

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Факультет Заочного отделения и переподготовки спец.
Специальность 53071708 "Теплоэнергетика"
Кафедра Тепловые энергетические установки

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Букбаев Мегет Турсекович
(фамилия, имя, отчество)
Тема проекта Установка ПГУ на ТЭЦ-1

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

Установленная мощность: электрическая 145 МВт,
тепловая 1203 Гкал/г

Топливо — природный газ, макут, Карагандинский уголь
2 турбины типа ПТ-60-90/13, 1 турбина типа
Р-25-2-90/18.

7 водогрейных котлов РВТМ-100

6 энергетических котлов БКЗ-160-100Ф

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

Анотация
Введение

1. Технические условия для проведения реконструкции АТЭЦ-1 путем замены путем замены турбины ПТ-60-90 и установки газотурбин SGT-700
2. Выбор газотурбинной установки SGT-700 для ПГУ
3. Тепловой расчет котла утилизатора П-103
4. Безопасность жизнедеятельности
5. Техничко-экономическое обоснование проекта

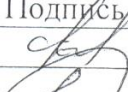
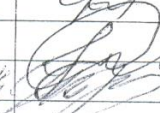

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

- 1 Ген План АТЭЦ-1 АлЭС
- 2 Принципиальная тепловая схема АТЭЦ-1.
- 3 Принципиальная технологическая схема реконструкции АТЭЦ-1 с доустановки ТТУ СБТ-700 и КУ П-103
- 4 Поперечный разрез АТЭЦ-1

Рекомендуемая основная литература

- 1 Цанев С. В. Расчет показателей тепловых схем и элементов газотурбинных и парогазовых установок электро- и
- 2 Федорович Л. А. Раков А. П. Выбор теплоэнергетического оборудования ТЭС. МЭИ, 1999 г.
- 3 Нагрузка и эксплуатация базисных тепловых сетей: Справочник / В. И. Манюк, Я. И. Уваровский 1988. 432с
- 4 Князевский Б. А. Охрана труда в энергетике - М; Энергоатомиздат 2000г.
- 5 Нормы экономического проектирования тепловых электрических станций - ВГПИ и НИИ Энергосетьпроект 1997.

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
Эконом. часть	Парамонов С. Г.	18.06.14	
Норм. контроль БЖС	Дубовик В. П.	18.06.14г	
	Бетонбетов А. С.	11.04-19.06.14	

АННОТАЦИЯ

Тема дипломной работы:

Установка парогазовой установки ПГУ на АТЭЦ-1 «АлЭС»

В дипломной работе рассмотрены вопросы возможной реконструкции АТЭЦ-1 АО «АлЭС» с внедрением парогазовых установок ПГУ для выбора оптимального режима работы станции. Предложен проект замены турбоагрегата ПТ-60-90/13 станции АТЭЦ-1 на две новые равноценной электрической мощности газотурбинные установки SGT-700, мощностью по 29 МВт и установка двух двухконтурных котлов-утилизаторов типа П-103 с встроенным газовым подогревателем конденсата (ГПК).

В разделе «Технико-экономическое обоснование проекта» определена себестоимость отпуска электрической и тепловой энергии от ТЭЦ-1 до и после реконструкции.

В разделе «Безопасность жизнедеятельности» рассмотрены технические решения по сокращению выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду, произведен акустический расчет и меры защиты от воздействия шума.

АНДАТПА

Дипломдық жұмыстың тақырыбы: АҚ «АлЭС» АЖЭО-1 үшін бугаз қондырғысын БГҚ орнату

Дипломдық жұмыста АҚ «АлЭС» АЖЭО-1 станциясын тиімді жұмыс жағдайына көшіру мақсатымен бугазқондырғыларын орнату арқылы қайта құру мәселелері қарастырылған. АЖЭО-1 станциясының ПТ-60-90/13 турбоқондырғысын екі жаңа қосынды балама 29 МВт электр қуаты бар SGT-700 газтурбиналық қондырғыларға алмастыру және екі қос тізбекті, газдық шық қыздырғышпен жабдықталған П-103 типті пайдаланғыш қазандарқосымша орнату көзделген.

Дипломдық жұмыстың экономикалық бөлімінде ЖЭО-1 арқылы қайта құруға дейінгі және кейінгі жағдайда берілетін электр энергиясы мен жылудың өзіндік құны анықталған.

Өмір тіршілігі қауіпсіздігі бөлімінде қоршаған ортаға ұшып шығатын зиянды шығулар мен қалдықтардың мөлшерін азайтудың техникалық шаралары ұсынылған, акустикалық есеп шығарылған және шудан қорғану шаралары белгіленген.

ABSTARCT

Diploma subject: **Installation of combined-cycle plant to AHEC -1 «Distribution»**

In a research paper was examined some possible reconstruction of AHEC-1 "Distribution" with the introduction of combined cycle plant PGU to select the optimal performance of the station. There was proposed replacement of turbine PT-60-90/13 station AHEC-1 into two new electric power equivalent to the gas turbine power plants, 700 SGT-capacity of 29 Mw and the installation of two Combi boilers waste heat recovery boilers of type P-103 with integrated gas heater condensation (CPC).

In the "feasibility study of the project" was determined the cost of electric and heat energy release from CHPP-1 before and after the reconstruction.

In the section "safety of vital activity" was considered technical solutions to reduce emissions and discharges of hazardous substances into the environment, also was produced an acoustic calculation and protection measures against noise exposure.

Содержание

Введение.....	6
1. Краткая характеристика существующей станции.....	7
1.1 Существующее оборудование станции.....	7
1.2 Состав основного оборудования.....	9
1.3 Предпосылки для реконструкции АТЭЦ-1.....	11
2. Рассматриваемый способ реконструкции станции.....	12
2.1 Внедрение парогазовых установок для реконструкции ТЭС.....	12
2.2 Выбор и описание газотурбинной установки SGT-700.....	16
2.3 Расчет ГТУ SGT-700.....	21
2.3.1 Основные характеристики природного газа.....	21
2.3.2 Укрупненный расчет установки генерирующих мощностей.....	22
2.4 Расчет камеры сгорания.....	40
3 Выбор и расчет котла-утилизатора.....	41
3.1 Выбор котла-утилизатора	41
3.2 Тепловой расчет котла-утилизатора.....	42
3.3 Описание котла-утилизатора П-103.....	46

4 БЖД.....	48
4 Безопасность жизнедеятельности.....	48
4.1 Экологический паспорт.....	48
5 Технико-экономическое обоснование проекта.....	71
5 Определение себестоимости отпуска электрической и тепловой энергии от ТЭЦ-1 до и после расширения.....	71
5.1 Исходные данные.....	71
5.2. Определение себестоимости отпуска электрической и тепловой энергии от ТЭЦ-1 до расширения.....	82

Введение

В любой стране энергетика является базовой отраслью экономики, стратегически важной для государства. От её состояния и развития зависят соответствующие темпы роста других отраслей хозяйства, стабильность их работы и энерговооруженность. Энергетика создает предпосылки для применения новых технологий, обеспечивает наряду с другими факторами современный уровень жизни населения. На независимости страны от внешних, импортируемых энергоресурсов, также как и на развитии оборонном вооруженном комплексе основывается высокая позиция государства на международной политической арене.

Тепловые электростанции являются основой электроэнергетики Республики Казахстан, поэтому снижение удельных расходов условного топлива на выработку тепловой и электрической энергии является одним из основных направлений развития отечественной энергетики. Наиболее перспективным направлением тепловой энергетики является использование парогазовых установок для комбинированной выработки тепловой и электрической энергии.

В дипломном проекте рассмотрены предложения по реконструкции ТЭЦ-1 г.Алматы путем замены энергетических котлов на газотурбинные установки и котлы-утилизаторы и выбора оптимального режима работы станции. Реконструкция предусматривает установку нового оборудования в пределах существующей площадки в части основного оборудования с максимальным сохранением существующих строительных конструкции.

Анализ работы АТЭЦ-1 показал, что установленное ранее на станции в 1960 и 1970-е годы оборудование к настоящему времени морально и физически устарело и не отвечает сложившейся структуре нагрузок станции, что ведет к экономическим потерям для АО «АлЭС».

Проект рассматривает замену турбоагрегата ПТ-60-90/13 станции на новые большей тепловой и равноценной электрической мощности две газотурбинные установки SGT-700 мощностью по 29 МВт и установки двух двухконтурных котлов-утилизаторов типа П-103 с встроенным газовым подогревателем конденсата (ГПК) производства ОАО «Машиностроительный завод ЗИО-Подольск».

Актуальность предлагаемой реконструкции ТЭЦ заключается в повышении энергетической эффективности станции. Реконструкция существующих электростанций на основе газотурбинных установок (ГТУ) — одно из приоритетных направлений развития систем энергогенерации мощностью от 4 до 90 МВт. Это позволяет обеспечить экономию топлива, решить проблемы теплоснабжения, экологии и сохранения водных ресурсов.

1. Краткая характеристика существующей станции

1.1 Существующее оборудование станции

АО «АлЭС» ТЭЦ-1 входит в зону централизованного теплоснабжения г. Алматы и обеспечивает теплом, совместно с АО «АлЭС» ТЭЦ-2 и котельными Западного теплового комплекса, потребителей центральной части города. Кроме того, ТЭЦ-1 является источником снабжения электроэнергией промышленных и бытовых потребителей города.

Установленная тепловая мощность ТЭЦ-1 в настоящее время составляет 1203 Гкал/ч, располагаемая с учетом собственных нужд - 860 Гкал/ч.

Установленная электрическая мощность ТЭЦ - 145 МВт, располагаемая - 107,4 МВт. Ограничение мощности ТЭЦ вызвано, в том числе:

- вынужденным ограничением производительности паровых котлов в связи с требованиями по снижению выбросов в атмосферу;
- ограничением производительности водогрейных котлов при сжигании мазута.

В настоящее время на ТЭЦ-1 используется три вида топлива: природный газ, мазут и концентрат энергетический карагандинского угля.

В энергетических котлах в отопительный период сжигается, в основном, концентрат карагандинского угля. В летний период на энергетических котлах сжигаются избытки природного газа. В отопительный период газ для ТЭЦ-1 практически не выделяется. Мазут используется в энергетических котлах в качестве растопочного топлива.

В водогрейных котлах в качестве основного топлива сжигается мазут и природный газ.

Режим выработки электроэнергии АО «АлЭС» ТЭЦ-1 - по тепловому графику. Охлаждение конденсаторов турбин типа ПТ-60-90/13 производится сырой водой, направляемой далее на ХВО подпитки котлов и теплосети. Система горячего водоснабжения -открытая.

В настоящее время на ТЭЦ действуют обратная гидравлическая система совместного удаления золы и шлака с возвратом осветленной воды на ТЭЦ. Золоулавливание - мокрое; золоуловители - скруббера с трубами Вентури (котлы ст. № 8, 9, 12, 13) и эмульгаторы (котлы ст. № 10, 11).

Исходной водой для подпитки котлов и теплосети служит водопроводная вода из Талгарского водовода. Сырая вода питьевого качества поступает по двум водоводам диаметром Ду=1000 мм и повысительными насосами сырой воды подается на охлаждение конденсаторов турбин ст. № 9 и 10, а также теплообменника обратной системы масло-газоохладителей и др. Подогретая вода направляется на химводоочистку ХВО.

Котлы энергетические							
8	БКЗ-160100Ф (БКЗ)	1960	160	9,81	540	282 526	
9	БКЗ-160100Ф (БКЗ)	1961	160	9,81	540	283 038	
10	БКЗ-160100Ф (БКЗ)	1969	160	9,81	540	251 996	
11	БКЗ-160100Ф (БКЗ)	1970	160	9,81	540	248 951	
12	БКЗ-160100Ф (БКЗ)	1971	160	9,81	540	249 113	
13	БКЗ-160100Ф (БКЗ)	1972	160	9,81	540	240 294	
Котлы водогрейные							
1	ПТВМ-100 (Дорого-бужский котельный завод, ДКЗ)	1966	75	2,5	70/150	100 376	
2	ПТВМ-100 (ДКЗ)	1967	75/100*	2,5	70/150	104 857	
3	ПТВМ-100 (ДКЗ)	1969	75/100*	2,5	70/150	89 086	
4	ПТВМ-100 (ДКЗ)	1970	75/100*	2,5	70/150	76 140	
5	ПТВМ-100 (БелКЗ)	1976	75/100*	2,5	70/150	63 884	
6	ПТВМ-100 (БелКЗ)	1978	75/100*	2,5	70/150	62 817	
7	ПТВМ-100 (БелКЗ)	1979	75/100*	2,5	70/150	51 157	

* Водогрейные котлы предназначены для работы на мазуте и газе.

