

Образовательная автономная некоммерческая организация  
высшего образования

«МОСКОВСКИЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ»

---

**ОТЧЕТ**  
**о прохождении учебной практики**

по профессиональному модулю ПМ.01 Организация и выполнение работ по  
эксплуатации и ремонту электроустановок  
шифр и номер группы

Иванов Иван Иванович  
(Ф.И.О)

---

8 (800) 100-62-72  
1006272@mail.ru

## Содержание

1. Краткая характеристика о профильном организации .....	3
2. Организационная структура профильной организации .....	5
3. Профессиональные компетенции электромонтажника (электромонтера) отдела главного энергетика .....	6
4. Ознакомление и изучение электрооборудования и технологического оборудования организации. Анализ состояния электрооборудования организации .....	10
5. Экспериментально-практическая работа. Приобретение необходимых умений и первоначального практического опыта работы по специальности в рамках освоения вида деятельности ВД 1. Изучение организации и выполнения работ по эксплуатации и ремонту электроустановок .....	25
6. Обработка и анализ полученной информации об объекте практики и выводы и предложения по итогам прохождения учебной практики .....	35
Список использованной литературы .....	37

очно.рф  
8 (800) 100-62-72  
1006272@mail.ru

## 1. Краткая характеристика о профильном организации

Общая характеристика предприятия

Наименование предприятия - ПАО Мосэнерго филиал ТЭЦ-23.

Основной вид деятельности предприятия:

Выработка электрической и тепловой энергии.

ТЭЦ – теплоэлектроцентраль, предназначена для комбинированного производства электрической и тепловой энергии за счет использования химической энергии сжигаемого органического топлива. Особенностью работы электрических станций является то, что общее количество электрической энергии, вырабатываемой ими в каждый момент времени, почти полностью соответствует потребляемой энергии.

Основными тепловыми агрегатами паротурбинной ТЭС являются паровой котел и паровая турбина. Паровой котел представляет собой системы поверхностей нагрева для производства пара из непрерывно поступающей в него воды путем использования теплоты, выделяющейся при сжигании топлива, которое подается в топку вместе с необходимым для горения воздухом. Поступающую в паровой котел воду называют питательной водой. Питательная вода подогревается до температуры насыщения, испаряется, а выделившийся из кипящей (котловой) воды насыщенный пар перегревается.

При сжигании топлива образуются продукты сгорания – теплоноситель, который в поверхностях нагрева отдает теплоту воде и пару, называемый рабочим телом. После поверхностей нагрева продукты сгорания при относительно низкой температуре удаляются из котла через дымовую трубу в атмосферу. На ТЭЦ №23 установлены 3 дымовые трубы, 1 труба высотой 80 м, 2 трубы по 20 м.

Полученный в котле перегретый пар поступает в турбину, где его тепловая энергия превращается в механическую, передаваемую валу турбины. С последним связан электрический генератор, в котором механическая энергия превращается в электрическую. Отработавший пар из турбины направляют в конденсатор – устройство, в котором пар охлаждается водой из природного (река Белая) или искусственного (градирня) источника и конденсируется.

Конденсатным насосом конденсат перекачивают через подогреватели низкого давления (ПНД) в деаэрактор. При доведении конденсата до кипения происходит освобождение его от кислорода и углекислоты, вызывающих коррозию оборудования. Из деаэратора вода питательным насосом через подогреватели высокого давления (ПВД) подается в паровой котел. Подогрев конденсата в ПНД и питательной воды в ПВД производится паром, отбираемым из турбины, - регенеративный подогрев. Регенеративный подогрев воды также повышает к.п.д. паротурбинной установки, уменьшая потери теплоты в конденсаторе.

Таким образом, паровой котел питается конденсатом производимого им пара. Часть конденсата теряется в системе электростанции и составляет потери. На ТЭЦ часть пара, кроме того, отводится на технологические нужды промышленных предприятий и для подогрева сетевой воды на отопление и горячее водоснабжение. На ТЭЦ №2 потери пара и конденсата составляют около 3% от общего расхода пара, и для их восполнения требуется добавка воды, предварительно обрабатываемой в водоподготовительной установке.

Добавочная вода и турбинный конденсат содержат некоторые примеси, главным образом растворенные в воде соли, окислы металлов и газы. Эти примеси вместе с питательной водой поступают в котел. В процессе парообразования в воде повышается концентрация примесей, и в определенных условиях возможно их выпадение на рабочих поверхностях котла в виде слоя отложений, ухудшающего передачу через них теплоты. В процессе парообразования, кроме того, примеси воды частично переходят в пар, однако чистота пара должна быть очень высокой во избежание отложения примесей в проточной части турбины. По обеим причинам нельзя допускать большого загрязнения питательной

воды; допустимое загрязнение питательной воды и вырабатываемого пара регламентируется специальными нормами.

В число устройств и механизмов, обеспечивающих работу парового котла, входят: топливо приготавливательные устройства; питательные насосы, подающие в котел питательную воду; дутьевые вентиляторы, подающие воздух для горения; дымососы, служащие для отвода продуктов сгорания через дымовую трубу в атмосферу, и другое вспомогательное оборудование. Паровой котел и весь комплекс перечисленного оборудования составляют котельную установку. Современная мощная котельная установка представляет собой сложное техническое сооружение для производства пара, в котором все рабочие процессы полностью механизированы и автоматизированы; для повышения надежности работы ее оснащают автоматической защитой от аварий.

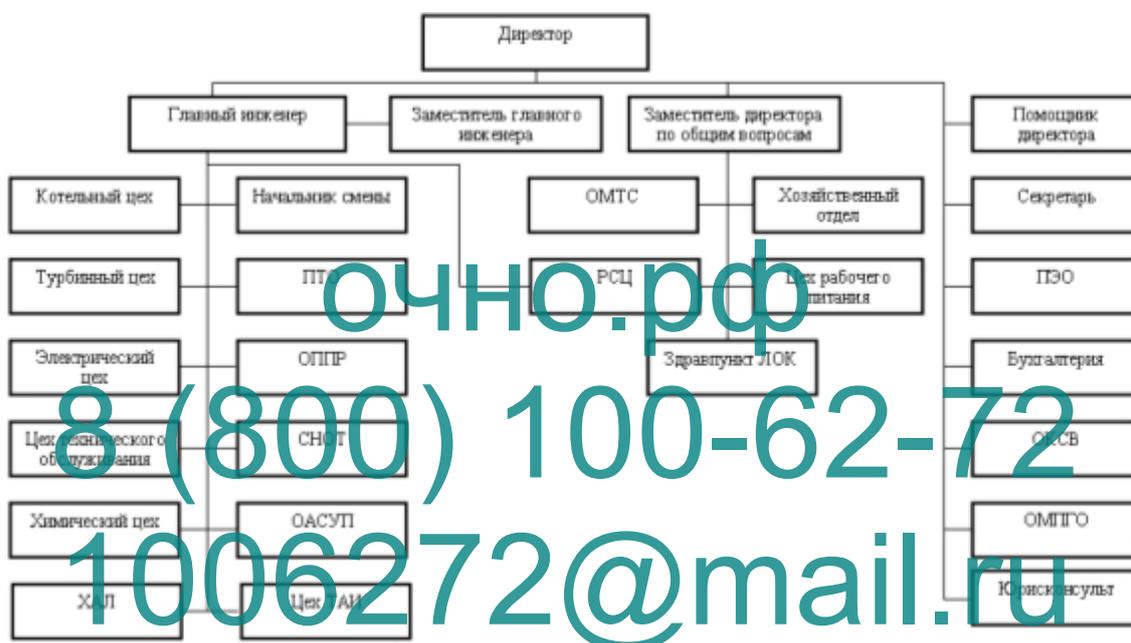
очно.рф  
8 (800) 100-62-72  
1006272@mail.ru

## 2. Организационная структура профильной организации

ТЭЦ №23 имеет в своем составе следующие структурные подразделения:

Структура предприятия:

- управление;
- котельный цех;
- турбинный цех;
- электрический цех;
- химический цех;
- цех тепловой автоматики и измерений;
- цех технического обслуживания;
- ремонтно-строительный цех;
- химико-аналитическая лаборатория;
- цех рабочего питания.



### 3. **Профессиональные компетенции электромонтажника (электромонтера) отдела главного энергетика**

Во время прохождения учебной практики ознакомился с должностной инструкцией электромонтера.

#### **ДОЛЖНОСТНАЯ ИНСТРУКЦИЯ**

##### **1. Общие положения**

1.1. Настоящая должностная инструкция определяет функциональные, должностные обязанности, права и ответственность дежурного электромонтёра подразделения «Оперативные технологии» (далее - Дежурный электромонтер)

1.2. На должность дежурного электромонтёра назначается лицо, удовлетворяющее следующим требованиям к образованию и обучению:

- среднее профессиональное образование по профилю деятельности;
- с опытом практической работы:
- не менее одного года в организациях энергетики;
- особые условия допуска к работе дежурного электромонтёра:
- удостоверение рабочего по сосудам под давлением;
  - допуск к самостоятельной работе производится на основании локального акта организации после проведения инструктажа, стажировки, проверки знаний и дублирования на рабочем месте;
  - прохождение обязательных предварительных (при поступлении на работу) и периодических медицинских осмотров (обследований), а также внеочередных медицинских осмотров (обследований) в установленном законодательством порядке;
  - удостоверение о проверке знаний нормативных документов;
  - не ниже 3-й группы по электробезопасности;

1.3. Дежурный электромонтер должен знать:

- состав и порядок ведения документации на рабочем месте;
- порядок ведения оперативных переключений в электрических схемах оборудования, обслуживания оперативным персоналом ЭС;
- нормальные и ремонтные схемы главных электрических соединений, собственных нужд, постоянного и переменного оперативного тока;
- технологические схемы систем охлаждения, вентиляции и отопления, водоснабжения, пожаротушения, воздушного хозяйства ГЭС и распределительных устройств (далее РУ);
- компоновка распределительных устройств и щитов собственных нужд;
- конструкции основного и вспомогательного оборудования РУ;
- основные принципы работы и структурные схемы релейной защиты и автоматики, противоаварийной системной автоматики;
- технико-экономические показатели ГЭС;
- порядок ведения оперативных переговоров и пользования каналами внутренней и междугородней связи;
- организация вывода оборудования из работы для ремонтов и испытаний по заявкам и ввода его в работу;
- порядок подготовки рабочих мест по всем видам ремонтных работ на электрооборудовании;
- основные параметры и режимы работы основного оборудования; генераторов, трансформаторов, реакторов;
- телесигнализация, телеизмерения и АСКУЭ;
- основные параметры и режимы работы зарядных и подзарядных устройств,

аккумуляторных батарей, устройств бесперебойного питания, их защиты, номинальные и аварийные нагрузки и напряжения;

- правила технической эксплуатации электрических станций и сетей;
- режимы работы линий электропередачи, допустимые нагрузки и напряжения, порядок включения отключившихся защитами линий электропередачи;
- классификацию кабельных изделий и область их применения;
- устройство, принцип действия и основные технические характеристики электроустановок;
- правила технической эксплуатации осветительных установок, электродвигателей, электрических сетей;
- условия приёма электроустановок в эксплуатацию;
- перечень основной документации для организации работ;
- требования техники безопасности при эксплуатации электроустановок;
- устройство, принцип действия и схемы включения измерительных приборов;
- типичные неисправности электроустановок и способы их устранения;
- технологическую последовательность выполнения ремонтных работ;
- назначение и периодичность ремонтных работ;
- методы организации ремонтных работ.
- способы и условия регулирования частоты и напряжения на шинах ГЭС.

1.4. Дежурный электромонтер должен уметь:

- производить переключения в электроустановках;
- определять отклонения/нарушения в работе электрооборудования и оборудования подстанции;
- оптимизировать потери электроэнергии на собственное потребление;
- использовать сетевые компьютерные технологии, базы данных и пакеты прикладных программ в своей предметной области;
- использовать в работе нормативную и техническую документацию в объеме, необходимом для выполнения работ;
- осуществлять приемку/сдачу монтажных работ;
- осваивать новые типы оборудования и автоматизированные системы технологического управления;
- вести обмен информацией в установленном порядке;
- соблюдать требования безопасности при производстве работ;
- оформлять документацию для организации работ и по результатам испытаний действующих электроустановок с учётом требований техники безопасности;
- осуществлять коммутацию в электроустановках по принципиальным схемам;
- читать и выполнять рабочие чертежи электроустановок;
- производить электрические измерения на различных этапах эксплуатации электроустановок;
- контролировать режимы работы электроустановок;
- выявлять и устранять неисправности электроустановок;
- планировать мероприятия по выявлению и устранению неисправностей с соблюдением требований техники безопасности
- планировать и проводить профилактические осмотры электрооборудования
- планировать ремонтные работы
- выполнять ремонт электроустановок с соблюдением требований техники безопасности;
- контролировать качество выполнения ремонтных работ;
- иметь практический опыт в организации и выполнении работ по эксплуатации и ремонту электроустановок.

– оформлять оперативную документацию в соответствии с установленными требованиями.

1.5. Дежурный электромонтер назначается на должность и освобождается от должности приказом Генерального директора ГЭС в соответствии с действующим законодательством Российской Федерации.

1.6. Дежурный электромонтер подчиняется начальнику подразделения отдела главного энергетика.

