":

- до начала работ для определения технического состояния и качества: трубы, фасонные части, конструктивные элементы колодцев, металлоконструкции, арматуру, запорную арматуру и другое применяемое при строительстве оборудование и материалы, а также сертификаты и паспорта на них;
- выполнение скрытых работ по строительству внутриплощадочных сетей в полном объеме: основания под трубопроводы, упоры, гидроизоляцию колодцев, камер, вязку арматурных каркасов, сварные швы, телевизионный контроль и т.д.;
- гидравлические испытания трубопроводов в соответствии с СП 129.13330.2019;
- исполнительную документацию в составе:
 - Акты на скрытые работы по устройству оснований, фундаментов, упоров, уплотнений грунтов, изоляции и др.;
 - Сертификаты и технические паспорта на трубы, арматуру, оборудование и материалы;
 - Акты гидравлических испытаний коммуникаций и сооружений на прочность и герметичность;
 - Журнал производства работ;
 - Исполнительная документация законченного строительством объекта с решением Комитета по архитектуре и градостроительству города Москвы

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Сертификаты и технические паспорта на трубы, арматуру, оборудование и материалы; • Акты гидравлических испытаний коммуникаций и сооружений на прочность и герметичность; • Журнал производства работ; • Исполнительная документация законченного строительством объекта с решением Комитета по архитектуре и градостроительству города Москвы					
						25-83G1-00-TP1.1-ТЧ		Лист
								107
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

- Акт технической приемки законченного строительством объекта;
- Гарантийный паспорт строительной организации на сдаваемый объект с указанием срока ответственности за скрытые дефекты;
- План подвала со схемой узла учета воды.

Разрешаемый отбор объема холодной воды и режим водопотребления (отпуска воды) на хозяйственно-бытовые нужды 16.035,54 м³/сут; 185,6 л/с

Счетчики воды должны быть оснащены интерфейсным соединением RS-485 для возможности подключения к автоматизированной системе учета потребления ресурсов.

Перечень мер по рациональному использованию холодной воды, имеющий рекомендательный характер:

В целях экономии воды на внутренних системах водоснабжения предусматривать: обеспечение гидростатического напора в системе хозяйственно-питьевого водопровода на отметке наиболее низко расположенного санитарного прибора не более 40 м в.ст. в соответствии с МГСН 2.01-99. Технические решения по обеспечению указанного напора должны быть решены проектом в разделе водосберегающие мероприятия, в том числе, и применение квартирного регулятора давления (КРД) со степенью надежности и долговечности не менее 20 лет.

Границы эксплуатационной ответственности по водопроводным сетям АО "Мосводоканал" и Заявителя в течение срока действия договора о подключении: в точке присоединения.

[illegible]

Информация о наличии сетей водопровода в зоне проведения работ

водопроводный ввод 2d=600мм №99011

В случае необходимости сноса (выноса) инженерных сетей и (или) сооружений, принадлежащих АО "Мосводоканал" на праве собственности, Застройщик обязан после утверждения границ строительной площадки и посадки проектируемых зданий, сооружений или линейных объектов, до начала разработки проектной документации и выполнения работ по подготовке строительной площадки обратиться в АО "Мосводоканал" с Заявкой и заключить Соглашение о компенсации потерь (далее по тексту - СКП) по объекту по форме, утвержденной и размещенной на сайте <http://www.mosvodokanal.ru/>.

Застройщик обязан: в установленном СКП порядке, размере и сроке компенсировать АО "Мосводоканал" все его расходы и убытки.

В случае наличия в проекте технического решения о сносе/выносе водопроводных и/или канализационных сетей, сооружений, зданий, оборудования или иного имущества (далее по тексту - Объекты), принадлежащего на праве собственности городу Москве, мероприятия по сносу/выносу Объектов обеспечиваются Застройщиком с обязательным соблюдением требований постановлений Правительства Москвы от 29.06.2010 №540-ПП "Об утверждении положения об управлении объектами нежилого фонда, находящимися в собственности города Москвы" и от 15.12.2015 № 861-ПП "О порядке осуществления денежной компенсации городу Москве в связи со сносом инженерных сетей и сооружений, сооружений связи, линий связи и сетей связи, объектов электросетевого хозяйства, находящихся в собственности города Москвы, осуществляемых в процессе строительства объектов капитального строительства".

Начальник управления по
перспективному развитию и
присоединениям АО «Мосводоканал»

Генеральный директор
ООО «Развитие генерации»

_____ **А.В. Авдонин**

м.п.

«___» _____ 20___ г.

_____ **С.А. Тимошевский**

м.п.