Рабочая производительность котлов: при работе на мазуте - 75 Гкал/ч, при работе на газе – 100 Гкал/ч.

Водогрейные котлы предназначены для работы на мазуте и газе. Рабочая производительность котлов: при работе на мазуте - 75 Гкал/ч, при работе на газе - 100 Гкал/ч.

Таблица 1.2- Характеристики турбоагрегатов установленных на ТЭЦ-1

Тип и завод-	Год ввода	Мощность, МВт	Параметры	
			Давление, МПа	Температура, °С
Р-25-90/18*(ХТГЗ)	1960	25	9,3	535
ПТ-60-90/13(ЛМЗ)	1970	60	9,3	535
ПТ-60-90/13(ЛМЗ)	1971	60	9,3	535

По состоянию на 01.01.2013 г. мощность ТЭЦ-1 составила:

Таблица 1.1

Наименование	Электрическая МВт	Тепловая Гкал/ч	Производитель- ность котлов, т/ч
Установленная	145	1256	1035
Располагаемая (зимой/летом)	110/48	913,2	941

Тепловые нагрузки ТЭЦ в горячей воде составляют 887 Гкал/ч, в том числе 136 Гкал/ч - на горячее водоснабжение; 102/176 т/ч - расход пара 1,6 МПа внешним потребителям.

В отопительный период для покрытия потребности города в тепле и выработки электроэнергии в работе находятся шесть паровых энергетических котлов типа БКЗ-160-100, при этом в расчетном режиме (при температуре наружного воздуха минус 25 °С) в работе находятся 6 котлов, а в средне-отопительном - 5 котлов.

В паровых котлах в качестве основного топлива сжигается каменный уголь.

В турбинном цехе установлены три турбины: одна турбина Р-25-90/18, две турбины ПТ-60-90/13-1,2, а также остался в работе конденсатор демонтированной турбины ст. № 7, служащий в качестве охладителя циркуляционной воды охлаждения маслоохладителей питательных насосов.

В летний период работают только паровые энергетические котлы в которых сжигается газ. В работе одновременно находятся 2-3 котла в зависимости от тепловой и электрической нагрузок, покрываемых от ТЭЦ-1.

1.3 Предпосылки для реконструкции АТЭЦ-1

Ограничение тепловой и электрической мощности ТЭЦ вызвано:

- вынужденным ограничением производительности паровых и водогрейных котлов в связи с требованиями по снижению выбросов в атмосферу;

- ограничением производительности водогрейных котлов при сжигании мазута;

- недостаточной производительностью паровых котлов для обеспечения номинального расхода пара на турбины.

Необходимость реконструкция ТЭЦ-1 с доустановкой парогазотурбинных установок ПГУ соответствует действующим и разрабатываемым государственным программам, документам и материалам:

- Программа развития электроэнергетики до 2030 года (Постановление Правительства Республики Казахстан от 09.04.1999г. №384, МЭМР);
- Программа «Охрана окружающей среды Республики Казахстан на 2005-2007 годы» (ПП РК от 6.12.04г. №1278, МООС);
- Постановление Правительства Республики Казахстан от 23 декабря 2008г. "О Стратегическом плане Министерства энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан на 2009-2011 годы".

2. Обработанная реконструкция способ станция

2.1 Внедрение парогазовых установок для реконструкции ТЭС

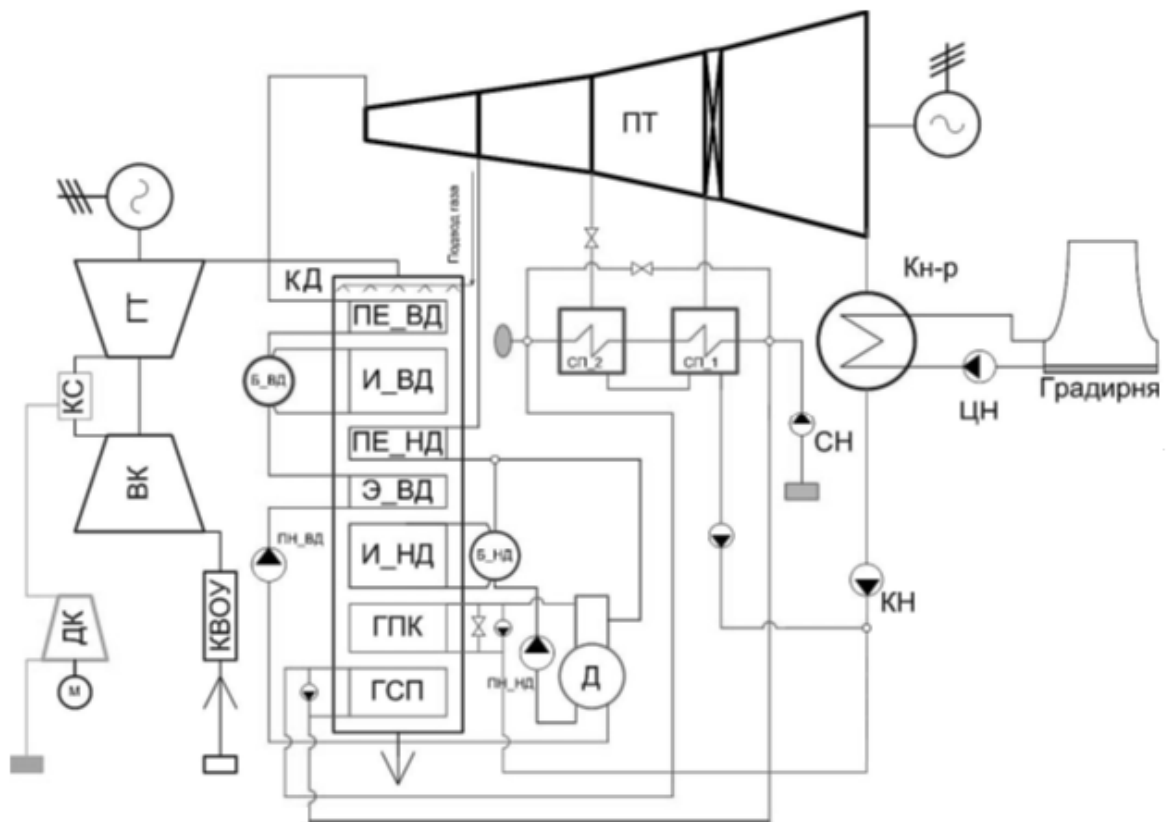
В энергетическом секторе реализован ряд контуров отопления ПГУ со своими особенностями и различиями в процессе. Существует постоянная оптимизация обеих схемах и улучшение технических характеристик его узлов и элементов. Основные показатели качества электростанции являются ее производительность (или эффективности) и надежность.

Парогазовых установок - относительно новый тип генерирующих станций, работающих на газе или жидком топливе. Принцип наиболее экономичным и общей классической схеме заключается в следующем. Устройство состоит из двух блоков: газотурбинных (ГТУ) и паросиловых (PS) растения. В ГТУ вращение вала турбины предусмотрен формируется при сгорании природного газа, жидкого топлива или продуктов сгорания дизельного топлива - газов. Сформированный в камере сгорания газотурбинной установки сгорания ротора турбины вращается, а она, в свою очередь, поворачивает вал первого генератора.

В первом эффективность газовой турбины, цикл редко превышает 38%. Нахождения в СТУ, но все еще сохраняют высокие продукты сгорания температуры ввести так называемый котел-утилизатор. Есть пара нагревают до температуры и давления (например, 500 ° С и 80 атмосфер), достаточного

для работы паровой турбины, которая соединена с другим генератором. Во-вторых, паровой цикл использует около 20% энергии сжигаемого топлива. В общей эффективности всей системы составляет около 58%.

На рисунке 2.1 представлен один из вариантов тепловой схемы ПГУ ТЭЦ с двухконтурным котлом-утилизатором и дожиганием топлива перед перегревателем высокого давления.



КД - камера дожигания, ПЕ_НД, ПЕ_ВД - пароперегреватель низкого и высокого давления, И_НД, И_ВД - испаритель низкого и высокого давления, Э_НД, Э_ВД - экономайзер низкого и высокого давления, Б_НД, Б_ВД - барабан низкого и высокого давления, ГПК - подогреватель газового конденсата, ГСП (ГПСВ) - нагреватель сетевой газ, КВОУ - комплексное устройство очистки воздуха, ВК - воздушный компрессор, КС - камера сгорания, ГТ - газовая турбина, ПТ - паровая турбина, Кн-р – конденсатор, СП_1, СП_2 - нижний и верхний сетевой нагреватель. ДК - топливо дожимной компрессорной, Д - деаэрактор атмосферного давления, КН - конденсатного насоса, СН - работы насоса сетевой воды - насос контура ПН_НД рециркуляции воды, ПН_ВД - питательный насос низкого и высокого давления

Рисунок 2.1 Принципиальная схема ПГУ ТЭЦ с дожигания топлива

Уже давно используется в энергии турбоагрегата (ГТУ). Этот двигатель является совершенно другой тип. В газовой турбины воздух сжимается до 15-20 атмосфер, топливо сжигают с образованием высокой температуре (1200-1500 ° С), продукты сгорания расширяются в турбине до атмосферного давления. Из-за более высокой температуры турбины производит примерно в два раза больше энергии, чем необходимо вращать компрессор. Превышение не используется для привода электрического генератора. За рубежом

работают ГТУ единичной мощности 260-280 МВт с КПД 36-38%. Температура выхлопных газов в них 550-620 °С.

Из-за принципиальной схеме стоимости простота и газовых турбин, значительно ниже, чем пара. Они занимают меньше места, не нужно охлаждающую воду, быстро бегать и менять режимы. ГТУ легче поддерживать и полностью автоматизированы.

Поскольку рабочие газовые турбины средней являются продукты сгорания, сохранить рабочие части, которые промывают их, вы можете использовать только чистое топливо: природный газ или жидкие дистилляты

ГТУ быстро, с увеличением параметров единичной мощности и эффективности. За границей они были освоены и эксплуатируются с такими же характеристиками надежности, как паровых энергоблоков.

Конечно, теплота в выхлопных газах газовой турбины могут быть использованы. Проще всего это сделать, нагрева воды для отопления или производства технологического пара. Количество тепла, вырабатываемого немного больше, чем количество электроэнергии и общего коэффициента использования тепла топлива может достигать 85-90%.

Существует еще один, еще более привлекательным, способность принимать это тепло, чтобы работать. Из термодинамики известно, что эффективность самого совершенного цикла теплового двигателя (Карно придумал это почти 200 лет назад) в пропорции температуры подачи и отвода тепла. В газовой турбины тепла вход происходит в процессе сгорания. Температура полученных продуктов, которые рабочей среды турбины, не ограничивается стенке (как в котле), через которую для передачи тепла, и может быть существенно выше. Выплаченные охлаждения горячих газов промывают частей, что позволяет им поддерживать температуры на допустимом уровне.

В паровых электростанций температуры перегретого пара не может превышать максимального металлическую трубу для котла пароперегревателя и неохлаждаемых сайтов, таких как паропроводы, коллекторы, клапаны, - это в настоящее время составляет 540-565 °С, и в самых современных заводов - 600-620 °С. Однако отвод тепла в

конденсаторе паровой
температурах, близких к

ДП-5В071700-2014

Эти особенности могут значительно повысить эффективность электроэнергии путем объединения в парогазовой (КПК) высокой питания (в НТУ) и низкотемпературного отвода тепла (в конденсаторе паровой

турбины). С этой целью, выхлопные газы турбины, подают в котел-утилизатор, где генерируется перегретый пар, и затем подается в паровую турбину. Вращение его электрический генератор на постоянном расходе топлива в камеры сгорания газовой турбины увеличивает выработку электроэнергии в 1,5 раза. В результате, эффективность лучших современных БП 55-58%.

Такой блок питания называется двоичный, потому что они несли двойную термодинамического цикла: пара в котел-утилизатор и паровая турбина производства за счет теплоты подведенным в камере сгорания газовых турбин и уже провел в верхнем цикле газовой турбины.

