

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра Теплоэнергетические установки

«Допущен к защите»
Заведующий кафедрой _____

(Ф.И.О., ученая степень, звание)

« _____ » 20__ г.
(подпись)

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: ТЭО строительства новой ТЭЦ в г. Астана

Специальность Теплоэнергетика 5В071700

Выполнил (а) Рябцев М.Б. ТЭС 10-3
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель Бахтияр Б.Т. к.т.н., ст. преподаватель Кафедра
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:

по экономической части:

Жарамбеков С.Б. к.т.н., профессор АУЭИС
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
« 20 » июня 2014 г.
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:

Бешмбетов А.С. ст. преподаватель
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
« 20 » окт 2014 г.
(подпись)

по применению вычислительной техники:

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
« _____ » 20__ г.
(подпись)

Нормоконтролер: Рудовик В.Б. доцент каф. ТЭУ
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
« _____ » 20__ г.
(подпись)

Рецензент: Ваганов О.В. наг. Турбинного цеха
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
« _____ » 20__ г.
(подпись)

Алматы 2014 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Факультет Техноэнергетический
Специальность Техноэнергетика
Кафедра Техноэнергетические установки

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Рябцев Марии Федорович
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта ТЭО строительства ковшей ТЭЦ в г. Астана

утверждена приказом ректора № ___ от «___» сентября 20___ г.

Срок сдачи законченной работы «___» _____ 20___ г.

Исходные данные к проекту требуемые параметры результатов проектирования (исследования) и исходные данные объекта

Перечень подлежащих разработке дипломного проекта вопросов или краткое содержание дипломного проекта:

Экономическая часть

Расчетная часть

Общая часть

Безопасность проектируемого объекта

Спецвопрос

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

Технический план
 Поперечный разрез турбины
 Функциональная тепловая схема

Рекомендуемая основная литература

1. Пилунин И.И., Цветков А.М., Силикин М.С. Особенности проектирования паровых турбин МЭИ // Теплоэнергетика 1993, №5
2. Ривкин С.Л., Александров А.А. Теплофизические свойства воды и водяного пара, М.: Энергия, 1980, 421 с.
3. Костюк А.Г., Фролов, Турбины тепловых и атомных электрических станций, М.: Издательство МЭИ, 2001.

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
Экономика	Карамонов С.Г.	11.04 - 20.06.14	<i>С.Г. Карамонов</i>
БЖД	Белимбетова А.С.	11.04 - 20.06.14	<i>А.С. Белимбетова</i>
Руководитель	Бахтияр Б.Б.		<i>Бахтияр</i>
Нормоконтроль	Дубовик В.Б.		
Рецензент	Ваганов О.В.		<i>О.В. Ваганов</i>

ГРАФИК

подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1.	Сбор информации		
2.	Расчёт тепловой схемы станции		
3.	Расчёт БЖД		
4.	Расчёт экономической части		
5.	Разработка спец вопроса		
6.	Оформление		

Дата выдачи задания « » _____ 20 г.

Заведующий кафедрой _____
(подпись)

Кисарин А.А.
(Фамилия и инициалы)

Руководитель _____
(подпись)

Бактияр Б.Т.
(Фамилия и инициалы)

Задание принял к исполнению
студент _____
(подпись)

Рыбаев М.И.
(Фамилия и инициалы)

Аннотация

В данном дипломном проекте рассматривается технико-экономическое обоснование строительства ТЭЦ в г. Астана. Станция будет включать в себя 2 блока 450 МВт с установленным оборудованием: две турбины ГТ-150 (была выбрана модель Siemens V94.2), турбина Т-175 и два котла-утилизатора.

Андатпа

Айтылмыш дипломдық жобада құрылыстың технико-экономическое қисыны тэц арада Астана г. қарастырылады. Бекет 2 шығырдың себя 450 деген ішіне алу МВт тағайынды жабдықпен: ГТ- 150(таңдалған Siemens V94 қалыбы болды.2) екі турбинасы, Т- 175 және екі котла-утилизатора турбинасы болады.

Annotation

In this thesis project is considered a feasibility study for the construction of TPP in Astana. The station will include two 450 MW unit with installed equipment: two turbines GT-150 (model was chosen Siemens V94.2), T-175 turbine and two HRSG

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	6
1 Экономическая часть.....	8
1.1 Актуальность дипломного проекта.....	8
1.2 Определение себестоимости отпуска электрической и тепловой энергии от ТЭЦ.....	8
1.3 Расчёт себестоимости отпуска энергии.....	12
1.4 Расчёт срока окупаемости капитальных вложений по проекту ТЭЦ.....	13
1.5 Расчёт внутренней нормы прибыли IRR.....	15
1.6 Расчёт окупаемости инвестиций PP.....	16
1.7 Вывод.....	17
2 Расчетная часть.....	18
2.1 Описание тепловой схемы ПГУ.....	18
2.2 Тепловой расчет ГТУ.....	23
3 Общая часть.....	81
3.1 Схема газового хозяйства.....	81
3.2 Техническое водоснабжение ГРЭС.....	82

3.3	Охрана окружающей среды.....	84
3.4	Генеральный план.....	85
3.5	Компоновка главного корпуса.....	86
4	Безопасность проектируемого объекта.....	87
4.1	Общая характеристика проектируемого объекта.....	87
4.2	Объемно-планировочное решение проектируемого объекта.....	87
4.3	Анализ и устранение потенциальных опасностей и вредностей.....	88
4.4	Опасность поражения электрическим током.....	89
4.5	Опасность атмосферного электричества.....	90
4.6	Опасность травмирования движущимися частями машин и механизмов.....	91
4.7	Тепловые излучения и опасность термического ожога.....	92
4.8	Освещение.....	94
4.9	Вредные вещества в воздухе рабочей зоны.....	95
4.10	Производственный шум.....	96
4.11	Производственная вибрация.....	97
4.12	Предупреждение аварий и взрывов технологического оборудования.....	98
4.13	Обеспечение взрывопожарной безопасности.....	99
4.14	Безопасность эксплуатации грузоподъемных машин и механизмов.....	100
5	Спецвопрос.....	102
	Заключение.....	113
	Список использованных источников.....	114
	Приложение.....	116

ВВЕДЕНИЕ

Одним из основных приоритетов энергетической стратегии Казахстана на период до 2020 г. является максимальное использование природных топливно-энергетических ресурсов. В ближайшие 15 лет они останутся основой электроэнергетики Казахстана и их удельный вес в суммарной установленной мощности существенно не изменится. Поэтому снижение удельных и суммарных расходов топлива на отпуск электроэнергии и тепла ТЭС является одной из основных стратегических задач электроэнергетики.

Перспективное направление в энергетике – использование парогазовых технологий, оно обусловлено рядом преимуществ ПГУ над паротурбинными блоками:

- высокий КПД, достигающий в современных бинарных установках 58÷60 %;
- снижение удельных капитальных затрат порядка 30 %;
- сокращение сроков монтажа оборудования и сроков ввода мощностей ПГУ;
- сокращение продолжительности пусков оборудования ПГУ;
- уменьшение вредных выбросов в окружающую среду;
- сокращение численности эксплуатационного персонала.

В последние 15-20 лет существования Советского Союза в энергетике в области парогазовых технологий имела место затяжная пауза. За эти годы в мировом газотурбостроении сменилось несколько поколений агрегатов. Начальная температура газов выросла с 800÷850 °С до 1200÷1300 °С и выше. В результате этого была преодолена граница (≈ 1100 °С), за которой наиболее эффективным типом парогазовой установки становится не ПГУ с ВПГ или НПГ, а ПГУ с котлом-утилизатором.

В этих условиях определяющим в технической политике является применение при реконструкции и новом строительстве парогазовых технологий для ТЭС, использующих газообразное топливо, и ПГУ с внутрцикловой газификацией для электростанций на твердом топливе.

Целью дипломного проекта является разработка энергетической установки, работающей на газе. На ТЭЦ планируется установить два одинаковых парогазовых энергоблока ПГУ-450Т с номинальной мощностью

450 МВт. Суммарная мощность всех энергоблоков при работе в теплофикационном режиме составит 900 МВт.

1 Экономическая часть

1.1 Актуальность дипломного проекта

Актуальность дипломного проекта обосновывается целями и приоритетами энергетической стратегии Казахстана на период 2020 года. Развитие электроэнергетики должно обеспечить необходимыми энергетическими ресурсами начавшийся экономический рост во всех отраслях народного хозяйства.

При выполнении технико-экономического обоснования эффективности строительства парогазовой ТЭС, будут рассчитаны затраты на ТЭЦ, расходы, амортизационные отчисления, себестоимость электрической и тепловой энергии, и сроки окупаемости станции.

1.2 Определение себестоимости отпуска электрической и тепловой энергии от ТЭЦ

1.2.1 Определение годового отпуска энергии ТЭЦ

В дипломном проекте рассчитана себестоимость электрической энергии на проектируемой станции 900 МВт. В качестве основного оборудования используются парогазовая установка ПГУ - 450, в составе:

- Две газовые турбины ГТ – 150;
- Два двухконтурных котла-утилизатора;
- Одна паровая турбина Т-175;

Годовой отпуск электрической и тепловой энергии определяется по формулам

$$\mathcal{E}_{от} = \mathcal{E}_B \times (1 - 0,036) = 4865 \times 0,964 = 4689,86 \text{ млн. кВтч} \quad (1)$$

$$Q_{от} = Q_B \times (1 - 0,01) = 3465 \times 0,99 = 3430,35 \text{ тыс. Гкал} \quad (2)$$

где \mathcal{E}_B - годовая выработка электрической энергии, $\mathcal{E}_B = 4865$ млн. кВтч;
 Q_B - годовая выработка тепловой энергии, $Q_B = 3465$ тыс. Гкал;
0,036 - расход электроэнергии на собственные нужды;
0,01 - расход тепловой энергии на собственные нужды;

1.2.2 Расчёт затрат на топливо

Годовой расход топлива на выработку электрической и тепловой энергии:

$$B_{\text{э}} = \mathcal{E}_{\text{от}} \times b_{\text{э}} = 4689,86 \times 154 = 722,24 \text{ тыс. т.у.т.} \quad (3)$$

$$B_{\text{т}} = Q_{\text{от}} \times b_{\text{т}} = 3430,35 \times 170 = 583,16 \text{ тыс. т.у.т.} \quad (4)$$

где $b_{\text{э}}$ - удельный расход топлива на выработку одного кВтч, по проектным данным $b_{\text{э}} = 154$ г.у.т./кВтч;

$b_{\text{т}}$ - удельный расход топлива на выработку одной Гкал тепловой энергии, по проектным данным $b_{\text{т}} = 170$ кг.у.т./Гкал;

Расход условного топлива ТЭЦ составляет:

$$B_{\text{у}} = B_{\text{э}} + B_{\text{т}} = 722,24 + 583,16 = 1305,4 \text{ тыс. т.у.т.} \quad (5)$$

Расход натурального топлива:

$$B_{\text{нат}} = B_{\text{у}} \times K = 1305,4 \times 870 = 1135698 \text{ тыс. м}^3, \quad (6)$$

где K - коэффициент перевода условного топлива в натуральное, $K = 870$;

Составляющая затрат на топливо:

$$I_{\text{т}} = B_{\text{нат}} \times C_{\text{т}} = 1135698 \times 17 = 19306,86 \text{ млн. тенге,} \quad (7)$$

где $C_{\text{т}}$ - цена природного газа, $C_{\text{т}} = 17$ тенге/м³;

1.2.3 Расчет КПД использования топлива

Для получения 1 кВтч электроэнергии необходимо 123 г.у.т., а для получения 1 Гкал тепловой энергии требуется 143 кг.у.т. при КПД установок, равных единице. Коэффициент полезного использования топлива, с учетом расхода электроэнергии и тепла на собственные нужды определяется:

$$КПД_{э} = (123/b_{э}) \times 100\% = (123/154) \times 100\% = 79,8\% \quad (8)$$

$$КПД_{Т} = (143/b_{Т}) \times 100\% = (143/170) \times 100\% = 84,1\% \quad (9)$$

Коэффициент использования топлива станцией будет равен:

$$КПД = (0,86 \times \mathcal{E}_{от} + Q_{от}) / (7 \times B_{у.т.}) = (0,86 \times 4689,86 + 3430,35) / (7 \times 1305,4) = 81,7\% , \quad (10)$$

где 0,86 - коэффициент перевода электроэнергии в тепло;

7 – теплотворная способность условного топлива, 7000 ккал/кг;

1.2.4 Расчет затрат на воду

Для укрупненных расчетов затраты на водоснабжение можно принять

$$I_B = \mathcal{E}_B \times 1,5 = 4865 \times 1,5 = 7297,5 \text{ млн. тенге}, \quad (11)$$

где 1,5 – средняя затрата ТЭЦ на водоснабжение, тенге/кВтч;

1.2.5 Расчет затрат на заработную плату

Численность персонала станции рассчитывается по формуле

$$ЧП = K_{шт} \times N_{у.т.} = K_{шт} \times (\mathcal{E}_B / T_M) = 1,2 \times (4865 / 5445) = 1071 \text{ чел.}, \quad (12)$$

где $K_{шт}$ - штатный коэффициент, чел/МВт, $K_{шт} = 1,2$;

$N_{у.т.}$ - установленная электрическая мощность станции;

T_M - число часов использования установленной электрической мощности, по проектным данным $T_M = 5445$ часов;

Для приближённых расчётов заработной платы по станции можно использовать формулу:

$$I_{зп} = (I_{зпо} + I_{зпд} + I_{зпн}) \times ЧП = (1000 + 150 + 247,25) \times 1071 = 1496,45 \text{ млн. тенге}, \quad (13)$$

где $I_{зпо}$ - основная заработная плата, принимается 1000 тыс. тенге;
 $I_{зпд}$ - дополнительная заработная плата, включающая в себя выплаты, не связанные с рабочим временем, берется в размере 15% от $I_{зпо}$;
 $I_{зпн}$ - начисления на заработную плату, включающие в себя отчисления на социальный налог и начисления в пенсионный фонд, принимаются в размере 21,5% от суммы $I_{зпо}$ и $I_{зпд}$;

1.2.6 Расчет амортизационных отчислений

Капитальные вложения в ТЭЦ рассчитываются по формуле:

$$K_{сум} = K_{вд} \times N_v = 2300 \times 892,5 \times 185 = 379758,75 \text{ млн. тенге}, \quad (14)$$

где $K_{вд}$ - удельные капитальные вложения, принимающие в расчете величину 2300 \$/кВт;

Размер амортизационных отчислений, млн. тенге:

$$I_{АО} = K_{сум} \times 0,06 = 379758,75 \times 0,06 = 22785,53 \text{ млн. тенге}, \quad (15)$$

где 0,06 - средняя норма амортизационных отчислений.