## **2. Трудовые функции**

2.1. Осуществление оперативных переключений и мониторинг состояния электрооборудования и оборудования подстанции.

## **3. Должностные обязанности**

3.1. Обеспечение установленного режима по напряжению, нагрузке, температуре и другим параметрам.

3.2. Выявление и фиксация дефектов оборудования и отклонений от нормального режима работы оборудования в зоне обслуживания.

3.3. Выполнение периодических осмотров электрооборудования и оборудования подстанции.

3.4. При выявлении отклонений работы оборудования диагностика и оперативный контроль допустимых параметров оборудования на соответствие их инструкциям по эксплуатации.

3.5. Контроль основных параметров оборудования распределительных устройств с применением других устройств и приспособлений.

3.6. Производство оперативных переключений в распределительных устройствах.

3.7. Информирование о выявленных нарушениях и отклонениях в установленном порядке.

3.8. Фиксация показателей параметров оборудования в соответствующих ведомостях и журналах.

3.9. Дополнительно

Работодатель в зависимости от специфики своей деятельности устанавливает дополнительные требования безопасности для недопущения производственных аварий и критических ситуаций во время работы оперативного персонала.

4. Права  
Дежурный электромонтер имеет право:

4.1. Запрашивать и получать необходимую информацию, а также материалы и документы, относящиеся к вопросам деятельности дежурного электромонтёра.

4.2. Повышать квалификацию, проходить переподготовку (переквалификацию).

4.3. Вступать во взаимоотношения с подразделениями сторонних учреждений и организаций для решения вопросов, входящих в компетенцию дежурного электромонтёра.

4.4. Принимать участие в обсуждении вопросов, входящих в его функциональные обязанности.

4.5. Вносить предложения и замечания по вопросам улучшения деятельности на порученном участке работы.

4.6. Обращаться в соответствующие органы местного самоуправления или в суд для разрешения споров, возникающих при исполнении функциональных обязанностей.

4.7. Пользоваться информационными материалами и нормативно-правовыми документами, необходимыми для исполнения своих должностных обязанностей.

4.8. Проходить в установленном порядке аттестацию.

## **5. Ответственность**

**Дежурный электромонтер несет ответственность за:**

5.1. Неисполнение (ненадлежащее исполнение) своих функциональных обязанностей.

5.2. Невыполнение распоряжений и поручений Генерального директора ГЭС, Главного энергетика и непосредственного начальника.

5.3. Недостоверную информацию о состоянии выполнения порученных заданий и

поручений, нарушении сроков их исполнения.

5.4. Нарушение правил внутреннего трудового распорядка, правила противопожарной безопасности и техники безопасности, установленных на Предприятие.

5.5. Причинение материального ущерба в пределах, установленных действующим законодательством Российской Федерации.

5.6. Разглашение сведений, ставших известными в связи с исполнением должностных обязанностей.

За вышеперечисленные нарушения дежурный электромонтер может быть привлечен в соответствии с действующим законодательством в зависимости от тяжести проступка к дисциплинарной, материальной, административной, гражданской и уголовной ответственности.

Настоящая должностная инструкция разработана в соответствии с положениями (требованиями) Трудового кодекса Российской Федерации от 30.12.2001 г. № 197 ФЗ (ТК РФ) (с изменениями и дополнениями), профессионального стандарта «Работник по оперативному управлению гидроэлектростанциями/гидроаккумулирующими электростанциями» утвержденного приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 13 апреля 2015 г. № 230н и иных нормативно-правовых актов, регулирующих трудовые отношения.

очно.рф  
8 (800) 100-62-72  
1006272@mail.ru

#### 4. Ознакомление и изучение электрооборудования и технологического оборудования организации. Анализ состояния электрооборудования организации

##### 4.1 Тепловая схема ТЭЦ

Тепловая схема ТЭЦ выполнена с поперечными связями по перегретому пару и питательной воде

На первой очереди /1 блок/ ТЭЦ установлены барабанные котлы типа ПК-10 /ст. № 1-5/, ПК-10-2 /ст.№ 6,7/ и турбины ПТ-30-90 /10 /ст. № 1, 2/, Р-20-90 /ст. № 3/ и ПТ-60-90/13 /ст.№ 5/.

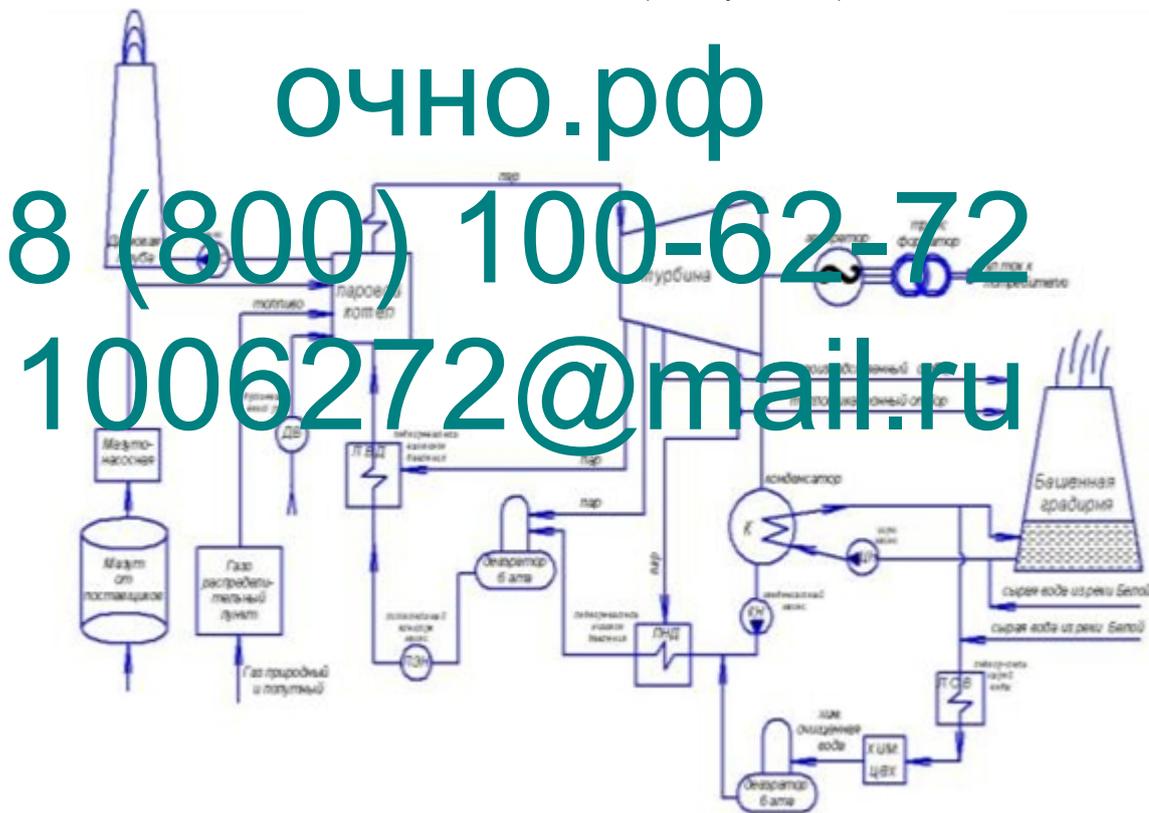
Вторая очередь /2 блок/ ТЭЦ включает котлы типа БКЗ-210/140 Ф /ст.№ 8/, ТГМ-84 /ст.№ 11-13/, ТГМ-84Б /ст.№ 14-16/ и турбины ПТ-60-130/13 /ст.№ 7 /, №6 ПТ 65/75-130/13, Р-50-130/13 /ст.№ 9,10/, ПТ 65/75-130/13 (ст.№8).

(Количество и параметры котлов и турбин приведены в Приложении №1).

Тепловая схема ТЭЦ делится на два блока.

К первому блоку относится следующее оборудование: турбоагрегаты № 1-5; Д-0,6МПа № 1-7; Д-0,12 №1-3, 12МПа; РНП 2ст. № 1-3; ПСВ №1-3; ОБ №1-4; ПБ № 1-2; БПХОВ № 1-2; БНТ 1-го блока, ПЭН № 1-7. (см. Прил. №1).

Ко второму блоку относятся: турбоагрегаты № 6-10, Д-0,6МПа; № 8-16; Д-0,12МПа № 4-6,7,8; РНП 2ст. № 4,5; БНТ 2-го блока № 2,3. (см. Прил. №1)



##### Описание тепловой схемы 1-го блока

Острый пар котлов 1-го блока с  $P_0=9,0$  МПа и  $T_0=500^\circ$  С подводится к турбинам 1-го блока ст. № 1-5. Пройдя турбины пар за исключением части пара отводимого в отборы/ конденсируется в конденсаторах турбин за исключением турбин Р-20-90 ст.№ 3, где весь пар с выхлопов турбин направляется на производство с  $P = 1,5+0,08$  МПа. Конденсат турбин конденсатными насосами подается в регенеративную установку, которая включает в себя для турбины ПТ-30-90/10 - подогреватель сальниковый /ПС-50/, основные эжекторы /ОЭ/, ПНД № 1,2,3; для турбины ПТ-60-90/13 ПС-50, ОЭ № 1,2, ПНД № 1,2,3,4.

После ПНД конденсат поступает в Д-0,6 МПа № 1-7, предназначенные для удаления растворимых газов из конденсата.

В Д-0,6 МПа направляются следующие потоки:

- конденсат турбин;
- конденсат греющего пара ПВД;
- конденсат ОБ № 1-4, ПБ № 1,2;
- конденсат ПСВ № 1-3;
- химочищенная вода, с Д-0,12 МПа подогретая до  $T = 104^{\circ}\text{C}$ .

В Д-0,12 МПа направлены следующие потоки:

- химочищенная вода с ХВО /смесь очищенного производственного конденсата и умягченной воды, и обессоленной/;

- конденсат БНТ 1 и 2 блока очищенный;
- конденсат греющего пара ПНД ТГ-1 и 2;
- конденсат калориферов котлов 1 блока и отопления;
- конденсат ПСВ № 1,2,3,4,5;

Из Д-0,6 МПа питательными насосами через ПВД турбин /ст.№ 1-5/ где подогрета до  $215^{\circ}\text{C}$  подается в водяной экономайзер котлов.

Питательной водой 1-го блока станции является суммарный поток, состоящий из:

- основного конденсата турбин;
- конденсат греющего пара ПВД и ПНД;
- конденсата ПСВ;
- конденсата греющего пара бойлеров;
- конденсата калориферов котлов и отопления;
- химочищенной воды из ХВО.

Описание тепловой схемы 1-го блока

Острый пар котлов с  $P = 14,0$  МПа и  $T = 555^{\circ}\text{C}$  подводится к турбинам /ст.№ 6-10/.

Пройдя турбины, пар, за исключением части пара отводимой в отборы 0,1-0,16 МПа, конденсируется в конденсаторах турбин, за исключением турбин Р-50-30/ст.№ 9-10/, где весь пар с выхода турбины направляется в производственный отбор с  $P = 1,3 + 0,08$  МПа.

Конденсат турбин конденсатными насосами направляется в регенеративную установку, которая включает в себя для турбин ПТ-60-130/13-ПС-50, ОЭ № 1 и 2, ПНД № 1,2,3,4, после ПНД конденсат турбин поступает в Д-0,6 МПа № 3-8.

В Д-0,6 МПа направлены следующие потоки:

- конденсат турбин;
- конденсат греющего пара ПВД;
- обессоленная вода с Д-0,12 МПа;
- конденсат БУ №3, конденсат ПОВ № 1,2;

В Д-0,12 МПа направлены следующие потоки:

- обессоленная вода из ХВО;
- конденсат греющего пара БПОВ № 3,4,
- конденсат калориферов котлов 2-го блока и отопления.

Из Д-0,6 МПа вода /через ПВД турбин ст.№ 6-10/ подается питательными насосами в водяной экономайзер котлов 2-го блока.

Питательной водой 2-го блока является суммарный поток, состоящий из:

- основного конденсата турбин 2-го блока;
- конденсата греющего пара ПВД;
- обессоленной воды из ХВО.

Величина потоков, составляющих питательную воду, не является постоянной и зависит от работы оборудования.

Восполнение пароводяных потерь в цикле электростанции производится очищенным производственным конденсатом, химобессоленной и умягченной водой.

#### 4.2 Оборудование турбинного цеха

1. Теплофикационная турбина ПТ-30-90/10 /ст.№ 1,2/ с двумя регулируемыи отборами пара /производственным и теплофикационным/, предназначенными для выработки электроэнергии и отпуска пара и тепла для нужд предприятия и отопления.

Турбина рассчитана для работы при следующих номинальных параметрах:

- давление свежего пара - 9,0 МПа;
- температура свежего пара - 500° С;
- мощность турбины 30 МВт;
- давление производственного отбора - 0,8-1,3 МПа;
- давление теплофикационного отбора - 0,12-0,25 МПа.

Турбина представляет собой одновальный, одноцилиндровый агрегат, состоящий из ЦВД, ЦСД и ЦНД. Свежий пар после котла поступает к стопорному клапану /АСК/ и по пароперепускным трубам поступает к регулирующим клапанам /РК/ турбин. В турбине пар расширяется в ЦВД от начального состояния до давления производственного отбора 0,8-1,3 МПа, проходит ЦСД и отбирается в трубопроводы 0,12 МПа, после чего проходят ЦНД и поступает в конденсатор.

