

ОТЧЕТ

о прохождении практики

обучающимся группы _____

(код и номер учебной группы)

(фамилия, имя, отчество обучающегося)

Место прохождения практики:

Образовательная автономная некоммерческая организация
высшего образования «Московский технологический институт»

(полное наименование организации)

Руководитель практики от Института:

(фамилия, имя, отчество)

Заведующий кафедрой

(ученая степень, ученое звание, должность)

1. Индивидуальный план-дневник учебной (технологической) практики

Индивидуальный план-дневник практики составляется обучающимся на основании полученного задания на практику в течение организационного этапа практики (до фактического начала выполнения работ) с указанием запланированных сроков выполнения этапов работ.

Отметка о выполнении (слово «Выполнено» удостоверяет выполнение каждого этапа практики в указанное время. В случае обоснованной переноса выполнения этапа на другую дату, делается соответствующая запись («Выполнение данного этапа перенесено на... в связи с...»)).

Таблица индивидуального план-дневника заполняется шрифтом TimesNewRoman, размер 12, оформление – обычный строковый интервал – одинарный, отступ первой строки абзаца – нет.

№ п/п	Содержание этапов работ, в соответствии с индивидуальным заданием на практику	Дата выполнения этапов работ	Отметка о выполнении
1	Описать объект.		выполнено
2	Описать принципиальную технологическую схему работы объекта.		выполнено
3	Выбрать одну из подсистем технологической схемы и описать ее технологическую цепочку.		выполнено
4	Описать назначение, внешний вид, принцип работы и характеристики теплоэнергетического и теплотехнического оборудования, входящего в исследуемую подсистему.		выполнено
5	Провести расчет КПД котла, оценить потери тепла от химического и механического недожога топлива, потери в окружающую среду через поверхности и с уходящими газами.		выполнено
6	Описать свойства конструкционных материалов		выполнено

	по ГОСТу, используемому в теплоэнергетике и теплотехнике, на примере материалов оборудования, используемого на объекте в исследуемой подсистеме (характеристики материала паро-, газо- и водопроводов, лопаток турбоагрегатов и т.д.).		
7	Описать основные электрические и неэлектрические величины, за которыми ведется контроль на ТЭЦ, в частности, в рамках исследуемой подсистемы.		выполнено
8	Оформить отчет (текст, рисунки, чертежи).		выполнено
9	Сдать отчет.		выполнено

« ____ » _____ 202__ г.

Обучающийся _____

(подпись)

И.О. Фамилия _____

2.Технический отчет

(характеристика проделанной обучающимся работы, выводы по результатам практики)

За период прохождения практики была проанализирована работа Мурманской ТЭЦ, построенная по плану ГОЭЛРО специалистами треста «Коммунэнергострой» в 1934 году, впервые обеспечила бесперебойное электроснабжение Мурманска.



Рис. 1. АО «Мурманская ТЭЦ»

Работа Мурманской ТЭЦ во многом способствовала развитию города, его быстрому промышленному и культурному росту, превращению в современный благоустроенный город – центр Кольского края. АО «Мурманская Тэц» зарегистрирована 1 октября 2005 г. регистратором ИНСПЕКЦИИ ФЕДЕРАЛЬНОЙ НАЛОГОВОЙ СЛУЖБЫ ПО Г. МУРМАНСКУ.

Руководитель организации: генеральный директор Назаров Станислав Валентинович.
Юридический адрес АО «Мурманская Тэц» - 183038, Мурманская область, г. Мурманск, ул. Шмидта, д.14.

Основным видом деятельности является «Производство, передача и распределение пара и горячей воды кондиционирование воздуха», зарегистрировано 28 дополнительных видов деятельности. Организации АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «МУРМАНСКАЯ ТЭЦ» присвоены ИНН 5190141373, ОГРН 1055100064524, ОКПО 76975649.

Мурманская ТЭЦ — крупнейший поставщик тепловой энергии Мурманской области, снабжает тепловой энергией 75% города Мурманска (теплоэлектроцентраль), расположена в городе Мурманске. АО «Мурманская ТЭЦ» — дочернее общество ПАО «ТГК-1».

При входе газопроводов на территорию ТЭЦ предусматривается узел учёта газа УУГ. В здании УУГ, помимо двух газопроводов, предусмотрена линия малых расходов по 150 мм, рассчитанная на пусковой режим одного или двух водогрейных котлов.

На каждом газопроводе предусмотрены точки контроля давления, температуры и расходомерные шайбы, входящие в систему коммерческого учёта «АСКУЭР». На входе и выходе газопроводов в УУГ расположены отключающие задвижки с электроприводом.

Для газоснабжения турбин типа V64.3 А подведён газ давлением 26 бар или 2,6 МПа. Поэтому на площадке ТЭЦ предусматривается установка газодожимающей компрессорной станции (ДКС), где давление газа будет поднято до необходимого для сжигания в газовых турбинах.

Газ подводится от УУГ по двум трубопроводам диаметром 600 мм, на каждом газопроводе перед ДКС установлены скрубберы для очистки газа. Газ подводится к коллектору в здании ДКС с секционирующей задвижкой для возможности подключения от каждого газопровода двух компрессоров. Перед главным корпусом расположен блок отключающей арматуры газовых турбин.

От нагнетательного коллектора ДКС газ по двум трубопроводам диаметром 300 мм, один из которых является резервным, подводится к коллектору в здании блока отключающей арматуры.

В случае понижения давления перед турбинами в качестве буферных ёмкостей может быть использован газосодержащий трубопровод 300 мм, так и объём резервного трубопровода от отключающей арматуры до турбин. От коллектора организована разводка газа к каждой турбине с секционирующей задвижкой для возможности подачи газа от каждого газопровода к трём турбинам.

После блока отключающей арматуры газ поступает в главный корпус отдельным трубопроводам к каждой газовой турбине.

Для водогрейного котла-утилизатора и двух водогрейных котлов КВ-ГАМ-70-150 построен газорегуляторный пункт ГРП, где давление газа понижается до 0,15 МПа. В ГРП приняты одна рабочая нитка регулирования, одна резервная и линия малого расхода с регуляторами фирмы «FIORENTINI». На входе в здании ГРП расположены две нитки фильтров грубой и тонкой очистки газа.

Все газопроводы имеют систему продувочных газопроводов с отключающими вентилями и штуцерами для отбора проб.

На газопроводах предусмотрены фланцевые соединения для установок заглушек с приспособлением для разжима фланцев с токопроводящей перемычкой.

Сжатый воздух для продувки газопроводов подводится от коллектора сжатого воздуха, находящегося в компрессорной собственных нужд к каждому из зданий, куда подаётся газ. На входе в здание на трубопроводе сжатого воздуха стоит вентиль, а затем к каждому газопроводу сжатый воздух подводится с помощью гибкого резинового шланга и отключающего вентиля.