1.2.7 Расчет затрат на проведение текущего ремонта

В эту составляющую затрат, кроме затрат на проведение текущего ремонта производственного оборудования входят и затраты на технический осмотр и содержание оборудования в рабочем состоянии (обтирочные и смазочные материалы) и определяются в размере 15% от амортизационных отчислений:

$$I_{РЕМ} = 0,15 \cdot I_{АО} = 0,15 \times 22785,53 = 3417,83 \text{ млн. тенге} \quad (16)$$

1.2.8 Расчет платы за выбросы ТЭЦ

Величина оплаты за выбросы вредных веществ, зависит от объема выбросов, которые, в свою очередь, зависят от вида сжигаемого топлива (уголь, газ, мазут), его количества и способа улавливания вредных веществ (электрофилтры, эмульгаторы ...). В нашем случае, эту составляющую целесообразнее всего определять методом аналогий по сравнению с действующими станциями и принимать в размере 60 тенге за 1000 м³:

$$I_{\text{ВЫБ}} = 60 \cdot B_{\text{H}} = 60 \times 1135698 = 68,14 \text{ млн. тенге} \quad (17)$$

1.2.9 Расчёт общестанционных расходов

Эта составляющая предусматривает затраты на административно-управленческие (зарплата, канцелярские, командировочные), общепроизводственные (содержание, амортизация, текущий ремонт общестанционных средств, испытания, исследования, рационализация и охрана труда), отчисления на целевые расходы (техническая пропаганда, содержание вышестоящих организаций), обслуживание цехов и управление ими (зарплата управления цехом, амортизация и затраты по содержанию и текущему ремонту зданий, расходы по охране труда).

Для укрупненного расчета можно воспользоваться формулой:

$$I_{\text{ОБЩ}} = (I_{\text{АО}} + I_{\text{ЗП}} + I_{\text{РЕМ}}) \times 0,25 = (22785,53 + 1496,45 + 3417,83) \times 0,25 = 6924,95 \text{ млн. тенге} \quad (18)$$

1.3 Расчёт себестоимости отпуска энергии

Известно, что если на ГЭС и КЭС вырабатывается один вид энергии – электрическая, и все затраты станции относятся на нее, то на ТЭЦ вырабатывается как электрическая, так и тепловая энергия. В этом случае очень важно провести разнесение общих затрат станции на тепловую и электрическую энергию, потому, что от этого зависит себестоимость выработки тепловой и электрической энергии, а следовательно, и экономическая эффективность работы ТЭЦ по сравнению с отдельным производством электрической и тепловой энергии.

Существует целый ряд методических подходов к разнесению затрат между тепловой и электрической энергией на ТЭЦ. При выполнении данной курсовой работы используем разнесение затрат на выработку электрической и

тепловой энергии на основе физического метода с помощью коэффициента распределения затрат:

$$K_p = B_{\text{э}} / B_{\text{т}} = 722,24 / 1305,4 = 0,55, \quad (19)$$

т.е. 55 % затрат идут на выработку электроэнергии, 45 % на выработку тепловой энергии.

Затраты по видам отпускаемой энергии занесены в Таблицу 1

Т а б л и ц а 1 - Составляющие затрат на производство электрической и тепловой энергии.

Составляющие	И _э , млн. тенге	И _т , млн. тенге	И, млн. тенге
И _т	10618,77	8688,09	19306,86
И _в	4013,63	3283,87	7297,5
И _{зп}	823,05	673,4	1496,45
И _{ао}	12532,04	10253,49	22785,53
И _{рем}	1879,81	1538,02	3417,83
И _{выб}	37,48	30,66	68,14
И _{общ}	3808,72	3116,23	6924,95
Всего затрат	33713,5	27583,76	61297,26

Себестоимость отпуска электрической энергии определяется:

$$S_{\text{э}} = (I_{\text{т}} + I_{\text{в}} + I_{\text{зп}} + I_{\text{рем}} + I_{\text{выб}} + I_{\text{общ}} + I_{\text{ао}}) / \mathcal{E}_{\text{от}} = 33713,5 / 4689,86 = 7,19 \text{ тенге/кВтч} \quad (20)$$

Себестоимость отпуска тепловой энергии определяется:

$$S_{\text{т}} = (I_{\text{т}} + I_{\text{в}} + I_{\text{зп}} + I_{\text{рем}} + I_{\text{выб}} + I_{\text{общ}} + I_{\text{ао}}) / Q_{\text{от}} = 27583,76 / 3430,35 = 8041,09 \text{ тенге/Гкал} \quad (21)$$

1.4 Расчёт срока окупаемости капитальных вложений по проекту ТЭЦ

Срок окупаемости - это период (измеряемый в месяцах, кварталах или годах), начиная с которого первоначальные затраты покрываются суммарными результатами. Другими словами, это интервал времени, в течении которого

общий объём капитальных затрат остаётся большим суммы амортизационных отчислений и прироста прибыли предприятия. При разработке и анализе инвестиционных проектов наиболее сложным является расчет прибыли и денежного потока CF , направляемого на возврат кредита. Отпускной тариф на электрическую и тепловую энергию от нашей ТЭЦ будет иметь рентабельность 20%, т.е.:

$$T_{оэ} = S_{э} \times 1,2 = 7,19 \times 1,2 = 8,63 \text{ тенге/кВтч} \quad (22)$$

$$T_{от} = S_T \times 1,2 = 8041,09 \times 1,2 = 9649,31 \text{ тенге/Гкал} \quad (23)$$

Доход от реализации энергии от ТЭЦ составит:

$$Д = T_{оэ} \times Э_{от} + T_{от} \times Q_{от} = 8,63 \times 4689,86 + 9649,31 \times 3430,35 = 73574 \text{ млн. тенге} \quad (24)$$

а суммарные затраты определяются по формуле:

$$З = S_{э} \times Э_{от} + S_T \times Q_{от} = 7,19 \times 4689,86 + 8041,09 \times 3430,35 = 61303,85 \text{ млн. тенге} \quad (25)$$

Разница между ними даст прибыль:

$$ПР = Д - З = 73574 - 61303,85 = 12270,15 \text{ млн. тенге} \quad (26)$$

После оплаты налога на прибыль, в размере 20%, образуется чистая прибыль, которая целиком идет на возврат кредита в банк, т.е. это и будет денежный поток CF .

$$ЧП = ПР \times (1 - 0,2) = 12270,15 \times 0,8 = 9816,12 \text{ млн. тенге} \quad (27)$$

Первоначальные инвестиции рассчитываются по формуле:

$$I_o = K_{сум} \times 0,1 + И \times 0,3 = 379758,75 \times 0,1 + 61297,26 \times 0,3 = 56365,05 \text{ млн. тенге} \quad (28)$$

Расчёт срока окупаемости станции сведём в Таблицу 2.

Т а б л и ц а 2 - Срок окупаемости капитальных вложений

Год	Денежный поток, CF	R ₁₀	PV ₁₀	NPV
0	-56365,05	1	-56365,05	-56365,05
1	9816,12	0,91	8923,75	-47441,3
2	9816,12	0,83	8112,5	-39328,81
3	9816,12	0,75	7375	-31953,81
4	9816,12	0,68	6704,54	-25249,27
5	9816,12	0,62	6095,04	-19154,23
6	9816,12	0,56	5540,94	-13613,29
7	9816,12	0,51	5037,22	-8576,07
8	9816,12	0,47	4579,29	-3996,77
9	9816,12	0,42	4162,99	166,22

Капитальные вложения в проект ТЭЦ 900 МВт с парогазовыми установками ПГУ-450 окупаются на девятый год эксплуатации при условии, что тариф на э/э принимается равным 8,63 тенге/кВтч и стоимость топлива 17 тенге/м³.

1.5 Расчёт внутренней нормы прибыли IRR

Внутренняя норма прибыли представляет собой уровень окупаемости средств, направленных на цели инвестирования, Это значение r , при котором $NPV=0$. Формализовано, это уравнение

$$\sum_1^n \frac{CF_n}{(1+r)^n} - I_0 = 0, \text{ решаемое относительно } r.$$

IRR при $NPV=0$, - это проект не обеспечивает роста ценности фирмы, но и не ведёт к её снижению. Этот коэффициент дисконта ($R= 1: (1+r)^n$) разделяет инвестиции на приемлемые и невыгодные. IRR сравнивают с тем уровнем окупаемости вложений, которые фирма выбирает для себя с учётом того, по

какой цене сама получила капитал для инвестирования и какой чистый уровень прибыльности хотела бы иметь при его использовании (барьерный коэффициент).

Т а б л и ц а 3 – Расчет внутренней нормы прибыли

Год	Денежный поток, CF	R ₁₀	PV ₁₀	R ₁₅	PV ₁₅	NPV ₁₀	NPV ₁₅
0	-56365,05	1	-56365,05	1	-56365,05	-56365,05	-56365,05
1	9816,12	0,91	8923,75	0,87	8535,76	-47441,3	-47829,29
2	9816,12	0,83	8112,5	0,76	7422,4	-39328,81	-40406,9
3	9816,12	0,75	7375	0,66	6454,26	-31953,81	-33952,64
4	9816,12	0,68	6704,54	0,57	5612,4	-25249,27	-28340,24
5	9816,12	0,62	6095,04	0,50	4880,35	-19154,23	-23459,89
6	9816,12	0,56	5540,94	0,43	4243,78	-13613,29	-19216,11
7	9816,12	0,51	5037,22	0,38	3690,24	-8576,07	-15525,87
8	9816,12	0,47	4579,29	0,33	3208,91	-3996,77	-12316,96
9	9816,12	0,42	4162,99	0,28	2790,35	166,22	-9526,61

Величина IRR определяется по формуле:

$$IRR = r_1 + \frac{NPV_{r_1}}{NPV_{r_1} - NPV_{r_2}}(r_2 - r_1) = 10 + (166,22 / (166,22 - (-9526,61))) \times (15 - 10) = 10,09\% \quad (29)$$

IRR служит индикатором уровня риска по проекту - чем больше IRR превышает принятый фирмой барьерный коэффициент, тем больше запас прочности проекта и тем менее страшны ошибки при оценке будущих денежных поступлений.

1.6 Расчёт окупаемости инвестиций PP

Метод состоит в определении того срока, который необходим для возмещения суммы первоначальных инвестиций

$$PP = I_0 / CF = 56365,05 / 9816,12 = 5,75 \text{ года или 5 лет и 9 месяца} \quad (30)$$

1.7 Вывод

При выполнении данной работы были произведены расчеты себестоимости отпуска тепловой (8041,09 тенге/Гкал) и электрической (7,19 тенге/кВтч), срок окупаемости проекта составил: по методу NPV – 9 лет, окупаемость инвестиций по методу PP происходит через 5 лет и 9 месяцев.

Запас прочности IRR проекта составляет 10,09 %, что является довольно низким показателем и это означает, что при оценке будущих денежных поступлений будут покрываться лишь незначительные ошибки. Тем не менее целесообразность реализации проекта не вызывает сомнений.

2 Расчетная часть

2.1 Описание тепловой схемы ПГУ

2.1.1 Общее описание ГТУ

Для ПГУ-450Т используется ГТУ V94.2 производства предприятия Интертурбо — совместного предприятия фирмы Siemens и АО ЛМЗ.

Ротор состоит из концевых частей и дисков компрессора и турбины, соединяемых хиртовыми соединениями и центральным стяжным болтом. Между дисками последней ступени компрессора и первой ступени турбины размещают кольцевой элемент, раздвигающий их и позволяющий разместить отвод воздуха из выходного диффузора компрессора в две выносные камеры сгорания, расположенные по бокам турбокомпрессорной группы.

Ротор ГТУ укладывается в два опорных подшипника, которые с помощью силовых стоек крепятся соответственно к корпусу выходного диффузора и входному конфузору воздушного компрессора.

Корпус ГТУ состоит из средней силовой части, по сторонам которой с помощью фланцев крепятся камеры сгорания.

С правой стороны силовой части устанавливается одна обойма, в которую помещаются сопловые аппараты всех четырех ступеней газовой турбины.

К вертикальному фланцу левой стороны средней части крепится корпус части высокого давления компрессора. В этот корпус помещают две обоймы, в расточки которых устанавливают направляющие лопатки компрессора. Пространство между обоймами и передней силовой частью компрессора используется для байпасирования воздухом ступеней компрессора при пусках ГТУ.

На входе в компрессор установлен входной направляющий аппарат, лопатки которого синхронно поворачиваются кольцом, привод которого осуществляется тягой и электродвигателем.

Топливный газ подается в коллектор, а из него — к многочисленным перфорированным трубкам. В кольцевое пространство между трубками подается воздух. Решетка турбулизует поток и в результате на выходе из горелки создается однородная смесь топлива и воздуха. Эта смесь поджигается постоянно горящей пилотной («дежурной») горелкой (о ней рассказано ниже). Горение такой смеси происходит по законам кинетики химических реакций. Поэтому его называют кинетическим. Оно происходит сразу во всем объеме и на коротком участке пламенной трубы. Главная особенность горения топлива с предварительным смешением — образование малого количества оксидов азота и оксида углерода.