2. Турбина Р-25-90/18 /ст. № 3/ предназначена для выработки электрической и тепловой энергии.

Турбина рассчитана для работы на следующих номинальных параметрах:

- мощность - 20 МВт
- давление свежего пара - 9,0 МПа
- температура свежего пара - 500° С;
- противодействие - 1,5 МПа.

Проточная часть турбины состоит из одной регулирующей ступени и 8 ступеней давления.

Острый пар от котлов проводится к регулирующим клапанам турбины /6 шт./. В турбине пар расширяется от начального состояния давления на выходе турбины равного 1,5 МПа и идет на производство.

3. Турбина Р-50-130-18 /ст. № 4,10/ с противодействием предназначена для выработки электрической энергии и отпуска пара потребителю.

Турбина рассчитана для работы при следующих параметрах:

- давление свежего пара - 13,0 МПа;
- температура свежего пара - 565° С;
- мощность турбины - 50 МВт;
- противодействие - 1,5 МПа.

Свежий пар, расход которого регулируется 4 регулирующими и одним перегрузочным клапанами, подводится к четырем сопловым группам регулирующей ступени. В турбине пар расширяется от начального состояния до давления на выходе турбины 15 атм. и идет на производство.

4. Турбина ПТ-60-90/13 /ст. № 5/ с двумя регулируемыи отопительными отборами пара предназначена для выработки электрической энергии и отпуска тепла для нужд отопления.

Турбина рассчитана для работы при следующих номинальных параметрах:

- давление перегретого пара - 9,0 МПа;
- температура перегретого пара - 535° С;
- номинальная мощность турбины - 60 МВт.

5. Турбина ПТ-60-130/13 /ст.№7/ и с регулируемым производственным и отопительными отборами пара предназначена для нужд производства и отопления. Турбина ПТ-60-130/13 (ст.№6,7) однотипные.

Турбина рассчитана для работы при следующих номинальных параметрах:

- давление перегретого пара - 13 МПа;
- температура перегретого пара - 565° С;
- номинальная мощность турбины - 60 МВт.

Турбина представляет собой одновальный агрегат, состоящий из ЦВД и ЦНД.

Перегретый пар после котла поступает к стопорным клапанам и по перепускным трубам поступает к регулирующим клапанам ЦВД. Количество ступеней ЦВД - 15. Вышедший из ЦВД 0,13 МПа пар направляется в первый регулируемый отбор и к регулирующим клапанам ЦНД, состоящего из 13 ступеней. Второй регулируемый теплофикационный отбор 0,12 МПа пара организован за 9-ой ступенью ЦНД. Пар пройдя ЦНД поступает в конденсатор.

6. Турбина ПТ 65/75-130/13 /ст.№6,№8/ с регулирующим производственным и отопительным отборами пара предназначена для выработки электрической энергии и отпуска пара, тепла для нужд производства и отопления.

Турбина рассчитана для работы при следующих номинальных параметрах:

- давление перегретого пара - 13 МПа;
- температура перегретого пара - 565° С;
- номинальная мощность турбины 65 МВт.

турбина представляет собой одновальный агрегат, состоящий из ЦВД и ЦНД.

Перегретый пар после котла поступает к стопорным клапанам и по перепускным трубам поступает к регулирующим клапанам ЦВД. Вышедший из ЦВД пар направляется в регулируемый первый отбор и к регулирующим клапанам ЦНД, состоящего из 13 ступеней. Второй регулируемый отбор организован за 9-ой ступенью ЦНД. Давление производственного отбора 1,3 МПа, давление отопительного отбора 0,12 МПа. Пар, пройдя ЦНД, поступает в конденсатор.

#### 4.3 Оборудование котельного цеха

Барабанные котлы ПК-10 /Е-230-100Гм/, ПК-10-2/Е-220-100 ГМ/, БКЗ/ Е-210-140ГМ/ ТГМ/84 /Е-420-140 ГМ/ предназначены для получения пара высокого давления при сжигании газа и мазута, они рассчитаны на следующие параметры:

1. Котлы Е-230-100ГМ ст.№ 1-5, Е-220-100ГМ ст.№ 6,7.

- давление в барабане - 11,0 МПа;
- давление перегретого пара - 10,0 МПа;
- температура перегретого пара - 520° С / ст.№ 6,7;
- температура питательной воды - до 198° С / ст.№ 1-5;
- температура питательной воды - 215° С / ст.№ 6,7/;
- номинальная.

Котел Е-230-100Гм / производительность котла - 220 /ст.№6,7/. т/ч - 250 /ст.№6,7/ ст. № 1-5, Е-220-100Гм /ст.№ 6,7,

Сечение топки - 7715x9900 мм;

Объем топки - 1210 м<sup>3</sup>.

Топка полностью экранирована трубами. Фронтной и задней экраны образуют сверху наклонный потолок и разведенный в 4 ряда фестон, а внизу скаты холодной воронки.

Топка оборудована четырьмя газомазутными горелками. Котел вертикально-водотрубный, двухбарабанный, с естественной циркуляцией и двумя ступенями испарения.

Вся пароводяная смесь поступает после экранных труб в предвключенный барабан, расположенный на 1100 мм выше основного барабана. В предвключенном барабане происходит предварительная сепарация пара с помощью жалюзийных сепараторов.

Основной барабан служит для поддержания уровня в котле, (разделен на три отсека только по воде, перегородки не сплошные), а также для сепарации и промывки получаемого пара.

2. Котлы типа БКЗ 210-140 Ф /Е-210-140ГМ /ст.№ 8/:

- давление - 14,5 МПа;

- температура перегретого пара - 560° С;
- температура питательной воды - 230° С;
- номинальная производительность - 210 т/ч /ст.№ 8/.

Котел БКЗ /Е-210-140 ГМ./

Котлы барабанные с естественной циркуляцией и двухступенчатым испарением. Чистым отсеком /1ступень испарения/ является барабан котла. Для устойчивости циркуляции барабан разделен на 14 самостоятельных контуров циркуляции. Контур циркуляции состоит из водоподводящих труб /опускных/, коллектора /нижний коллектор/, подъемных труб /экранов, коллектора /верхний коллектор/ и отводящих труб.

Вторая ступень испарения /солёные отсеки/ организована в выносных циклонах, которые питают средние панели боковых экранов. На котле установлены два блока циклонов, по два с левой и правой стороны котла.

3. Котлы ТГМ-84 /ст.№ 11-13/ и ТГМ-84Б /ст.№ 14-16/. Барабанный котел ТГМ-84, ТГМ-84Б предназначен для получения пара высокого давления при сжигании газа и мазута и рассчитан на следующие параметры:

- рабочее давление в барабане котла - 15,5 Мпа;
- рабочее давление на выходе из котла - 14 Мпа;
- температура перегретого пара - 560° С;
- температура питательной воды - 230° С;
- номинальная производительность - 420 т/ч.

Котел имеет П-образную компоновку и состоит из топочной камеры, поворотной камеры и опускной конвективной шахты, разделенной в области водяного экономайзера на два отдельных газхода. Стены топочной камеры экранированы испарительными трубами. В верхней части тонки и в поворотной камере расположен радиационно-конвективный пароперегреватель. В опускной шахте размещены последовательно /по ходу газов/ конвективный пароперегреватель экономайзер, два регенеративных вращающихся воздушных подогревателя /ВВ-54/ установлены за конвективной шахтой.

Котел барабанный с естественной циркуляцией и двухступенчатым испарением. Чистым отсеком является барабан котла. Солёными отсеками служат выносные циклоны, расположенные по два с каждой стороны барабана.

#### 1.4 Оборудование цеха подготовки воды

Источником водоснабжения Уфимской ГЭЦ №2 является река Белая.

Вода с водозаборной станции Уфанефтехим подается в турбинный цех на подогреватели сырой воды /ПСВ 1-5/. Подогретая до температуры 30-1оС исходная вода по двум линиям поступает в хим.цех, где насосами НСВ /5-7/ подается в два осветлителя ВТИ-1000 № 1,2.

В осветлителях производится предварительная очистка воды (предочистка) путем известкования с коагуляцией серноокислым железом, при которой снижаются: жесткость, щелочность, окисляемость, сухой остаток, кремсодержание, содержание взвешенных веществ и железа.

Из осветлителей ВТИ-1000 вода самотеком поступает в баки известково-коагулированной воды /БИК № 1,2/ расположенных в ХВО-3 и четыре (из пяти) промбака /ПБ № 2,3,4,5/ расположенных в ХВО-1.

Из баков БИК и ПБ вода насосами ПНО /1-5/ ХВО-1 и ПНО /6-8/ ХВО-3 подаются на механические фильтры ХВО-1,2,3,загруженные дробленным антрацитом, где окончательно удаляются взвешенные вещества, оставшиеся после осветлителей. После механических фильтров осветленная вода поступает на обессоливающие установки ХВО-1,2,3 и двухступенчатое Na-катионирование.

Двухступенчатые обессоливающие установки предназначены для получения воды высокого качества с удельной электрической проводимостью до 2,0 мкСм/см,

содержанием кремнекислых соединений до 100 мкг/дм<sup>3</sup>, жесткостью воды не более 1 мкг-экв/дм<sup>3</sup>, содержанием соединений Na не более 80 мкг/дм<sup>3</sup>. Она состоит из Н-катионитовых и анионитовых фильтров I и II ступеней.

Обессоленная вода после анионитовых фильтров II ступени поступает в баки обессоленной воды БОВ 1-5, оттуда насосами НОВ 1-6 подается в турбинный цех на Д-1,2 атм. II блока и используется для восполнения потерь конденсата котлов II блока (Р=140 кг/см<sup>2</sup>), обусловленного отпуском пара на производство.

Для связывания СО<sub>2</sub> на всос насосов обессоленной воды (НОВ 1-6) вводится аммиак. Обессоливание воды основано на способности некоторых практически нерастворимых в воде органических материалов ионитов (катионитов, анионитов) вступать в ионный обмен с растворимыми в воде солями.

Истощение ионитов происходит послойно: сначала обрабатываются верхние слои, затем нижние. Когда обменная емкость ионита исчерпана, все его активные группы замещены соответствующими ионами солей, ионит выводится на регенерацию. Регенерация ионита, т.е. обратное замещение его активных групп обменным ионом, достигается пропуском через ионит рег. раствора с высокой концентрацией ионов водорода (0,9-6,0 %-ная Н<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>) или гидроксила (3,5-4,0 % NaOH). Регенерация проводится до полного замещения всех активных групп обменным ионом.

Установка двухступенчатого Na-катионирования предназначена для получения умягченной воды, которая в смеси с очищенным конденсатом используется для восполнения потерь конденсата котлов 1 блока (Р=100 кг/см<sup>2</sup>), обусловленного отпуском пара на производство.

Работа Na-катионитовых фильтров, также, как и фильтров обессоливания основана на принципе ионного обмена.

Регенерация Na-катионитового фильтра проводится 8-10 % раствором NaCl.

Промежуточная вода, в качестве составляющей питательной воды котлов 1 блока используется конденсат, возвращаемый на ТЭЦ №2 с АС "Уфантехим", конденсат БНТ-1,2,3 турбинного цеха и пар с мазутонасосной.

Установка конденсатоочистки предназначена для очистки конденсата от нефтепродуктов, окислов железа, солей жесткости.

Производственный конденсат АО "Уфантехим" поступает в хим.цех Уфимской ТЭЦ №2 по двум линиям и направляется в два бака замасленного конденсата (БЗК-1,2), туда же поступает конденсат из баков низких точек турбинного цеха.

Отработанный пар мазутонасосной котельного цеха поступает в БЗК-3, туда же сбрасывается конденсат с дренажного коллектора фильтров конденсатоочистки (мех. к/о ФАУ, Na Пст. к/о).

Замасленный конденсат из БЗК (1-3), насосами НЗК (1-4) подается на механические фильтры конденсатоочистки ХВО-1,2 (загруженные малозольным дробленным антрацитом), где происходит удаление механических примесей и нефтепродуктов (до 60 %).

После механических фильтров конденсат поступает на фильтры активированного угля (ФАУ), где происходит почти полное удаление нефтепродуктов (до 90 % от исходного).

Далее конденсат поступает в бак обезмасленного конденсата (БОМК), оттуда насосами НОМК (1-3) на фильтры Н II ст. к/о (фаза обезжелезивания, удаление железа до 50 % от исходного).

После фильтров Н Пст. к/о конденсат поступает на фильтры Na II ст. к/о для более глубокого умягчения конденсата. Очищенный конденсат после фильтров Na II ст. к/о поступает в БОК (и БУВ).

Для предотвращения углекислотной коррозии оборудования и трубопроводов пароконденсатного тракта в линии подачи очищенного конденсата в БОК вводится аммиак.

Очищенный конденсат в смеси с умягченной водой (ХОВ) насосами умягченной воды (НУВ) подается в турбинный цех Д-1,2 атм. 1 блока.

#### 4.5 Отборники проб воды и пара

На всех контролируемых участках и пароводяного тракта должны быть установлены отборники проб воды и пара с холодильниками для охлаждения проб до 20-40° С.

Пробоотборные линии и поверхности охлаждения холодильников должны быть выполнены из нержавеющей стали.

Конструкция пробоотборников должна соответствовать ОСТ 108.030.-04.80 "Устройства для отбора проб пара и воды паровых стационарных котлов".