После ГРП газ поступает в главный корпус для подачи к каждому водогрейному котлу типа КВ-ГМ-70-150 и к водогрейному котлу типа КВ-ГМ-175-150Н. На линии повода газа к водогрейному котлу КВ-ГМ-70-150 последовательной, согласно правилам безопасности ПБ 12-529-03, расположено следующее оборудование:

- отключающий затвор с ручным приводом
- врезка газопровода к ЗЗУ горелок
- штуцер для выхода продувочного агента
- затвор с электроприводом, задействованный в схему защиты котла
- фланцевое соединение для установки поворотной заглушки
- штуцер продувочного агента
- комбинированный регулятор давления газа со встроенным ПЗК
- регулирующий клапан расхода

На подводе газа к ЗЗУ расположено следующее оборудование:

- кран с электроприводом
- штуцер для продувочного агента
- фланцевое соединение для установки поворотной заглушки
- перемычка для подвода газа от основного газопровода
- штуцер для подвода продувочного агента
- регулятор давления газа с электроприводом

В качестве жидкого топлива на Юго-Западной ТЭЦ используется дизельное топливо марки «Л-0,2-62» ГОСТ 306-82.

ДТ является аварийным топливом и предназначено для снабжения главного корпуса в течение короткого времени при прекращении подачи на ТЭЦ основного топлива – газа.

Необходимая ёмкость запаса дизельного топлива составляет: $6 \text{ шт} \cdot 5 \text{ кг/с} \cdot 3,6 \cdot 20 \text{ ч} \cdot 5 \text{ суток} = 10800 \text{ т} = 12600 \text{ м}^3$ (в расчёте не учитывается расход дизтоплива на водогрейные котлы, поскольку они покрывают пиковую нагрузку и не работают в базовом режиме графика тепловой нагрузки).

На основании расчёта установлены четыре цилиндрических металлических бака ёмкостью 5000 м^3 , учитывая, что полезная ёмкость бака составляет около 4000 м^3 .

Управление хозяйства ДТ и контроль параметров его работы производится с ЦЩУ и

со щита, расположенного в насосной дизтоплива.

На всех напорных и всасывающих трубопроводах ДТ устанавливаются аварийные задвижки с электроприводом, опломбированные в открытом положении. Аварийные задвижки закрываются во время пожара через систему пожарной сигнализации, а также имеют возможность управления по месту.

Основные режимы работы

1. Режим «горячего резерва» - рециркуляция в главный корпус (коллектор дизтоплива в главном корпусе находится под давлением) без расхода на форсунки котлов (в работе постоянно находится только один насос, назначенный основным), поддерживая на входе в главный корпус рабочее давление около 0,9 МПа и температуру топлива в диапазоне от 5 до 47°C

2. Режим рециркуляционного разогрева топлива «резервуары – подогреватель – резервуары» для поддержания в них заданной температуры топлива (от 5 до 47°C) независимо от режима рециркуляции в главный корпус (в работе постоянно находится только один насос, назначенный насосом рециркуляции)

3. Рабочий режим подачи топлива на ТЭЦ.

Характеристика основного оборудования, установленного на Юго-Западной ТЭЦ

Первая очередь включает в себя два пусковых комплекса.

Первый пусковой комплекс состоит из двух водогрейных котлов КВ-ГМ-70-150 и КВ-ГАМ-175-150Н, тепловая мощность котлов составляет 60 Гкал/ч каждый.

Второй пусковой комплекс состоит из одного блока ПГУ-200, тепловой мощностью 135 Гкал/ч и включает в себя следующее оборудование:

- газотурбинную установку V-13 А, мощностью 65,98 МВт – 2 шт.;
- паровой котел-утилизатор Р-100/14,8-9,3/0,75/535/245 – 2 шт.;
- паротурбинную установку SST-600, мощностью 68,8 МВт – 1 шт.

Водогрейный котел КВ-ГМ-70-150

Водогрейный котёл КВ-ГМ-70-150 предназначен для подогрева сетевой воды, используемой для теплоснабжения потребителей жилищно-коммунального сектора. Котёл работает на природном газе и дизельном топливе.

Котёл работает в базовом режиме с нагревом сетевой воды от 70 до 150 градусов.

Конструкция котла предусматривает его работу под наддувом.

Два котла КВ-ГМ-70-150 работают на одну дымовую трубу.

КВ-ГМ-70-150 – котёл прямоточный, водотрубный с вертикальной топкой.

Горелочные устройства расположены на потолочном экране топочной камеры. Котёл оснащается КИП, используемыми в системе автоматического управления.

Газовая турбина является одновальной, с холодным концевым приводом, и кольцевой камерой сгорания, предназначенной для эксплуатации в сетях с частотой 50 Гц.

Конструкция с одним валом позволяет газовой турбине с помощью редуктора осуществлять непосредственный привод воздушного компрессора и электрического генератора. Сжигание газового топлива происходит в многорелочной кольцевой камере сгорания, оборудованной 24 горелками.

Окружающий воздух поступает в компрессор через воздухозаборный канал, где установлены фильтры и глушитель, компрессор поднимает его давление приблизительно до 1,6 МПа. Затем сжатый воздух направляется к горелкам, расположенным в камере сгорания.

Отработанный газ через диффузор подаётся в паровой котёл-утилизатор для выработки пара.

Генератор с воздушным охлаждением по замкнутому контуру с статическим возбуждением. Газовая турбина оснащена вспомогательными системами, обеспечивающими работу турбины во всех проектных режимах.

Характеристики газовой турбины типа V64.3 А представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Характеристики газовой турбины типа V64.3 А

Наименование величины	Размерность	Величина	
		При температуре наружного воздуха +15°C	При температуре наружного воздуха -26°C
1.Мощность на клеммах генератора	МВт	35,5	76,70
2.КПД на клеммах генератора	%	34,65	35,38
3.Расход уходящих газов	Кг	189,00	211,00
4.Температура уходящих газов	°С	588,00	560,00

Паровой котёл-утилизатор Пр-100/14,8-9,3/0,75/535/245

Котёл-утилизатор предназначен для утилизации теплоты, содержащейся в выхлопных газах газовой турбина типа V64.3А и выработки пара, подаваемого в паровую турбину.

Котёл-утилизатор двухконтурный, без промперегрева, с газовым подогревателем конденсата (ГПК) и встроенным в барабан низкого давления деаэрационным устройством. Котёл с принудительной циркуляцией в испарительных контурах высокого и низкого давлений, однокорпусный, вертикального профиля, подвеской.

Подвешивается к собственному каркасу, выполненному на высокопрочных болтах.