Однако горелки с предварительным смешением имеют и недостаток: при малых нагрузках, т.е. при малых расходах топливного газа по отношению к поступающему воздуху (напомним, что, так как компрессор имеет постоянную частоту вращения, то расход воздуха можно уменьшить сравнительно мало только с помощью входного направляющего аппарата компрессора), горение становится неустойчивым. Поэтому горелочный модуль снабжают диффузионной горелкой (без предварительного смешения), работающей при малых нагрузках, в частности при пуске и наборе начальной нагрузки. Через кольцевые полости подается горючий газ, который не успевает смешаться с воздухом, а само горение происходит на выходе из горелки в факеле по мере перемешивания топлива и воздуха. Такое горение определяется скоростью диффузии, т.е. механического проникновения топлива в воздух. Поэтому его называют диффузионным, а саму горелку — диффузионной. Горелку, сочетающую в себе горелку с предварительным смешением и диффузионную, часто называют гибридной. Диффузионное горение более устойчиво, чем кинетическое, но характеризуется высоким уровнем вредных выбросов.

Наконец, третья горелка — это пилотная диффузионная горелка, к которой газ подается по нескольким трубкам. Она горит постоянно при работе и горелок с предварительным смешением, и диффузионных.

2.1.3 Котельная установка

Котельная установка ПГУ служит для максимальной утилизации тепла уходящих газов ГТУ путем его передачи воде и водяному пару, причем его расход и параметры должны быть такими, чтобы из тепловой энергии этого пара можно было бы получить максимум электроэнергии в паровой турбине.

Котельная установка ПГУ-450Т состоит из двух одинаковых котлов, каждый из которых включает:

- двухконтурный барабанный котел-утилизатор вертикального (башенного) типа;
- систему рециркуляции конденсата, обеспечивающую постоянную температуру конденсата на входе в котел;
- систему многократной принудительной циркуляции воды в испарителях котла;
- систему деаэрации конденсата в деаэрационной установке.

Котел-утилизатор ПГУ-450Т представляет собой вертикальный противоточный теплообменный аппарат. Горячий теплоноситель (газы ГТУ) поступает снизу и движется вверх к дымовой трубе. Холодный теплоноситель (вода) и движется сверху вниз по трубам. Газы передают свое тепло воде (пару), остывают и при температуре примерно 100 °С выбрасываются через дымовую трубу в атмосферу. (Заметим, что все приведенные на схеме значения параметров относятся к номинальному режиму, но являются приблизительными, так как они зависят от температуры наружного воздуха.) В нижней части КУ, куда поступают горячие газы, размещены теплообменные поверхности контура ВД, а в верхней — контура НД.

Конденсат, выйдя из конденсатора паровой турбины, после конденсатора пара уплотнений в точке *a* разводится на два КУ. Половина его в количестве 293 т/ч с температурой 30 °С поступает в КУ-1. В точке *b* к этому конденсату подмешивается 88 т/ч горячего конденсата, имеющего температуру 154 °С. Эти потоки смешиваются, и питательная вода приобретает температуру 60 °С. Если эта температура будет меньшей, то на поверхности газового подогревателя конденсата ГПК будет происходить конденсация водяных паров из дымовых газов, а имеющиеся в них агрессивные вещества будут растворяться в выпадающем конденсате, вызывая коррозию труб ГПК. Если температура на входе в ГПК будет больше 60 °С, то, во-первых, это приведет к увеличению температуры уходящих газов КУ и снизит экономичность и,

составляет всего 56 т/ч, т.е. примерно 20 % от паропроизводительности контура ВД.

2.2 Тепловой расчет ГТУ

2.2.1 Расчет ПГУ с 2-х контурным котлом утилизатором

1. Тепловая схема включает в себя ГТУ, КУ с ГПК, деаэратор и паровую турбину с конденсацией отработавшего пара. Деаэратор питается паром из коллектора, к которому присоединены трубопроводы контура низкого давления КУ. ГТУ сбрасывает выхлопные газы в собственный КУ.

Потоки перегретого пара, выходящие из контура высокого давления КУ, подаются к паровой турбине.

2. Исходная характеристика ГТУ

Выбираем ГТУ Siemens V 94.2, имеющую следующие показатели:

- Электрическая мощность $N_э=157$ МВт;
- Расход уходящих газов $G_r=509$ кг/с;
- Температура выходящих газов $\theta_d=537$ °С;
- Электрический КПД ГТУ $\eta^{ГТУ}_э=34,4\%$.

3. Уходящие газы ГТУ представляют собой смесь атмосферного воздуха и чистых продуктов сгорания. Зависимость энтальпии газов от температуры показана ниже.

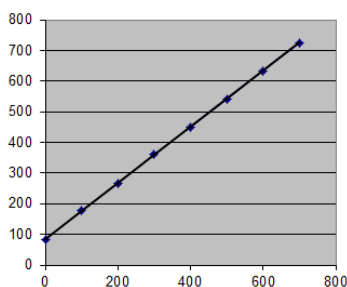


Рисунок 1 - Диаграмма зависимости энтальпии уходящих газов ГТУ от температуры.

4. Температура наружного воздуха $t_{н.в}=18$ °С, давление $p_{н.в}=10^5$ Па

5. Давление в конденсаторе $p_k=5$ кПа; допустимая влажность $y_k=10\%$.

6. Давления в контурах КУ: $p_0^{в.д}=7$ МПа; $p_0^{н.д}=0,7$ МПа.

7. Давление в деаэраторе $p^д=0,7$ МПа.

Энтальпию пара и воды будем определять с помощью программы WaterSteamPro.

Необходимыми температурными напорами будем задаваться в процессе расчета.

При проведении дальнейших расчетов будем пренебрегать падением давления вследствие гидравлического сопротивления тракта КУ, а также увеличением энтальпии и температуры воды при повышении ее давления в насосах.

2.2.2 Расчет котла-утилизатора

Исходя из данной схемы, можно составить уравнение теплового и материального балансов соответствующие различным элементам КУ. Уравнения материального баланса отражают стационарность потока среды.

Для совокупных поверхностей пароперегревателя и испарителя высокого давления КУ уравнение теплового баланса

$$G_r(I_d - I_{эк}^{в.д}) = G_{п}^{в.д}(h_0^{в.д} - h_{эк}^{в.д}), \quad (31)$$

Где $G_r=509$ кг/с – расход газов, покидающих ГТУ; $I_d=575,6$ кДж/кг-энтальпия газов, покидающих ГТУ; $h_0^{в.д}=3379,6$ кДж/кг – энтальпия пара на выходе из перегревателя высокого давления КУ при $p_0^{в.д}=7$ МПа; $t_0^{в.д}=487$ С; $h_{эк}^{в.д}=1267,4$ кДж/кг- энтальпия воды на выходе из экономайзера высокого давления (в состоянии насыщения при давлении $p_0^{в.д}$).

Выбрав температурный напор $\delta t_{эк}=8$ С, найдем температуру газов

$$\Theta_{эк}^{в.д} = t_s + \delta t_{эк} = 285,83 + 8 = 293,83 \text{ С,}$$

А по ней (рис. 1) энтальпию газов перед экономайзером высокого давления $I_{\text{ЭК}}^{\text{В.Д}}=356,59$ кДж/кг.

Из уравнения (31) определяем расход пара высокого давления, генерируемый КУ:

$$G_{\text{П}}^{\text{В.Д}} = G_{\text{Г}}(I_{\text{Д}} - I_{\text{ЭК}}^{\text{В.Д}})/(h_0^{\text{В.Д}} - h_{\text{ЭК}}^{\text{В.Д}}) = 509(575,6 - 356,59)/(3379,6 - 1267,4) = 52,77 \text{ кг/с.}$$

Для экономайзера контура высокого давления будет справедливым следующее соотношение:

$$G_{\text{Г}}(I_{\text{ЭК}}^{\text{В.Д}} - I_{\text{УХ}}^{\text{В.Д}}) = G_{\text{П}}^{\text{В.Д}}(h_{\text{ЭК}}^{\text{В.Д}} - h_{\text{Д}}), \quad (32)$$

Где $h_{\text{П}}^{\text{В.Д}}=697,14$ кДж/кг- энтальпия питательной воды, поступающей из деаэратора (принимая давление в деаэраторе $p^{\text{Д}}=0,7$ МПа); $I_{\text{УХ}}^{\text{В.Д}}$ -энтальпия газов, покидающих теплообменники контура ВД (энтальпия газов за экономайзером контура высокого давления), которую требуется определить:

$$I_{\text{УХ}}^{\text{В.Д}} = I_{\text{ЭК}}^{\text{В.Д}} - G_{\text{П}}^{\text{В.Д}}(h_{\text{ЭК}}^{\text{В.Д}} - h_{\text{Д}})/G_{\text{Г}} = 356,59 - 52,77(1267,4 - 697,14)/509 = 261,8 \text{ кДж/кг,}$$

Что соответствует температуре газов $\theta_{\text{УХ}}^{\text{В.Д}}=232,13$ С.

Для совокупных поверхностей пароперегревателя и испарителя контура низкого давления КУ:

$$G_{\text{Г}}(I_{\text{УХ}}^{\text{В.Д}} - I_{\text{ГПК}}) = G_{\text{П}}^{\text{Н.Д}}(h_0^{\text{Н.Д}} - h_{\text{ЭК}}^{\text{Н.Д}}). \quad (33)$$

В этом соотношении энтальпия газов на входе в ГПК $I_{\text{ГПК}}$ определяется по температуре:

$$\Theta_0^{\text{Н.Д}} = t_{\text{с}} + \delta t_0^{\text{Н.Д}} = 164,95 + 20 = 184,95 \text{ С,}$$

где $\delta t_0^{\text{Н.Д}}=20$ С- выбранный температурный напор в пинч-точке. Получаем $I_{\text{ЭК}}^{\text{Н.Д}}=253,45$ кДж/кг. Энтальпия пара на выходе из контура низкого давления определяется по давлению в контуре $p_0^{\text{Н.Д}}=0,7$ МПа и температуре

$t_0^{\text{Н.Д}} = \theta_{\text{УХ}}^{\text{Н.Д}} - \delta t^{\text{Н.Д}} = 232,13 - 20 = 212,13$ С, где $\delta t^{\text{Н.Д}}=20$ С- принятый температурный напор. Получаем $h_0^{\text{Н.Д}}=2866,1$ кДж/кг. Энтальпия воды в барабане контура низкого давления (энтальпия воды в состоянии насыщения при давлении $p_0^{\text{Н.Д}}$) $h_0^{\text{Н.Д}}=697,14$ кДж/кг.

Из уравнения (33) определяем расход пара через контур низкого давления КУ:

$$G_{\text{п}}^{\text{н.д}} = G_{\text{г}}(I_{\text{yx}}^{\text{в.д}} - I_{\text{ГПК}}) / (h_0^{\text{н.д}} - h_{\text{эк}}^{\text{н.д}}) = 809(297,46 - 253,45) / (2866,1 - 697,14) = 10,33$$

кг/с.

Принимаем температуру питательной воды на входе в ГПК $t_{\text{п.в}} = 110$ С.

Тогда ей соответствует энтальпия $h_{\text{п.в}} = 461,77$ кДж/кг.

Из уравнения теплового баланса для деаэратора

$$(G_{\text{п}}^{\text{в.д}} + G_{\text{п}}^{\text{н.д}} - G^{\text{д}})h_{\text{ГПК}} + G^{\text{д}}h_0^{\text{н.д}} = (G^{\text{н.д}} + G^{\text{в.д}})h_{\text{д}}, \quad (34)$$

Найдем расход пара на деаэратор:

$$G^{\text{д}} = (G_{\text{п}}^{\text{в.д}} + G_{\text{п}}^{\text{н.д}})(h_{\text{д}} - h_{\text{ГПК}}) / (h_0^{\text{н.д}} - h_{\text{ГПК}}) = 6,18 \text{ кг/с.}$$

Уравнение теплового баланса для точки смешения потоков конденсата из конденсатора и линии рециркуляции

$$(G_{\text{п}}^{\text{в.д}} + G_{\text{п}}^{\text{н.д}} - G^{\text{д}})h_{\text{к}} + G^{\text{п}}h_{\text{ГПК}} = (G_{\text{п}}^{\text{в.д}} + G_{\text{п}}^{\text{н.д}} - G^{\text{д}} + G^{\text{п}})h_{\text{п.в}}, \quad (35)$$

Где $h_{\text{к}} = 137,78$ кДж/кг - энтальпия конденсата в состоянии насыщения при $p_{\text{к}} = 5$ кПа, позволяет найти расход рециркуляции

$$G^{\text{п}} = (G_{\text{п}}^{\text{в.д}} + G_{\text{п}}^{\text{н.д}} - G^{\text{д}})(h_{\text{п.в}} - h_{\text{к}}) / (h_{\text{ГПК}} - h_{\text{п.в}}) = (10,33 + 52,77 - 6,18)(251,73 - 137,77) / (461,77 - 251,73) = 30,88 \text{ кг/с.}$$

Из уравнения теплового баланса для ГПК

$$G_{\text{г}}(I_{\text{ГПК}} - I_{\text{yx}}) = (G_{\text{п}}^{\text{в.д}} + G_{\text{п}}^{\text{н.д}} - G_{\text{д}} + G^{\text{п}})(h_{\text{ГПК}} - h_{\text{п.в}}) \quad (36)$$

Найдем энтальпию уходящих газов КУ:

$$I_{\text{yx}} = I_{\text{ГПК}} - (G_{\text{п}}^{\text{в.д}} + G_{\text{п}}^{\text{н.д}} - G_{\text{д}} + G^{\text{п}})(h_{\text{ГПК}} - h_{\text{п.в}}) / G_{\text{г}} = 217,21 \text{ кДж/кг.}$$

Температура уходящих газов (рис.1) $\theta_{\text{yx}} = 148,4$ С.