Линия отбора проб должна быть выведена в специальное, имеющее вентиляцию, помещение, или в экспресс-лаборатории. Проба должна поступать непрерывно, не допускаются гидроудары. Район пароотборных точек должен быть хорошо освещен.

Для химического контроля за качеством воды и пара пароводяной тракт оборудован следующими отборниками проб воды и пара:

- насыщенный пар из левой части барабана;
- перегретый пар;
- насыщенный пар из правой части барабана;
- питательная воды котла - отбор перед водяным экономайзером;
- котловая вода с чистого отсека;
- котловая вода с солевого отсека левой части барабана;
- котловая вода с солевого отсека правой части барабана;
- котловая вода из выносных циклонов;
- конденсат вприски;
- конденсат греющего пара бойлеров;
- питательная вода после Д-0,12 МПа;
- питательная вода после Д-0,6 МПа;
- конденсат дренажных баков;
- конденсат Б П;
- конденсат ПСВ;
- конденсат с РНП;
- конденсат ТГ N 1,2,5,6,7,8.
- обессоленная вода I и II линии
- умягченная вода (ХОВ) I и II линии.

#### 4.6 Основные объекты топливного хозяйства ТЭЦ

Мазутное хозяйство.

Мазутное хозяйство ТЭЦ состоит из технологического комплекса по приему, хранению, подготовке и подаче мазута к котлам.

Мазут является продуктом переработки нефти, на нефтеперерабатывающих заводах приготавливается в резервуарах путем компаундирования (смешивания) гудрона с газойлем. Мазут с завода закачивается, как правило, безводный, но в практике наблюдаются случаи приема обводненного мазута. Задача персонала состоит в том, чтобы постоянно контролировать качество принимаемого топлива и дальнейшей его подготовки.

Мазут – вязкая жидкость, вязкость мазута меряется в градусах Энглера и представляет собой отношение времени истечения 200мл испытываемого топлива из "вискозиметра Энглера" при определенной температуре (50, 75, 80, 100°С) ко времени истечения того же количества дистиллированной воды при 20°С. Вязкость мазута, подаваемого в котельную, не должна превышать 2,5°ВУ.

В процессе подготовки и подачи мазута к котлам его подогревают до температур, превышающих его температуру вспышки. Поэтому мазутное хозяйство относится к взрывоопасным производствам категории "В".

Температурой вспышки называют температуру, при которой пары мазута, нагреваемого в определенных условиях в смеси с окружающим воздухом, вспыхивают при поднесении к нему открытого огня.

С другой стороны, мазут имеет высокую температуру застывания (10-25°C), что требует особого внимания при эксплуатации мазутопроводов. Длительный останов перекачки и циркуляции может вызвать охлаждение мазута до температур застывания и вызовет "замораживание" мазутопроводов.

Температурой застывания жидкого топлива называется температура, при которой густота такая, что при наклоне пробирки, заполненной мазутом на 45 гр., уровень его в течение 1 минуты не возвращается в горизонтальное положение.

Токсичные свойства высокосернистых мазутов представляют собой опасность при вдыхании его паров. Надежная работа вентиляционных установок и соблюдение персоналом ПТБ позволяют исключить отравление.

Мазут - диэлектрическая жидкость и при перекачке по трубопроводам наводится статическое электричество, способное вызвать искру, поэтому мазутопровод должен быть правильно заземлен.

Оборудование мазутонасосной должно обеспечивать бесперебойную подачу подогретого и профильтрованного топлива в количестве, требуемой нагрузкой котлов, с давлением и вязкостью, необходимыми для нормальной работы форсунок. Параметры мазута в напорных мазутопроводах должны быть следующие:

- температура: не ниже 125°C;
- давление: 30 кгс/см<sup>2</sup> +/-1,0 кгс/см<sup>2</sup>.

Мазут считается подготовленным и может быть подан к котлам, если вода из него удалена или равномерно перемешана в объеме резервуара. Исключение попадания (заброса) влаги в форсунки котлов должно обеспечиваться путем:

- а) ежедневного контроля качества поступающего топлива;
- б) использования автоматических влагомеров;
- в) отстаивания в резервуарах и перекачки (дренирования) ее в отдельные емкости;
- г) отбора проб и выполнения анализа на влажность;

д) категорического запрещения каких-либо операций по закачке или откачке мазута в расходный резервуар (кроме сброса мазута по обратному мазутопроводу).

Вязкость мазута, подаваемого в котельную, не должна превышать 2,5°ВУ для электростанций, применяющих механические и паромеханические форсунки.

Резервуары хранения мазута

На складе мазутного хозяйства установлены два металлических надземных резервуара емкостью 10000 м<sup>3</sup> каждый, в которые производится закачка мазута с завода "Уфанефтехим". Они являются базисным складом мазута. Из этих резервуаров могут перекачивать мазут в резервуары емкостью 2000 м<sup>3</sup> мазутонасосной, которые являются расходными резервуарами.

№ резервуара	диаметр, мм	высота, мм
Резервуар № 1	34200	11940
Резервуар № 2	34200	11940

Резервуары №№ 1, 2 оборудованы: дыхательными клапанами, предохранительными клапанами, световыми, замерными и лазовыми люками, уровнемерами и пятью термомерами, установленными по высоте бака, тремя пеногенераторами типа ГВП-2000 для пожаротушения (см. инструкцию по пенной станции № 1).

В резервуаре № 1 установлены две секции подогревателей для местного подогрева

мазута. Подогреватели расположены в зоне всасывающих мазутопроводов. Циркуляционный разогрев мазута в резервуарах - периодический, осуществляется перекачивающими насосами типа 6НК-9х1 через четыре подогревателя мазута типа ПМ-100-120, установленных вне здания насосной.

#### Техническая карта эксплуатации резервуаров

Параметры	Единицы измерения	Резервуар № 1	Резервуар № 2
Максимальное заполнение	см	1050	1050
Максимальная температура в резервуаре	0С	не более 90	не более 90
Максимальная скорость заполнения	см/час	240	240
Отметка установки термопар на резервуарах	м	1 м, 3 м, 5 м, 7 м, 9 м	
Температура закачки	0С	до 90	

#### Замер уровня в резервуарах

Ошибка в замере уровня недопустима. При закачке ошибка в замере приводит к переливу резервуара, разливу мазута в обваловку, что повышает пожароопасность.

В мазутонасосной установлено три надземных металлических резервуара емкостью по 2000 куб.м каждый, в которые производится закачка мазута с завода АО "УФАНЕФТЕХИМ" по двум мазутопроводам Д-219 мм.

#### Характеристика резервуаров

Наименование	Диаметр (мм)	Высота (мм)	Зона мертвого остатка, мм
Резервуар № 1	14609	11805	400
Резервуар № 2	5145	1805	500
Резервуар № 3	15124	11805	400

Резервуары №№ 1, 2, 3 оборудованы вытяжной трубой, световым, замерочным и лазерным люками, уровнемерами и тремя термометрами, установленными по высоте бака, дыхательным клапаном оборудован резервуар № 3.

Резервуары оборудованы пеногенераторами, производительностью 1800-2000 л/сек, к которым подводятся пенопроводы от пенной станции № 1.

Всасывающие, закачивающие и напорные магистрали оборудованы паровыми спутниками (пароспутниками).

#### Насосы

В мазутонасосной установлено 8 насосов. Из них 6 центробежных с эл. приводами и 2 поршневых паровых.

Центробежные насосы типа ЗНД 9х3 - 4 шт. Паровой поршневой насос типа НПН-10 предназначен для подачи мазута в котельную и рециркуляции резервуаров.

Паровой поршневой насос типа НДВ 25/20 предназначен для откачки воды из приемка и дренажного бака.

Центробежные насосы типа 5НГ 5-2 - 2 шт.предназначены для циркуляции мазута при работе ТЭЦ на газе (см. раздел "Эксплуатация мазута при работе ТЭЦ на газе") и для циркуляционного перемешивания и разогрева мазута в резервуарах.

#### Фильтры

Фильтры предназначены для очистки мазута от механических примесей. В мазутонасосной установлены фильтры двух типов:

- а) "тонкие" фильтры - 2 шт.
- б) "грубые" фильтры - 2 шт.

1. Грубый фильтр длиной 2659 мм диаметром 820х9мм состоит из

цилиндрического сварного корпуса. Грубые фильтры установлены до насосов. Производительность каждого фильтра - 290 м<sup>3</sup>/час.

2. Тонкий фильтр длиной 3070мм диаметром 420x16мм состоит из цилиндрического сварного корпуса. Тонкие фильтры установлены после подогревателей мазута. Производительность каждого фильтра 290 м<sup>3</sup>/час. Грубые и тонкие фильтры расположены горизонтально. Фильтры включаются по ходу движения мазута

#### Подогреватели

В мазутонасосной установлены 8 подогревателей мазута с пережимными трубками, предназначенных для подогрева высоковязкого мазута марки 40, 100, поступающего в котельный цех.

Техническая характеристика подогревателя:

Давление мазута	32 кгс/см <sup>2</sup>
Наибольшая температура мазута	155 0С
Давление пара	15 ата
Наибольшая температура пара	250 0С
Поверхность нагрева	104,4 м <sup>2</sup>
Производительность	100 т/час
Емкость межтрубного пространства	2310 литров
Емкость трубного пространства	900 литров

Мазут и пар в подогревателе движутся по принципу противотока. Конденсат после подогревателей мазута поступает в баки замасленного конденсата.

#### Газовое оборудование

Резервным видом топлива ТЭЦ №2 является природный газ.

Природный газ по магистральному трубопроводу Ду-500мм от газораспределительной станции с давлением 6-8 атм. подается к ГРП ТЭЦ №2.

ГРП (газорегуляторный пункт) служит для снижения давления газа и поддержания его на заданном уровне. Не допускается колебание давления газа на выходе из ГРП, превышающее 10% рабочего давления.

ГРП в зависимости от величины давления газа на входе в них, делятся на:

а) ГРП среднего давления, с давлением газа свыше 0,05 до 3кгс/см<sup>2</sup>;

б) ГРП высокого давления, с давлением газа свыше 3 до 12кгс/см<sup>2</sup>, т.е. ГРП ТЭЦ №2 является высокого давления.

ГРП размещён в отдельно стоящем здании. Здание ГРП II степени огнестойкости с легким покрытием и взрывными клапанами на кровле. Сам ГРП и полы в нем выполнены из несгораемых материалов. В пристройке ГРП (операторной) расположены электрические сборки задвижек, КДУ регулирующих клапанов, газоанализаторы, манометры, измеряющие давление газа до ГРП и после регулирующих клапанов.

В ГРП газопровод разделяется на две нитки, с расходом через каждую 170000 м<sup>3</sup>/ч, на которых установлены основные регулирующие клапана. До клапана на каждой нитке установлены задвижки Ду-600мм (Г-2, Г-3), за клапаном задвижки Ду-800мм (Г-4, Г-5, Г-6). После ГРП на расстоянии 6,5м от здания на обеих нитках газопровода расположены магистральные отключающие задвижки (МГ-1, МГ-2). После задвижки МГ-2 врезан газопровод с ГРП-3 и установлена задвижка НГ-11.

После ГРП две нитки газопровода Ду-800 мм идут в котельный цех на отм.30,0 м, где замыкаются между собой.

Характеристика природного газа подаваемого на ТЭЦ №2.

Метан (СН <sub>4</sub> )	98,82%
Азот (N <sub>2</sub> )	1,18%

Удельный вес газа	0,6748 кг/нм <sup>3</sup>
Теплотворная способность	7900 ккал/нм <sup>3</sup>
Относительный удельный вес	0,52
Температура воспламенения	645°С

#### Характеристика попутного нефтяного газа

Состав газа (% по объему)

Метан (СН <sub>4</sub> )	61,51%
Этан (С <sub>2</sub> Н <sub>6</sub> )	22,97%
Пропан (С <sub>3</sub> Н <sub>8</sub> )	5,70%
Изо-бутан (С <sub>4</sub> Н <sub>10</sub> )	0,37%
Н-бутан (С <sub>4</sub> Н <sub>10</sub> )	0,68%
Изо-пентан (С <sub>5</sub> Н <sub>12</sub> )	0,06%
Н-пентан (С <sub>5</sub> Н <sub>12</sub> )	0,02%
Сумма гексанов (С <sub>6</sub> Н <sub>14</sub> )	0,11%
Кислород	1,69%

Плотность при 20°С и при 0,1013 МПа 0,9522.

Влажность при рабочих условиях 1,029 г/м<sup>3</sup>.

Содержание: Н<sub>2</sub>S 19,82 г/100м<sup>3</sup> – 0,014%; СО<sub>2</sub> – 1,4; N<sub>2</sub>–5,48.

Теплотворная способность при 20°С и 0,1013 МПа – 9727 ккал/нм<sup>3</sup>.

Температура воспламенения – 535°С.

Основные сокращения

БЗК - бак замасленного конденсата;

БИК - баки известково-коагулированной воды;

БНТ - бак низких точек;

БОВ - баки обессоленной воды;

БОК - бак очищенного конденсата;

БОМК - бак обезмасленного конденсата;

БПОВ - барьерный подогреватель обессоленной воды;

БПХОВ - барьерный подогреватель хлороочищенной воды;

БЧОВ - баки частично-обессоленной воды;

БУ - бойлерная установка;

БУВ - бак умягченной воды;

ВПУ - водоподготовительная установка;

ВХР - водно-химический режим;

КПП - конвективный пароперегреватель;

КЦ - котельный цех;

НЗК - насос замасленного конденсата;

НОВ - насосы обессоленной воды;

НОМК - насос обезмасленного конденсата;

НСВ - насос сырой воды

НУВ - насос умягченной воды.