При всех преимуществах КПК самой важной задачей для отечественной энергетики является перевод многочисленных тепловых электростанций, в основном на природном газе в смешанном цикле газовой турбины.

Привлекательные особенности таких БП дополнение к высокой эффективности, стоимость единицы являются разумными. Это в 1,5-2 раза ниже, чем у паровых энергоблоков близких и есть возможность строительства короткий (два года) время, БП в два раза меньше потребность в охлаждающей воды, хорошей маневренностью.

При всех преимуществах КПК самой важной задачей для отечественной энергетики является перевод многочисленных тепловых электростанций, в основном на природном газе в смешанном цикле газовой турбины. При техническом перевооружении растения два варианта создания бинарного блока питания.

Во-первых, строительство на месте нового главного здания с блок оптимальная мощность ПГУ 350-1000 МВт с КПД 55-60%. Действующих энергоблоков в этом случае по истечении срока годности производства услуг, в запасе или в отставке. Строительство оптимально спроектированного двоичном ПГУ в новом главном здании требует больших капитальных затрат, но такая власть имеет максимальную эффективность. Увеличение единичной мощностью газовых турбин и ПГУ значительно снижает стоимость и удельную площадь главного здания.

Во-вторых, размещение газовых турбин и котлов-утилизаторов в существующих или новых основных зданий и использовать их создал ПГУ имеющейся паровой турбины и электрического оборудования. Анализ деятельности, целью которых является расширение единиц здоровья в течение значительного времени (например, 20-30 лет или 100-150 тыс. ч) указывает на теоретическую возможность такого использования в парогазовых установок:

- электрический генератор и почти все электрооборудование;
- цилиндр низкого давления (ЦНД), а также с замены или ремонта деталей - и другие цилиндр паровой турбины;
- деаэрата;
- конденсатор (полностью или частично);
- циркуляционных насосов и системы трубопроводов;
- паровые трубы и фитинги.

2.2 Выбор и описание газотурбинной установкой SGT-700

Для реконструкции АТЭЦ-1 с введением двух турбин выбран ПГУ

Siemens SGT-700 с общей электрической мощностью 58,12 МВт, что заменить демонтированного ПТ-60-90/13 (ЛМЗ) с электрической мощностью 60 МВт.

Газовая турбина Siemens SGT-700 был создан на основе турбины SGT-600. Электрическая мощность газотурбинной Siemens SGT-700 является 29,1 МВт, КПД базовой нагрузки составляет 36%.

Электричество газотурбинная установка Siemens SGT 700 прост в обслуживании и имеет длительный срок службы.

Газовая турбина SGT-700 является двухвальный блок с одиннадцатиступенчатым компрессором. Первые два этапа имеют регулируемые направляющие лопатки. Чтобы увеличить выходную мощность турбинных лопаток, имеющих продвинутую стадию формованных которые обеспечивают лучшую подачу газообразного топлива. Кольцевая камера сгорания включает в себя 18 горелок. Внутренняя поверхность камеры сгорания имеет крышку, которая создает тепловой барьер, который уменьшает теплопередачу и увеличивает срок службы. Компания Siemens производит турбины со стандартной системой сгорания топлива и с системой низкого уровня выбросов NO_x .

Преимущества газовой турбины SGT-700 включают в себя:

- Низкий уровень шума и вибрации;
- Проектирование компрессора ротора обеспечивает надежную работу;
- Надежные сегментные опорные устройства с использованием минеральных масел;
- Теплоизоляция покрытие;
- Прочный промышленный дизайн.

Сфера применения газотурбинной SGT-700 - конденсации и тепловые электростанции (генерация и когенерация энергии).

Газовая турбина SGT-700 является экологически чистым блок как:

- Система сгорания с низким уровнем выбросов загрязняющих веществ;
- Единственный двигатель в своем классе с жидким топливной системы с целью сокращения выбросов;
- Крайне низкий уровень выбросов NO_2 ;

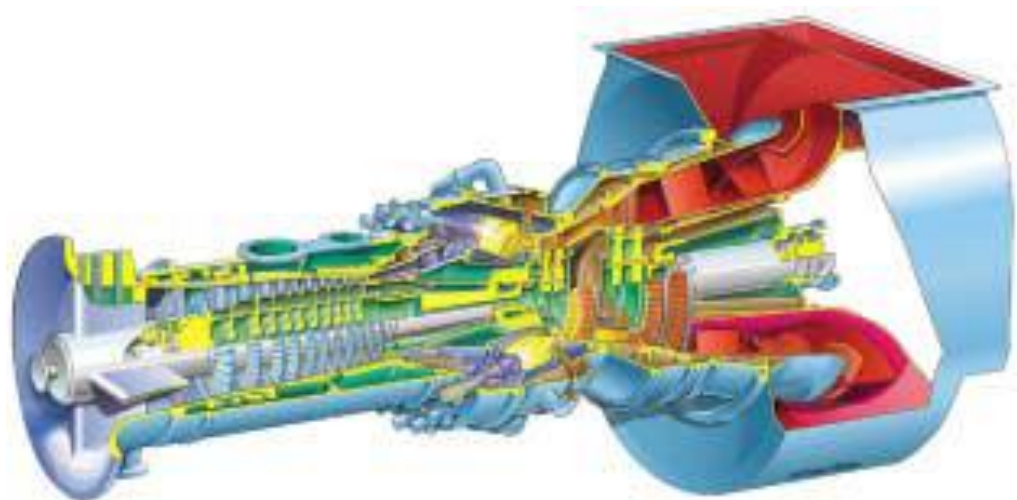


Рисунок 2.2- Внешний вид SGT-700

Кольцевая камера сгорания имеет сварную конструкцию с теплозащитного покрытия, что снижает высокую температуру и увеличивает срок службы. Трехступенчатый турбина выполнена в виде единого блока для удобства обслуживания и закреплен на валу компрессора. Предусмотрено охлаждения лопаток аэродинамических и направляющих лопаток. Также

охлаждения статора фланцы, что сокращает рабочие зазоры и повысить производительность (эффективность).

Холодный конец газовой турбины, соединенной с генератором через редуктор, который уменьшает скорость турбины до 6500 об / мин до 1500 ... 1800 об / мин.

Таблица 2.1 Технические характеристики газотурбинного SGT-700

№	Характеристика	Ед. измерения
1	Выходная мощность	29,06 МВт
2	Мощность (на клеммах генератора), кВт	31,21 МВт
3	Топливо	природный газ/жидкое топливо
4	Потребление тепла топлива	9882 кДж/кВт·ч
5	Потребление топливного газа (при $Q_H^c=7920$ ккал/м ³)	9297 нм ³ /ч
6	Необходимое давление топливного газа	27±0,5 Бар
7	Массовый расход выхлопных газов	95 кг/с
8	Температура выхлопных газов	528°С
9	Существующая энергия выхлопа (при охлаждении выхлопных газов до 100° С)	38,06 Гкал/ч
10	Частота тока	
11	Электрический КПД	36,4%
12	Тепловая мощность:	9999 кДж/кВтч
13	Скорость вращения турбины	6500 об/мин
14	Коэффициент давления компрессора	18:1
15	Ресурс до капитального ремонта	40000 час
16	Выбросы NO ₂	мг/нм ³

Примечание:

1. Характеристики приведены в терминах ISO.
2. Замена лопаток первой ступени и ремонт в камеру сгорания.
- 3 В 25'000 замены горячей проточной газовой турбины на месте, и 50 000 горячей проточной запасные части и ремонт компрессора в специализированной службы -. Центр.

Эксплуатация турбины в стандартной версии предоставляет горючий газ и жидкость (дизель) топлива. Газовая турбина сочетает в себе высокую надежность и эффективность с низким уровнем выбросов. Премикс горелки топлива с воздухом обеспечивают низкие выбросы NOx и выбросов CO - не более 15 частей на миллион (частей на миллион) при сжигании газообразного топлива и не более 25 частей на миллион, когда горячей жидкости (дизельное) диапазон нагрузки топлива от 50 до 100% .

Турбина выполнена с осевой выход выхлопных газов.

На самом деле турбины, коробки передач и генератор поставляется с жильем в блок-звука и Термос контейнер.

Комплекс установки воздуха (КБОУ) оснащены фильтрами и глушителем.

Газотурбинной установки SGT-700 включает в себя:

- Газотурбинная установка;
- Генератор;
- Возбудитель;
- Вспомогательные системы;
- Начиная комплекс;
- Система впуска и фильтрации воздуха;
- Блочно-модульные электрооборудование и системы автоматизации;
- Система охлаждения;
- Трансформатор оборудование;

- Системы пожаротушения;

Системы и компоненты поставляются заказчику в виде отдельных блок-модулей.

Основные модульные блоки:

- Расход газовой турбины модуль опорная плита;

- Блок-модуль генератора возбуждителя;

- Система Блок-модуль запуска ГТУ;

- Блок-модуль электрического оборудования КИПиА;

- Вспомогательные системы смонтированы на одной раме;

- Система подачи воздуха (комплекс воздушной системы - КВОУ).

Установка газовых турбин SGT-700 модулей после установки фундаментов включает в себя установку системы подачи воздуха, масляный радиатор, воздух-воздух охладители, воздушный компрессор, сложное распределение и установку ограждающих конструкций турбины и генератора. Охлаждение смазочного масла установлен на опорной конструкции, примыкающей к турбины к корпусу. Установлен Охладитель воздуха на крыше блока электрической модуля.

С воздушным охлаждением генератор и бесщеточный возбуждатель система кондиционирования смазки, система охлаждения, необходимые приборы контроля, управления и автоматизации.

Сторона система воздухозаборника каналы направляет отфильтрованный воздух, поступающий в компрессор коллектор. Коллектор предназначен для обеспечения эффективного потока воздуха к компрессору. Параллельные монтажа аттенюаторы расположены в воздухозаборник системы, чтобы снизить уровень шума.

ГТУ оснащена электрическим запуском от тиристорного пускового устройства.

Газовая турбина, коробка передач и генератор имеют общую систему подачи масла. Поскольку смазочное масло использовали стандартную турбина минеральное масло.

Модульная конструкция установки, небольшое количество узлов, длительный срок службы и доступность обслуживания гарантируют долгий межремонтный период и снизить эксплуатационные расходы в целом.

2.3 Расчет газовых турбин SGT-700

2.3.1 Основные характеристики природного газа

Газопровод Центральная Азия по объему, %:

Состав - $\text{CH}_4=93,8\%$; $\text{C}_2\text{H}_6=3,6\%$; $\text{C}_3\text{H}_8=0,7\%$; $\text{C}_4\text{H}_{10}=0,2\%$; $\text{C}_5\text{H}_{12}=0,4\%$; $\text{N}_2=0,7\%$;

Наименьшая теплота сгорания $Q_n^c = Q_n^p = 37560 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}$.

Состав природного газа:

$\text{CH}_4 - 94,9\%$; $\text{C}_2\text{H}_6 - 3,2\%$; $\text{C}_3\text{H}_8 - 0,4\%$; $\text{C}_4\text{H}_{10} - 0,1\%$; $\text{C}_5\text{H}_{12} - 0,1\%$
 $\text{N}_2 - 0,9\%$; $\text{CO}_2 - 0,4\%$.

Низшая теплота сгорания на сухую массу природного газа:

$Q_n^c = Q_n^p = 36660,8 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}$.

Плотность газа при 0° и 760 мм.рт.ст.:

$\rho_2 = 0,758 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$

влажесодержание 1 м³ сухого газа при $t=10^\circ\text{C}$

$d_r = 10 \text{ г/м}^3$.