КПД КУ определяем:

$$\eta_{\text{ку}} = (I_{\text{д}} - I_{\text{yx}}) / (I_{\text{д}} - I_{\text{а}}) = (575,58 - 217,21) / (575,58 - 18,06) = 0,64.$$

Тепло, отданное газами ГТУ в паротурбинный цикл,

$$Q_{\text{газ}} = G_{\text{г}}(I_{\text{д}} - I_{\text{yx}}) = 509(575,58 - 217,21) = 182410,006 \text{ кВт.}$$

Полученное паром,

$$\begin{aligned} Q_{\text{пар}} &= G_{\text{п}}^{\text{в.д}}h_0^{\text{в.д}} + (G_{\text{п}}^{\text{н.д}} - G^{\text{д}})h_0^{\text{н.д}} - (G_{\text{п}}^{\text{в.д}} + G_{\text{п}}^{\text{н.д}} - G^{\text{д}})h_{\text{к}} = \\ &= 52,77 * 3379,6 + (10,33 - 6,18) * 2866,1 - (52,77 + 10,33 - 6,18) * 137,77 = \\ &= 182410,006 \text{ кВт.} \end{aligned}$$

Разница полученных величин равна 0%, что свидетельствует о правильности расчетов. В дальнейшем будем считать, что тепловая мощность одного КУ равна среднему значению $Q_{ку} = 182410,006$ кВт.

Тепло, подводимое к воде (пару) в отдельных элементах КУ:

Для ГПК

$$Q_{ГПК} = (G_{п}^{в.д} + G_{п}^{н.д} - G_{д} + G^p) * (h_{ГПК} - h_{п.в}) = (52,77 + 10,33 - 6,18 + 30,88) * (461,77 - 251,73) = 18443,74 \text{ кВт};$$

Для испарителя низкого давления

$$Q_{исп}^{н.д} = G_{п}^{н.д} * r^{н.д} = 10,33 * 2065,6 = 21334,34 \text{ кВт},$$

Где $r^{н.д} = 2065,6$ кДж/кг- теплота испарения, определяемая по давлению $p_0^{н.д}$,
для пароперегревателя низкого давления

$$Q_{пп}^{н.д} = G_{п}^{н.д} * (h_0^{н.д} - h''_s^{н.д}) = 10,33 * (2866,1 - 2762,7) = 1067,96 \text{ кВт},$$

Где $h''_s^{н.д} = 2762,7$ кДж/кг- энтальпия насыщенного пара при давлении $p_0^{н.д}$;
для экономайзера высокого давления

$$Q_{эк}^{в.д} = G_{п}^{в.д} * (h_0^{н.д} - h_{эк}^{в.д}) = 52,77 * (1267,4 - 697,14) = 30094,95 \text{ кВт};$$

Для испарителя высокого давления

$$Q_{исп}^{в.д} = G_{п}^{в.д} * r^{в.д} = 52,77 * 1505,1 = 79430,28 \text{ кВт},$$

Где $r^{в.д} = 1505,1$ кДж/кг- теплота испарения, определяемая по давлению $p_0^{в.д}$;
для пароперегревателя высокого давления

$$Q_{пп}^{в.д} = G_{п}^{в.д} * (h_0^{в.д} - h''_s^{в.д}) = 52,77 * (3379,6 - 2772,6) = 32033,87 \text{ кВт},$$

Где $h''_s^{в.д} = 2772,6$ кДж/кг- энтальпия насыщенного пара при давлении $p_0^{в.д}$.

Соответствующие относительные величины:

$$Q_{ГПК} = 0,101;$$

$$Q_{исп}^{н.д} = 0,117;$$

$$Q_{пп}^{н.д} = 0,006;$$

$$Q_{эк}^{в.д} = 0,165;$$

$$Q_{исп}^{в.д} = 0,435;$$

$$Q_{пп}^{в.д} = 0,176.$$

2.2.3 Приближенный расчет паровой турбины

Расчет внутреннего относительного КПД паровой турбины проводится по приближенным формулам в два этапа. Сначала определим КПД части высокого давления (до смешения с потоком пара из контура низкого давления КУ) $\eta_{oi}^{B.D}$, а также параметры потока пара на входе в камеру смешения; затем параметры пара в камере смешения и рассчитаем внутренний относительный КПД $\eta_{oi}^{H.D}$ части низкого давления (от камера смешения до конденсатора).

Пусть паровая турбина выполнена с дроссельным парораспределением. Тогда $\eta_{oi}^{B.D}$ можно оценить по приближенной эмпирической формуле для группы ступеней малой верности:

$$\eta_{oi}^{B.D} = (0,92 - 0,2 / (G * v_{cp})) (1 + (H_0^{TP} - 7 * 10^4) / 2 * 10^4) k_{вл} \quad (37),$$

где $v_{cp} = (v_0 v_z)^{0,5}$, а $H_0^{B.D} = 595,6$ кДж/кг - располагаемый теплоперепад группы ступеней, $k_{вл} = 1$ (группа ступеней работает перегретым паром).

Используя h-s-диаграмму, найдем удельный объем пара на входе в турбину $v_0 = 0,047$ м³/кг и удельный объем пара на выходе из ЧВД $v_z = 0,273$ м³/кг; $v_{cp} = (v_0 v_z)^{0,5} = 0,113$ м³/кг.

По расходу свежего пара $G_{п}^{B.D} = 52,77$ кг/с и формуле (37) получим

$$\eta_{oi}^{B.D} = (0,92 - 0,2 / (52,77 * 0,113)) (1 + (595,6 - 7 * 10^4) / 2 * 10^4) = 0,88.$$

Использованный теплоперепад

$$H_i^{B.D} = H_0 \eta_{oi}^{B.D} = 595,6 * 0,88 = 525,29 \text{ кДж/кг.}$$

Энтальпия пара на выходе из ЧВД

$$h_k^{B.D} = h_0^{B.D} - H_i^{B.D} = 3379,6 - 525,29 = 2854,31 \text{ кДж/кг.}$$

Энтальпия пара перед ЧНД определяется :

$$h_{см}^{H.D} = (G^{B.D} * h_{кв}^{B.D} + (G^{H.D} - G^D) * h_0^{H.D}) / (G^{B.D} + G^{H.D} - G^D) = \\ = (52,77 * 2854,31 + (10,33 - 6,18) * 2866,1) / (52,77 + 10,33 - 6,18) = 2855,17 \text{ кДж/кг.}$$

Таким образом, пар на входе в часть низкого давления имеет следующие параметры: $h_0^{CM} = 2855,17$ кДж/кг, $p_0^{H.D} = 0,5$ МПа, $t_0^{H.D} = 204,4$ С.

Для расчета КПД ЧНД воспользуемся эмпирической зависимостью:

$$\eta_{oi}^{H.D.} = 0,87(1 + (H_0^{H.D.} - 400)/10^4) k_{вл} - \Delta H_{вс} / H_0^{H.D.}, \quad (38)$$

где $H_0^{H.D.} = 806,1$ кДж/кг - располагаемый теплоперепад ЧНД, $\Delta H_{вс}$ - потери с выходной скоростью, которые можно найти по эмпирической формуле:

$$\Delta H_{вс} = 0,5 * 10^{-3} ((G_k v_k) / \psi)^2 (1 - (0,1 / (\theta_z - 1))), \quad (39)$$

Где $\theta_z = d_z / l_z$, либо по графикам (рис. 2) для стандартных ступеней ЛМЗ. Определим длину рабочей лопатки последней ступени l_z , рассчитав объемный расход пара. Расход пара на выходе из ЧНД

$$G_{\Sigma} = (G_{II}^{B.D.} + G_{II}^{H.D.}) - G^D = (52,77 + 10,33) - 6,18 = 56,9 \text{ кг/с.}$$

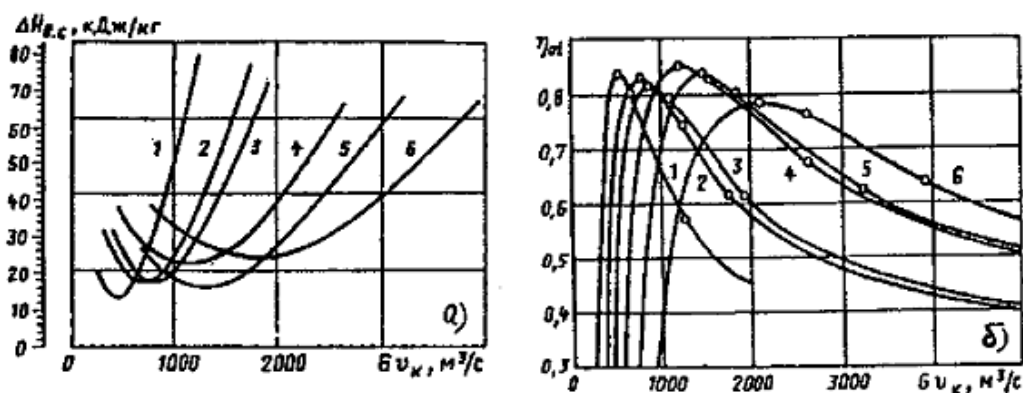


Рисунок 3.2 Выходные характеристики ЦНД со стандартными лопатками ЛМЗ: а- потери с выходной скоростью $\Delta H_{вс}$ в зависимости от Gv_k , б- КПД последней ступени: 1- $l_z=550$ мм, $d_k=1350$ мм, 2- $l_z=755$ мм, $d_k=1350$ мм, 3- $l_z=755$ мм, $d_k=1520$ мм, 4- $l_z=960$ мм, $d_k=1520$ мм, 5- $l_z=1000$ мм, $d_k=1800$ мм, 6- $l_z=1200$ мм, $d_k=1800$ мм

Удельный объем пара при давлении $p_k=5$ кПа и известных начальных параметрах пара на входе в ЧНД можно определить по $h-s$ - диаграмме: $v_k=25$ м³/кг. Объемный расход $Gv=G*v_k=132,8*24=3177,7$ м³/с. Принимаем двухпоточную конструкцию ЦВД и объемный расход на один поток 1588,8 м³/с, по графикам (рис. 2) выберем стандартную лопатку производства ЛМЗ длиной $l_z=1000$ мм и корневым диаметром равным 1,8 м, которой будет соответствовать потеря с выходной скоростью $\Delta H_{вс}=19$ кДж/кг.

Коэффициент, учитывающий влияние влажности

$$K_{\text{вл}}=1-0,4(1-\gamma_{\text{вл}})(y_0+y_z)(H_0^{\text{вл}}/H_0^{\text{гр}}), \quad (40)$$

Где $H_0^{\text{гр}}=H_0^{\text{н.д}}=680$ кДж/кг, $H_0^{\text{вл}}=806,1$ кДж/кг – располагаемый теплоперепад в зоне влажного пара (по h-s- диаграмме), влажность в начале процесса $y_0=0$, в конце процесса расширения задаем в первом приближении $y_z=0,1$; коэффициент $\gamma_{\text{вл}}=0,1$. Подставляя исходные данные в (10), получаем $K_{\text{вл}}=0,969$.

КПД ЦНД находим по (38):

$$\eta_{oi}^{\text{н.д}}=0,87(1+(806,1-400)/10^4)0,969-19/806,1=0,854.$$

Использованный теплоперепад ЦНД

$$H_i^{\text{н.д}}=H_0 * \eta_{oi}^{\text{н.д}}=806,1*0,854=688,6 \text{ кДж/кг};$$

Энтальпия пара в конце процесса расширения

$$h_k^{\text{н.д}}=2855,17-688,6=2166,5 \text{ кДж/кг}.$$

По h-s- диаграмме определяем влажность y в конце процесса расширения пара $y=10\%$.

Внутренняя мощность паровой турбины

$$N_i^{\text{п.т}}=G^{\text{в.д}}*H_0^{\text{в.д}}*\eta_{oi}^{\text{в.д}}+(G^{\text{в.д}}+G^{\text{н.д}}-G^{\text{д}})H_0^{\text{н.д}}*\eta_{oi}^{\text{н.д}}=$$

$$=52,77*595,6*0,88+(52,77+10,33-6,18)*806,1*0,854= 66921,8 \text{ кВт}$$

Располагаемая мощность паровой турбины

$$N_0^{\text{п.т}}=G^{\text{в.д}}H_0^{\text{в.д}}+(G^{\text{в.д}}+G^{\text{н.д}}-G^{\text{д}})H_0^{\text{н.д}}=$$

$$=52,77*595,6+(52,77+10,33-6,18)*806,1=77319,585 \text{ кВт}.$$

Мощность относительный внутренний КПД паровой турбины

$$\eta_{oi}^{\text{п.т}}= N_i^{\text{п.т}}/ N_0^{\text{п.т}}=66921,8/77319,585=0,886$$

2.2.4 Определение экономических показателей пгу

Механический КПД $\eta_m=0,99$, а КПД электрогенератора ПТУ $\eta_{\text{э.г}}^{\text{ПТУ}}=0,98$.

Абсолютный внутренний КПД ПТУ

$$\eta_i^{\text{ПТУ}}=N_i/Q_{\text{кв}}= 66921,8/182410,006=0,367;$$

абсолютный электрический КПД ПСУ

$$\eta_{\text{э}}^{\text{ПСУ}} = \eta_{\text{и}}^{\text{ПГУ}} \eta_{\text{кы}} \eta_{\text{м}} \eta_{\text{эр}} = 0,367 * 0,643 * 0,99 * 0,98 = 0,229$$

электрическая мощность ПГУ

$$N_{\text{э}}^{\text{ПГУ}} = N_{\text{э}}^{\text{ГТУ}} + N_{\text{и}}^{\text{П.Т}} \eta_{\text{м}} \eta_{\text{эр}} = 375 + 669,218 * 0,99 * 0,98 = 439,927 \text{ МВт};$$

тепло, подведенное в камеры сгорания ГТУ,

$$Q_{\text{к.с}} = N_{\text{э}}^{\text{ГТУ}} / \eta_{\text{э}}^{\text{ГТУ}} = 375 / 0,405 = 925,925 \text{ МВт},$$

абсолютный электрический КПД ПГУ,

$$\eta_{\text{э}}^{\text{ПГУ}} = N_{\text{э}}^{\text{ПГУ}} / Q_{\text{к.с}} = 439,927 / 925,925 = 0,475$$

3

Общая часть

3.1 Схема газового хозяйства

Тепловые электрические станции снабжаются газом от газораспределительных станций (ГРС) через газораспределительные пункты (ГРП). На ТЭС сооружается один ГРП. Производительность ГРП рассчитывается на максимальный расход газа всеми рабочими камерами сгорания. ГРП размещают в отдельных зданиях. К каждому ГРП газ подводится по одному газопроводу. Давление газа перед ГРП 8÷10 МПа, а после ГРП оно определяется потерями давления до камер сгорания и необходимым давлением перед горелками и составляет 1,6÷2 МПа.