НЧОВ - насосы частично-обессоленной воды;

ОЭ - основные эжекторы;

ПБ - пиковые бойлера;

ПБ (х.ц.) - пром бак;

ПВД - подогреватели высокого давления;

ПНД - подогреватели низкого давления;

ПНО - перекачивающий насос осветленной воды;

ПС-50 - подогреватель сальниковый;

очно.рф  
8 (800) 100-62-72  
1006272@mail.ru

ПСВ - подогреватели сырой воды;  
ПОВ - подогреватель обессоленной воды;  
ППП - потолочный пароперегреватель;  
ПЭН - питательный электронасос;  
РНП - расширитель непрерывной продувки;  
ТГ – турбогенератор;  
ТЦ - турбинный цех;  
ХВО - химводоочистка;  
ХОВ - химочищенная вода;  
ХЦ - химический цех;  
ЦВД - цилиндры высокого давления;  
ЦНД - цилиндры низкого давления.

3.1.1 Тепловая схема энергоблока на базе турбоустановки ПТ-60 - 130/13 ЛМЗ

Тепловая схема энергоблока на базе турбоустановки ПТ-60 - 130/13 ЛМЗ показана на рисунке 1.

очно.рф  
8 (800) 100-62-72  
1006272@mail.ru

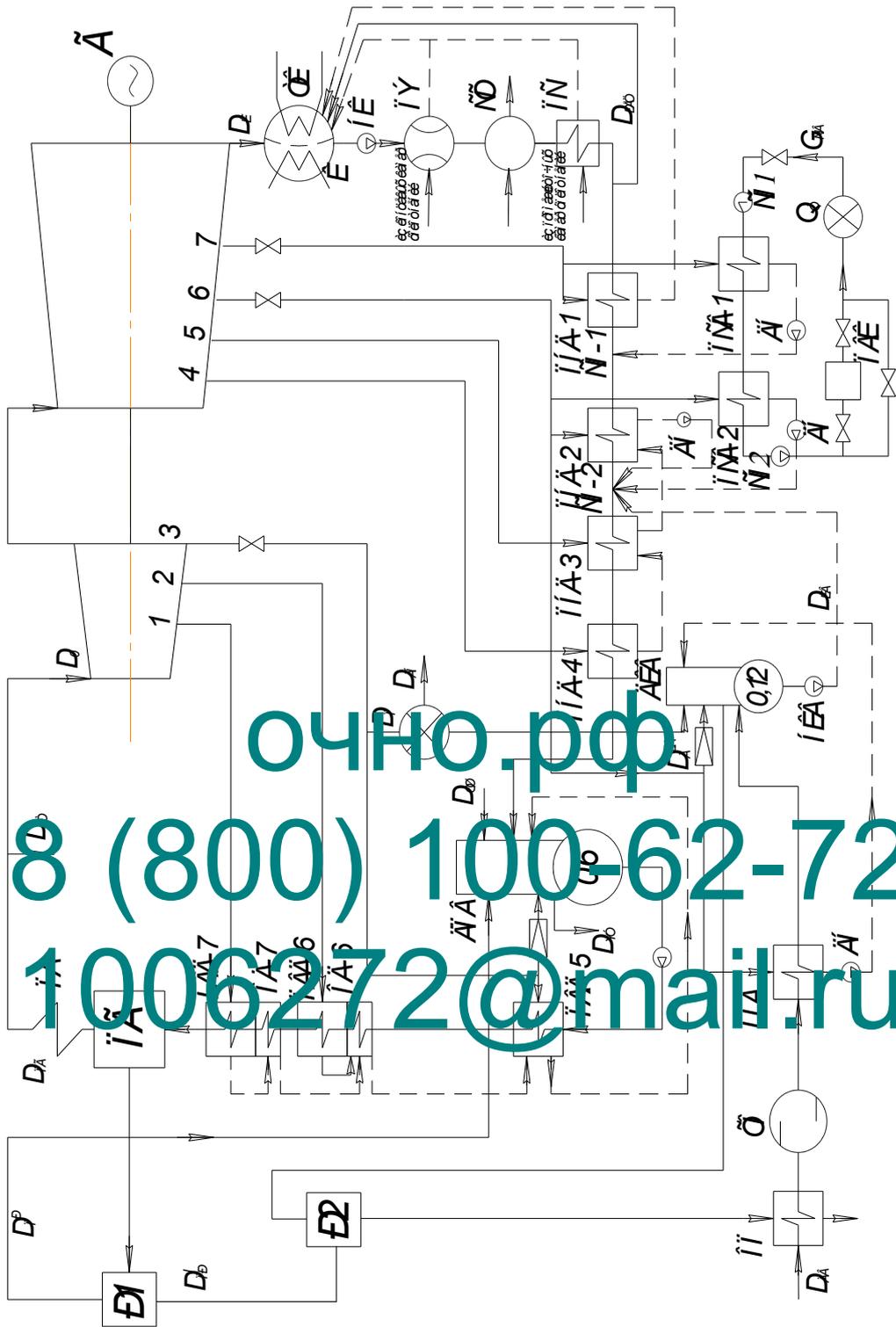


Рисунок 1. - Принципиальная тепловая схема ТЭЦ на базе ТУ ПТ-60-130

Продольный разрез турбины ПТ-60-130/13

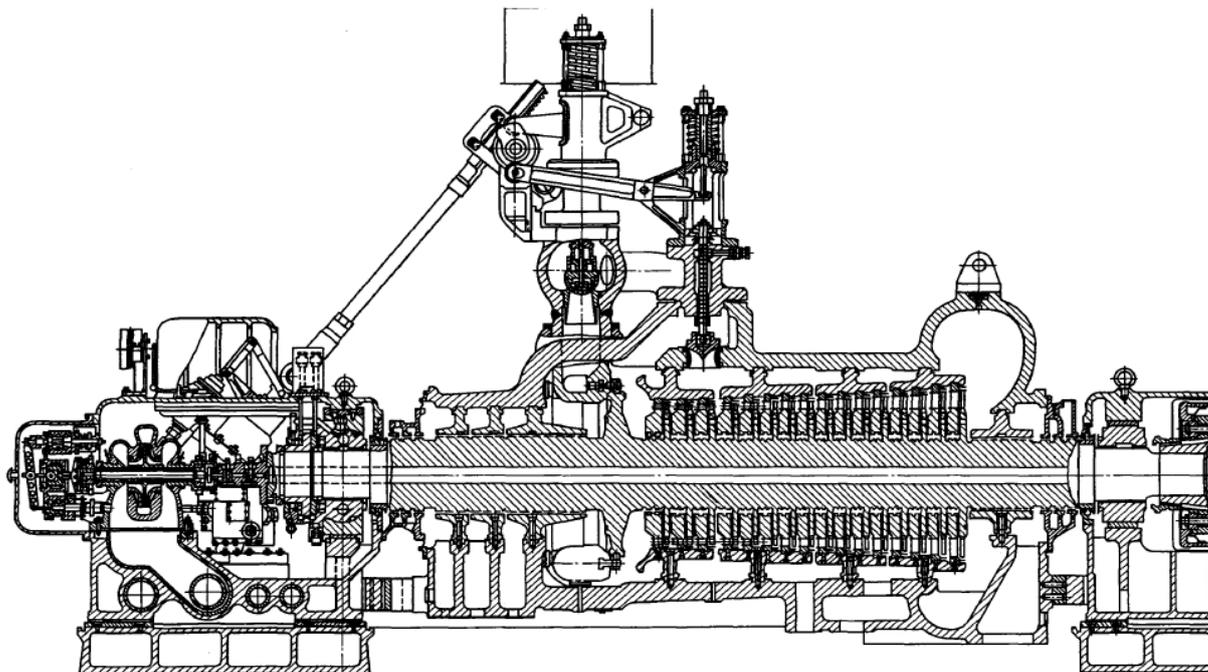


Рисунок 2 – Продольный разрез турбины ПТ-60-130/13

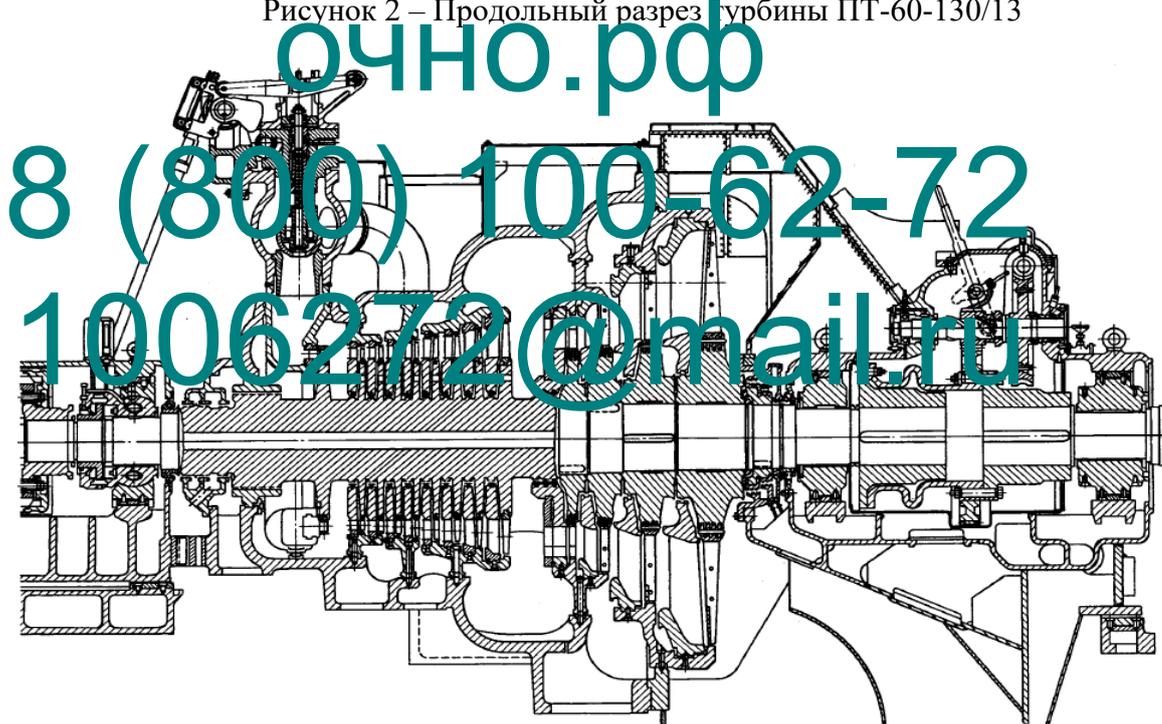


Рисунок 3

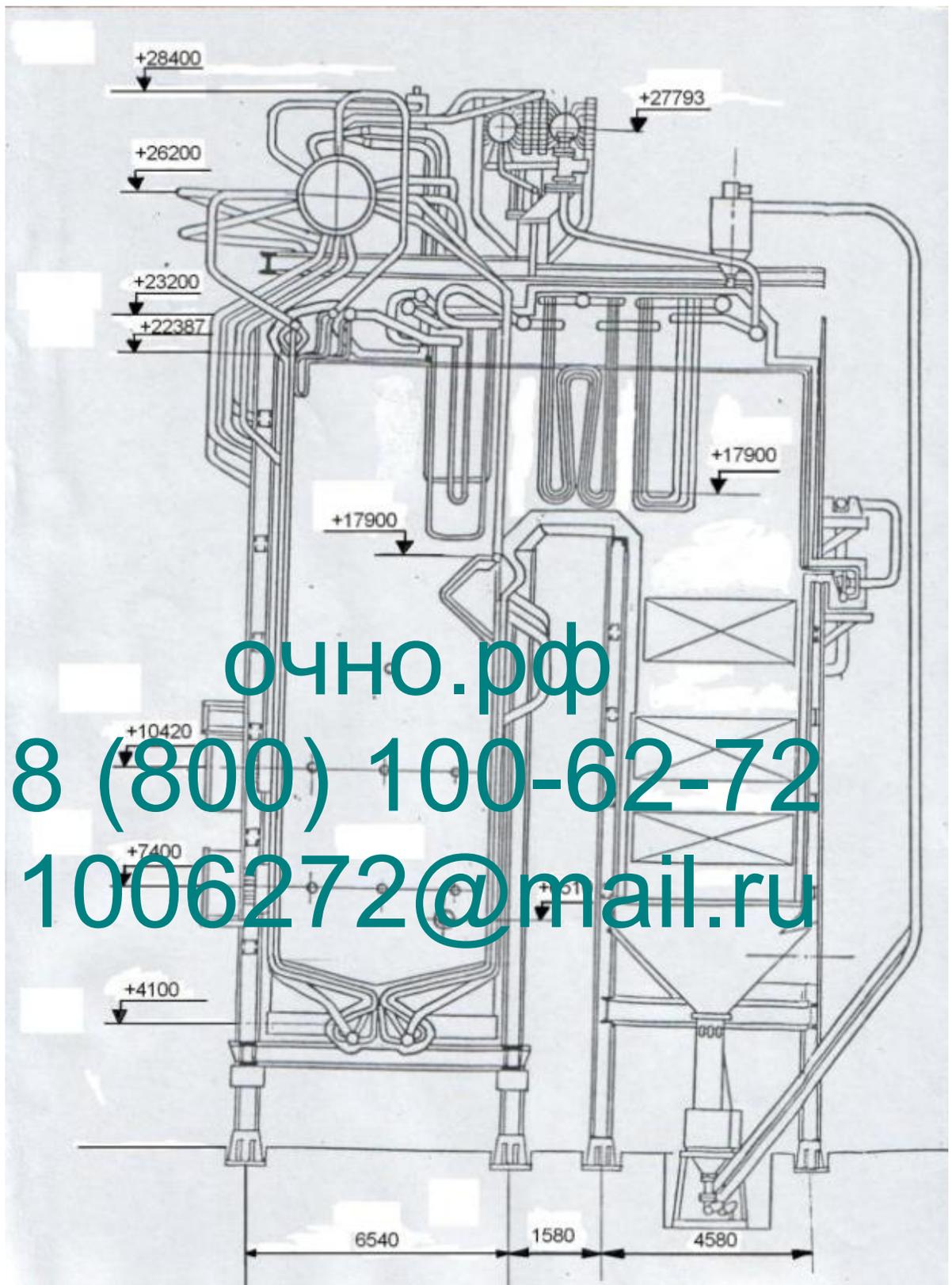


Рисунок 4 – Общий вид котла БК3320/140ГМ

## **5. Экспериментально-практическая работа. Приобретение необходимых умений и первоначального практического опыта работы по специальности в рамках освоения вида деятельности ВД 1. Изучение организации и выполнения работ по эксплуатации и ремонту электроустановок**