«___» _____ 20___ г.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
						25-83G1-00-TP1.1-ТЧ	Лист	
							109	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

**ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ
(В ТОМ ЧИСЛЕ ТЕХНИЧЕСКИХ) ПО ПОДКЛЮЧЕНИЮ
(ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ ПРИСОЕДИНЕНИЮ) ОБЪЕКТА
К ЦЕНТРАЛИЗОВАННОЙ СИСТЕМЕ ХОЛОДНОГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ**

№ п/п	Наименование мероприятия	Состав выполняемых мероприятий	Сроки выполнения
I. Мероприятия АО «Мосводоканал»			
1	_____	_____	_____
II. Мероприятия Заявителя			
1	Разработка проектной документации и согласование с АО «Мосводоканал» водопроводных сетей	Определить проектом	17 месяцев
2	Строительство водопровода		
3	Монтаж водомерного узла		

Начальник управления по перспективному развитию и присоединениям АО «Мосводоканал»

Генеральный директор
ООО «Развитие генерации»

_____ **А.В. Авдонин**
м.п.
«___» _____ 20__ г.

_____ **С.А. Тимошевский**
м.п.
«___» _____ 20__ г.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
										110
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ТР1.1-ТЧ				

- Действующими техническими регламентами и стандартами в области теплоэнергетики.

7. Срок действия технических условий

3 (три) года с даты подписания.

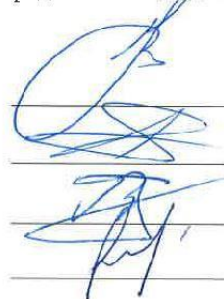
Приложение: Схема хим.обессоленной воды в пределах БЗК №2145

Заместитель главного инженера по
технологии и развитию

Заместитель главного инженера по
оперативной эксплуатации

Начальник производственно-технического
отдела

Начальник котлотурбинного цеха



А.А. Копылов

И.В. Вовченко

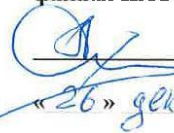
В.В. Гуров

Д.А. Эйзлер

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-TP1.1-ТЧ			113

Приложение В **Технические условия на подключение (технологического подключения) к** **общестанционному коллектору пара собственных нужд 13 ата**

УТВЕРЖДАЮ
Главный инженер ТЭЦ-25-
филиал ПАО «Мосэнергo»

 **А.В. Шувалов**
 «26» декабря 2025

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ **На подключение (техническое присоединение)** **к общестанционному коллектору пара собственных нужд 13 ата** **ТЭЦ-25-филиал ПАО «Мосэнергo»**

Объект:

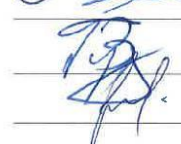
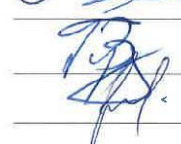
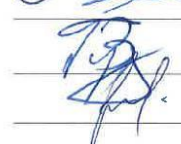
«Строительство парогазового энергоблока мощностью 225 МВт, как независимого предприятия на территории промзоны ТЭЦ-25 – филиала ПАО «Мосэнергo»»

1. **Источник пара:**
Общестанционный коллектор пара собственных нужд 13 ата ТЭЦ-25-филиал ПАО «Мосэнергo» (Дн=377х9, сталь 20).
2. **Точка подключения:**
Коллектор пара собственных нужд 13 ата, расположенный в деаэрационной этажерке, на отметке +15м, между рядами Б-В, ось 32 главного корпуса ТЭЦ-25. Конкретную точку подключения определить проектом.
3. **Максимальный расход пара**
16т/ч (тонн в час)
4. **Параметры в точке подключения:**
 - Давление Р=16 кгс/см²;
 - Температура Т=299°С.
5. **Требования к проектированию**
Проектом предусмотреть:
 - установку запорной арматуры на трубопроводе подключения;
 - установку приборов учёта тепловой энергии и теплоносителя в точке максимально приближенной к точке подключения (определяется проектом).
6. **Нормативные документы:**
Проект выполнить в соответствии с:
 - СП 124.13330.20212 «Тепловые сети».
 - Действующими техническими регламентами и стандартами в области теплоэнергетики.
7. **Срок действия технических условий**
3 (три) года с даты подписания.

Приложение: Схема паропроводов собственных нужд Блока 250 МВт Блока-7 №2004

Заместитель главного инженера по
технологии и развитию
Заместитель главного инженера по
оперативной эксплуатации
Начальник производственно-технического
отдела

Начальник котлотурбинного цеха

 **А.А. Копылов**
 **И.В. Всвченко**
 **В.В. Гуров**
 **Д.А. Эйзлер**

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Приложение: Схема паропроводов собственных нужд Блока 250 МВт Блока-7 №2004 Заместитель главного инженера по технологии и развитию Заместитель главного инженера по оперативной эксплуатации Начальник производственно-технического отдела Начальник котлотурбинного цеха   А.А. Копылов И.В. Вsevченко В.В. Гуров Д.А. Эйзлер					
			25-83G1-00-TP1.1-ТЧ					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Лист		
						114		