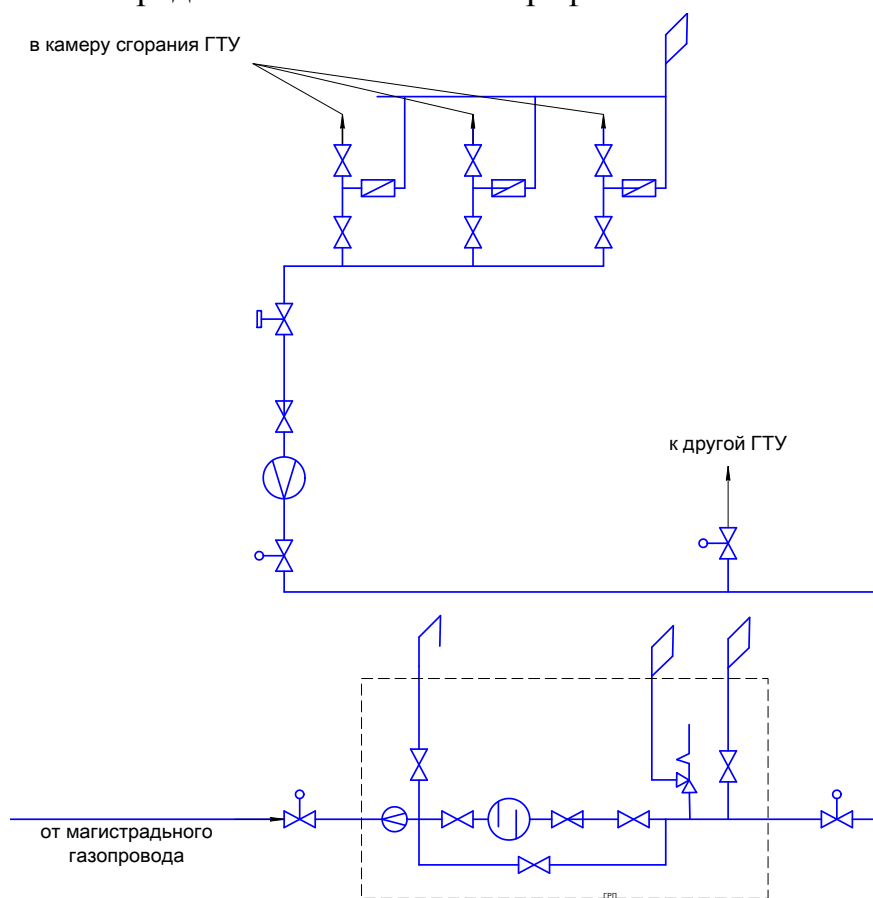
В пределах ГРП и до камер сгорания прокладка газопроводов наземная. Подвод газа от ГРП к магистрали газотурбинного отделения и от нее к камерам сгорания выполняется однопроводным.

Схема газового хозяйства представлена на рисунке 8.

В ГРП имеются рабочие нитки газопровода, нитки малого расхода, включаемые при малом потреблении газа, и резервная нитка с ручным управлением арматурой. На рабочих нитках и нитках малого расхода устанавливают автоматические регуляторы давления и защитные регуляторы «после себя».

При заполнении газом газопроводы должны продуваться им через сбросные свечи до вытеснения всего воздуха, а при освобождении от газа продуваться воздухом до вытеснения всего газа. Эти требования обусловлены тем, что при объемной концентрации природного газа в воздухе 5÷15% образуется взрывоопасная смесь. Из сбросных свечей газ выпускается в места, откуда он не может попасть в здания, и где исключена возможность его воспламенения от какого-либо источника

огня. На газопроводах устанавливается только стальная арматура. Схема газового хозяйства представлена на листе 8 графической части.



1 – запорная задвижка; 2 – расходомер; 3 – фильтр; 4 – регулятор давления; 5 – предохранительный клапан; 6 – байпасная линия; 7 – регулятор расхода газа; 8 – импульсный отсечный быстродействующий клапан; 9 – пробковый кран.

Рисунок 8 - Схема газового хозяйства ТЭЦ

3.2 Техническое водоснабжение ТЭЦ

Для ТЭЦ с ПГУ наиболее рациональным решением технического водоснабжения оказываются оборотные системы с градирнями. Преимущество градирен по сравнению с водохранилищами-охладителями является достижение сравнительно высокого эффекта охлаждения циркуляционной воды при значительно меньших площадях. На рисунке 9 изображена принципиальная схема оборотного водоснабжения станции с башенными градирнями капельного типа. Согласно рекомендациям, количество градирен устанавливаемых на

станции должно быть не менее двух. Из разработанных институтом «Атомтеплоэлектропроект» проектов типовых градирен выбираем градирни (рисунок 10) с площадью орошения $F_{op} = 4000 \text{ м}^2$ и производительностью $G = 23000 \div 30000 \text{ м}^3/\text{ч}$.

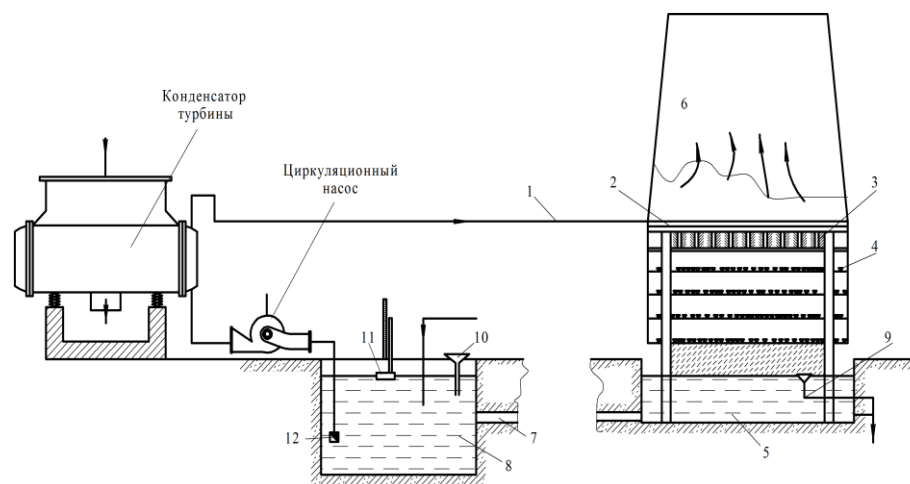


Рисунок 9 - Принципиальная схема оборотного водоснабжения с капельными башенными градирнями:

1 – напорный трубопровод; 2 – распределительный лоток; 3 – разбрызгивающие розетки; 4 – оросительная система из реек; 5 – сборный бассейн; 6 – вытяжная труба; 7 – самотечный перепускной канал; 8 – водоприемный колодец; 9 – продувочная воронка; 10 – воронка для введения хлорной извести; 11 – поплавковый указатель уровня; 12 – обратный клапан.

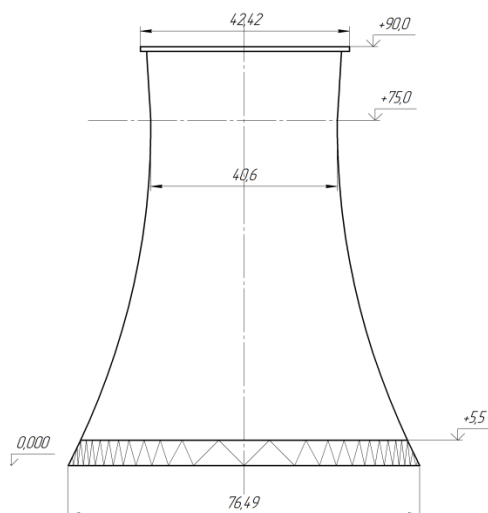


Рисунок 10 - Типовая градирня площадью орошения 4000 м^2 (по АТЭП), с железобетонной башней.

3.3 Охрана окружающей среды

3.3.1 Определение минимальной высоты трубы

$$H = \sqrt{A \times F \times m \times n \times \left(\frac{M_{SO_2}}{ПДК_{SO_2}} + \frac{M_{NO_2}}{ПДК_{NO_2}} + \frac{M_3}{ПДК_3} \right)^3 \sqrt{\frac{N}{V \times T}}} =$$
$$= \sqrt{200 \times 2 \times 0.8 \times 1 \times \sqrt{\frac{1}{355,9 \times 95,5}} \times \left(\frac{60}{0.5} + \frac{25}{0.085} + \frac{228}{0.5} \right)} = 92 \text{ м.}$$

где $A=200$ – коэффициент зависящий от температурной стратификации атмосферы.

$V_T=355,9 \text{ м}^3/\text{с}$ –объём дымовых газов на ТЭЦ.

$F=2$ – коэффициент скорости оседания вредных веществ в атмосферном воздухе, при среднем эксплуатационном коэффициенте очистки выбросов более 90 %.

$T=T_{\text{УХ}}-T_{\text{ЛЕТ}}^{\text{СР.МАКС}}=124,5-27=95,5^0\text{С}$ –разность температур выбрасываемых из котла газов и средней максимальной температуры наружного воздуха наиболее жаркого месяца года в 13.00 часов дня (принимается по СНиП 2.01.01.- 82 «Строительная климатология и геофизика».

$\eta=1$ – безразмерный коэффициент, учитывающий влияние рельефа местности, в данном случае ровная и слабопересечённая местность.

При принятой ориентировочно высоте трубы определяются безразмерные коэффициенты m и n , учитывающие условия выхода дымовых газов из трубы.

Значение коэффициентов m и n определяются в зависимости от параметров:

$$f = 1000 \times \frac{W_0^2 \times D}{H^2 \times \Delta T} = 1000 \times \frac{15 \times 15 \times 2,7}{50 \times 50 \times 95,5} = 2,54$$

$$v_m = 0,65 \times \sqrt[3]{\frac{V_G \times \Delta T}{H}} = 0,65 \times \sqrt[3]{\frac{355,9 \times 95,5}{50}} = 5,71$$

Откуда :

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \times \sqrt{f} + 0,34 \times \sqrt[3]{f}} = \frac{1}{0,67 + 0,1 \times \sqrt{2,54} + 0,34 \times \sqrt[3]{2,54}} = 0,773$$

Коэффициент $n=1$ при $v_m > 2$

Диаметр устья дымовой трубы:

$$D = \sqrt{\frac{V_G}{n \times W_0}} = \sqrt{\frac{355,9}{1 \times 13}} = 2,9 \text{ м}$$

$W_0=13$ м/с—скорость выхода дымовых газов.

По стандарту выбираем:

- высота 90 м
- диаметр устья 3.6 м

3.3.2 Расчёт максимальной концентрации вредных веществ

Величина максимальной приземной концентрации вредных веществ:

$$C_{M_3} = \frac{A \times M_3 \times F \times m \times n \times \eta}{H^2 \times \sqrt[3]{V_G \times \Delta T}} = \frac{200 \times 228 \times 2 \times 0,789 \times 1 \times 1}{90 \times 90 \times \sqrt[3]{355,9 \times 95,5}} = 0,274 \text{ мг} / \text{м}^3$$

$$C_{M_{SO_2}} = \frac{A \times M_{SO_2} \times F \times m \times n \times \eta}{H^2 \times \sqrt[3]{V_G \times \Delta T}} = \frac{200 \times 60 \times 2 \times 0,789 \times 1 \times 1}{90 \times 90 \times \sqrt[3]{355,9 \times 95,5}} = 0,074 \text{ мг} / \text{м}^3$$

$$C_{M_{NO_x}} = \frac{A \times M_{NO_x} \times F \times m \times n \times \eta}{H^2 \times \sqrt[3]{V_G \times \Delta T}} = \frac{200 \times 25 \times 2 \times 0,789 \times 1 \times 1}{90 \times 90 \times \sqrt[3]{355,9 \times 95,5}} = 0,035 \text{ мг} / \text{м}^3$$

Отсюда видно, что величина концентрации сернистого ангидрида и оксидов азота при высоте трубы 90 м не превышает допустимые.

3.4 Генеральный план

Генеральный план - план размещения на выбранной производственной площадке электростанции ее основных и вспомогательных сооружений. Генеральный план электростанции включает следующие производственные и подсобные здания и сооружения:

- главный корпус;
- помещения для деаэраторов;
- щиты управления;
- топливоподача, состоящая из газораспределительного устройства;
- мазутное хозяйство;
- распределительное устройство генераторного напряжения, повышающие трансформаторы и распределительные устройства обычного открытого типа;
- дымовые трубы;
- химводоотчистку;
- систему технического водоснабжения;
- здания и сооружения подсобного назначения: мастерские, склады, гараж, пожарная охрана, а также железнодорожные пути, автомобильные дороги, устройства водоснабжения, канализации.

На территории ТЭЦ расположены: пожарное депо, автохозяйство, административно – бытовой корпус и другие вспомогательные сооружения. Все здания и сооружения размещаются, как правило, в пределах основной ограды электростанции. Между зданиями и сооружениями предусмотрены пожарные разрывы и проезды.

К помещениям газотурбинного отделения и котлотурбинного отделения, к открытому распределительному устройству ГРП, топливоподачи, сливному устройству мазутного хозяйства и различным складам подведены железнодорожные пути и автомобильные дороги. На территории электростанции высаживаются зеленые насаждения. Вся территория обнесена забором. Генеральный план ТЭЦ представлен на втором листе графической части.

3.5 Компоновка главного корпуса

На проектируемой ГРЭС устанавливается четыре блока с двумя газовыми турбинами ГТ-150 и паровой турбиной Т-150 и двумя котлами-утилизаторами.