### Обслуживание турбины во время работы

Безусловное и сознательное выполнение требований инструкций – главное условие обеспечения надежной работы турбины. При нормальной работе турбинной установки условия ее обслуживания, спокойные, ритм – монотонный. Но в случае возникновения аварийных ситуаций ритм работы резко возрастает, отдельные операции требуется выполнять быстро, в строго заданной последовательности. Поэтому последовательность операций необходимо не только запомнить, но и закрепить неоднократными тренировками на оборудовании с имитацией аварийных ситуаций.

При работе турбин следует проводить регулярные обходы по заранее разработанному маршруту, осматривать агрегат и вспомогательное оборудование, записывать необходимые показания приборов, периодически «прослушивать» турбину.

При эксплуатации паротурбинных установок должны выполняться определенные требования, предусматриваемые «Правилами технической эксплуатации». Так, должны обеспечиваться: надежность работы основного и вспомогательного оборудования; чистота проточной части турбины и теплообменных поверхностей конденсаторов, подогревателей и испарителей; экономический вакуум без переохлаждения конденсата, отсутствие повышенных присосов воздуха в вакуумную систему, нормальный подогрев конденсата и питательной воды во всех ступенях регенеративной установки.

Надежная и экономичная работа турбины зависит, прежде всего, от состояния ее проточной части, уплотнений диафрагм и концевых уплотнений. Износ рабочих и сопловых лопаток, появление на них отложений, износ уплотнений диафрагм, изменение их формы и расположения относительно других элементов увеличивает потери в проточной части и снижают КПД установки в целом. Чрезмерный износ, уменьшение механической прочности, появление трещин в элементах проточной части и корпуса снижают надежность турбины. В наихудших условиях в проточной части турбины работают лопатки, которые подвергаются сильному воздействию со стороны потока пара и центробежных сил, вибрируют из-за неравномерности потока пара, загрязняются и корродируют.

Увеличение температуры пара по сравнению с расчетной резко уменьшает надежность лопаток первых ступеней части высокого давления вследствие ухудшения механических свойств и роста скорости ползучести металла, увеличения вероятности появления трещин и других повреждений. Повышение температуры сказывается также на надежности других элементов турбины: корпуса, диафрагм, дисков, уплотнений, органов парораспределения.

Рабочие лопатки всех ступеней (кроме регулирующей) и диафрагмы оказываются наиболее нагруженными при максимальном расходе пара. Для турбин с сопловым парораспределением тяжелым является также режим работы с одним или двумя полностью открытыми регулирующими клапанами, при котором наибольшие напряжения возникают в рабочих лопатках регулирующих ступеней.

Уменьшение температуры по сравнению с номинальной также недопустимо, так как повышается влажность пара в последних ступенях и увеличивается число ступеней, работающих во влажном паре, которые подвергаются сильному эрозионному износу, что способствует возникновению дополнительных осевых усилий и росту нагрузки на упорный подшипник. Снижение температуры свежего пара уменьшает КПД турбины как само по себе, так и вследствие роста потерь в проточной части от повышенной влажности.

Во время регулярных обходов турбины кроме контроля режима работы проводят внешний осмотр и «прослушивание», которое позволяет обнаружить механические

повреждения. Признаками повреждений являются появление слышимых металлических звуков и необычных шумов внутри турбины. При нормальном состоянии турбины слышен равномерный шум разных тонов. Регулярное «прослушивание» турбины позволяет привыкнуть к характеру этого шума и при появлении необычных звуков сразу же их обнаружить.

Внешний осмотр позволяет выявить трещины в трубопроводах, судить о нормальной работе подшипников и концевых уплотнений (появление дыма и искр из подшипников или уплотнений требует немедленного останова турбины). Особое внимание уделяют состоянию упорных подшипников при резком изменении нагрузки турбины. При сильном нагружении подшипников температуру баббитового слоя колодок измеряют термопарами (она не должна превышать 90°C).

Обязательным является также контроль вибрационного состояния турбины. На работающей турбине измеряют амплитуду вибраций подшипников в трех направлениях: вертикальном, горизонтальном и осевом. Вибрационное состояние турбины оценивают по двойной амплитуде вибрации того подшипника, который вибрирует больше остальных. Двойные амплитуды вибраций подшипников турбины, генератора и возбудителя турбоагрегатов мощностью 150 МВт и более, находящихся в эксплуатации, не должны превышать 30 мкм. Периодичность измерений вибраций подшипников зависит от вибрационного состояния турбины, которое оценивают, как отличное, хорошее или удовлетворительное. В турбинах отличного или хорошего вибрационного состояния измерения проводят 1 раз в месяц, а удовлетворительного — 1 раз в две недели. Контролируют вибрации при одной и той же нагрузке турбины (не менее 50% номинальной). Кроме периодических измерений вибрации контролируют перед остановом турбоагрегата на капитальный ремонт, при вводе после капитального ремонта, а также при заметном повышении вибрации подшипников. До ремонта и после него вибрацию контролируют при нескольких установившихся режимах работы: на холостом ходу без возбуждения и с возбуждением, при половинной и полной нагрузке турбины.

Обслуживание систем маслоснабжения, регулирования и защиты турбины

Так как системы маслоснабжения различных турбин имеют свои особенности, прежде чем приступить к их обслуживанию необходимо тщательно изучить схему, принцип действия, ознакомиться с инструкциями по эксплуатации и приобрести необходимые практические навыки. Несмотря на отличия и особенности систем маслоснабжения различных турбин, существуют общие требования, оговоренные «Правилами технической эксплуатации», которые необходимо соблюдать. Во время работы турбоагрегата следует постоянно контролировать давление и температуру масла в определенных точках маслосистемы. Особенно тщательно следят за температурой масла после подшипников. При обходе турбоагрегата обращают внимание на состояние насосов; проверяют температуру подшипников, устраняют протечки масла через уплотнения, следят за уровнем вибрации, не допускают перегрузки электродвигателя. Не допускается подтекание масла, а также его работа в местах соединений маслопровода при появлении на отдельных участках трещин из-за повышенной вибрации, которые при быстром развитии могут привести к разрушению.

Надежная работа маслосистемы обеспечивается включением в схему резервных масляных электро- или турбонасосов, которые при недопустимом снижении давления масла автоматически включаются в работу. Устройство автоматического включения и сами насосы должны опробоваться не реже 2 раз в месяц (без останова турбины). Для нормальной работы насосов необходимо постоянно отводить воздух из верхних точек их камер и трубопроводов, чтобы предупредить образование воздушных подушек. Попадание воздуха на рабочее колесо может привести к срыву работы насоса.

Для опробования насосов машинист турбины по указанию начальника смены или старшего машиниста поочередно включает их.

При пуске давление на линии нагнетания поднимается на 5—10 кгс/см<sup>2</sup> (0,05—0,1 МПа) и поток масла через подшипники увеличивается (что можно видеть через смотровые

стекла на сливных маслопроводах после подшипников турбоагрегата); после подшипников температура масла уменьшается. Резервные масляные насосы подключают к маслосистеме так, чтобы их можно было опробовать в режиме автоматического запуска, для чего на том участке маслопровода, где подключено реле пуска маслонасоса, давление намеренно снижают до срабатывания реле. Результаты опробования устройств автоматического запуска и самих насосов заносят в журнал.

Надежность работы маслосистемы зависит также от качества и чистоты масла. В турбинном цехе качество масла контролируют 1 раз в сутки (в дневную смену). Кроме того, выполняют сокращенный анализ 1 раз в два месяца, если кислотное число не больше 0,5 мг КОН и масло полностью прозрачно, и 1 раз в две недели, если кислотное число больше 0,5 мг КОН и в масле содержатся шлам и вода. Если ежедневный контроль свидетельствует о резком ухудшении качества масла, проводят внеочередной анализ. Очищают и восстанавливают загрязненные масла в центральных масляных хозяйствах и на мощных тепловых электрических станциях.

Чистота масла обеспечивается фильтрами, установленными в масляном баке турбины. Загрязнение фильтров снижает давление в системе смазки из-за уменьшения производительности насоса. В результате к подшипникам поступает меньше масла, которое отводит меньше теплоты, что увеличивает нагрев подшипников.

Очищают фильтры по графику. После монтажа или ремонта это делают чаще, чем при обычной эксплуатации. Фильтры поочередно извлекают из масляного бака 1 раз в неделю и продувают сжатым воздухом. Машинист турбины во время замены фильтра и в течение 1 ч после ее должен наблюдать за давлением масла в системе смазки и температурой подшипников. Конструкция фильтров современных турбоустановок такова, что их очищают, не останавливая турбину. Поддержание необходимого качества и своевременное восполнение утечек масла из системы смазки, а также меры, предотвращающие его попадание на обмотки турбогенератора, входят в обязанности персонала турбинного цеха.

Обычно на маслопроводах и трубопроводах охлаждающей воды возле маслоохладителей устанавливают запорную арматуру, позволяющую отключить любой маслоохладитель от маслосистемы, что бывает необходимо, например, при обнаружении утечки масла через маслоохладитель. Ошибочное отключение маслоохладителей приводит к подплавлению подшипников турбины, поэтому маховики всех задвижек, которыми можно перекрыть доступ масла к турбине, пломбируют, о чем начальник смены или старший машинист делает запись в оперативном журнале. Целостность пломб на маховиках машинист проверяет при приемке смены. Необходимые отключения или переключения маслоохладителей производит дежурный персонал турбинного цеха с ведома дежурного инженера станции под руководством начальника смены или старшего машиниста, о чем делается запись в оперативном журнале.

Все турбинные установки имеют системы автоматического регулирования, сигнализации и защиты, которые освобождают обслуживающий персонал от необходимости управлять различными процессами. Системы регулирования и парораспределения и связи между ними имеют большое количество трущихся соединений. Силы трения в них и люфты снижают чувствительность системы регулирования, что вызывает неустойчивость работы турбины либо более серьезные последствия. Так, если силы трения велики, возможно заклинивание штоков регулирующих клапанов и сервомоторов. Это случается, если они длительное время находились в неизменном положении, а также при отложении между штоком и корпусом солей, которые выделялись из просачивающегося вдоль штока пара. При таком заклинивании в случае аварийного отключения электрогенератора от сети доступ пара в турбину не прекращается, что может привести к аварии турбоагрегата.

«Правилами технической эксплуатации» предусмотрено ежедневное «расхаживание» клапанов на часть хода, для чего их перемещают вверх-вниз на небольшое расстояние. Шток при этом перемещается относительно корпуса и разрушает постоянно возникающие солевые отложения. На стопорных клапанах предусматривают специальные устройства. Для

расхаживания регулирующих клапанов изменяют нагрузку турбины. Эту операцию выполняют не реже 1 раза в две недели, наблюдая, насколько плавно изменяется нагрузка турбины при изменении положения синхронизатора.

Надежность обратных (невозвратных) клапанов отборов проверяют 1 раз в месяц. Свободу движения клапана контролируют механическим перемещением его тарелки. Плотность закрытия обратных клапанов обычно проверяют паром от постороннего источника на холостом ходу турбины. Если клапан садится неплотно, часть пара через неплотность посадки будет проникать в турбину и «разгонять» ротор.

Защита от повышения частоты вращения – одна из важнейших защит, которая предотвращает разрушение турбины даже в том случае, если не срабатывает система регулирования. Автомат безопасности срабатывает только в аварийной ситуации. Во время длительной эксплуатации турбины при нормальных режимах, несмотря на специально принимаемые меры, на автомате оседают влага, отложения из турбинного масла и др., в результате чего детали загрязняются, возникает коррозия на их поверхности и возможно несрабатывание автомата при недопустимой частоте вращения.