Поверхности нагрева котла-утилизатора выполнены из труб с наружным просечным спирально-ленточным оребрением. Расположение теплообменных труб поверхностей нагрева горизонтальное.

Котёл-утилизатор оснащён системами: непрерывной продувки из барабана ВД и аварийного слива воды и барабанов ВД и НД.

Котёл-утилизатор оснащён предохранительными устройствами.

Рабочий диапазон изменения нагрузки котла-утилизатора соответствует диапазону нагрузок газотурбинной установки 100-50% от номинальной.

Характеристики парового котла-утилизатора Пр-100/14,8/9,3/0,75/535/245 представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Характеристики парового котла-утилизатора Пр-100/14,8-9,3/0,75/535/245

Наименование величины	Размерность	Величина
1. Нагрузка ГТУ	%	100
2. Температура наружного воздуха	°С	+15
3. Режим работы паровой турбины		Конденсационный
4. Температура газов на входе в КУ	°С	588
5. Расход газов	Кг/ч	189
6. Давление пара ВД за котлом	МПа	9,4
7. Давление пара НД за котлом	МПа	0,85
8. Температура конденсата на входе ГП	°С	42,6
Наименование величины	Размерность	Величина
9. Контур высокого давления		
9.1. Номинальная производительность	т/ч	100
9.2. Температура пара на входе	°С	535,0
10. Контур низкого давления		
10.1. Номинальная производительность	т/ч	14,8
10.2. Температура пара на выходе	°С	245
11. Температура дымящих газов	°С	94

Безотходный котёл КВ-ГМ-175-150Н предназначен для нагрева сетевой воды, идущей на регенерацию. Для улучшения экологических показателей применена рециркуляция газов на всас дутьевого вентилятора.

В состав котельной установки, поставляемой ОАО «Подольский машиностроительный завод», входит собственно котёл и вспомогательное оборудование котельной установки.

В состав вспомогательного оборудования входят: дутьевые вентиляторы, калориферная установка, газозовдухопроводы с клапанами и компенсаторами и другое

оборудование по согласованию с Заказчиком.

Котёл выполнен однокорпусным, газоплотным из цельносварных панелей. Котёл предназначен и рассчитан для работы под избыточным давлением в топке.

Таблица 3 – Характеристики водогрейного котла КВ-ГАМ_175-150Н

№ п/п	Наименование, размерность	Величина			
		Основное и резервное топливо – природный газ Аварийное – дизельное топливо			
		Автономный режим		Сбросной режим	Утилизационный режим
		Природный газ	Дизельное топливо	Природный газ	Природный газ
1.	Номинальная теплопроизводительность, Гкал/ч	150		190	87,4
2.	Расход сетевой воды за котлом, т/ч	1860		2350	2350
3.	Давление воды за котлом, МПа (кгс/см²)	не менее 1 (10)			
4.	Температура воды на входе в котел, °С	70		70	70
5.	Температура воды на выходе в котел, °С	150		150	107
6.	Температура уходящих газов (справочная), °С	100±7	155±7	100±7	100±7
7.	Расчетный КПД (брутто), %	95,6	87,7	90	83
8.	Гидравлическое сопротивление при номинальной теплопроизводительности не более, МПа (кгс/см²)	0,24 (2,5)		0,39 (4)	
9.	Габаритные размеры котла, мм: — глубина по осям котлов; — ширина по осям колонн; — высота котла по отметке верхней балки каркаса котла	7,0 8,5 24,5			

Паровая турбина SST-600 имеет следующие конструктивные характеристики:

- Турбина одноцилиндровая
- Проток пара – аксиальный
- Стопорные клапаны с гидравлическими серводвигателями для полного выключения пара перед клапанами регулирования в случае аварии или останов турбины

- Входной пар подводится сверху или снизу
- Входные клапаны регулирования односедельные
- Подвод добавочного пара осуществляется сверху
- Регулируемый отбор направляется вниз
- Нерегулируемый отбор направляется вверх
- Выходной пар направляется вниз, прямо в конденсатор.

Турбоагрегат оснащён поверхностным конденсатором, обеспечивающим конденсацию выхлопного пара турбины.

Генератор 2-полюсной с воздушно-водяными охладителями.

Характеристики паровой турбины SST-600 представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Характеристики паровой турбины SST-600

Наименование величины	Размерность	Величина	
		При работе в конденсационном режиме	При работе в теплофикационном режиме
Входной пар на фланце турбины			
Давление номинальное	МПа	9,1	9,1
Температура номинальная	°С	533	533
Расход пара	т/ч	207,2	207,8
Добавочный пар на фланце турбины			
Давление номинальное	МПа	0,82	0,72
Температура номинальная	°С	262,7	262,7
Расход пара	т/ч	30,72	30,72
Нерегулируемый отбор			
Давление	МПа	—	0,197
Температура	°С	—	138,2
Наименование величины	Размерность	Величина	
		При работе в конденсационном режиме	При работе в теплофикационном режиме
Расход пара	т/ч	—	43,68
Регулируемый отбор на фланце турбины			
Давление номинальное	МПа	—	0,115
Температура	°С	—	103,6
Максимальный расход пара	т/ч	—	80,24

Выхлоп турбины			
Расход пара	т/ч	238,0	27,26
Остальные параметры			
Расход охлаждающей воды на конденсатор	т/ч	15 700	11 800
Температура охлаждающей воды	°С	29	29
Давление охлаждающей воды	МПа	0,2	0,2
Мощность на клеммах генератора	кВт	68 800	28 500
Напряжение	кВ	10,5	10,5
Коэффициент мощности (cos φ)	—	0,80	0,80
Эксплуатационные обороты турбины	об/мин	3 000	3 000
Предельные обороты турбины для срабатывания автомата безопасности	об/мин	3 300	3 300
Эксплуатационные обороты генератора	об/мин	3 000	3 000
Направление оборотов турбины	Левовращающийся – против часовой стрелки (CCW) (если смотреть на турбину на генератор)		

Турбинный (машинный) цех является одним из главных цехов ТЭЦ как в технологическом процессе выработки электрической и тепловой энергии, так и в организационной структуре электростанции.

Машинный цех – место сосредоточения наибольшей пожарной нагрузки. Здесь имеются системы смазки генераторов, машинное масло, электроизоляция обмоток генераторов и другая электроаппаратура и устройств.

При использовании системы водородного охлаждения существует опасность образования взрывоопасных концентраций как внутри генераторов, так и производственном цехе. Взрывоопасной является смесь при содержании водорода в воздухе от 4 до 75%.

Масло в машинном цехе применяется для смазки подшипников различных механизмов и находится в системе трубопроводов под давлением до 4 Мпа, поэтому выход его из трубопроводов может привести к образованию масляного тумана.