Главный корпус разделен на два цеха: газотурбинный цех и котлотурбинный цех. В газотурбинном цеху устанавливаются две газотурбинные установки ориентированные перпендикулярно продольной оси помещения. Газотурбинный цех трехпролетный, суммарный пролет составляет 39 метров, а максимальная высота – 23 метра. В котлотурбинном цеху располагаются два котла-утилизатора и паровая турбина, а также деаэратор и питательные насосы. КУ ориентированы также, перпендикулярно продольной оси цеха, симметрично ГТУ, между КУ делается пролет 12 метров, куда помещаются деаэратор и питательные насосы. Паровая турбина расположена параллельно продольной оси главного корпуса в четырехпролетном помещении. Пролет котлотурбинного цеха 33 м, его высота 41 м.

4 Безопасность проектируемого объекта

4.1 Общая характеристика проектируемого объекта

В турбинном цехе установлены газотурбинные установки ГТ-150, паровые турбины Т-175 и вспомогательное оборудование (насосы, деаэраторы питательной воды и т.д.). Для безопасного обслуживания оборудования предусматриваются постоянные площадки и лестницы с ограждениями. Технологический процесс заключается в превращении потенциальной энергии острого пара в механическую энергию вращения ротора турбины, механический момент передается от ротора турбины ротору генератора и в генераторе в соответствии с законом Джоуля-Ленца механическая энергия превращается в электрическую. Работа оборудования сопровождается шумом, вибрацией, излучением тепла и т.п.

4.2 Объемно-планировочное решение проектируемого объекта

Параметры помещения: общий объем турбинного цеха 1200000 м³, средняя высота 30 м, при этом площадь производственного помещения на одного рабочего превышает 4 м², а объем 30 м³. Здание турбинного цеха перекрывается профилированным металлическим листом с битумным покрытием, стены сборные, панели толщиной 0,3 м.

Ширина проходов и проездов между наиболее выступающими габаритами оборудования принята в соответствии с нормами технологического проектирования и правилами безопасности (СНиП 31-01-2003).

Расположение турбогенераторов в цехе – поперечное. Турбина и генератор располагаются на общей отметке обслуживания (отметка 12). Все подогреватели, трубопроводы располагаются на 3 и 6 отметках обслуживания, ниже турбоагрегата.

Ширина прохода от фронтальной стенки до генератора составляет 5 м, ширина прохода от головной части турбины до стены котельного отделения составляет 7 м.

Прямо под генератором на нулевой отметке обслуживания проходят производственные ж/д пути.

Переход между отметками осуществляется по лестницам. Ширина лестничных проходов равна 0.6 м. Высота ограждений- 1 м.

Стена со стороны генератора выполняется максимально остекленной, для улучшения освещения в светлое время суток.

Все трубопроводы, расположенные в зоне обслуживания, имеют изоляцию для предотвращения ожогов обслуживающего персонала.

Источники повышенной вибрации: электродвигатели, насосы располагаются на нулевой отметке обслуживания.

Вдоль всего цеха на нулевой и двенадцатой отметке обслуживания проходят сети внутреннего противопожарного трубопровода.

Места входа и выхода из здания людей оборудованы указательными табличками с подсветкой в темное время суток. Для эвакуации имеются два эвакуационных выхода в различных концах отделения.

4.3 Анализ и устранение потенциальных опасностей и вредностей

При эксплуатации и ремонте основного и вспомогательного оборудования могут возникнуть следующие опасные ситуации:

- захват спецодежды движущимися частями оборудования, ранения об остроконечный рабочий инструмент;
- тепловые ожоги;
- поражение электрическим током;
- воздействие вибраций, производственного шума, инфра- и ультразвука на организм;
- воздействие вредных веществ, содержащихся в воздухе рабочей зоны;
- воздействие электромагнитных полей и излучений;

-аварийные ситуации связанные с нарушением взрывопожаробезопасности, с сосудами, работающими под давлением.

Во избежание всего этого на персонал возлагается обязанность неукоснительно соблюдать требования инструкции по охране труда и правила техники безопасности. С персоналом должны регулярно проводиться занятия и тренировки с периодическим контролем знаний требований инструкции по охране труда и правил техники безопасности.

4.4 Опасность поражения электрическим током

Турбинный цех, согласно правилам устройства электроустановок (ПУЭ), относится к помещению с повышенной опасностью с рабочим напряжением от 0,4 до 6 кВ. Для защиты от поражения электрическим током предусматривается согласно ГОСТ 50571.8-94 "Требования обеспечения безопасности. Общие требования по применению мер защиты для обеспечения безопасности"

рабочая изоляция;

недоступность токоведущих частей (используются осадительные средства - кожух, корпус, электрический шкаф, использование блочных схем и т.д.);

блокировки безопасности (механические, электрические);

малое напряжение: для локальных светильников (36 В), для особоопасных помещений и вне помещений; 12 В используется во взрывоопасных помещениях;

предупредительная сигнализация, знаки и плакаты безопасности;

меры ориентации (использование маркировок отдельных частей электрического оборудования, надписи, предупредительные знаки, разноцветная изоляция, световая сигнализация);

индивидуальные средства защиты;

защитное заземление (применяют в электроустановках до 1 кВ и более переменного тока с изолированной нейтралью или изолированным выводом однофазного тока, а также в электроустановках постоянного тока с изолированной средней точкой при повышенных требованиях безопасности: сырые помещения, передвижные установки, торфяные разработки и т.д.);

зануление (применяют в электроустановках до 1 кВт с глухозаземлённой нейтралью или глухозаземлённым выводом источника однофазного тока, а также глухозаземлённой средней точкой в трехпроводных сетях постоянного тока).

К общей системе заземления подключают все металлические нетоковедущие части оборудования, которые могут оказаться под напряжением вследствие замыкания на корпус.

4.5 Опасность атмосферного электричества

Район расположения ТЭЦ по интенсивности грозовой деятельности характеризуется как умеренный (с пиком грозовой активности в июне-июле месяце).

Опасность поражения молнией зданий и сооружений заключается:

- в первичном проявлении, т.е. прямом ударе молнии;
- во вторичном проявлении, т.е. электростатической и электромагнитной индукции (возникновения разности потенциалов и искрения на металлических конструкциях, оборудовании, трубопроводах и т.д.);
- в заносе высокого потенциала по проводам линий электропередач, токопроводящим коммуникациям, рельсам и др.

Мероприятия по защите от молний определяются Указаниями по проектированию и устройству молнезащиты зданий и сооружений (СО 153-34.21.122-2003). Здания турбинного цеха относятся ко второй категории, защита осуществляется как отдельно стоящими молниеотводами, так и молниеотводами, устанавливаемыми на защищаемых объектах.

4.6 Опасность травмирования движущимися частями машин и механизмов

При эксплуатации узлов и деталей (валов, муфт, осей, шестерен) различных машин и механизмов возможно травмирование человека движущимися частями этих механизмов.

Причины разнообразны:

- выход движущихся частей за установленные пределы;
- биение или неправильная установка узлов;
- динамическая перегрузка механизмов;
- несоблюдение инструкций по эксплуатации, или нарушение правил техники безопасности.

К таковым механизмам на ТЭЦ относятся: вращающиеся муфты электродвигателей, приводы и исполнительные механизмы, другое оборудование. Для исключения травмирования и возможности случайного попадания человека в опасную зону устанавливаются ограждения,

предохранительные устройства, различные блокировки и сигнализации согласно ГОСТ 12.3.002.ССБТ "Оборудование производственное. Ограждение защитное", ГОСТ12.2.062.ССБТ "Процессы производственные. Общие требования безопасности".

4.7 Тепловые излучения и опасность термического ожога

В турбинном цехе в результате технологического процесса имеет место тепловое (инфракрасное) излучение от трубопроводов и обмуровки.

В соответствии с СанПиН 2.2.4.548-96 интенсивность облучения (E_0) меньше или равна 100 Вт/м^2 . Время пребывания на рабочих местах при отклонении температуры воздуха от допустимых величин регламентируют СанПиН 2.2.4.548-98. На рабочих местах, связанных с выделением тепла, предусматривается согласно ГОСТ 12.4.123:

- теплозащитные экраны в районе мест, где наблюдается сильное выделение тепла;
- тепловая изоляция (температура наружной поверхности не более 45°C);
- охлаждение теплоизлучающих поверхностей;
- сигнальная окраска трубопроводов (соответствует правилам устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды);
- аэрация и воздушное душирование;
- спецодежда в соответствии с нормами;
- вентиляция.

В таблице 14 приведены допустимые величины интенсивности теплового облучения поверхности тела работающих от производственных источников в соответствии с СанПиН 2.2.4.548-96.

Т а б л и ц а 14 - Допустимые величины интенсивности теплового облучения поверхности тела, работающих, от производственных источников.

Облучаемая поверхность тела, %	Интенсивность теплового облучения, Вт/м, не более
50 и более	35
25-50	70
не более 25	100

4.8 Освещение

Гигиенические нормы и требования к освещению регламентируются СанПиН 2.2.1 /2.1.1.1278-03 "Естественное и искусственное освещение" и СНиП 23-05-95. В цехе применяется совмещённое освещение (сочетание естественного и искусственного). Естественное освещение - освещение дневным светом через боковые оконные проёмы. По конструктивному исполнению в цехе применяется комбинированное естественное (сочетание верхнего и бокового) освещения. В тёмное время суток применяется искусственное освещение.

Источники освещения:

- лампы типа ДРЛ-250, ДРЛ-500, НГ-30, ЛБ-40;
- светильники следующих видов: ОД, Гс, Астра.

Искусственное освещение применяется следующих видов:

- рабочее, для освещения помещения в соответствии с характером выполняемых работ;
- дежурное и охранное (вдоль границы территории);
- аварийное (не менее 5% рабочей освещённости), для продолжения работ при отключении рабочего освещения (питание от независимого источника энергии, аккумуляторных батарей);
- эвакуационное (0.5 лк в зданиях и 0.2 лк вне зданий) по основным проходам и лестничным клеткам.

Т а б л и ц а 18 - Нормы освещения по СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение»

Наименование объекта	Характер работы	Размер объекта различения, мм	Коэффициент естественной освещённости, %		Нормируемая освещённость при искусственном освещении, лк		Тип светильника, мощность, тип источника света
			комбинированное освещение	Боковое освещение	Комбинированная	Боковое освещение	
Турбинный цех	Наблюдение за технологическим процессом (разряд VI)	Более 5	1,8	0,6	-	200	ЛДЦ 80 ПВЛМ

Шкалы измерительных приборов	Наблюдение за показ. приборов (разряд IVг)	Свыше 0,5 до 1	2,4	0,9	200	400	ЛДЦ 80 ПВЛМ
------------------------------	--	----------------	-----	-----	-----	-----	----------------

4.9 Вредные вещества в воздухе рабочей зоны

В атмосферу турбинного отделения может попасть гидразингидрат, применяемый для удаления кислорода из питательной воды и др. Токсические характеристики веществ по ГН 2.2.5.1313-03 приведены в таблице 19

Для защиты от этих вредных веществ, предусматривается:

- автоматизация и механизация процессов, сопровождающихся выделением вредных веществ;
- средства индивидуальной защиты;
- герметизация оборудования;
- местная вытяжная вентиляция и общая вентиляция.

Т а б л и ц а 19 - Характеристика токсичных веществ ГН 2.2.5.1313-03

Наименование вещества	Агрегатное состояние	Характер действия	ПДК, мг/м ³	Класс опасности по ГОСТ 12.1.005-88
Иввиоль	жидкость	Обладает паралитическим действием	1,5	3
Гидразингидрат	раствор	Паралитическое действие	0.1	1

4.10 Производственный шум

Основным, вредным фактором является шум, который вызывается работой турбоагрегатов, деаэраторов, генераторов, трубопроводов и насосов. Для предотвращения вредных воздействий шума применяется ряд методов его снижения:

- рациональное размещение оборудования;
- своевременный плановый и предупредительный ремонт оборудования;

- звукопоглощающая облицовка;
- звукоизолирующие кожухи, экраны, кабины;
- использование индивидуальных средств защиты (наушники, беруши, комбинированные каски с наушниками и т. д.);
- дистанционное управление шумным оборудованием;
- установка глушителей трубчатого типа в системах приточной вентиляции и кондиционирования воздуха.

Технические требования регламентируют следующие документы:

СНиП 23-03-03 "Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки";

СанПиН 2.2.4/2.1.8.582-96 «Гигиенические требования при работах с источниками воздушного и контактного ультразвука промышленного, медицинского и бытового назначения».

Допустимые уровни звукового давления в активных полосах частот, уровни звука на рабочих местах приведены в таблице 20.

Т а б л и ц а 20 - Допустимые уровни звукового давления по СНиП 23-03-03 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки»

Назначение помещения	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБ
	31.5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Помещения с постоянными рабочими местами производственных предприятий.	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80
Рабочие помещения диспетчерских служб, кабины наблюдения и дистанционного управления с речевой связью по телефону.	96	83	74	68	63	60	57	55	54	65

4.11 Производственная вибрация

Одним из основных вредных факторов является вибрация, которая вызывается работой турбоагрегатов, деаэраторов, генераторов, трубопроводов и насосов. Для предотвращения вредных воздействий вибрации в соответствии с СН 2.2.4/2.1.8.566-96 применяется ряд методов защиты от вибрации:

- рациональное размещение оборудования;
- своевременный плановый и предупредительный ремонт оборудования;
- вибропоглощающие фундаменты, виброизоляция;
- вибродемпфирующие материалы на оборудование;
- дистанционное управление вибрирующим оборудованием.

Технические требования регламентирует СанПиН 2.2.2.540-96 "Гигиенические требования к ручным инструментам и организации работ".

Вибрация воздействующая на человека нормируется отдельно для каждого установленного направления в каждой октавной полосе по СН 2.2.4/2.1.8.566-96 "Вибрация. Методы и средства защиты".

Зависимость вибрации на рабочем месте от частоты представлена в таблице 21.

Т а б л и ц а 21 - Допустимые уровни вибрации

Источник вибрации	Уровни виброскорости, м/с · 10 ⁻²							
	1	2	4	8	16	31,5	63	125
Среднеквадратичные частоты								
Технологическая вибрация	–	108	99	92	92	92	–	–

4.12 Предупреждение аварий и взрывов технологического оборудования

Для предупреждения аварий и взрывов технологического оборудования необходимо исключить:

- тепловые и механические перегрузки оборудования (парогенераторов и турбин);

- нарушение режима работы оборудования;
- неисправности контрольно-измерительных приборов и средств диспетчеризации технологического управления.