Автоматы безопасности современных турбин имеют специальную систему для проверки на номинальной частоте вращения «расхаживания» бойков. С помощью этой системы автомат опробуют не реже 1 раза в 4 месяца. Если турбина не имеет специальной системы для опробования автомата на номинальной частоте вращения, проверку проводят, повышая частоту вращения на холостом ходу выше номинальной до срабатывания автомата безопасности. Если частота вращения примерно на 12% превысила номинальную, а автомат безопасности не сработал, необходимо для останова турбины вручную выбить предохранительный выключатель и устранить неисправность.

Широкое распространение нашли системы регулирования, в которых в качестве рабочего тела используют конденсат после конденсатных насосов. Такие системы снабжаются фильтрами, требующими периодической очистки. На фильтре устанавливается дифференциальный манометр со световой сигнализацией, позволяющий измерять разницу давлений (перепад) до фильтра и после него. Если перепад давлений больше указанного заводом-изготовителем, это свидетельствует о загрязнении фильтра. Для очистки рабочего фильтра включается резервный. Рабочий фильтр промывается обратным потоком воды. После промывки этот фильтр переводят в резерв. Обычно промывка, способная восстанавливается через 10–15 мин.

Обслуживание конденсационной установки и вспомогательного оборудования

Конденсационная установка

Конденсатор должен обеспечивать необходимое давление пара за турбиной, которое зависит от режима ее работы, температуры и расхода охлаждающей воды, воздушной плотности вакуумной системы, состояния поверхности охлаждения и режима работы воздухоудаляющего устройства (эжектора). При увеличении давления в конденсаторе мощность турбины уменьшается. Для каждого типа турбины существует определенная зависимость изменения мощности от давления в конденсаторе. В процессе эксплуатации периодически необходимо проверять плотность вакуумной системы и устранять присосы воздуха, которые определяют на остановленной турбине. Для этого вакуумную систему заполняют водой и о наличии присосов судят по местам течей. При эксплуатации количество воздуха, отсасываемого пароструйным эжектором, измеряют дроссельным расходомерным устройством.

Необходимо также вести контроль за жесткостью выходящего из конденсатора конденсата. Отбирая пробы и проводя химический анализ, следят за водяной плотностью конденсатора, которая должна быть такой, чтобы обеспечивалось необходимое качество конденсата. На качество конденсата влияют присосы воздуха на участке трубопровода от конденсатора до конденсатного насоса. Вместе с воздухом подсасывается кислород, вызывающий коррозию элементов оборудования. Для проведения химического анализа на содержание кислорода в конденсате после каждого конденсатного насоса 1 раз в сутки

отбирают пробу. При увеличении содержания кислорода в конденсате обнаруживают и устраняют места присосов воздуха.

Давление пара в конденсаторе зависит от состояния поверхностей его трубок, загрязнение которых приводит к ухудшению условий охлаждения и конденсации пара. Большое значение для предупреждения загрязнения трубок имеют профилактические мероприятия. При развитии водной растительности в водохранилищах-охладителях, брызгальных бассейнах, резервуарах и оросителях градирен воду обрабатывают медным купоросом, соблюдая правила безопасности. Купорос позволяет избавиться от низших водорослей, не нанося ущерба рыбному хозяйству, так как вводится в воду в ничтожно малых дозах. На водохранилищах-охладителях регулярно контролируют качество воды. При загрязнении воды промышленными и бытовыми стоками принимают меры, устраняющие причины загрязнения.

Заметно влияет на эффективность работы конденсационной установки переохлаждение конденсата. Для снижения переохлаждения конденсата необходимо поддерживать его уровень ниже нижнего ряда трубок конденсатора, максимально увеличивать плотность вакуумной системы, следить за исправностью воздухоотсасывающих устройств.

Снижение абсолютного давления в конденсаторе ведет к росту мощности турбины при одном и том же расходе пара, так как увеличивается располагаемый теплоперепад. Однако беспредельно уменьшать давление в конденсаторе бессмысленно, так как, начиная с некоторого его значения, скорость пара на выходе из рабочих каналов последней ступени достигнет скорости звука, пропускная способность последней ступени будет исчерпана и дальнейшее снижение давления не приведет к приросту мощности турбины. При уменьшении давления в конденсаторе мощность турбины увеличивается на  $\Delta N_T$ . Однако для этого необходимо прогонять через конденсатор больше охлаждающей воды и, следовательно, увеличить мощность, потребляемую циркуляционными насосами на  $\Delta N_H$ , поэтому фактически выигрыш мощности турбогенератора равен разности этих величин:

$$\Delta N_{\Sigma} = \Delta N_T - \Delta N_H.$$

В конденсаторе следует поддерживать такое давление, чтобы выигрыш в мощности турбогенератора  $\Delta N_{\Sigma}$  был наибольшим. При каждом расходе пара через турбину при заданной температуре охлаждающей воды перед конденсатором существует вполне определенный расход охлаждающей воды, обеспечивающий наиболее выгодное давление в конденсаторе. Соответствующий этому давлению вакуум в конденсаторе, называемый экономическим, должен поддерживаться в течение всего времени эксплуатации.

#### Регенеративные подогреватели

При обслуживании регенеративных подогревателей в первую очередь контролируют температуру и давление греющего пара, а также питательной воды до подогревателей и после них. Кроме того, необходимо следить за расходами питательной воды, пара и конденсата греющего пара. Подогреватели высокого давления обязательно снабжают автоматическими защитными устройствами от переполнения парового пространства водой, чтобы она не попала в паровое пространство турбины. Защита отключает подачу питательной воды в группу подогревателей, как только уровень ее в корпусе любого из них поднимается до аварийного; одновременно, прекращается доступ пара в подогреватели. В мощных блоках предусмотрена вторая ступень защиты, которая отключает блок, если после срабатывания первой ступени уровень воды в подогревателе поднимается более чем на . Защиту от повышения уровня и связанную с ней сигнализацию опробуют не реже 1 раза в 3 месяца и перед каждым пуском подогревателя.

#### Деаэрационная установка

При эксплуатации деаэрационной установки необходимо прежде всего руководствоваться инструкцией. Обслуживание деаэратора состоит из нескольких этапов. Первый из них – подготовка деаэратора к включению. На этом этапе необходимо проверить исправность контрольно-измерительных приборов, указателя уровня воды, арматуры,

фланцевых соединений и предохранительных устройств (гидрозатвора, предохранительного клапана). Все задвижки на линиях подвода конденсата, греющего пара и химически очищенной воды должны быть закрыты. Следующим этапом является включение деаэратора, которое разрешается лишь после его осмотра и подготовки. Деаэратор заполняют химически очищенной водой и проверяют заполнение водой гидрозатвора. Перед прогревом полностью открывают вентиль на линии удаления газов из деаэратора. Затем прогревают воду в деаэраторе паром от постороннего источника, который подают через барботажные сопла. Для этого на всех деаэраторах блочных установок имеется резервный подвод-пара от постороннего источника. Резервный подвод пара от соседних блоков используют для деаэрации воды как при растопке котла, так и при сбросе нагрузки.

При непродолжительной остановке блока в деаэраторе поддерживают небольшой вакуум (около 0,05 кг/см<sup>2</sup>) паром от постороннего источника. Это позволяет предотвратить попадание кислорода из окружающего воздуха в конденсат и держать деаэратор в постоянной готовности к пуску блока. По окончании прогрева воды конденсат от турбины и химически очищенную воду через холодильник деаэратора подают в его головку, куда затем поступает греющий пар. Конденсат от подогревателей сетевой воды и подогревателей высокого давления подается после включения их в работу. Автоматические регуляторы давления и уровня включаются после того, как установлен нормальный режим работы деаэратора.

Необходимо регулярно осматривать деаэрационную установку в соответствии со сроками, указанными в инструкции по эксплуатации, выявляя места «парений» и течи из фланцевых соединений паропроводов, водопроводов и сальников задвижек, проверяя заливку гидрозатвора и исправность теплоизоляции, а также контролируя показания приборов, уровень воды в баке, давление в верхней части головки и температуру воды в аккумуляторном баке. Для остановки деаэратора отключают подачу конденсата, греющего пара и очищенной воды.

Снабжение потребителей паром. Промышленные предприятия обычно используют пар повышенной температуры, который поступает из отборов конденсационных турбин или после турбин с противодавлением. Расход и потребление пара зависит от режима работы предприятий. Для бесперебойного снабжения предприятий паром на электростанциях обычно параллельно с турбинами, от которых отбирается пар, имеются резервные установки – редуционные (РУ), редуционно-охладительные (РОУ) и быстродействующие редуционно-охладительные (БРОУ). Эти установки включаются автоматически и расход пара через них автоматически поддерживается на заданном уровне с помощью регулятора давления. Резервные установки обеспечивают также потребителей паром при выходе из строя основного источника.

Каждая редуционно-охладительная установка снабжена предохранительными клапанами, установленными в той ее части, где готовится пар с давлением и температурой, необходимой потребителю. «Правилами технической эксплуатации» запрещается эксплуатировать редуционно-охладительные установки, если предохранительные клапаны отключены или неисправны. Предохранительные клапаны проверяют не реже 1 раза в полгода, а также перед каждым включением и после монтажа или ремонта. Если предохранительные клапаны отключены, или неисправны, при отказе регулятора давления в паропроводах, подающих пар к потребителю, давление может превысить допустимое. В этом случае агрегаты, потребляющие пар на предприятиях, могут быть выведены из строя.

#### Теплофикационная установка

Для снабжения потребителей теплоты обычно в качестве теплоносителя используют воду. Режим работы теплофикационных установок определяется необходимой температурой воды в подающем трубопроводе, зависит от давления и расхода в этом трубопроводе и от давления в обратном. Эти данные диспетчер тепловой сети ежедневно задает персоналу тепловой электрической станции. Обратная вода из тепловой сети поступает в конденсатор

турбины (если она работает с ухудшенным вакуумом) или в сетевой подогреватель. При работе сетевых подогревателей необходимо следить за уровнем конденсата, который образуется из пара, обогревающего трубки с сетевой водой. Обычно необходимый уровень конденсата поддерживается автоматически регулятором уровня и устройством сброса конденсата.

При конденсации греющего пара в паровом пространстве сетевого подогревателя, так же как и в конденсаторе, остаются несконденсировавшиеся газы, в основном воздух, присутствие которого резко уменьшает интенсивность отдачи теплоты паром. Для отсоса газов служит специальный эжектор, выбрасывающий их в атмосферу, или паровое пространство сетевого подогревателя соединяют с конденсатором, куда отсасывается паровоздушная смесь.

При эксплуатации сетевых подогревателей неконденсирующиеся газы должны отсасываться непрерывно.

Скорость изменения температуры горячей воды, отпускаемой потребителю, ограничена и не должна превышать 30°C в час. Если при изменении режима работы теплофикационных установок это условие не выполняется, возможны разрывы сварных швов трубопроводов, по которым подается вода, либо сдвиг или разрушение опор, на которых они установлены.

В реальных условиях даже в замкнутых тепловых сетях наблюдается утечка воды через неплотности в соединениях труб, сальников, арматуры и др. Для восполнения потерь устанавливают специальные подпиточные насосы, которые подают подпиточную воду в обратный трубопровод. Сетевые и подпиточные насосы должны иметь задвижки и обратные клапаны на стороне нагнетания. Обратный клапан служит для защиты насоса от разрушения гидравлическим ударом, возникающим при его остановке. Задвижка, устанавливаемая после обратного клапана, необходима для отключения насоса от магистрали, если необходим профилактический осмотр или ремонт.

Эксплуатация питательных насосов. Питательные насосы обслуживают в точном соответствии с инструкцией. Перед пуском при внешнем осмотре насоса необходимо убедиться, что ремонт и монтаж закончен, рабочая площадка освобождена от приспособлений и инструментов, установлены и закреплены ограждения муфт электродвигателя, заземлено соединение задвижек и вентиля соответствующей пусковой схеме. Обычно вентили на рециркуляционной и всасывающей линиях должны быть открыты, а на линии нагнетания — закрыты. Кроме того, проверяют исправность контрольно-измерительных приборов, наличие масла и осевое положение ротора насоса. Если насос заблокирован с другими насосами, необходимо, перед пуском отключить блокировку.

Все питательные насосы снабжены рядом защит: от понижения давления питательной воды в линии нагнетания до обратного клапана и масла перед подшипниками; от недопустимо большого осевого смещения ротора; от уменьшения расхода воды через насос. Эти защиты позволяют предотвратить повреждение самого насоса и избежать развития аварии и повреждения другого оборудования энергоблока. «Правилами технической эксплуатации» запрещается пуск питательного насоса, если неисправна хотя бы одна из защит или какое-либо средство дистанционного управления, которым обслуживающий персонал пользуется в том случае, когда не срабатывает защита.

После пуска насоса при работе на рециркуляцию необходимо контролировать температуру воды перед насосом и после него, осевое положение ротора, уровень вибрации. При нормальной работе насос подключают к питательной магистрали.