Пожары в машинных цехах в основном связаны с нарушениями целостности систем смазки и регулирования турбоагрегатов, содержащих масло.

Причиной взрыва может быть воспламенение водорода при выходе под давлением из

узкой щели вследствие образования электростатического разряда.

Здание котлотурбинного цеха № 1 (далее Главный корпус) состоит из четырех основных частей, а именно:

- Турбинное отделение (366 х 42 х 27,6 м);
- Хозяйство дизельного топлива (366 х 12 х 41,4 м);
- Котельное отделение (366 х 70 х 43,8 м);
- Дымососное отделение (366 х 21,8 х 21,6 м)

Здание котлотурбинного цеха № 1 одноэтажное, высотой 43,8 м, второй степени огнестойкости. Стены из железобетонных панелей, фермы металлические. Перегородки кирпичные и из железобетонных плит. Перекрытие железобетонное, кровля рубероидная на битумной мастике. Утеплитель пенополистирол.

Технологическая схема котлотурбинного цеха № 1 представлена на рисунке 2.

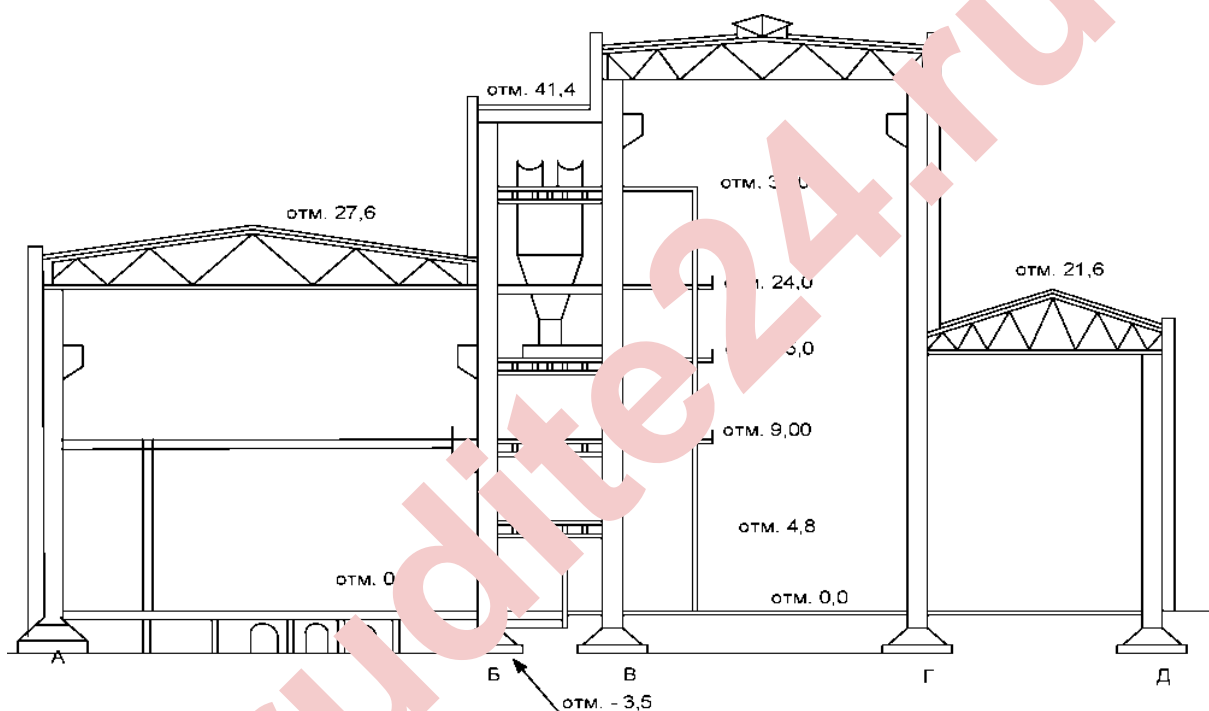


Рис. 2. Технологическая схема котлотурбинного цеха № 1

Вдоль турбинного отделения расположены 8 турбогенераторов на отм.00 м. Турбины обеспечены системой маслопроводов и маслобаков. По ряду А установлены маслонасосы, маслоохладители, маслоочистка.

Системы маслопроводов турбин проложены вблизи паропроводов высокого давления, температура пара достигает 545 °С. Задвижка маслопроводов находится на отм.-3,5 ряд АБ ось № 1. Вдоль оси турбин на отм.-3,5 м проходит кабельный подвал (кабельные трассы напряжением 6 кВ.). Остекление стеклоблоки фронтально со стороны блочно-

насосной №1,2,3.

Бункерное располагается между рядами Б и В с отметки 15,00 до 32,00м, вдоль всего котлотурбинного цеха, бункерное отделение оборудовано 64 бункерами объемом наполнения 60 м² каждый бункер дизельного топлива.

В хранилище дизельного топлива ТЭЦ горючие паровоздушные концентрации могут образоваться около резервуаров при их заполнении дизельным топливом, при повышении температуры окружающей среды, а также при повреждениях корпуса резервуара, его крыши или трубопроводов и при аварийных переливах резервуаров.

Горючие концентрации паров дизельного топлива с воздухом могут образовываться сравнительно быстро при повышенных температурах наружного воздуха весной и летом, в результате чего резко возрастает их выброс через дыхательные клапаны резервуаров и емкостей, а также интенсивность испарения дизельного топлива при его разливе.

Если выбрасываемые пары не будут быстро рассеиваться, то это может привести к образованию взрывоопасной концентрации на большой площади резервуарного парка.

Штилевая погода и потоки воздуха, прижимающие к поверхности земли, создают благоприятные условия для образования взрывоопасных концентраций, так как пары дизельного топлива тяжелее воздуха и над поверхностью земли образуется газовое облако, которое может распространяться на значительные расстояния от места выхода паров.

Пожароопасная загазованность прилегающей территории может возникнуть преимущественно при больших выбросах, когда происходит мощный выброс паровоздушной смеси в атмосферу при значительной концентрации в ней горючих паров.

Пожар в резервуаре в большинстве случаев начинается со взрыва паровоздушной смеси. На образование взрывоопасных концентраций внутри резервуаров оказывают существенное влияние физические свойства хранимого дизельного топлива, конструкция резервуара, технологические режимы эксплуатации, а также климатические и метеорологические условия.

Взрыв в резервуаре приводит к подрыву (реже срыву) крыши с последующим горением всей поверхности горючей жидкости. При этом даже в начальной стадии, горение нефтепродуктов в резервуаре может сопровождаться мощным тепловым излучением в окружающую среду, а высота светящейся части пламени составлять 1 – 2 диаметра горящего резервуара.