Данный технологический процесс производства электроэнергии и тепловой энергии должен вестись в строгом соответствии с:

- ПТЭ электростанций и сетей;
- ПБ 03-576-03 Правилами устройств и безопасности эксплуатации сосудов, работающих под давлением;
- ПТБ при эксплуатации тепломеханического оборудования электрических станций и тепловых сетей.

4.13 Обеспечение взрывопожарной безопасности

Для обеспечения пожарной безопасности в машинном зале по СНиП 21-01-97 "Пожарная безопасность зданий и сооружений" предусматривается степень огнестойкости здания II. Максимальные пределы огнестойкости конструкций для II класса огнестойкости представлены в таблице 22.

Т а б л и ц а 22 - Максимальные пределы огнестойкости конструкций

Степень огнестойкости здания	Максимальные пределы огнестойкости конструкций, минут					
	Несущие элементы	Наружные стены	Перекрытие	Перекрытия безчердачны	Лестничные клетки	
					Площадки, стены	Марши лестниц
II	R45	RE15	REJ45	RE15	REJ90	R45

Источником возникновения пожара может явиться турбинное масло и водород. Их характеристика приведена в таблице 23.

Т а б л и ц а 23 - Пожароопасные свойства веществ

Наименование вещества	Пожаро-опасность	Плотность, г/м ³	Нижний концентрационный предел распространения пламени (НКПР), %	Верхний концентрационный предел распространения пламени (ВКПР), %	Температура воспламенения, °С
Турбинное масло	ГЖ	-	14,8	15,8	400
Водород	ГГ	0,083	4	75	510

Турбинный цех по пожарной безопасности относится к категории А (НПБ-105-03), по степени огнестойкости II.

Для пожарной безопасности предусматривается согласно ППБ 01-03 ГОСТ 12.1.004-91:

- эвакуационные выходы;
- внутренний и наружный пожарные водопроводы.

Организационно-технические мероприятия должны включать:

- организацию пожарной охраны, организацию ведомственных служб пожарной безопасности в соответствии с законодательством РФ;
- паспортизацию веществ, материалов, изделий, технологических процессов, зданий и сооружений объектов в части обеспечения пожарной безопасности;
- привлечение общественности к вопросам обеспечения пожарной безопасности;
- организацию обучения работающих правилам пожарной безопасности на производстве, а населения - в порядке, установленном правилами пожарной безопасности соответствующих объектов пребывания людей;
- разработку и реализацию норм и правил пожарной безопасности, инструкций о порядке обращения с пожароопасными веществами и материалами, о соблюдении противопожарного режима и действиях людей при возникновении пожара;
- изготовление и применение средств наглядной агитация для обеспечения пожарной безопасности;
- порядок хранения веществ и материалов, тушение которых недопустимо одними и теми же средствами, в зависимости от их физико-химических и пожароопасных свойств;
- нормирование численности людей на объекте по условиям безопасности их при пожаре;
- разработку мероприятий по действиям администрации, рабочих, служащих и населения на случай возникновения пожара и организацию эвакуации людей;
- основные виды, количество, размещение и обслуживание пожарной техники.

Применяемая пожарная техника должна обеспечивать эффективное тушение пожара (загорания), быть безопасной для природы и людей.

Так же для борьбы с масляными пожарами предусматривается применение огнестойких жидкостей, например применение масла ОМТИ. В системе смазки и регулирования напорные маслопроводы, находящиеся в зоне

высоких температур, помещаются в специальные защитные короба, выполненные из листовой стали толщиной не менее 3 мм. Все зоны скопления масляных паров вентилируются с помощью эксгаузеров.

В отделении устанавливаются автоматическая дренчерная система пожаротушения и автоматическая система объёмного аэрозольного тушения (САТ) в соответствии с НПБ 110-03. Система оповещения людей о пожаре с автоматическим управлением и возможностью реализации множества вариантов организации эвакуации из каждой зоны оповещения в соответствии с НПБ 104-03. Аварийная вентиляция на случай возникновения пожара. Предусмотрена схема наружного и внутреннего пожарного водоснабжения с двумя независимыми вводами. На всех отметках размещено по несколько пожарных гидрантов. По всей территории на всех отметках установлены щиты с размещением первичных средств пожаротушения ЩП-В, а в местах с токоведущими проводниками ЩП-Е. Все меры пожарной безопасности выполняются в соответствии с ГОСТ 12.1.004-91 "Пожарная безопасность. Общие требования", ГОСТ Р-12.3.047-98 ССБТ "Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля" и "Правилами пожарной безопасности", ППБ 01-03.

4.14 Безопасность эксплуатации грузоподъемных машин и механизмов

В турбинном отделении при перемещении грузов устанавливают мостовой кран, безопасность которого соответствует ГОСТ 12.3.009. ССБТ «Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности».

Основными факторами, определяющими опасность грузоподъемных кранов для людей и оборудования при производстве подъемно – транспортных работ, являются:

- движущиеся детали и механизмы;
- перемещаемые грузы;
- работа на высоте;
- возможность поражения электрическим током;
- другие опасные вредные факторы.

Основой безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов являются систематические обследования состояния промышленной безопасности при эксплуатации подъемных сооружений ПБ 10-382-00.

Обследованию подвергаются в целом все предприятия, при этом каждое подъемное сооружение осматривается не реже одного раза в три года. В связи с практикой государственной надзорной деятельности предусматривается три вида обследования:

- оперативное;
- целевое;
- комплексное.

Места производства погрузочно-разгрузочных работ оборудуются знаками безопасности по ГОСТ 12.3.009. ССБТ «Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности».

Краны до пуска в работу подвергаются полному техническому освидетельствованию согласно ПБ 10-382-00. Краны подвергаются техническому освидетельствованию до их регистрации. Техническое освидетельствование проводится согласно руководству по эксплуатации крана. При отсутствии в руководстве соответствующих указаний, освидетельствование кранов производится согласно ПБ 10-382-00.

Краны в течении нормативного срока службы подвергаются периодическому техническому обследованию:

- а) частичному – не реже одного раза в 12 месяцев;
- б) полному – не реже одного раза в 3 года, за исключением редко используемых кранов (краны для обслуживания машинных залов, электрических и насосных залов, электрических и насосных станций, компрессорных установок, а также другие краны, используемые только при ремонте оборудования).

Редко используемые грузоподъемные краны подвергаются полному техническому освидетельствованию не реже одного раза в 5 лет. Отнесение кранов к категории редко используемых производится владельцем.

Внеочередное полное техническое освидетельствование крана производится после:

- монтажа, вызванного установкой крана на новом месте (кроме стреловых и быстромонтируемых башенных кранов);
- реконструкции крана;
- ремонта расчетных металлоконструкций крана с заменой элементов или узлов с применением сварки;
- установки сменного стрелового оборудования или замены стрелы;

- капитального ремонта или замены грузовой или стреловой лебедки;
- замены крюка или крюковой подвески (производятся только статические испытания);
- замены несущих или вантовых канатов кранов кабельного типа.

Техническое освидетельствование крана производится инспектором по надзору за безопасной эксплуатацией грузоподъемных кранов при участии инженерно-технического работника, ответственного за содержание грузоподъемных кранов в исправном состоянии.

Техническое освидетельствование имеет цель установить, что:

- кран и его установка соответствует настоящим правилам, паспортным данным и представленной для регистрации документации;
- кран находится в состоянии, обеспечивающим его безопасную работу.

При полном техническом освидетельствовании кран подвергается:

- осмотру;
- статическим испытаниям;
- динамическим испытаниям.

При техническом освидетельствовании крана проверяются:

- состояние металлоконструкций крана его сварных (клепаных) соединений (отсутствие трещин, деформаций, утонения стенок вследствие коррозии, ослабления клепанных соединений и др.), а также кабины, лестниц, площадок и ограждений;
- состояние крюка, блоков;
- фактическое расстояние между крюковой подвеской и упором при срабатывании концевого выключателя и остановки механизма подъема;
- состояние изоляции проводов и заземляющего электрического крана с определением сопротивления;
- соответствие массы противовеса и балласта у крана стрелового типа значениям, указанным в паспорте;
- состояния кранового пути и соответствие его настоящим правилам, проекту и руководству по эксплуатации крана;
- состояние канатных креплений;
- состояние освещения и сигнализации.

Результаты технического освидетельствования крана записываются в его паспорт инспектором по надзору за безопасным эксплуатацией грузоподъемных кранов, проводившим освидетельствование, с указанием срока следующего освидетельствования.

Запись в паспорте действующего крана, подвергнутого периодическому техническому освидетельствованию, должна подтверждаться, что кран отвечает требованиям настоящих Правил, находится в исправном состоянии и выдержал испытания.

Разрешение на дальнейшую работу крана в этом случае выдается инспектором по надзору за безопасной эксплуатацией грузоподъемных кранов. Проведение технического освидетельствования может осуществляться специализированной организацией.

Краны, отработавшие нормативный срок службы, подвергаются экспертному обследованию (диагностированию), включая полное техническое освидетельствование, проводимому специализированными организациями в соответствии с нормативными документами. Результаты обследования заносятся в паспорт крана инженерно-техническим работником, ответственным за содержание крана в исправном состоянии.

5. Спецвопрос

Выше рассмотрена ПГУ самого простого и самого распространенного

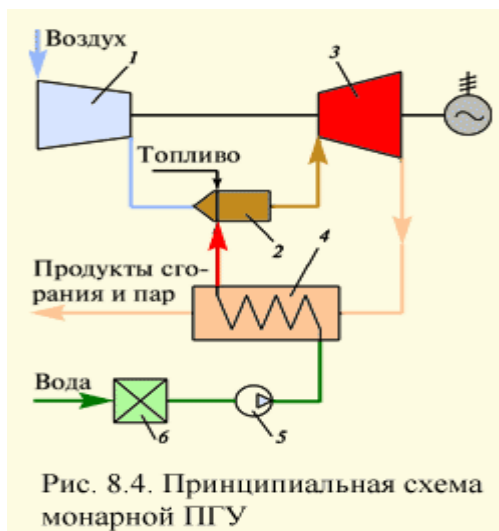


Рис. 8.4. Принципиальная схема монарной ПГУ

типа — утилизационного. Однако многообразие ПГУ столь велико, что нет возможности рассмотреть их в полном объеме. Поэтому ниже рассмотрим основные типы ПГУ, интересные для нас либо с принципиальной, либо с практической точки зрения. Одновременно попытаемся выполнить их классификацию, которая, как и всякая классификация, будет условной.

По назначению ПГУ подразделяют на конденсационные и теплофикационные. Первые из них вырабатывают только электроэнергию, вторые — служат и для нагрева сетевой воды в подогревателях, подключаемых к паровой турбине. По количеству рабочих тел, используемых в ПГУ, их делят на бинарные и монарные. В бинарных установках рабочие тела газотурбинного цикла (воздух и продукты горения топлива) и паротурбинной установки (вода и водяной пар) разделены. В монарных установках рабочим телом турбины

является смесь продуктов сгорания и водяного пара.

Схема монарной ПГУ показана на рис. 8.4. Выходные газы ГТУ направляются в котел-утилизатор, в который подается вода питательным насосом 5. Получаемый на выходе пар поступает в камеру сгорания 2, смешивается с продуктами сгорания и образуемая однородная смесь направляется в газовую (правильнее сказать — в парогазовую турбину 3. Смысл этого понятен: часть воздуха, идущего из воздушного компрессора и служащая для уменьшения температуры рабочих газов до допустимой по условиям прочности деталей газовой турбины, замещается паром, на повышение давления которого питательным насосом в состоянии воды затрачивается меньше энергии, чем на повышение давления воздуха в компрессоре. Вместе с тем, поскольку газопаровая смесь покидает котел-утилизатор в виде пара, то тепло конденсации водяного пара, полученное им в котле и составляющее значительную величину, уходит в дымовую трубу.

Техническая трудность организации конденсации пара из парогазовой смеси и связанная с этим необходимость постоянной работы мощной водоподготовительной установки является главным недостатком ПГУ монарного типа.

За рубежом описанная монарная установка получила название STIG (от Steam Iniected Gas Turbine). Их строит в основном фирма General Electric в комбинации с ГТУ сравнительно малой мощности. В табл. 8.1 приведены данные фирмы General Electric, иллюстрирующие увеличение мощности и КПД двигателей при использовании впрыска пара.

Т а б л и ц а 8.1 Изменение мощности и экономичности при вводе пара в камеру сгорания монарной ПГУ

Модуль ГТУ	Мощность двигателя без ввода пара, МВт	Мощность двигателя при вводе пара, МВт	КПД двигателя без ввода пара, %	КПД двигателя при вводе пара, %
LM 1600	13,0	16,7	34	40
LM 2500	22,2	26,5	35	39
LM 5000	33,1	51,9	36	43

Видно, что при впрыске пара и мощность, и КПД растут.

Отмеченные выше недостатки не привели к широкому распространению монарных ПГУ, по крайней мере, для целей производства электроэнергии на мощных ТЭС. На Южно-турбинном заводе (г. Николаев, Украина) построена демонстрационная монарная ПГУ мощностью 16 МВт.

Большинство ПГУ относится к ПГУ бинарного типа. Существующие

бинарные ПГУ можно разделить на пять типов:

Утилизационные ПГУ. В этих установках тепло уходящих газов ГТУ утилизируется в котлах-утилизаторах с получением пара высоких параметров, используемого в паротурбинном цикле. Главными преимуществами утилизационных ПГУ по сравнению с ПГУ являются высокая экономичность (в ближайшие годы их КПД превысит 60 %), существенно меньшие капиталовложения, меньшая потребность в охлаждающей воде, малые вредные выбросы, высокая маневренность. Как показано выше, утилизационные ПГУ требуют высокоэкономичных высокотемпературных газовых турбин с высокой температурой уходящих газов для генерирования пара высоких параметров для паротурбинной установки (ПТУ). Современные ГТУ, отвечающие этим требованиям, пока могут работать либо на природном газе, либо на легких сортах жидкого топлива.