Объем воздуха, нужного для полного сгорания природного газа (при $\alpha = 1$) :

$$V_0 = 0,0478 [0,5\text{CO} + 0,5\text{H}_2 + 1,5\text{H}_2\text{S} + \Sigma(m + 0,25n)\text{C}_m\text{H}_n - \text{O}_2], \text{ м}^3 / \text{м}^3$$

$$V_0 = 0,0478 \cdot [2 \cdot 94,9 + 3,5 \cdot 3,2 + 5 \cdot 0,4 + 6,5 \cdot 0,1 + 8 \cdot 0,1] = 9,734 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}$$

Теоретические (минимум) количество продуктов сгорания, полученные при полном сгорании природного газа с теоретически необходимого количества воздуха (на) зота:

$$V_{\text{N}_2}^0 = 0,79V_g^0 + 0,008N^p = 0,79 \cdot 9,734 + 0,008 \cdot 0,9 = 7,697 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}$$

трехатомных газов:

$$V_{\text{RO}_2} = 0,01 \cdot (\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{H}_2\text{S} + \Sigma m \text{C}_m \text{H}_n)$$

$$V_{RO_2} = 0,01 \cdot (0,4 + 1 \cdot 94,4 + 2 \cdot 3,2 + 3 \cdot 0,4 + 4 \cdot 0,1 + 6 \cdot 0,1) = 1,034 \frac{M^3}{M^3}$$

водяных паров:

$$V_{H_2O}^0 = 0,01 \cdot (H_2S + H_2 + \sum 0,5n \cdot C_m H_n + 0,12d_{z.mn}) + 0,016V_0$$

$$V_{H_2O}^0 = 0,01 \cdot (2 \cdot 94,9 + 3 \cdot 3,2 + 4 \cdot 0,4 + 5 \cdot 0,1 + 0,12 \cdot 10) + 0,016 \cdot 9,734 = 2,183 \frac{M^3}{M^3}$$

2.3.2 Расширенное оплаты установка генерирующих мощностей

2.3.2.1 Описание установки

Процессы, происходящие в подсистемы «ГТУ», показанном на PV-и TS-диаграмме на рис 2.2.

Расчет сводится к определению конкретных, и как следствие, абсолютное потока дымовых газов ГТУ. Чтобы сделать это, коэффициент избытка воздуха рассчитывается. Параметры воздуха, подаваемого в компрессор, принимается равным параметров окружающей среды. Топливо в камеру сгорания подается также с параметрами окружающей среды без предварительного сжатия.

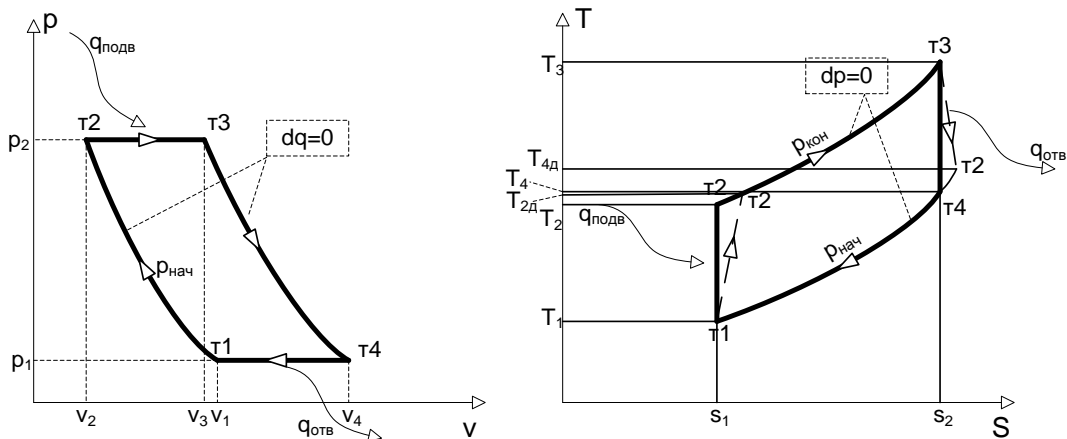


Рисунок 2.3 - рисунок цикл газовой турбины с изобарическом теплоснабжения и необратимых процессов сжатия и расширения рабочего тела в термодинамических диаграмм

2.3.2.2 Расчет процесс сжатия воздуха в компрессоре

- Исходные данные для расчета сжатия воздуха в компрессоре:
- Давление окружающей среды $P_{oc}=91,859$ кПа;

температура всасываемого воздуха $t_{oc} = 20^{\circ}C; T_{oc} = 293,15K;$

- относительный внутренний КПД процесса сжатия в компрессоре $\eta_{oi}^k = 86\%;$

- степень увеличения давления $\beta = 6;$

- КПД привода компрессора $\eta_{np}^k = 80\%;$

- действительный объём воздуха, подаваемый в компрессор на 1 м^3

топлива ГТУ $V_g = 31,3 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}.$

Расчёт:

Процесс сжатия воздуха в компрессоре считаем необратимым адиабатным с показателем адиабаты $k = 1,4$.

Удельная изобарная объёмная теплоёмкость воздуха без влияния температуры

$$c'_{p} = \frac{R_{\mu} \cdot k}{(k-1) \cdot 22,4};$$

где $R_{\mu} = 8,314 \frac{\text{кДж}}{\text{кмоль} \cdot \text{К}}$ - универсальная газовая постоянная;

$$c'_{p} = \frac{R_{\mu} \cdot k}{(k-1) \cdot 22,4} = \frac{8,314 \cdot 1,4}{(1,4-1) \cdot 22,4} = 1,299 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3 \cdot \text{К}};$$

Температура воздуха в конце изоэнтропного сжатия

$$T_{2m} = T_1 \cdot \beta^{\frac{(k-1)}{k}} = 293,15 \cdot 6^{\frac{(1,4-1)}{1,4}} = 489,14K; t_{2m} = 216,0^\circ C;$$

Действительная температура в конце необратимого адиабатного сжатия

$$T_{2o} = T_1 + \frac{T_{2m} - T_1}{\eta_{oi}} = 293,15 + \frac{489,14 - 293,15}{0,86} = 521,0K; t_{2o} = 227,9^\circ C;$$

Энтальпия входного потока воздуха, отнесённая к 1 м^3 топлива ГТУ

$$I_{1o} = V_o \cdot c'_p \cdot t_{oc} = 31,3 \cdot 1,299 \cdot 20 = 813,8 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3};$$

Энтальпия выходного потока воздуха, отнесённая к 1 м^3 топлива ГТУ

$$I_{2o} = V_o \cdot c'_p \cdot t_{2o} = 31,3 \cdot 1,299 \cdot 227,9 = 9273,3 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3};$$

Удельная работа сжатия воздуха, отнесённая к 1 м^3 топлива ГТУ

$$L_k = I_{2o} - I_{1o} = 9273,3 - 813,8 = 8459,5 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}.$$

2.3.2.3 Баланс энергии компрессора, отнесённый к 1 м^3 топлива ГТУ

Приход:

- энергия воздуха, всасываемого в компрессор

$$w_{в.вс} = I_{1o} = 813,8 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3} = 7,15\%;$$

- электроэнергия, потребляемая двигателем привода
- суммарный приход энергии

$$\Sigma w_{np} = w_{в.вс} + w_{дв.пр.к} = 813,8 + 10574,4 = 11388,2 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}.$$

Расход:

- энергия воздуха на выходе из компрессора

$$w_{в.вых} = I_{2o} = 9273,3 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3} = 81,4\%;$$

- рассеяние энергии в приводе

$$Q_{oc}^{np.k} = w_{\text{дв.пр.к}} - L_{\kappa} = 10574,4 - 8459,5 = 2114,9 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3} = 18,6\%;$$

- суммарный расход энергии

$$\Sigma w_{\text{рас}} = w_{\text{в.вых}} + Q_{oc}^{np.k} = 9273,3 + 2114,9 = 11388,2 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}.$$

$$w_{\text{дв.пр.к}} = \frac{L_{\kappa}}{\eta_{\text{пр}}^{\kappa}} = \frac{8459,5}{0,8} = 10574,4 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3} = 92,85\%;$$

Структура приходной и расходной части энергобаланса представлена на рисунках 2.4 и 2.5.

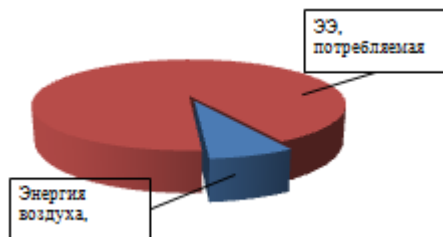


Рисунок 2.4 – Структура приходной части энергобаланса компрессора

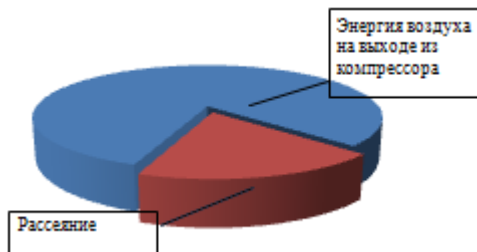


Рисунок 2.5 – Структура расходной части энергобаланса компрессора

2.3 Расчёт камеры сгорания

Исходные данные для расчёта камеры сгорания ГТУ:

Влагосодержание окружающего воздуха $d = 10 \frac{\text{г}}{\text{кг}}$.

Объёмный состав топлива (природного газа), подаваемого в камеру сгорания с параметрами окружающей среды $t_m = 20^\circ\text{C}$ (таблица 2.2):

Таблица 2.2 – Объёмный состав природного газа

Элемент	CH4	C2H6	C3H8	C4H10	N2	H2O
Объёмное содержание г, %	93,8	3,6	0,7	0,2	0,7	0
Показатель адиабаты k	1,33	1,33	1,33	1,33	1,4	1,33

Температура перед газовой турбиной $t_{oz} = 900^{\circ}C; T_{oz} = 1173,15K;$

объёмный состав сухого воздуха (табл. 2.3).

Таблица 2.4 – Объёмный состав сухого воздуха

Элемент	N2	CO2	O2	Ar	смесь
Объёмное содержание г, %	78,09	0,03	20,95	0,93	100
Молярная масса μ , кг/кмоль	28	44	32	40	28,97

Молярную массу воздуха находим как молярную массу смеси идеальных газов:

$$\mu_{см} = \sum r_j \cdot \mu_j = 28,97 \frac{кг}{кмоль};$$

Состав теоретических продуктов сгорания при теоретически необходимом количестве окислителя (таблица 2.5):

Таблица 2.5 – Состав теоретических продуктов сгорания

Элемент	N2	RO2	H2O	Ar	смесь
Объёмное содержание г, %	61,93	8,38	28,96	0,73	100
Объём элемента $V_{д0}$, м3/м3	7,28	0,98	3,40	0,09	11,75

Теоретический объём дымовых газов, образующихся при сгорании 1 м³ топлива

$$V_{\text{оз}}^0 = 11,75 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}.$$

Составим баланс энергии камеры сгорания (на 1 м³ топлива)

$$h_{\text{mf}} + Q_{\text{н}}^p + \alpha \cdot H_{\text{взд}}^* = H_{\text{огт}}^* + (\alpha - 1) \cdot H_{\text{взд.оз}}^* ;$$

где h_{mf} - физическая энтальпия топлива (без его химической составляющей)

$$h_{\text{mf}} = c'_{\text{pm}} \cdot t_{\text{m}}$$

Удельную объёмную изобарную теплоёмкость топлива найдём как теплоёмкость смеси идеальных газов (таблица 2.6):

$$c'_{\text{pm}} = \sum_{j=1}^n c'_{\text{pj}} \cdot r_j.$$

где c'_{pj} находим по формуле:

$$c'_{\text{pj}} = \frac{R_{\mu} \cdot k_j}{(k_j - 1) \cdot 22,4}.$$

Таблица 2.6 – Параметры элементов, входящих в смесь топлива

Элемент	CH4	C2H6	C3H8	C4H10	N2	H2O	смесь
Показатель адиабаты k	1,33	1,33	1,33	1,33	1,4	1,33	1,33
c'_{p} , кДж/м ³ ·К	1,496	1,496	1,496	1,496	1,299	1,496	1,494

Физическая энтальпия топлива:

$$h_{\text{mf}} = c'_{\text{pm}} \cdot t_{\text{m}} = 1,485 \cdot 20 = 29,7 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}.$$

Энтальпия воздуха $H_{\text{взд}}^*$, теоретически необходимого для сгорания топлива:

$$H_{\text{взд}}^* = V_{\text{в}}^0 \cdot c'_{\text{pv2д}} \cdot t_{2д};$$

где $c'_{\text{pv2д}}$ - теплоёмкость воздуха как функция температуры $t_{2д}$;

$$c'_{p\delta 2\delta} = f(t_{2\delta}) = f(227,9^{\circ}C) = 1,368 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3 \cdot \text{К}};$$

$$H_{\delta 2\delta}^* = V_{\delta}^0 \cdot c'_{p\delta 2\delta} \cdot t_{2\delta} = 9,49 \cdot 1,368 \cdot 227,9 = 2958,6 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}.$$

Энтальпия теоретических дымовых газов $H_{\delta 2\delta}^*$, образующихся при окислении топлива

$$H_{\delta 2\delta}^* = V_{\delta 2\delta}^0 \cdot c'_{p\delta 2\delta} \cdot t_{\delta 2\delta};$$

где $c'_{p\delta 2\delta}$ - теплоёмкость теоретических дымовых газов, определяется как теплоёмкость идеальной газовой смеси (таблица 2.7);

$$c'_{p\delta 2\delta} = \sum_{j=1}^n c'_{p\delta 2\delta j} \cdot r_j;$$

где $c'_{p\delta 2\delta j}$ - теплоёмкость каждого компонента теоретических дымовых газов, определяемая как функция температуры $t_{\delta 2\delta}$.