Горение может возникнуть на дыхательной арматуре, местах соединения пенных камер со стенками резервуара, других отверстиях или трещинах в крыше или стенке резервуара при концентрации паров нефтепродукта в резервуаре выше верхнего

концентрационного предела распространения пламени, а также разряды статического и атмосферного электричества.

Распространение пожара в обваловании характеризуется скоростью распространения пламени по разлитому нефтепродукту.

После 10 – 15 мин воздействия пламени происходит потеря несущей способности маршевых лестниц, выход из строя узлов управления коренными задвижками и хлопушами, разгерметизация фланцевых соединений, нарушение целостности конструкции резервуара, возможен взрыв в резервуаре.

Котельное отделение является производственным помещением с повышенной взрыво- и пожароопасностью. Факторами, определяющими повышенную опасность, являются: наличие трубопроводов и оборудования с высоким давлением и температурой; током и возникновением коротких замыканий электромеханического оборудования; возможность взрыва метана; возможность возгорания масла.

В отношении взрывоопасности наиболее опасны участки установки котлов.

В отношении пожароопасности наиболее опасны: маслостанции; газопроводы; отметки котлоагрегатов в районе расположения горелок; топливо хозяйство дизельного топлива и резервуары с ним; оборудование маслостанции и кабельные каналы.

В период отстоя котлов после ремонта (то есть перед их розжигом) горючая среда может образоваться из-за утечек топлива из форсунок и горелок.

При наличии в системе топливной среды воздушных или водяных пробок в ходе работы котла может произойти обрыв пламени, и топливо будет поступать не сгонная. Аналогичная ситуация может произойти при засорении форсунок.

В котельном отделении располагаются котельные установки. Располагаются по отметкам с 00 по 39 от 00. На одну котельную установку работают по 4 мельницы расположены на 00 от 00.

Для управления работой, обеспечения безопасных условий и расчетных режимов эксплуатации котлы должны быть оснащены:

- указателями уровня воды;
- манометрами;
- приборами для измерения температуры среды;
- запорной и регулирующей арматурой;
- приборами безопасности;
- питательными устройствами.

Стены топочной камеры экранированы трубами с размером 60 х 5 из стали 20 с

шагом трубы 69 мм. Пол топочной камеры выполнен охлаждаемым из труб фронтного и заднего экранов, которые смыкаются между собой в середине топки. В дымососном отделении ТЭЦ располагаются дутьевые вентиляторы (ДВ) для отвода продуктов сгорания из котельных установок.

В основе работы современных теплосиловых установок, использующих в качестве рабочего тела водяной пар, лежит цикл, предложенный шотландским инженером У. Ренкиным.

Схема простейшей паросиловой установки, работающей по циклу Ренкина, включает в себя паровой котел 1 с пароперегревателем 2, паровую турбину 3, конденсатор 4 и питательный насос 5.

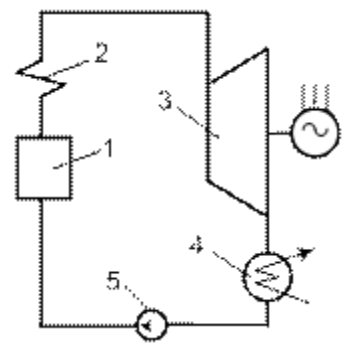


Рис. 3. Схема простейшей паросиловой установки

В паровом котле за счет тепла продуктов сгорания топлива питательная вода нагревается до температуры кипения (процесс 1-4 на рис. 3), затем превращается в пар (4-5).

Образующийся в котле пар со степенью сухости, близкой к $x = 1$, направляется в пароперегреватель, где осуществляется подсушка и перегрев пара до температуры T_1 (5-1). Весь процесс подвода тепла 1-4-5 протекает при одном и том же давлении ($p_1 = \text{const}$).

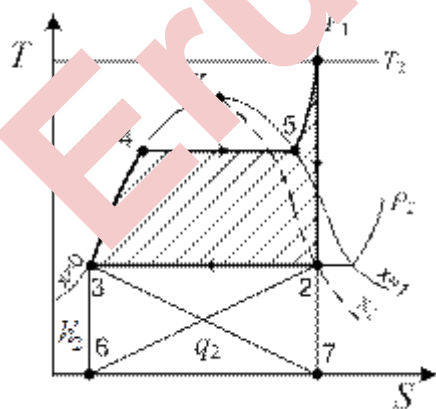


Рис.4. Цикл Ренкина в T, s - диаграмме

Далее пар с параметрами p_1 , T_1 поступает в турбину, где расширяется до давления p_2 и совершает работу.

Процесс расширения 1–2 в проточной части турбины протекает в идеальном цикле Ренкина адиабатно, без потерь, следовательно, $s_1=s_2$. Работа расширения пара используется на вращение ротора электрического генератора.

После турбины пар с давлением p_2 и степенью сухости x_2 поступает в конденсатор, где осуществляется изобарно-изотермный процесс конденсации 2–3. Внутренняя поверхность трубок конденсатора охлаждается циркуляционной водой, а пар конденсируется в межтрубном пространстве.

Образующийся конденсат откачивается питательным насосом, который повышает его давление и подает в котел.

Процесс повышения давления воды в насосе в T, s - диаграмме не изображен, так как в точке 3 изобары p_1 и p_2 практически сливаются. Кроме того, работа насоса весьма мала в сравнении с работой расширения пара в турбине, поэтому из рассмотрения ее можно исключить.

Эффективность полученного цикла оценивается термическим КПД, определяемым по общей формуле: $\eta_t = 1/q_1 = (q_1 - q_2)/q_1$.

Подведенное в цикле тепло q_1 отражается на T, s - диаграмме площадью 3–4–5–1–7–6. Поскольку процесс подвода тепла осуществляется изобарно, то количество тепла равно разности энтальпий начала и конца процесса: $q_1 = h_1 - h_3$.

Энтальпия точки 3 представляет собой энтальпию кипящей жидкости при давлении p_2 , поэтому можно записать: $h_3 = h_{2'}$.

Отведенное от рабочего тела в конденсаторе тепло (площадка 3–2–7–6) запишется как $q_2 = h_2 - h_{2'}$.

Подставляя значения q_1 и q_2 в исходное уравнение, получаем формулу термического КПД идеального цикла Ренкина

$$\eta_t = \frac{h_1 - h_2}{h_1 - h_{2'}}$$

Величину термического КПД цикла Ренкина удобно определять с помощью h, s - диаграммы. По заданным начальным параметрам p_1 и t_1 находят точку 1 и определяют энтальпию h_1 . Через точку 1 проводят вертикальную линию до пересечения с изобарой p_2 .

Полученный отрезок 1–2 характеризует процесс адиабатного расширения пара в проточной части турбины.