ПГУ со сбросом выходных газов ГТУ в энергетический котел. Часто такие ПГУ называют кратко «сбросными», или ПГУ с низконапорным парогенератором (рис. 8.5). В них тепло уходящих газов ГТУ, содержащих достаточное количество кислорода, направляется в энергетический котел, замещая в нем воздух, подаваемый дутьевыми вентиляторами котла из атмосферы. При этом отпадает необходимость в воздухоподогревателе котла, так как уходящие газы ГТУ имеют высокую температуру. Главным преимуществом сбросной схемы является возможность использования в паротурбинном цикле недорогих энергетических твердых топлив.

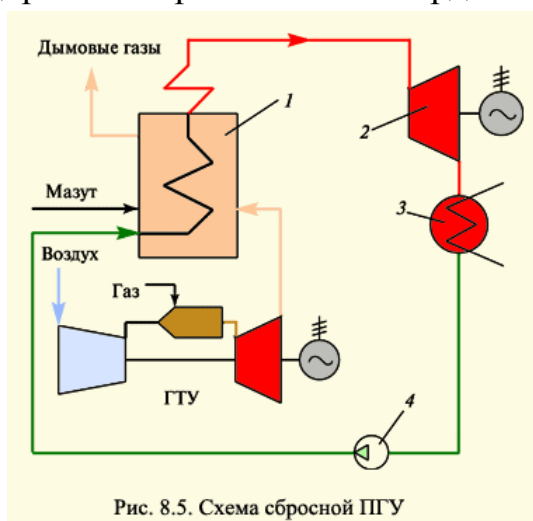


Рис. 8.5. Схема сбросной ПГУ

В сбросной ПГУ топливо направляется не только в камеру сгорания ГТУ, но и в энергетический котел (рис. 8.5), причем ГТУ работает на легком топливе (газ или дизельное топливо), а энергетический котел — на любом топливе. В сбросной ПГУ реализуется два термодинамических цикла. Теплота, поступившая в камеру сгорания ГТУ вместе с топливом, преобразуется в электроэнергию так же, как и в утилизационной ПГУ, т.е. с КПД на уровне 50

%, а теплота, поступившая в энергетический котел — как в обычном паротурбинном цикле, т.е. с КПД на уровне 40 %. Однако достаточно высокое содержание кислорода в уходящих газах ГТУ, а также необходимость иметь за энергетическим котлом малый коэффициент избытка воздуха приводят к тому, что доля мощности паротурбинного цикла составляет примерно 2/3, а доля мощности ГТУ — 1/3 (в отличие от утилизационной ПГУ, где это соотношение обратное). Поэтому КПД сбросной ПГУ составляет примерно

$$\eta_{\text{ПГУ}} = \frac{2}{3} \cdot 40 + \frac{1}{3} \cdot 50 = 43,3 \%$$

т.е. существенно меньше, чем у утилизационной ПГУ. Ориентировочно можно считать, что в сравнении с обычным паротурбинным циклом экономия топлива при использовании сбросной ПГУ примерно вдвое меньше, чем экономия топлива в утилизационной ПГУ.

Кроме того, схема сбросной ПГУ оказывается очень сложной, так как необходимо обеспечить автономную работу паротурбинной части (при выходе из строя ГТУ), а поскольку воздухоподогреватель в котле отсутствует (ведь в энергетический котел при работе ПГУ поступают горячие газы из ГТУ), то необходима установка специальных калориферов, нагревающих воздух перед подачей его в энергетический котел.

ПГУ с «вытеснением» регенерации. Идея такой ПГУ состоит в том, что регенеративные подогреватели отключаются от паровой турбины, а для подогрева питательной воды энергетического котла используется тепло уходящих газов ГТУ (рис. 8.6). Сэкономленный пар отборов служит для выработки дополнительной мощности в паровой турбине. При этом теплота конденсации сэкономленного пара теряется в конденсаторе, а не возвращается питательной воде. Поэтому выигрыш в экономичности возникает тогда, когда эта потеря будет меньше, чем экономия топлива за счет уменьшения потери теплоты с уходящими газами ГТУ. ПГУ с вытеснением регенерации дает наименьшую экономию топлива (около 4 %), однако она позволяет надстроить паротурбинный энергоблок с минимальными переделками.

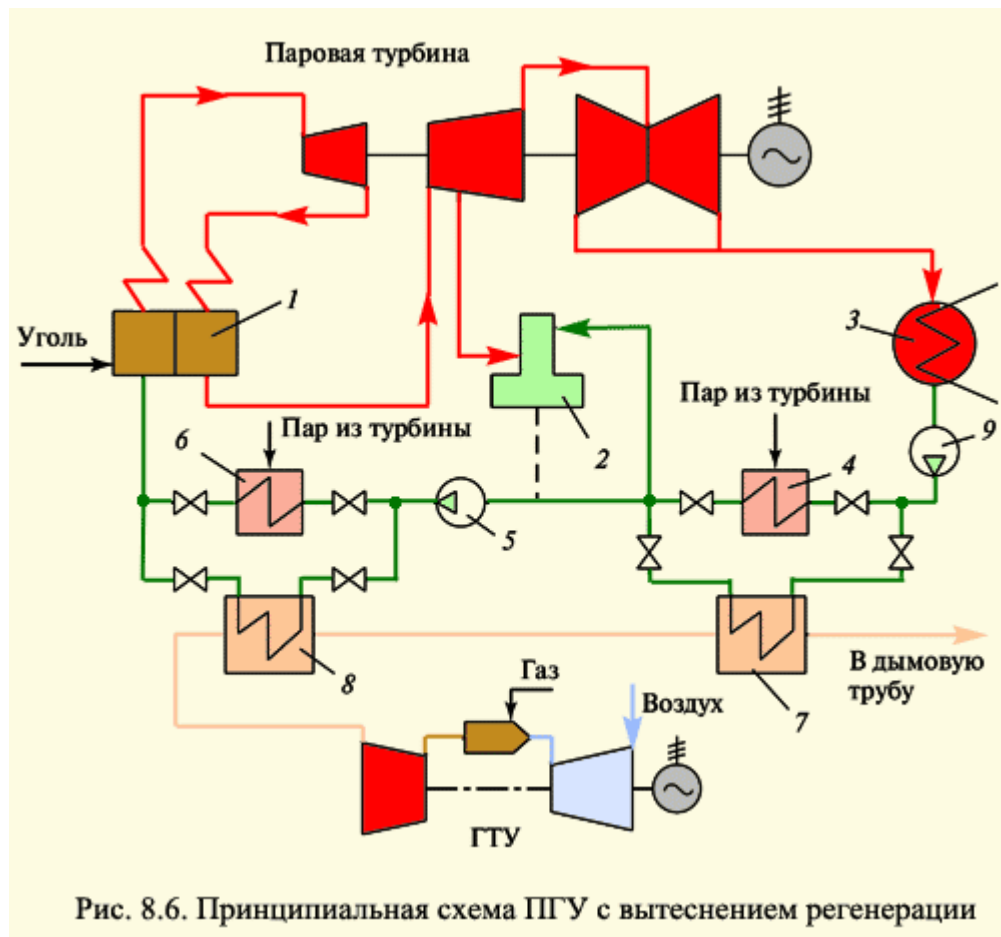
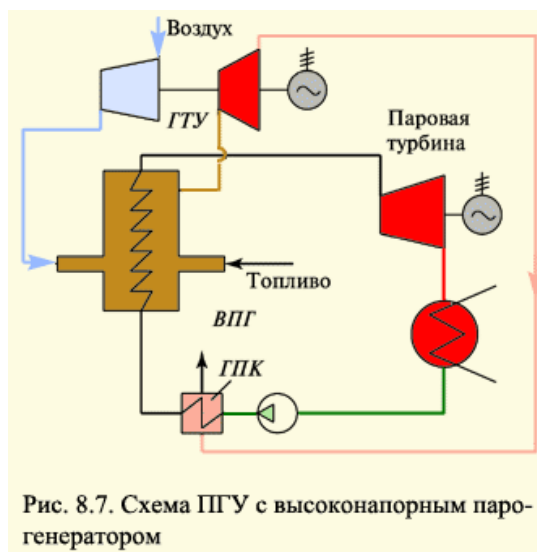


Схема ПГУ с высоконапорным парогенератором (котлом) показана на рис. 8.7. В такой ПГУ высоконапорный парогенератор (ВПГ) играет одновременно роль и энергетического котла ПТУ и камеры сгорания ГТУ. Для этого в нем поддерживается высокое давление, создаваемое компрессором ГТУ. Для повышения экономичности перед ВПГ устанавливается газовый подогреватель конденсата ГПК, уменьшающий температуру уходящих газов ГТУ.



Экономия топлива в такой установке также зависит от соотношения мощностей ГТУ и ПТУ и находится на таком же уровне, как и у сбросных ПГУ.

В России на Невинномысской ГРЭС построена одна ПГУ с ВПГ мощностью 200 МВт (см. табл. 8.2), обеспечивающая экономичность на уровне 36,9 %. Сейчас она маркируется как ПГУ-170 с паровой турбиной К-145-130 и ГТУ ГТ-25-710. В 1998 г. она имела коэффициент использования установленной мощности 65 % при удельном расходе условного топлива 352,4 г/(кВт·ч), т.е. при КПД 34,7 %. Серьезную проблему для ПГУ с ВПГ представляет износ проточной части газовой турбины под действием продуктов коррозии внутренней части парогенератора.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рамках квалификационной работы был разработан комплексный проект строительства парогазовой станции мощностью 1800 МВт. На проектируемой ГРЭС установлено четыре парогазовых блока, каждый из которых включает в себя две газовые турбины ГТЭ-150, паровую турбину К-150 и два котла-утилизатора. В качестве топлива, используется газ Ивановского месторождения. Данный проект включает в себя следующие расчеты:

- расчет принципиальной тепловой схемы;
- тепловой расчет ГТУ;
- тепловой и конструкторский расчеты КУ;
- приближенный тепловой расчет ПТУ;
- детальный расчет ступеней газовой и паровой турбин;
- кроме того была разработана система водоснабжения с градирнями и разработана схема газового хозяйства;

Так как процесс производства электрической энергии на ГРЭС относится к производству повышенной опасности, в дипломный проект включен раздел «Безопасность проектируемого объекта».

В разделе «Экономическая часть» дана оценка варианта строительства парогазовой ГРЭС по сравнению со строительством типовой ГРЭС такой же мощности, работающей на угле.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Тезисы докладов научно-технической сессии по проблемам газовых турбин М., 1997. С. 8-12
2. Пичугин И.И., Цветков А.М., Симкин М.С. Особенности проектирования паровых турбин ЛМЗ// Теплоэнергетика. 1993. №5. С. 10-21.
3. Щегляев А.В. Паровые турбины М.: Энергоатомиздат, 1993. 384с.
4. Стационарные газотурбинные установки / Л.В. Арсеньев, В.Г. Тырышкин, И.А. Богов и др. Под ред. Л.В. Арсеньева и В.Г. Тырышкина. Л.: Машиностроение, 1989. 543с.
5. Ривкин С.Л., Александров А.А. Теплофизические свойства воды и водяного пара. М.: Энергия, 1980. 424с.
6. Трухний А.Д. Расчет тепловых схем утилизационных парогазовых установок: учебное пособие / А.Д. Трухний, А.А. Романюк. М: Издательский дом МЭИ. 2006. 40с
7. Расчет структурной схемы ПГУ с газификацией угля. Методические указания к расчетно-графическому заданию. Новосибирск. 1997.
8. Ольховский Г.Г. Перспективы тепловых электростанций // Электрические станции, 2010, № 1
9. Ольховский Г.Г. Парогазовые установки с газификацией угля (аналитический обзор). // М:ВТИ, 2007, 183 с.
10. Капустин М.А., Нефедов Б.К. Окись углерода и водород-перспективное исходное сырье для синтезов продуктов нефтехимии. // Тематический обзор. Сер. Нефтехимия и сланцепереработка. М.: ЦНИТ, -1981.- 58с.
11. Альтшулер В.С. Современное состояние и развитие технологии газификации твердого топлива // Химическая технология. – 1985.- №1.- с.309-314.

12. Химическая технология твердых горючих ископаемых: Учеб. Для вузов/Под ред. Г.Н Макарова, Г.Д. Харламповича. - М.: Химия. 1986.-496., ил.
13. Тереньтьев Т.А., Тюков В.М., Смаль Ф.В. Моторное топливо из альтернативных сырьевых ресурсов –М.: Химия 1989.- 271с.
14. А.Г. Костюк, В.В. Фролов, Турбины тепловых и атомных электрических станций, М.: Издательство МЭИ, 2001.
15. В.С. Варварский, В.Б. Грибов, Е.Н.Прутковский. Парогазовая ТЭЦ с внутрицикловой газификацией твердого топлива// Теплоэнергетика, 2003. №8. С. 16-20.
16. Разработка отечественной ПГУ с внутрицикловой газификацией топлива. / Г.Г.Ольховский , С.И.Сучков, А.Н. Епихин и др. // Теплоэнергетика. №2. 2010. С. 19-26.
17. Степанов С.Г. Газификация угля. Тенденция развития, инженерные решения, новый принцип // Ресурсы России. 2002. №4. С. 36-42.
18. Колодцев Х.И. Основные факторы и пути повышения интенсивности газификации на воздушном дутье // Газификация твердого топлива. Труды третьей научно-технической конференции. М.: Гостоптехиздат. 1957. С.
19. Колодцев Х.И., Бабий В.И., Кустовский СЛ. Газогенератор ВТИ для газотурбинных установок // Теплоэнергетика, 1961, №4. С.44-48.
20. Сучков С.И. О возможности эффективного решения проблем сжигания некоторых топлив посредством применения их газификации // Сб. док. V научно-практической конференции «Минеральная часть топлива, шлакование, очистка котлов, улавливание и использование золы». Челябинск, 7-9 июня 2011. Том III, с.204-210

ПРИЛОЖЕНИЕ