Таблица 2.7 – Теплоёмкости компонентов теоретических продуктов сгорания

Элемент	N2	RO2	H2O	Ar	смесь
Объёмное содержание r, %	61,93	8,38	28,96	0,73	100
$c'_{p\delta 2\delta j}$, кДж/м ³ ·К	1,379	2,169	1,70	0,935	1,448

$$H_{\delta 2\delta}^* = V_{\delta 2\delta}^0 \cdot c'_{p\delta 2\delta} \cdot t_{\delta 2\delta} = 11,75 \cdot 1,448 \cdot 900 = 17014 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}.$$

Энтальпия воздуха $H_{\text{взд.}\delta z}^*$, теоретически необходимого для сгорания топлива, находящегося в дымовых газах

$$H_{\text{взд.}\delta z}^* = V_{\text{в}}^0 \cdot c'_{\text{pv}} \cdot t_{\delta z};$$

где c'_{pv} - теплоёмкость воздуха как функция температуры $t_{\delta z}$

$$c'_{\text{pv}} = f(t_{\delta z}) = f(900^{\circ}\text{C}) = 1,426 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3 \cdot \text{К}};$$

$$H_{\text{взд.}\delta z}^* = V_{\text{в}}^0 \cdot c'_{\text{pv}} \cdot t_{\delta z} = 9,49 \cdot 1,426 \cdot 1000 = 13532,74 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}.$$

Из уравнения баланса энергии камеры сгорания находим коэффициент избытка воздуха:

$$\alpha = \frac{h_{\text{mf}} + Q_{\text{н}}^p + H_{\text{взд.}\delta z}^* - H_{\delta z\text{т}}^*}{H_{\text{взд.}\delta z}^* - H_{\text{взд}}^*} = \frac{29,7 + 34837 + 13532,74 - 17014}{13532,74 - 3663,3} \approx 3,18.$$

Определяем состав влажного воздуха:

массовая концентрация водяных паров во влажном воздухе, соответствующая влагосодержанию $d=10$ г/кг

$$g_{\text{H}_2\text{O}} = \frac{d}{622 + d} \cdot 100\% = \frac{10}{622 + 10} \cdot 100\% = 1,58\%.$$

массовая концентрация сухой компоненты во влажном воздухе

$$g_{\text{с.с.}} = 100\% - g_{\text{H}_2\text{O}} = 100\% - 1,58\% = 98,42\%.$$

объёмная доля водяных паров во влажном воздухе

$$r_{H_2O} = \frac{\frac{g_{H_2O}}{\mu_{H_2O}}}{\frac{g_{c.v.}}{\mu_{c.v.}} + \frac{g_{H_2O}}{\mu_{H_2O}}} \cdot 100\%;$$

где $\mu_{H_2O} = 18 \frac{\text{кг}}{\text{кмоль}}$ и $\mu_{c.v.} = 28,95 \frac{\text{кг}}{\text{кмоль}}$ - молярные массы

соответственно водяных паров и сухого воздуха.

$$r_{H_2O} = \frac{\frac{g_{H_2O}}{\mu_{H_2O}}}{\frac{g_{c.v.}}{\mu_{c.v.}} + \frac{g_{H_2O}}{\mu_{H_2O}}} \cdot 100\% = \frac{\frac{0,0158}{18}}{\frac{0,9842}{28,95} + \frac{0,0158}{18}} \cdot 100\% = 2,52\%.$$

объёмную долю каждого элемента влажного воздуха находим из выражения (таблица 2.8):

$$r_{v.v.j} = (1 - r_{H_2O}) \cdot r_{c.v.j};$$

где $r_{c.v.j}$ - объёмная концентрация элемента в сухом воздухе.

Таблица 2.8 – Состав влажного воздуха

Элемент	N2	CO2	O2	Ar	H2O	смесь
Объёмное содержание r , %	76,12	0,03	20,42	0,91	2,52	100
Молярная масса μ , кг/кмоль	28	44	32	40	18	28,68

Объём подаваемого воздуха на 1 м^3 топлива

$$V_{\epsilon} = \alpha \cdot V_{\epsilon}^0 = 3,18 \cdot 9,49 = 30,18 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}$$

Объём избыточного воздуха

$$\Delta V_{\epsilon} = (\alpha - 1) \cdot V_{\epsilon}^0 = (3,18 - 1) \cdot 9,49 = 20,69 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}$$

Действительный объём дымовых газов

$$V_{\text{дз}} = V_{\text{дз}}^0 + \Delta V_{\epsilon} = 11,75 + 20,69 = 32,44 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}$$

Рассчитываем объёмы компонентов дымовых газов:

объём азота в действительных дымовых газах:

$$V_{N_2} = V_{\epsilon N_2}^0 + \Delta V_{\epsilon} \cdot r_{\epsilon N_2};$$

где $V_{\epsilon N_2}^0$ - объём азота в теоретических продуктах сгорания;

$r_{\epsilon N_2}$ - объёмная концентрация азота во влажном воздухе;

$$V_{N_2} = V_{\epsilon N_2}^0 + \Delta V_{\epsilon} \cdot r_{\epsilon N_2} = 7,28 + 20,69 \cdot 0,7612 = 23,03 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3};$$

объём трёхатомных газов в действительных дымовых газах:

$$V_{RO_2} = V_{RO_2}^0 + \Delta V_{\epsilon} \cdot r_{CO_2} = 0,98 + 20,69 \cdot 0,0003 = 0,986 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3};$$

объём водяных паров в действительных дымовых газах:

$$V_{HO_2} = V_{HO_2}^0 + \Delta V_{\epsilon} \cdot r_{HO_2} = 3,4 + 20,69 \cdot 0,0252 = 3,92 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3};$$

объём кислорода в действительных дымовых газах:

$$V_{O_2} = \Delta V_{\epsilon} \cdot r_{O_2} = 20,69 \cdot 0,2042 = 4,22 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3};$$

объём аргона в действительных дымовых газах:

$$V_{Ar} = V_{Ar}^0 + \Delta V_{\epsilon} \cdot r_{Ar} = 0,09 + 20,69 \cdot 0,0091 = 0,278 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}.$$

Объёмный состав действительных дымовых газов находим из соотношения (таблица 2.9)

$$r_j = \frac{V_j}{V_{ог}}$$

где V_j - объём элемента действительных дымовых газов.

Таблица 2.9 – Состав действительных дымовых газов

Элемент	N2	RO2	H2O	Ar	O2	смесь
Объёмное содержание r, %	71,16	2,95	11,77	0,85	13,28	100
Объём элемента V, м3/м3	23,9	0,99	3,95	0,28	4,46	33,59

2.6 Баланс энергии камеры сгорания

Приход:

энергия сжатого воздуха:

$$w_{сж.взд} = V_v \cdot c'_{pвзд} \cdot t_{2д} = \alpha \cdot H_{взд}^* = 3,18 \cdot 3663,3 = 11649,3 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3} = 25,04\%;$$

теплота сгорания топлива (низшая рабочая):

$$Q_n^p = 34837 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3} = 74,89\%;$$

физическая энергия топлива:

$$h_{mf} = c'_{pm} \cdot t_m = 1,485 \cdot 20 = 29,7 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3} = 0,06\%;$$

суммарный приход энергии:

$$\Sigma w_{np} = w_{сж.взд} + Q_n^p + h_{mf} = 11649,3 + 34837 + 29,7 = 46515,5 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}.$$

Структура приходной части энергобаланса камеры сгорания представлена на рисунке 2.6.

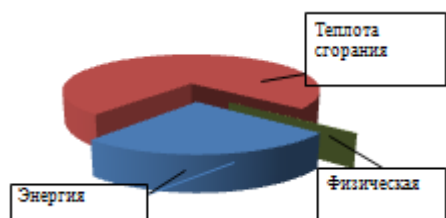


Рисунок 2.6 – Структура приходной части энергобаланса камеры сгорания

Расход:

энергия дымовых газов:

$$w_{\text{ог}} = V_{\text{ог}} \cdot c'_{\text{подг}} \cdot t_{\text{ог}};$$

где $c'_{\text{подг}}$ - удельная объёмная теплоёмкость действительных дымовых газов, рассчитанная как теплоёмкость смеси идеальных газов

$$c'_{\text{подг}} = \sum_{j=1}^n c'_{\text{подг}j} \cdot r_j;$$

где $c'_{\text{подг}j}$ - удельная объёмная теплоёмкость элемента действительных дымовых газов, рассчитанная как функция температуры $t_{\text{ог}}$.

$$c'_{\text{подг}} = \sum_{j=1}^n c'_{\text{подг}j} \cdot r_j = 1,448 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3 \cdot \text{К}};$$

$$w_{\text{ог}} = V_{\text{ог}} \cdot c'_{\text{подг}} \cdot t_{\text{ог}} = 32,44 \cdot 1,448 \cdot 1000 = 46973,32 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}.$$

Дисбаланс

$$\Delta w = \Sigma w_{\text{np}} - w_{\text{ог}} = 46973,32 - 46515,5 = 457,82 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}.$$

Дисбаланс камеры сгорания рассматриваем как рассеивание энергии в окружающую среду через стенки камеры сгорания.

2.7 Выбор котла-утилизатора

Выбор котла-утилизатора основывается на энергии дымовых газов на выходе ГТУ.

- один паровой котел-утилизатор двух- барабанного типа с встроенным газовым подогревателем конденсата (ГПК), вертикальный, с индивидуальной дымовой трубой, производства ОАО «Машиностроительный завод ЗИО-Подольск» (г. Подольск, Россия) с выработываемыми параметрами пара: $P_{н.д.}=0,7$ МПа и $P_{в.д.}=8,0$ МПа;

Баланс энергии камеры сгорания

Приход:

энергия сжатого воздуха:

$$w_{сж.взд} = V_{в} \cdot c'_{pв2д} \cdot t_{2д} = \alpha \cdot H_{взд}^* = 3,18 \cdot 3663,3 = 11649,3 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3} = 25,04\%;$$

теплота сгорания топлива (низшая рабочая):

$$Q_n^c = Q_n^p = 36660,8 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3} = 74,89\%;$$

физическая энергия топлива:

$$h_{mf} = c'_{pm} \cdot t_m = 1,485 \cdot 20 = 29,7 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3} = 0,06\%;$$

суммарный приход энергии:

$$\Sigma w_{np} = w_{сж.взд} + Q_n^p + h_{mf} = 11649,3 + 34837 + 29,7 = 46515,5 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}.$$

Структура приходной части энергобаланса камеры сгорания представлена на рисунке 2.6.

3. Выбор и расчет котла-утилизатора

3.1 Выбор котла-утилизатора

Выбор котел-утилизатор основано на энергии топочных газов в газовой турбине выхлопных газов.

Выбранный один котел утилизатор типа двухбарабанная со встроенным газоподогреватель конденсата (ГПК), вертикальный, с индивидуальной дымовой трубы, производства ОАО "Машиностроительный завод ЗиО-Подольск» (Подольск, Россия) генерируются с помощью пары параметров: Рн.д. = 0,7 МПа и 8,8 МПа =Рв.д..

Рисунок 3.1 показывает схему совместной работы ГТУ, котла-утилизатора и паровой турбины.

Профиль после пароперегревателя высокого давления КУВД с параметрами $P_{в.д.} = 8,8$ МПа и температуре $t_{в.д.} = 535^{\circ}\text{C}$ направляется в общей коллектор станции паровой турбины ПТ-60-90/13 (ЛМЗ). Профиль после пароперегревателя низкого давления Кунда с параметрами $P_{в.д.} = 0,7$ МПа отправлен деаэраторов 0,6 МПа для собственных нужд ТЭЦ и внешних клиентов.

3.2 Тепловой расчет котла-утилизатора

Целесообразность использования нескольких замыканий, вызванных желание повысить эффективность КПД КУ за счет снижения потерь с исходящих газов (рисунок 3.1). Чтобы уменьшить потребность в увеличении массового расхода питательной воды, но это с помощью схемы приводят к что расчетная температура на выходе из котла достигается.