В точке 2 определяют энтальпию h_2 . Разность энтальпий h_1-h_2 представляет собой располагаемый теплоперепад h_0 .

Энтальпия конденсата h_2' определяется по температуре насыщения t_2 , соответствующей давлению p_2 . При $t_2 < 100$ °С с достаточной точностью можно принимать $h_2' = 4,19t_2$ кДж/кг.

Подставляя значения h_1 , h_2 и h_2' в последнее уравнение, получают численное значение η_t .

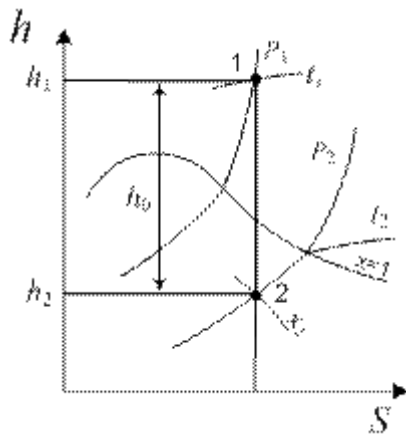


Рис. 5. Определение КПД цикла Ренкина с помощью h - S диаграммы

Даже при высоких начальных параметрах пара (p_1 около 23 МПа и t_1 примерно 550 °С) и малом конечном давлении ($p_2=0,003-0,005$ МПа) термический КПД цикла Ренкина не превышает величины $\eta_t=0,45-0,47$. С учетом же тепловых, механических и электрических потерь общий КПД установки составляет всего 22–25,35.

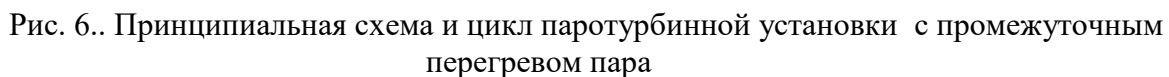
Отсюда становится ясным, что помимо повышения начальных параметров пара и поддержания вакуума в конденсаторе необходимо изыскивать и другие пути совершенствования паросиловых установок.

Одним из таких совершенствований является применение промежуточного перегрева пара.

Перегретый пар с параметрами p_1 , t_1 подается в часть высокого давления турбины I (рис. 6.) где расширяется до некоторого промежуточного давления $p_{п}$.

Затем пар вновь направляется в котельный агрегат, где в пароперегревателе ПП2 осуществляется вторичный его перегрев примерно до той же температуры t_1 , однако при меньшем давлении $p_{п}$.

В части низкого давления II пар расширяется до конечного давления p_2 .



Другими словами, применение промперегрева пара уменьшает влажность в конце расширения, что благоприятно сказывается на работе последней ступени турбины.

Анализируя цикл в T, s -диаграмме, можно заметить, что дополнительная часть цикла $a-b-2-c$, образуемая за счет промеперегрева, увеличивает термический КПД всего цикла, если средняя температура подвода тепла в процессе $a-b$ больше, чем средняя температура подвода тепла основной части цикла.

Формула термического КПД цикла с промперегревом пара (в соответствии с обозначениями рис. 5) имеет вид:

$$\eta_t = \frac{1}{q_i} = \frac{h_1 - h_a + h_b - h_2}{h_1 - h_a + h_b - h_2},$$

Основными факторами, обуславливающими ползучесть различных металлов, являются величины действующего напряжения, температуры и времени. В цветных

металлах и сплавах ползучесть происходит даже при комнатной температуре, в углеродистых сталях она наблюдается при температурах 350-400 °С, а в легированных - при более высоких температурах в зависимости от химического состава и технологии изготовления стали или сплава, термической обработки, степени загрязненности, величины зерна структурных составляющих и др.

Допускаемые напряжения металла детали, работающей в условиях ползучести, должны находиться в пределах периода установившейся ползучести. С повышением напряжения при постоянной температуре степень первоначального растяжения и последующее нарастание пластических деформаций увеличиваются

Характер разрушений (транскристаллитный, интеркристаллитный, смешанный) при высоких температурах зависит не только от температуры, но и от ряда других факторов: от напряжения; времени, в течение которого напряжения действуют на металл; скорости ползучести. В настоящее время температура равной прочности не рассматривается как некоторая определенная величина, постоянная для данного металла.

После длительной работы в условиях ползучести разрушение металла происходит обычно по границам зерен и носит интеркристаллитный характер.

Деформация при разрушении углеродистых сталей после длительной нагрузки в условиях высоких температур достигает 4-6 %; углеродистых молибденовых и хромомолибденовых - 2-4 %. Исходя из этого скорость ползучести должна быть выбрана с таким расчетом, чтобы деформация за время эксплуатации была меньше деформации, наблюдаемой при разрушении металла в условиях ползучести.

Предельные напряжения, вызывающие заданную деформацию, определяются путем экстраполяции результатов испытаний длительность которых обычно составляет 1000-2500 ч.

Исследования большого числа труб поверхностей нагрева котлов и прямых участков трубопроводов, разрушившихся или получивших повреждения из-за ползучести при высоких температурах показывает, что первые трещины всегда зарождаются в поверхностных слоях.

К такому же выводу приводят исследования изломов и шлифов цилиндрических образцов, испытанных на длительную прочность при растяжении, а также трубчатых образцов, разрушенных при испытании внутренним давлением на длительную прочность в лабораторных условиях.

В поверхностных слоях пластическая деформация протекает в других условиях, чем во внутренних объемах - каждый кристаллит может относительно свободно перемещаться, так как стеснен лишь с трех сторон другими кристаллитами.

Если это явление не играет решающей роли при пластической деформации в области низких температур, когда связь между кристаллитами по их границам очень сильна, то при высоких температурах, когда наблюдается интеркристаллитное скольжение, более легкое перемещение поверхностных кристаллитов в процессе ползучести может служить одной из основных причин, приводящих к образованию трещин в поверхностных слоях.

При относительно низких температурах и высоких напряжениях накопление деформации при ползучести происходит путем сдвигов и, в конечном счете, путем перемещения дислокаций.

При высоких температурах и малых приложенных напряжениях основным механизмом накопления пластической деформации служит диффузионная подвижность атомов. И в этом, и в другом случае поверхностные слои должны служить местом образования первых трещин. Хорошо известно, что дислокации, имеющие выход на свободную поверхность кристалла, обладают повышенной подвижностью, т. е. для приведения их в движение требуется меньшее напряжение, чем для приведения в движение дислокации в середине кристалла.

Выход серии дислокаций по одной плоскости скольжения на поверхность образца может инициировать образование трещин на свободной поверхности.

Диффузионная подвижность атомов по наружной поверхности также значительно выше, чем по границам зерен. Поэтому перемещение атомов и вакансий должны образовываться на поверхности образца или детали.