Режим пуска питательного турбонасоса имеет особенности, связанные с подготовкой и пуском приводной паровой турбины (особенности пуска турбин были рассмотрены выше). На каждой электростанции имеются резервные питательные турбонасосы, которые запускаются автоматически при недопустимом уменьшении давления питательной воды. Так как при возникновении аварийной ситуации резервный питательный турбонасос должен

быть немедленно запущен в работу, он постоянно находится в готовности к пуску. Задвижки на напорных и всасывающих трубопроводах резервных питательных насосов должны быть открыты; к стопорному клапану приводной турбины должен быть подведен пар; паропровод, арматура и турбина должны быть прогреты; через дренажи удален весь конденсат. При соблюдении этих условий быстрый пуск не вызовет повреждения турбины. При пуске резервный питательный насос медленно набирает обороты и постоянно растет давление в линии нагнетания до обратного клапана. Когда давление, развиваемое насосом, становится больше давления в магистрали питательной воды, начинается подача воды в котел от резервного насоса. Резервные насосы опробуют не реже 1 раза в месяц. Это необходимо для опробования всей системы автоматического ввода резерва, так как в работе автоматических устройств, бездействовавших длительное время, возможны отказы. Насос при этом нагружается до полной производительности и некоторое время находится в пробной эксплуатации. При этом основной питательный насос останавливают.

Для надежной защиты турбопривода от разгона в соответствии с «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей» не реже 1 раза в полгода, а также после ремонта или простоя более 1 месяца проводят испытания автомата безопасности турбины. При обслуживании питательного насоса наблюдают показания контрольных приборов, следят за нормальной работой электро- или турбопривода, а также систем смазки и охлаждения. При аварийном останове основного питательного насоса пускают резервный.

#### Плановый и аварийный остановки турбины

При плановом останове турбины известны время и цель. Время и причины аварийного останова турбины, заранее неизвестны. Останов турбины производят в основном двумя способами: без расхолаживания и с расхолаживанием. «Правила технической эксплуатации» не предписывают единых жестких требований к режимам останова, так как каждая установка, имеет свои особенности. Общими требованиями являются проверка исправности и опробование резервных газарийных малых насосов, а также стопорного клапана.

При останове турбины без расхолаживания важно как подобрать режим, чтобы возможно дольше сохранить ее в горячем состоянии. Например, при останове блока мощностью 300 МВт сначала производят плавную разгрузку до 150 МВт. На этом режиме блок еще работает устойчиво (по условиям работы питательного турбонасоса). Затем котел гасят, в течение 1–2 мин турбину разгружают до 90–100 МВт и отключают. При этом давление в котле сохраняется близким к номинальному и блок находится в состоянии «горячего резерва».

При нулевом расходе пара цилиндры среднего и низкого давления быстро разогреваются до недопустимых температур, если электрогенератор не отключен от сети и ротор вращается на холостом ходу. Потери на вентиляцию преобразуются в теплоту, которая разогревает турбину. Поэтому работа на беспаровом режиме не должна превышать 10...20 мин. Из этого состояния можно наиболее быстро выйти на исходную нагрузку.

При останове турбины с расхолаживанием следует поддерживать температуру пара не менее чем на 50°С больше, чем температура насыщения при данном давлении. Это условие необходимо, чтобы в турбину не попал влажный пар. Начиная с определенного давления, система автоматики перестает работать и далее температуру свежего пара снижают с помощью ручного управления. Из-за трудности ручного управления на этом этапе допускается поочередное изменение паропроизводительности, температуры и давления свежего пара. Одновременное снижение паропроизводительности, давления и температуры свежего пара возможно в конце расхолаживания при сепараторном режиме. Расхолаживание можно вести без перевода котла на сепараторный режим, т. е. на проточном режиме, как это делается на блоках 300 МВт. При постоянных параметрах свежего пара блок разгружают примерно наполовину. Затем закрывают встроенные задвижки котла и полностью открывают регулирующие клапаны турбины при необходимом снижении температуры и давления пара. Далее при постоянных температуре и давлении паропроизводительность котла уменьшают до растопочной. На последнем этапе часть пара через БРОУ сбрасывают в конденсатор

турбины, и расход пара через турбину уменьшается. Для прекращения подачи пара в турбину закрывают стопорный кран и отключают электрогенератор. При этом остается подача пара на уплотнения и запускается резервный масляный насос.

При выбеге ротора турбины ее необходимо «прослушивать». В это время ротор вращается по инерции, пар не шумит внутри турбины, поэтому и хорошо прослушиваются посторонние звуки. С момента прекращения подачи пара в проточную часть до полной остановки ротора проходит определенное для каждой турбины время. Согласно «Правилам технической эксплуатации» время выбега ротора определяют при всех остановах турбины. Через 200...300 ч эксплуатации на исправной турбине проводят специальные испытания, во время которых снимают график выбега ротора при ее останове с нормальным вакуумом в конденсаторе. Этот график показывает зависимость частоты вращения ротора от времени с момента закрытия стопорного клапана до момента полной остановки ротора. Такой график имеется у машиниста турбины. При изменении состояния турбины (увеличении трения в подшипниках или редукторах, задеваниях) время выбега заметно, уменьшается. Задевания легко определяют на слух во время выбега ротора. Появление неплотностей в стопорном или регулирующих клапанах и запорной арматуре отборов также увеличивает время выбега ротора. Об отклонении времени выбега более чем на 2—3 мин от контрольного ставят в известность дежурного инженера станции и руководство цеха. Для разных турбин время выбега колеблется от 20 до 30 мин.

После снижения частоты вращения ротора до 400—500 об/мин, уменьшая подачу пара в конденсатор, чтобы к моменту остановки ротора в нем установилось атмосферное давление, одновременно уменьшают подачу пара на эжекторы: Сразу после остановки ротора включают валовое устройство, время работы которого для каждой турбины оговорено инструкцией и обычно составляет несколько часов. В это время масло на смазывание подшипников подается от резервного масляного насоса.

Конденсатные насосы останавливают после прекращения подачи пара в турбину. Через 1 ч после полного останова турбины можно остановить циркуляционные насосы. Заключительной операцией является закрытие всех запорных органов паропровода. Паропровод, подводящий пар к турбине, отключают от паровой магистрали и соединяют с атмосферой. При останове уровня необходимо следить за разницей температур между верхом и низом корпуса, фланцами и шпильками наружными и внутренними стенками стопорных клапанов и паропроводов.

К плановому относят также режим останова, близкий к аварийному, при испытаниях на мгновенный сброс нагрузки для проверки системы регулирования. Программа этих испытаний утверждается главным инженером станции, а подготовка и сами испытания ведутся в присутствии начальника цеха или его заместителя. Оброс нагрузки проводят, начиная с 50% от номинальной, а затем с 75 и со 100%. При этом температура и давление пара не должны отличаться от нормальных более чем на 5%. Если после отключения генератора от сети срабатывает автомат безопасности, испытания прерывают для наладки системы регулирования. При нормальной работе системы регулирования турбогенератор удерживается на холостом ходу при сбросе любой нагрузки.

При возникновении аварийных ситуаций, если не сработала одна из защит, персонал обязан прекратить доступ пара в турбину командой с дистанционного щита управления или нажатием кнопки автомата безопасности на корпусе переднего подшипника. При этом необходимо убедиться, что стопорный и регулирующий клапаны закрылись, и подать на главный щит управления сигнал «Машина в опасности». «Правилами технической эксплуатации» предусмотрены следующие основные причины останова:

- частота вращения ротора выше уровня, при котором срабатывает автомат безопасности;
- недопустимо большие осевой сдвиг или относительное перемещение ротора турбины;
- резкие отклонения температуры свежего пара и пара промежуточного перегрева от

установленных верхних и нижних предельных значений;

- слышимые металлические звуки и необычные шумы внутри турбины;
- появление искр или дыма из подшипников и концевых уплотнений турбины или генератора;
- внезапная сильная вибрация турбоагрегата;
- появление признаков гидравлических ударов в паропроводах свежего пара или турбине;
- разрыв или трещины в паропроводах свежего пара, пара промежуточного перегрева или отбора, трубопроводах основного конденсата и питательной воды, маслопроводах, коллекторах, тройниках, сварных и фланцевых соединениях, а также в корпусах клапанов и распределительных коробках;
- воспламенение масла на турбине и невозможность немедленной ликвидации пожара имеющимися средствами;
- уменьшение разности давлений между маслом и водородом ниже предельного значения;
- недопустимое снижение давления масла в системе смазки турбины или его уровня в масляном баке, а также недопустимое повышение температуры масла на сливе из любого подшипника или на любой из колодок упорного подшипника;
- снижение вакуума в конденсаторе до аварийного. После закрытия стопорного клапана отключают от сети генератор и перекрывают доступ пара к стопорному клапану и отборам турбины.

Для этого закрывают главные паровые задвижки на паропроводах регулируемых отборов. Время работы на беспаровом режиме ограничено.

В ряде случаев немедленный останов турбины не требуется. Решение о времени останова принимает главный инженер электростанции. «Правила технической эксплуатации» предусматривают необходимость разгрузки или останова турбины в случаях заеданий стопорных клапанов, свежего пара или пара промежуточного перегрева, регулирующих клапанов или обратных клапанов отборов; при ненормальной работе вспомогательного оборудования (невозможности устранения причин нарушения нормальной работы без останова турбины); обнаружении свищей в паропроводах свежего пара, пара промежуточного перегрева и отбора, трубопроводах основного конденсата и питательной воды, маслопроводах, коллекторах, тройниках, сварных и фланцевых соединениях, а также в клапанах и парораспределительных коробках.

## 6. Обработка и анализ полученной информации об объекте практики и выводы и предложения по итогам прохождения учебной практики

По итогам прохождения учебной практики были сформированы некоторые предложения по совершенствованию системы электроснабжения административного здания и ремонтно-механического цеха предприятия:

- поддержания номинальных уровней напряжения в сетях электроснабжения;
- оснащение систем электроснабжения системами мониторинга потребления электроэнергии;
- сокращение области применения ламп накаливания и замена их люминесцентными (энергосберегающими) лампами;
- применение малогабаритных криптоновых ламп вместо обычных люминесцентных;
- замена электромагнитных пускорегулирующих устройств у люминесцентных ламп на электронные;
- включение кондиционера только при возникновении в этом необходимости;
- исключение перегрева и переохлаждения воздуха в помещениях административного здания;
- ведение разъяснительной работы с сотрудниками по вопросам энергосбережения.

Также были подготовлены предложения по дополнительному обеспечению безопасности условия труда сотрудников и по охране окружающей среды:

- проведение специальной оценки условий труда, оценки уровней профессиональных рисков.

– реализация мероприятий по улучшению условий труда, в том числе разработанных по результатам проведения специальной оценки условий труда и оценки уровней профессиональных рисков.

– внедрение систем (устройств) автоматического и дистанционного управления и регулирования производственным оборудованием, технологическими процессами, подъемными и транспортными устройствами.

– оформление кабинетов, уголков по охране труда, приобретение для них необходимых приборов, наглядных пособий, демонстрационной аппаратуры и т.п.

– установка предохранительных, защитных и сигнализирующих устройств (приспособлений) в целях обеспечения безопасной эксплуатации и аварийной защиты паровых, водяных, газовых, кислотных и других производственных коммуникаций, и сооружений.

– снижение до регламентированных уровней вредных веществ в воздухе рабочей зоны, неблагоприятно действующих механических колебаний (шум, вибрация, ультразвук и др.) и излучений (ионизирующего, электромагнитного, лазерного, ультрафиолетового и др.) на рабочих местах

– приведение естественного и искусственного освещения на рабочих местах, бытовых помещениях к установленным нормам.

– разработка бессточных технологических систем и водооборотных циклов на базе способов очистки сточных вод;

- очистка сточных вод от примесей;
- глубокая очистка газовых выбросов от вредных примесей;
- рассеивание вредных выбросов в атмосфере;
- совершенствование глушения шума на производственных цехах;
- мероприятия по снижению уровней инфразвука, ультразвука и вибраций на путях их распространения;

– экранирование источников энергетического загрязнения окружающей среды;

– внедрение систем автоматического контроля уровней опасных и вредных

производственных факторов на рабочих местах.

очно.рф  
8 (800) 100-62-72  
1006272@mail.ru

## Список использованной литературы

1. Серебряков А.С. Трансформаторы [Электронный ресурс]: учебное пособие/ Серебряков А.С.— Электрон. текстовые данные. — М.: Издательский дом МЭИ, 2013. — 360 с.— Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/33212>.
2. Старшинов В.А. Электрическая часть электростанций и подстанций [Электронный ресурс]/ Старшинов В.А., Пираторов М.В., Козина М.А.— Электрон. текстовые данные. — М.: Издательский дом МЭИ, 2015. — 296 с.— Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/42262>.
3. Электробезопасность. Теория и практика [Электронный ресурс]: учебное пособие для вузов/ Монахов А.Ф. [и др.]. — Электрон. текстовые данные. — М.: Издательский дом МЭИ, 2012. — 280 с.— Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/33169>.
4. Матюнина Ю.В. Электроснабжение потребителей и режимы [Электронный ресурс]: учебное пособие/ Матюнина Ю.В., Кудрин Б.И., Жилин Б.В.— Электрон. текстовые данные. — М.: Издательский дом МЭИ, 2013. — 412 с.— Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/33191>.
5. Управление качеством электроэнергии [Электронный ресурс]: учебное пособие/ И.И. Карташев [и др.].— Электрон. текстовые данные.— М.: Издательский дом МЭИ, 2017.— 347 с.— Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/65643.html>.

очно.рф  
8 (800) 100-62-72  
1006272@mail.ru