В многопетлевой потока схема питательной воды в ГТУ не постоянным по пути. На входе в котел, то максимальна, тем самым снижение потерь с исходящих газов и выход - минимальна, что позволяет перегретого пара с температурой дизайна.

С дымовые параметры газа ГТУ свежий пар и температура питательной воды можете переходить к расчету КУ, целью которого является определение упаковку, воду и газ на своем пути и количество тепла, поступающего в отдельных элементов котла-утилизатора, который позволит определить их поверхность и выбрав структурную форму.

При расчете КУ любого типа необходимо учитывать, что тепло передается от горячих газов в газовой турбине и водяного пара и газа, так что температура всегда выше, чем температура воды и пара. Однако, чем меньше разница эта температура (разность температур), тем более эффективно тепло передается от газов в контуре паровой турбины.

Расчет обхода КУ являются последовательными: сначала рассчитывается высокое давление, а затем - низкое давление.

Для расчета цепи ВД набор (или ранее выбранного): свежий температуры пара контура высокого давления; давление в петле (который

чтобы определить энтальпию свежего пара); скорость потока газа и температура на выходе из газовой турбины; энтальпия питательной воды ввода экономайзера ка.

Исходные данные для расчета: характеристика SGT-700 газовые турбины

- электрическая мощность $N_э =$ МВт;
- расход выходящих газов $G_г =$ 95 кг/с;
- температура газов при выходе из ГТУ $\vartheta_д = 518$ °С;
- электрический КПД ГТУ $\eta^{эл} = 35\%$
- температура внешнего воздуха $t_{н.в} = 15$ °С, давление $P_{н.в} = 10^5$ Па.
- давление в контурах КУ: $P_0^{в.д} = 8,8$ МПа; $P_{н.д} = 0,7$ МПа.
- давление в деаэраторе $P^д = 0,6$ МПа.

Для совокупные поверхности пароперегревателя и испарителя высокого давления один КУ тепла уравнение баланса

$$G_г(I_г - I_{эк}^{в.д}) = G_п^{в.д}(h_0^{в.д} - h_{эк}^{в.д}), \quad (3.1)$$

где $G_г = 95$ кг/с расход газов, покидающих одну ГТУ; $I_г = 595,5$ кДж/кг – энтальпия газов, покидающих ГТУ; $h_0^{в.д} = 3470,2$ кДж/кг – энтальпия пара на выходе из перегревателя высокого давления котла-утилизатора КУ при $P_0^{в.д} = 8,8$ Мпа и температуре $t_{в.д} = 535$ °С; $h_{эк}^{в.д} = 1364$ кДж/кг – энтальпия воды на выходе из экономайзера высокого давления (в состоянии насыщения при давлении $P_0^{в.д}$).

Выбрав температурный напор $\delta t_{эк} = 31$ °С, определяют температуру газов перед экономайзером

$$\vartheta_{эк}^г = t_г + \delta t_{эк} = 264 + 31 = 295 \text{ °С,}$$

по вычисленной температуре (см.рис.3.3) определяем энтальпию газов перед экономайзером $I_{\text{ЭК}}^{\Gamma}=350$ кДЖ/кг.

Из уравнения (3.1) вычисляют расход пара высокого давления, генерируемый одним КУ

$$G_{\text{п}}^{\text{В.Д}} = \frac{G_{\text{г}}(I_{\text{г}} - I_{\text{ЭК}}^{\text{В.Д}})}{(h_0^{\text{В.Д}} - h_{\text{ЭК}}^{\text{В.Д}})} = \frac{95(595,5 - 350)}{(3470,2 - 1364,1)} = 10,97 \text{ кг/с} = 39,49 \text{ т/ч.} \quad (3.2)$$

Для экономайзера контура высокого давления будет равноценным следующее соотношение

$$G_{\text{г}}(I_{\text{ЭК}}^{\text{В.Д}} - I_{\text{ух}}^{\text{В.Д}}) = G_{\text{п}}^{\text{В.Д}}(h_{\text{ЭК.В}}^{\text{В.Д}} - h_{\text{п.В}}), \quad (3.3)$$

$h_{\text{п.В}} = 670$ кДЖ/кг энтальпия питательной воды поступающей из деаэратора при давлении $P^{\text{Д}}=0,6$ МПа;

$I_{\text{ух}}^{\text{В.Д}}$ –энтальпия газов, покидающих теплообменники контура ВД (энтальпия газов за экономайзером высокого давления), которую требуется определить

$$I_{\text{ух}}^{\text{В.Д}} = I_{\text{ЭК}}^{\text{В.Д}} - \frac{G_{\text{п}}^{\text{В.Д}}(h_{\text{ЭК.В}}^{\text{В.Д}} - h_{\text{п.В}})}{G_{\text{г}}}, \quad (3.4)$$

Для совокупных поверхностей пароперегревателя и испарителя контура низкого давления КУ

$$G_{\text{г}}(I_{\text{ух}}^{\text{В.Д}} - I_{\text{ГПК}}) = G_{\text{п}}^{\text{Н.Д}}(h_0^{\text{В.Д}} - h_0^{\text{Н.Д}}) \quad (3.5)$$

В этом соотношении энтальпия газов на входе в ГПК (газовый подогреватель конденсата) $I_{\text{ГПК}}$ определяется по температуре, $\vartheta_{\text{г}}^{\text{ГПК}} = 172$ °С.

Этой температуре соответствует $I_{\text{ГПК}}=180$ кДж/кг. Энтальпия пара на выходе из контура низкого давления определяется по давлению в контуре $P_{\text{н.д.}}=0,7$ МПа и температуре $t_0^{\text{Н.Д.}}=235 - 30 = 205$ °С, где $\delta t_{\text{нд}}= 30$ °С - принятый

температурный напор в пароперегревателе низкого давления. Данной температуре соответствует $h_0^{HD} = 2840$ кДж/кг.

Энтальпия воды в барабане контура низкого давления (энтальпия воды в состоянии насыщения при давлении $P_{н.д.} = 0,7$ МПа) $h_6^{HD} = 697,1$ кДж/кг.

Из уравнения (3.6) находим расход пара через контур низкого давления КУ:

$$G_{п}^{HD} = \frac{G_r(I_{yx}^{Б.Д} - I_{ГПК})}{(h_0^{Б.Д} - h_6^{HD})} = \frac{95(247 - 180)}{(2840 - 697,1)} = 2,98 \text{ кг/с.} \quad (3.6)$$

Принимаем температуру питательной воды на входе в ГПК $t_{пв} = 60^\circ\text{C}$.

Тогда ей соответствует энтальпия $h_{пв} = 251$ кДж/кг.

Будем считать, что нагрев конденсата в ГПК и деаэраторе осуществляется примерно равномерно. Примем энтальпию воды за ГПК

$h_{ГПК} = 460$ кДж/кг, ей соответствует температура $t_{ГПК} = 110^\circ\text{C}$.

Из уравнения теплового баланса для деаэратора

$$[2(G_{п}^{Б.Д} + G_{п}^{HD}) - G^D]h_{ГПК} + G^D \cdot h_0^{HD} = 2(G_{п}^{HD} + G_{п}^{Б.Д})h_D, \quad (3.6)$$

находим расход пара на деаэратор: $G^D = 2,12$ кг/с.

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

$$[2(G_{п}^{Б.Д} + G_{п}^{HD}) - G^D]h_K + G^P \cdot h_{ГПК} = [2(G_{п}^{HD} + G_{п}^{Б.Д}) - G^D + G^P]h_{п.р}, \quad (3.7)$$

где $h_K = 138$ кДж/кг - энтальпия конденсата в состоянии насыщения при

$p_K = 5$ кПа, позволяет найти расход рециркуляции $G^P = 13,6$ кг/с.

Из уравнения теплового баланса для ГПК

$$G_r(I_{ГПК} - I_{yx}) = (G_{п}^{HD} + G_{п}^{Б.Д} - \frac{G^D}{2} + G^P/2)(h_{ГПК} - h_{п.р}), \quad (3.8)$$

найдем энтальпию уходящих газов КУ: $I_{yx} = 150,5$ кДж/кг.

Температура уходящих газов (см. рис. 5) = 115°C.
КПД КУ определим по формуле

$$\eta_{\text{КУ}} = \frac{(I_d - I_{yx})}{(I_d - I_a)} = \frac{(595,5 - 150,5)}{595,5 - 15,4} = 0,77 . \quad (3.9)$$

Тепло, отданное газами ГТУ в паротурбинный цикл

$$Q_{\text{ГТУ}} = 2G_r(I_d - I_{yx}) = 95(595,5 - 150,5) = 42275 \text{ кВт.}$$

Существенным теплом, газам ГТУ в паровой турбины цикла
выбрать из каталога КУ КУ Р-103 мощности 38000 кВт.

3,3 Описание котла-утилизатора П-103

Барабан КУ П-103 газовых турбин до 38 МВт предназначен для производства пара при высоком давлении и низкого давления за счет использования тепла дымовых газов после ГТУ. В качестве основного и резервного топлива ГТУ природного газа.

Котел-утилизатор вертикальный профиль барабанного типа с принудительной циркуляцией испарителя схем в высокого и низкого давления показан на рисунке 3.4.

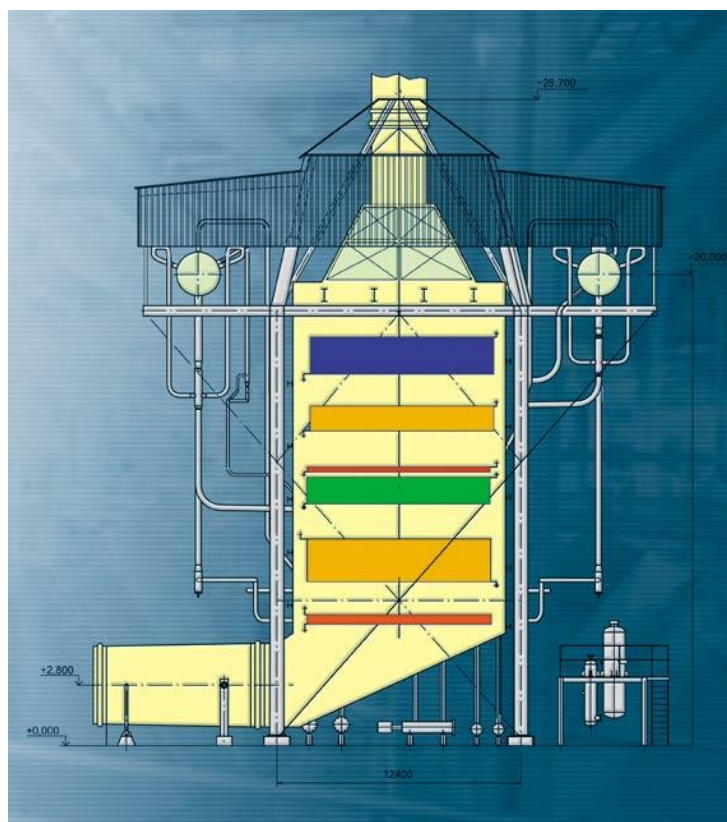


Рисунок 3.4 – Котел-утилизатор П-103

Котел-утилизатор разработан с открытой планировкой и строительством сейсмической опасности 9 баллов по шкале MSK-64. Котел-утилизатор выполнен газонепроницаемая металлической обшивки. Профиль схема состоит из цепи высокого и низкого давления. Схема высокого давления включает экономайзера, испарителя и перегрев поверхностей. Контур низкого давления - испаритель и перегрева поверхности. В низкого давления барабанной интегрированы колонке деаэрации.

Для снижения температуры дымовых газов на котельной установлен газовый обогреватель конденсата (ГПК).

Поверхность нагрева висел котел для своих собственных структур через промежуточный специальной металла.

Поверхность котла-утилизатора выполнены из труб с наружным спирально-зубчатые плавники и поставляемых модулей на основе максимальных размеров транспортных условий.

Таблица 3.1

Технико-экономические показатели КУ П-103	
Паропроизводительность контура,	т/ч
высокого давления	39,6
низкого давления	8,0
Давление пара, МПа:	
высокого давления	8,8
Низкого давления	0,7
Температура газов на входе в КУ, °С	523
Температура уходящих газов в теплофикационном режиме, °С	100

Рабочий диапазон котла-утилизатора 100% -50% от нагрузки. Регулирование давления и температуры в котле-утилизаторе не предусмотрено, так, чтобы работать на скольжение пар.