Подтверждением того, что поверхностные слои являются областью накопления дефектов и что именно отсюда начинается разрушение, может служить известный факт повышения срока службы образцов при испытании на длительную прочность при периодическом травлении поверхности.

С повышением температуры сопротивление ползучести сталей уменьшается. Предельные температуры использования некоторых материалов приведены в табл. 5.

Таблица 5 - Предельные температуры применения некоторых металлов в условиях длительной ползучести

Материал	Предельная температура, °С
Углеродистые стали	450
Перлитные стали (молибденовые, хромомолибденовые)	480-510
Жаропрочные перлитные стали	535-580
Стали мартенситного класса, с содержанием Сг не менее 12 %	600
Аустенитные стали	600-750

Кратковременный перегрев металла способствует значительному увеличению деформации, что может повлечь разрушение материала в более короткий период.

Для повышения окалиностойкости сталь легируют элементами, которые благоприятным образом изменяют состав и строение окислы.

Так, в результате введения в сталь соответствующих количеств хрома, алюминия или кремния, обладающих большим сродством к кислороду, чем железо, в процессе окисления на поверхности образуются плотные окислы Cr_2O_3 , Al_2O_3 или SiO_2 , диффузия сквозь которые происходит с трудом.

Образовавшаяся тонкая пленка из этих окислов затрудняет процесс дальнейшего окисления. Чем выше содержание хрома, алюминия или кремния в стали, тем выше окалиностойкость стали и тем выше может быть рабочая температура.

Бериллий, кобальт, титан и медь очень сильно тормозят окисление. При высоких температурах интенсифицировать процесс окисления могут вольфрам, молибден, а также ванадий. Это объясняется летучестью или легкоплавкостью их окислов.

Наблюдения за скоростью окисления железа при различных температурах позволили установить, что с увеличением температуры самое медленное окисление наблюдается при аустенитной структуре. Она является наиболее жаростойкой по сравнению с другими.

Важно, что жаростойкость, столь существенно зависящая от состава стали или сплава, не зависит от его структуры, т. е. это свойство структурно нечувствительное.

Жаростойкими являются высоколегированные хромистые стали ферритного и мартенситного класса, хромоникелевые и хромомарганцевые стали аустенитного класса. Чем больше хрома содержит сталь, тем выше максимальная температура ее применения и больше срок эксплуатации изделий.

Углеродистые стали для изготовления деталей котлов, вспомогательного оборудования и трубопроводов широко применяются низкоуглеродистые стали.

Низкоуглеродистые стали содержат до 0,25 % углерода, до 0,8 % марганца и до 0,4 % кремния (стандихе после раскисления), а также вредные примеси - до 0,055 % серы и до 0,045 % фосфора. Эти стали хорошо поддаются обработке давлением, гибке и правке в горячем и холодном состоянии, хорошо свариваются.

Низкоуглеродистые стали относительно дешевы, не дефицитны и обладают удовлетворительными механическими свойствами при комнатной и повышенных температурах (до 450 °C).

В котлостроении низкоуглеродистая сталь, поставляемая по ГОСТ 1050-88, 5520-79, применяется после нормализации для элементов котлов низкого и среднего давления, а

также в виде листа и проката элементов котлов и трубопроводов, работающих при относительно низких температурах и давлениях.

Стальные листы применяются для изготовления корпусов котлов низкого давления, для барабанов и их днищ, для плоских донышек коллекторов, для многих элементов котлов, не подверженных нагрузкам внутренним давлением, а также для изготовления корпусов сосудов давления, входящих в состав котельной установки (деаэраторов, барботеров, фильтров водоподготовки и др.).

Для изготовления котлов низкого давления используются листы из углеродистой стали обыкновенного качества Ст2кп, Ст3кп, ВСт3кп, ВСт3пс, Ст3сп, Ст3Гпс и др.

В табл. 6 приведены марки углеродистых сталей и область их применения.

Таблица 6 - Область применения некоторых углеродистых сталей, ГОСТ 1050-88, 5520-79

Марка	Область применения
ВСт3Гпс	Фасонный и листовой прокат толщиной 10-36 мм для несущих элементов сварных конструкций, работающих при переменных нагрузках и температуре до 425 °С, при условии гарантированной свариваемости.
ВСт3кп	Для изготовления котлов низкого давления, работающих при температуре до 300 °С.
10 15	Изготовление котлов высокого давления, трубопроводы и др. детали, работающие длительным сроком при температуре до 450 °С.
12К 16К	Изготовление деталей, частей котлов и сосудов, работающих под давлением при комнатной, окружающей и пониженной температурах.
15К 20К	Применяется для изготовления фланцев, днищ, цельнокованых и сварных барабанов, паровых котлов, корпусов аппаратов и других деталей котлостроения и сосудов, работающих под давлением при температуре до 450 °С.
35	Элементы крепежа и соединительные элементы (фланцы, шпильки, болты), работающие при температуре до 300 °С.
15Л 25Л 45Л	Корпуса паровых турбин, арматура паропроводов, диафрагмы, обоймы.

Для изготовления элементов котлов с более высокими параметрами пара применяются листы из сталей 10, 15, 15К, 20К, а также стальные листы, поставляемые по специальным техническим условиям.

Качественные углеродистые стали используют для изготовления крепежных деталей корпусов ЦВД и ЦСД (фланцы, шпильки, болты), работающих при температуре менее 300 °С.

Материал этих деталей должен обладать высоким пределом текучести, обеспечивающим упругое растяжение при затяжке, высокой релаксационной стойкостью, обеспечивающей плотность разъема в период между капитальными ремонтами, малой склонностью к появлению трещин в резьбе. Углеродистые конструкционные стали марок 15Л, 20Л, 45Л и др. используют для получения деталей и элементов паровых турбин, получаемых методом литья.

Таким образом, цель практики достигнута, а задачи решены в полном объеме

Список литературы и используемых источников

1. Авдюнин, Е.Г. Источники и системы теплоснабжения: тепловые сети и тепловые пункты: [16+] / Е.Г. Авдюнин. – Москва; Вологда: Инфра-Инженерия, 2023. – 301 с.: ил., табл., схем. – URL: <https://biblioclub.ru/>
2. Боруш, О.В. Парогазовые установки: учебное пособие / О.В. Боруш, О.К. Григорьева; Новосибирский государственный технический университет. – Новосибирск: Новосибирский государственный технический университет, 2023. – 64 с.: ил., табл. – URL: <https://biblioclub.ru/>
3. Григорьева, О.К. Теплоэнергетика: тепловая экономичность паротурбинных энергоблоков / О.К. Григорьева, О.В. Боруш; Новосибирский государственный технический университет. – Новосибирск: Новосибирский государственный технический университет, 2023. – 51 с.: ил., табл., схем. – URL: <https://biblioclub.ru/>
4. Гиршфельд В. Я., Морозов С. Ч. Тепловые электрические станции. М.: Энергия, 2024, 227 с.
5. Левин Е. М., Швард В. Тепловые схемы и оборудование энергетических блоков. М.: Энергия, 2024, 187 с.
6. Рыжкин В. Я. Тепловые электрические станции. М.: Энергоатомиздат, 2023, 328 с.
7. Официальный сайт АО «Мурманская ТЭЦ» (<https://www.murmantec.com/>)

«__» _____ 202__ г.

Подпись

ФИО обучающегося

3. Основные результаты выполнения задания на практику

В этом разделе обучающийся описывает результаты анализа (аналитической части работ) и результаты решения задач по каждому из пунктов задания на практику.

Текст в таблице набирается шрифтом TimesNewRoman, размер 12, оформление – обычное, межстрочный интервал – одинарный, отступ первой строки абзаца – нет.

№п/п	Результаты выполнения задания по практике
1	Составлен паспорт объекта исследования. Описано местоположение, собственник, статус, дата ввода в эксплуатацию, виды основного и резервного топлива, основные потребители тепло-и электроэнергии, основные технико-экономические показатели, в частности, установленная тепловая и электрическая мощность, годовая выработка тепловой и электрической энергии, расход на собственные нужды, КПД, параметры пара и электрической энергии.
2	Составлена и описана принципиальная технологическая схема работы объекта исследования
3	Установленная электрическая мощность объекта исследования – тепловая мощность – 470 Гкал/ч Основное генерирующее оборудование ТЭЦ: - Энергоблок ПГУ-200; - Энергоблок ПГУ-300; - Два пиковых водогрейных котла КВГМ-70-150; - Энергоблок ГТ – ТЭЦ.
4	Оборудование приспособлено к быстрому набору нагрузки в период дефицита мощности в энергосистеме, а также к быстрому сбросу в период избытка. Это позволяет станции участвовать в системном регулировании. Режим «горячего резерва» – рециркуляция в главный корпус (коллектор дизтоплива в главном корпусе находится под давлением) без расхода на форсунки котлов (в работе постоянно находится только один насос, назначенный основным), поддерживая на входе в главный корпус рабочее давление около 0,9 МПа и температуру топлива в диапазоне от 5 до 47°С Режим рециркуляции для подогрева топлива «резервуары – подогреватель – резервуар» для поддержания в них заданной температуры топлива (от 5 до 47°С) независимо от режима рециркуляции в главный корпус (в работе постоянно находится только один насос, назначенный насосом рециркуляции) Рабочий режим подачи топлива на ТЭЦ.
5	Утвержденным проектом предусмотрена выдача электрической мощности на генераторном напряжении 10 кВ для обеспечения электроснабжением прилегающих кварталов объекта исследования. Выдача тепловой мощности осуществляется двумя тепло магистралями в соответствии с договором теплоснабжения.
6	Тепловая мощность объекта исследования 470 Гкал/ч: установленная тепловая мощность энергоблока №1 ПГУ-200 - 135 Гкал/ч; установленная тепловая мощность энергоблока №2 ПГУ-300 - 215 Гкал/ч; установленная тепловая мощность двух

	пиковых водогрейных котлов КВГМ 70/150 - 120 Гкал/ч.
7	После ГРП газ поступает в главный корпус для подачи к каждому водогрейному котлу типа КВ-ГМ-70-150 и к водогрейному котлу типа КВ-ГМ-175-150Н. На линии повода газа к водогрейному котлу КВ-ГМ-70-150 последовательной, согласно правилам безопасности ПБ 12-529-03, расположено следующее оборудование: – отключающий затвор с ручным приводом – врезка газопровода к ЗЗУ горелок – штуцер для выхода продувочного агента – затвор с электроприводом, задействованный в схему защиты котла – фланцевое соединение для установки поворотной заглушки – штуцер продувочного агента – комбинированный регулятор давления газа со встроенным ПЗК – регулирующий клапан расхода На подводе газа к ЗЗУ расположено следующее оборудование: – кран с электроприводом – штуцер для продувочного агента – фланцевое соединение для установки поворотной заглушки – перемычка для подвода газа от основного газопровода – штуцер для подвода продувочного агента – регулятор давления газа без расхода Первый пусковой комплекс состоит из двух водогрейных котлов КВ-ГМ-70-150 и КВ-ГМ-175-150Н, тепловая мощность которых составляет 60 Гкал/ч каждый. Второй пусковой комплекс состоит из одного котла ПГУ-200, тепловой мощностью 135 Гкал/ч и включает в себя следующее оборудование: – газотурбинную установку В-200, мощностью 65,98 МВт – 2 шт.; – паровой котел-утилизатор П-100/14,8-9,3/0,75/535/245 – 2 шт.; – паротурбинную установку СТ-600, мощностью 68,8 МВт – 1 шт.
8	Описаны химические составы и физические свойства природного газа и мазута, используемого в качестве основного и резервного топлива на ТЭЦ. Рассмотрены вопросы хранения резервного топлива, вопросы транспортировки основного и резервного топлива и связанные с этим риски
9	Изучить свойства конструкционных материалов, применяемых в теплоэнергетике и теплотехнике на примере материалов оборудования, используемого на объекте в исследуемой подсистеме. В частности, изучить свойства, обеспечивающие устойчивость к воздействию температуры и рабочей среды (жаропрочность, жаро- и коррозионностойкость). Изучить ГОСТы на конструкционные материалы используемые в теплоэнергетике и теплотехнике.
10	Оформлен дневник и отчет о прохождении практики

4. Заключение руководителя от Института

Руководитель от Института дает оценку работе обучающегося исходя из анализа отчета о прохождении практики, выставляя балл от 0 до 20 (где 20 указывает на полное соответствие критерию, 0 – полное несоответствие) по каждому критерию. В случае выставления балла ниже пяти, руководителю рекомендуется сделать комментарий.

Итоговый балл представляет собой сумму баллов, выставленных руководителем от Института на этапе прохождения практики и сдачи отчета.

№ п/п	Критерии	Балл (0...20)	Комментарии (при необходимости)
1	Понимание цели и задач задания на практику.		
2	Полнота и качество индивидуального плана и отчетных материалов.		
3	Владение профессиональной терминологией при составлении отчета.		
4	Соответствие требованиям оформления отчетных документов.		
5	Использование источников информации, документов, библиотечного фонда.		
	Итоговый балл:		

Особое мнение руководителя от Института (при необходимости):

Обучающийся по итогам учебной (технологической) практики заслуживает оценку
« _____ ».

« » _____ 202__ г.

Руководитель от Института

(подпись)

И.О. Фамилия