Котел-утилизатор оснащается системами контроля технологических параметров, защит и блокировок, автоматического управления, необходимые для оперативного управления, безопасной эксплуатации и экономичной работы.

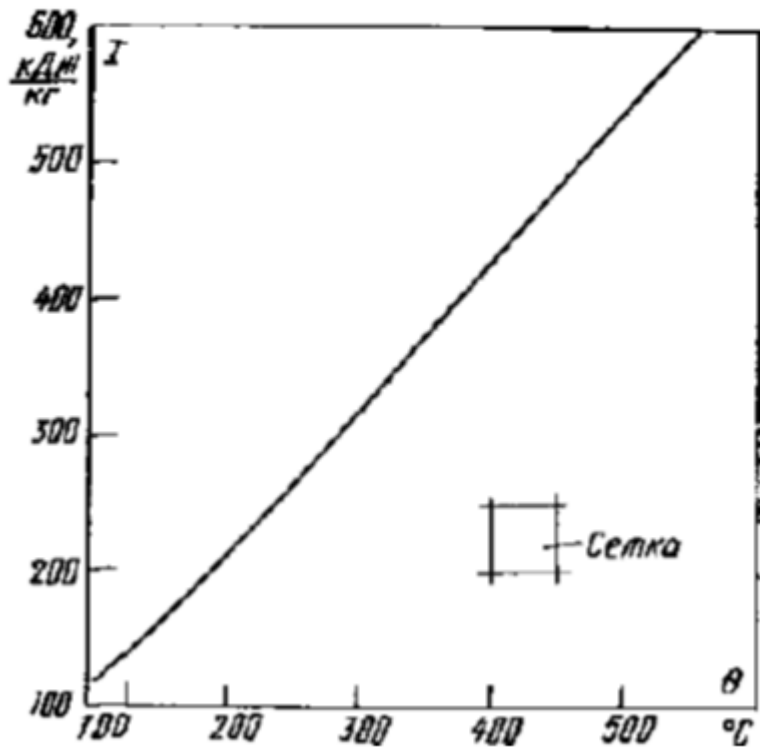


Рисунок 3.3- Диаграмма зависимости энтальпии выходящих газов ГТУ от температуры

4 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Экологический паспорт

1 Наименование предприятия - Алматинская ТЭЦ-1

Адрес предприятия - 480050, г. Алматы пр. Сейфуллина 433.

Сведения о предприятии: Алматинская ТЭЦ-1 расположена в центральной части

города, в зоне интенсивной застройки. Границами площадки служат с запада - территория мясокомбината и жилая застройка, с востока и юга - пр. Сейфуллина, с севера индивидуальная жилая застройка.

2 Описание сырья

Таблица 5.1 - Описание сырья

Наименование производства и вида продукции.	Расход топлива.						Другие виды топлива.	
	Газ.		Мазут.		Уголь.		Всего т.у.т.	На единицу продукции.
	Всего т.у.т.	На единицу продукции. т.у.т.(кг)/кВт.ч	Всего т.у.т.	На единицу продукции.	Всего т.у.т.	На единицу продукции.		
На отпуск электроэнергии.	36875	0,079	12063	0,026	26081	0,056		
На отпуск теплотенергии.	179639	0,071	137164	0,054	122947	0,048		

Таблица 5.2 - Характеристики твердых отходов и сведения о их количестве

3 Сведения о мощности АТЭЦ-1 и характеристики производства
Установленная мощность:

электрическая 145 Мвт;
тепловая 1203 МДж

Таблица 5.3 -Характеристика основного оборудования

Наименование оборудования (котлы, турбины).	Стационарный номер.	Маркировка	Паропроизводительность котла, т/ч мощность турбины, МВт.	Примечание.
Котлы Энергетические	№8,9,10,11,12,13.	БКЗ-160-100.	по 160	
Водогрейные	№1,2,3,4,5,6,7	ПТВМ-100.	100 Гкал/ч	
Турбины	№9,10 №8.	ПТ-60-90/13. ВРТ-25-2.	по 60	

3.1 Краткая характеристика производства

Алматинская ТЭЦ-1 работает в энергосистеме по тепловому графику в базовом режиме. Вся электроэнергия вырабатывается по теплофикационному циклу.

Схема поступления городской воды следующая: в общий коллектор горводопровода поступает вода по двум трубопроводам диаметром 1000 и 800 мм. Вода подогревается паром в конденсаторах турбин ст. № 9, 10 и насосами Сырой воды подается на химводоочистку.

Работа химводоочистки включает три схемы: обессоливание, конденсатоочистка, подпитка теплосети. Подпитка котлов осуществляется обессоленной водой по схеме сокращенного обессоливания, производительностью 390 м³/час.

Конденсатоочистка, производительностью 200 м³/час, служит для очистки возвращенного конденсата по схеме натрий - катионирования. Очищенный конденсат поступает в баки обессоленной воды. Обессоленная вода из баков поступает в деаэратор 1,2 ата.

Для подпитки теплосети производительностью 4800 м³/час применяется схема обработки воды фосфоновыми комплексонами.

В качестве резервной схемы приняты:

- а) подкисление серной кислотой, декарбонизация с последующим натрий - катионированием, производительностью 3200 м³/час при включении водогрейных котлов;
- б) прямое подкисление серной кислотой, декарбонизация, при отключенных водогрейных котлах.

Подпиточная вода поступает в вакуумные деаэраторы и насосами подпиточной воды подается на всас сетевых насосов, которые подают ее через бойлера в теплосеть.

В зимний период после бойлеров вода поступает через повысительную насосную в водогрейные котлы, где догревается до заданной температуры и подается в город.

Тепловая схема станции выполнена следующим образом. Пар от котлов ст. № 8-13 типа БКЗ-160-100 (производительностью 160 т/час, давлением пара 100 кгс/см, температурой перегретого пара 540 °С) поступает в коллектор 90 ата, откуда направляется на турбины ст. № 8-10.

Турбоагрегат ст. № 8 типа Р-25-90/18 работает в режиме противодействия. Отработанный пар турбины ст. № 8 поступает в коллектор 18 ата. Турбоагрегаты ст. № 9, 10 типа ПТ-60-90/13 работают с использованием конденсатора для подогрева городской воды из горводопровода для химводоочистки, пар производственных отборов направляется в коллектор 18 ата, теплофикационные отборы используются для подогрева сетевой воды на собственные нужды. Из коллектора 18 ата пар расходуется на производство, собственные нужды станции и пиковые бойлера.

Приемником сточных вод Алматинской ТЭЦ-1 является хозяйственно-бытовая и промливневая канализация.

Хозяйственно - бытовые стоки собираются сетью фекальной канализации и сбрасываются в городской коллектор. Засоленные стоки ХВО самотеком сбрасываются в коллектор хозбытовой канализации. Часть стоков от ХВО-1 поступает на узел нейтрализации, после которого нормативно-чистые стоки сбрасываются в промливневый коллектор, являющийся общим с р.Кара-Су. Водоотведение в р.Кара-Су в 1999г. составило 636 тыс.м³.

Нефтедержащие стоки поступают на очистные сооружения рис.Очищенная на установке вода поступает в систему оборотного водоснабжения ГЗУ.

Аварийный слив сетевой воды, утечки через сальники, вода после гидроуборки сбрасывается в систему оборотного водоснабжения.

Таблица 5.4 – Наименование оборудования согласно схеме сточных вод

№	Наименование.	№	Наименование.
1	Распределительная камера.	17	Насосный бак.
2	Нефтеловушка.	18	Транспортер.
3	Бак сбора воды после нефтеловушки.	19	Электропривод.
4	Насосы подпитки воды на флотаторы.	20	Бак рабочего раствора коагулянта.
5	Гидроциклон.	21	Бак сбора воды после флотатора.
6	Смеситель флотатора.	22	Насос подачи воды на мех.
7	Камера грубой очистки.	23	Мех. фильтр.
8-9	Камеры флотации.	24	Угольный фильтр.
10	Камера отстоя.	25	Насос перекачки обезмасленной воды
11	Сборная камера.	26	Дренажный насос.
12	Нефтеприемник.	27	Дренажный приямок.
13	Насос дозатор коагулянта.	28	Бак сбора нефтепродуктов.
14	Фильтр-сетка коагулянта.	29	Насос перекачки нефтепродуктов.
15	Воздушный эжектор.	30	Насос перекачки нефтепродуктов автоцистерну.

16	Насос рециркуляции		
----	--------------------	--	--

4 Система водоснабжения и очистки сточных вод

4.1 Система водоснабжения

Источником водоснабжения Алматинской ТЭЦ-1 является городская водопроводная вода Талгарского водовода.

Вода от Талгарской насосной двумя насосами (один - резервный) типа 24-МДН производительностью 5000 м³/час каждый подается на ТЭЦ. Общий расход горводопроводной воды от Талгарской насосной составляет в среднем 2729,44 м³/час.

Основной поток горводопроводной воды от Талгарской насосной подается в турбинный цех на охлаждение конденсаторов турбоагрегатов и газоохладительной генераторной (примерно 3867 м³/час). Кроме того, в турбинном и котельном цехах горводопроводная вода используется на охлаждение подшипников оборудования. Вода после газоохладителей генераторов и конденсаторов, подогревается примерно до 35 °С, подается на повторное использование в качестве исходной воды в химический цех на ХВО-1 и ХВО-2.

Часть воды из прямого водовода используется на технологические нужды в котельном цехе, на водогрейной котельной, топливно-транспортном цехе и во вспомогательных цехах.

Охлаждающей водой маслоохладителей турбогенераторов является, вода циркуляционной системы, которая подпитывается водой из горводопровода. Охлаждающая вода после маслоохладителей сбрасывается в систему цирк колодцев, кроме того, на ТЭЦ-1 действует система обратного водоснабжения гидрозолоудаления, осветленная вода с золоотвала возвращается в цикл станции.

5.1 АТЭЦ-1 и ее влияние на экологическое состояние города

Алматинская ТЭЦ-1 расположена в центре города и является одним из основных источников централизованного теплоснабжения промышленности и жилищно-коммунального сектора. Вся электроэнергия вырабатывается по теплофикационному циклу.

Оборудование, установленное на ТЭЦ-1, находится в эксплуатации более 30 лет. Основную долю в годовом балансе топлива – 79,6% (данные 2000года) составляют экологически "грязные" виды топлива: уголь и мазут, газ используется в основном в летний период. Котлы ТЭЦ оборудованы системами золоочистки, эксплуатационная эффективность которых в 2000 году в среднем по станции составила 97,0%. Газоочистка по другим вредным веществам не производится. Высота дымовых труб для отвода газов не превышает 80 м.

С учетом вышеуказанного, ТЭЦ-1 является достаточно весомым загрязнителем воздушного бассейна города, уровень фонового загрязнения которого по данным наблюдений Казгидромета в 1988-1990 г. превысил санитарные нормы по диоксиду азота (1,88 ПДК) и золе (2,3 ПДК). При этом, вклад ТЭЦ-1 составляет соответственно 17 % и 20%. Фон по этим ингредиентам, создаваемый автотранспортом, тепло источниками предприятий других отраслей промышленности, без учета вклада ТЭЦ-1 характеризуется превышением ПДК по золе (1,56 ПДК) и содержанием диоксида азота, близким к ПДК (0,96 ПДК), что свидетельствует о необходимости выработки комплексных мероприятий по оздоровлению воздушного бассейна.

Основным видом топлива для энергетических котлов является Карагандинский энергоконцентрат, для водогрейных котлов - топочный мазут. В летний период работы ТЭЦ-1 используются избытки природного газа. Количество сожженного топлива с указанием качества топлива приведены в таблице 5.5. Энергетические котлы оборудованы системами золоочистки: на котлах № 10-11 установлены эмульгаторы, с проектной степенью золоочистки (фактически в 1999 году 98,7%) и сероочистки-20%, на остальных котлах мокрые золоуловители с трубой Вентури типа МВ-ВТИ.

Таблица 5.5 – Сведения о качестве и количестве сжигаемого топлива

Вид топлива	Израсходовано в 1999 г., тыс.тут.	В%, от общего количества.	Качество сжигаемого топлива			
			Q _n ккал/кг; ккал/м ³ .	Влажность, Wp%.	Зольность, Ap%.	Сера, Sp%.
а						

Всего.	567,108	100	–	–	–	–
Газ.	115,466	20,04	8180	–	–	–
Мазут.	164,138	18,9	9869	–	0,032	0,49

Средняя эксплуатационная степень очистки от золы в целом по ТЭЦ в 1992 году составила 97,0%. Газоочистка по другим веществам отсутствует. Отвод уходящих газов от котлов осуществляется через пять дымовых труб. Параметры дымовых труб и подключение к ним котлов представлены в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Характеристики дымовых труб

№ дымовой трубы.	Характеристики.		Количество и тип котлов.
	Н, м.	Ду, м.	
5	80,0	4,3	3хБКЗ-160-100 ст.№8-10
6	80,0	4,3	4хПТВМ-100 ст.№1-4
7	80,0	4,3	3хБКЗ-160-100ст.№11-13
8	80,0	4,3	3хПТВМ-100ст.№5-7

В соответствии с отчетными данными ТЭЦ по форме 2-ТП (воздух) в атмосферу города за год было выброшено вредных веществ всего: 10,3 тыс.т. /т.ч:

золы	3,0 тыс. т.
диоксида серы	3,9 тыс. т.
диоксида азота	2,4 тыс. т.
оксида углерода	0,6 тыс. т.

оксида азота 0,4 тыс. т.

За эти выбросы в атмосферу АТЭЦ-1 заплатила около 70 млн.тг. Расчетные максимальные концентрации в-в (C_{max}) от ТЭЦ в приземном слое атмосферы составляют:

по NO_2	2,3 ПДК.
по SO_2	1,79 ПДК.
по золе	1,84 ПДК.
по $q NO_2+SO_2$	4,09 ПДК.

Представленные величины расчетных концентраций соответствуют неблагоприятным метеоусловиям и опасной скорости ветра, равной 4,6 м/с, которая не характерна для города Алматы. В период средне зимней нагрузки ТЭЦ скорость ветра не превысит 2,0 м/с, следовательно, и ожидаемые концентрации от ТЭЦ будут отличаться от расчетных и составят $0,6 \times C_{max}$, т.:

по NO_2	0,8 ПДК (или 17% вклада в сущ. фон).
по SO_2	1,1 ПДК (или 68% вклада в сущ. фон).
по золе	1,1 ПДК (или 20% вклада в сущ. фон).
по $q NO_2+SO_2$	1,9 ПДК.

Что наиболее существенно вносит вклад ТЭЦ-1 в создание сегодняшнего уровня загрязнения воздушного бассейна города.

В этой связи в дипломном проекте ставится задача реконструкции АТЭЦ-1 таким оборудованием, которое бы не усугубило экологическую ситуацию в районе станции, а позволило бы уменьшить вредные выбросы. В данном проекте предполагается установка сероочистного оборудования, которое позволяет улавливать до 90% окислов серы.

В данном разделе дипломного проекта рассматривается экологический паспорт станции, расчеты выбросов в атмосферу и определение минимальной высоты трубы, анализ условий труда в котельном цехе и расчет освещения в конструкторском бюро.

5.3 Расчет выбросов дымовых газов в атмосферу

Котел БКЗ-160/100, топливо – Экибастузский уголь.

Состав топлива:

$$C^p = 44,12 \%$$

$$H^p = 2,89 \%$$

$$N^p = 0,62 \%$$

$$S^p = 0,43 \%$$

$$O^p = 9,95 \%$$

$$A^p = 35 \%$$

$$W^p = 7\%$$

$B = 91,5$ т/ч ($25,41$ кг/с) – (расход топлива котлами, работающими на одну дымовую трубу);

$$T_{\text{вх}} = 393 \text{ K} (120^\circ\text{C} + 273)$$

$D = 160$ т/ч (производительность котла);

$\eta = 0,92$ (степень очистки дымовых газов в золоуловителе);

$\zeta = 0,0001$ (степень рециркуляции);

$\alpha_{\text{yh}} = 0,95$ (доля твердых частиц, уносимых из топки с дымовыми газами);

$\alpha_{\text{т}} = 1,25$ (коэффициент избытка воздуха).

Количество золы, выбрасываемое в атмосферу с продуктами сгорания:

$$M_3 = 0,01B \cdot [(\alpha_{\text{yh}} \cdot A^p) + q_4 \cdot (Q^p_{\text{н}} / 32680)] \cdot (1 - \eta) = 0,01 \cdot 25,41 \cdot [(0,95 \cdot 35) + 1,5 \cdot (17680 / 32680)] \cdot (1 - 0,92) = 0,692 \text{ кг/с} = 2,232 \text{ т/ч}$$

Масса оксидов азота, выбрасываемых в атмосферу:

$$M_{\text{NO}_2} = 0,34 \cdot 10^{-7} \cdot B \cdot K \cdot Q_{\text{H}}^{\text{P}} [1 - (q_4/100)] + \beta_1 \cdot [1 - (\varepsilon_1 \cdot \zeta)] \cdot \beta_3 \cdot \beta_2 \cdot \varepsilon_2,$$

где $\beta_1 = 0,178 + (0,47 \cdot N^{\text{P}}) = 0,178 + (0,47 \cdot 0,62) = 0,469$;

β_1 – безразмерный поправочный коэффициент, учитывающий влияние на выход оксидов азота качества сжигаемого топлива и способа шлакоудаления;

$$\beta_2 = 0,85;$$

β_2 – коэффициент, характеризующий эффективность рециркулирующих газов в зависимости от условий подачи их в топку;

$$\beta_3 = 1,0;$$

β_3 – коэффициент, учитывающий конструкцию горелок;

$$\varepsilon_1 = 0,010;$$

$$\varepsilon_2 = 0,99.$$

Коэффициент, характеризующий выход оксидов азота на 1т сожженного условного топлива:

$$K = (12 \cdot D_{\text{p}}) / (200 + D) = \frac{12 \cdot 160}{200 + 160} = 5,33;$$

D – производительность котлов;

$$M_{\text{NO}_2} = 0,34 \cdot 10^{-7} \cdot 25,41 \cdot 5,33 \cdot 17680 \cdot (1 - 1,5/100) + 0,469 \cdot [1 - (0,01 \cdot 0,0001)] \cdot 0,85 \cdot 1 \cdot 0,99 = 0,0996 \text{ кг/с (0,358 т/ч)}.$$

Масса оксидов серы, выбрасываемых в атмосферу:

$$M_{\text{SO}_2} = 0,02 \cdot S^{\text{P}} \cdot B \cdot (1 - \eta'_{\text{SO}_2}) \cdot (1 - \eta''_{\text{SO}_2}) = 0,02 \cdot 0,43 \cdot 25,4 \cdot (1 - 0,05) = 0,207 \text{ кг/с (0,747 т/ч)}.$$

η''_{SO_2} – доля оксидов серы, улавливаемых в золоуловителе.

Величина максимальной приземной концентрации вредных веществ:

$$C_M = \frac{A * M * F * m * n * \eta}{H^2 * \sqrt[3]{V_{\Gamma} * \Delta T}} = \frac{200 * 2499,37 * 2 * 0,8804 * 1 * 1}{80 * 80 * \sqrt[3]{141,4 * 85}} = 6 \text{ мг/м}^3,$$

$$C_{M_{TB}} = \frac{A * M_{TB} * F * m * n * \eta}{H^2 * \sqrt[3]{V_{\Gamma} * \Delta T}} = \frac{200 * 692 * 2 * 0,8804 * 1 * 1}{80 * 80 * \sqrt[3]{141,4 * 85}} = 1,66 \text{ мг/м}^3,$$

$$C_{M_{SO_2}} = \frac{A * M_{SO_2} * F * m * n * \eta}{H^2 * \sqrt[3]{V_{\Gamma} * \Delta T}} = \frac{200 * 207 * 2 * 0,8804 * 1 * 1}{80 * 80 * \sqrt[3]{141,4 * 85}} = 0,49 \text{ мг/м}^3,$$

$$C_{M_{NO_x}} = \frac{A * M_{NO_x} * F * m * n * \eta}{H^2 * \sqrt[3]{V_{\Gamma} * \Delta T}} = \frac{200 * 99,6 * 2 * 0,8804 * 1 * 1}{80 * 80 * \sqrt[3]{141,4 * 85}} = 0,239 \text{ мг/м}^3.$$

где $M = M_{SO_2} + 5,88 * 389,86 = 207 \text{ г/с} + 2292,37 = 2499,37 \text{ г/с}$,

$A = 200$ – коэффициент, зависящий от температурной стратификации, атмосферы,

$V_{\Gamma} = 141,4 \text{ м}^3/\text{с}$ – объём дымовых газов на АТЭЦ–1 при расходе топлива на один котёл $B = 91,5 \text{ т/ч}$,

объём дымовых газов на одну трубу:

$$V'_{\Gamma} = \frac{V_{\Gamma}}{7} * N * 2 = \frac{141,4}{7} * 2 * 2 = 80,8 \text{ м}^3 / \text{с},$$

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

$T = T_{ух} - T_{лет}^{CP.MAKC} = 85 \text{ }^{\circ}\text{C}$ – 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,

C_{ϕ} –фооновая концентрация вредных веществ, характеризующая загрязнение атмосферы, создаваемое другими источниками (принимаем в виду отсутствия данных).

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

Значение коэффициентов m и n определяется в зависимости от параметров:

$$f = 1000 * \frac{W_0^2 * D}{H^2 * \Delta T} = 1000 * \frac{20 * 20 * 2,26}{80 * 80 * 85} = 1,1661,$$

$$v_m = 0,65 * \sqrt[3]{\frac{V_{\Gamma} * \Delta T}{H}} = 0,65 * \sqrt[3]{\frac{80,8 * 85}{80}} = 2,867.$$

Откуда:

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 * \sqrt{f} + 0,34 * \sqrt[3]{f}} = \frac{1}{0,67 + 0,1 * 1,079 + 0,34 * \sqrt[3]{1,161}} = 0,8804,$$

при $v_m > 2$ $n=1$,

где $W_0=20$ м/с–скорость выхода дымовых газов.

Расчёт максимальной концентрации вредных веществ:

В связи с близким расположением аэропорта, высота дымовых труб занижена. Действительная высота дымовых труб 80м. От этой производной начнём определение максимальных концентраций вредных веществ.

5.4 Анализ условий труда в котельном цехе

На АТЭЦ-1 проводится день техники безопасности, целью которого является выявление нарушений. В его проведении в течение года принимают участие все руководители станции, начальники цехов, их заместители, начальники отделов.

Проводятся следующие комиссионные проверки:

- Топливо-транспортный и котельный цех – на предмет наличия отложений угольной пыли;
- Компрессорной станции при котельном цехе;
- Комплексная проверка котельного цеха;
- Комплексная проверка топливо – транспортного цеха.

Проводятся также ночные обходы и внезапные проверки состояния ТБ и охраны труда на рабочих местах руководством станции, цехов, инспекцией станции. По результатам обходов и проверок составляют приказы по станции или выдаются предписания руководителям цехов, где было обнаружено нарушение.

В котельном цехе существует вероятность возникновения пожаров, вследствие возгорания мелких частиц угольной пыли в тракте котельного агрегата. Для противопожарной защиты зданий и сооружений на площадке ТЭЦ-1 предусмотрена пожарная часть.

Из всех зданий и сооружений предусмотрено не менее двух эвакуационных выходов, расположенных рассредоточено. Для котельного цеха высотой 32 м предусмотрены выходы на кровлю по стальным маршевым лестницам с уклоном не более 6:1. В местах перепада высот более 1 метра предусмотрены лестницы независимо от высоты здания. В настоящее время на ТЭЦ предусмотрена противопожарная автоматика кабельных сооружений.

Приняты следующие виды противопожарной защиты зданий и сооружений соответствующие ГОСТ 12.1.033-81:

1. Кабельные туннели и короба, проходные полу этажи, автоматическое тушение высоко кратной, воздушно – механической пеной.
2. В местах примыкания галереи топливоподдачи к дробильному отделению, разгрузочному устройству, башне пересыпки главного корпуса на основном тракте в местах примыкания галереи конвейера выдачи и на питателях угля предусмотрена разводка от противопожарно-хозяйственного внутриплощадочного водопровода.
3. В котельном цехе и в машинном зале установлены противопожарные

посты, переносные пеногенераторы, которые предназначены для локального пожаротушения.

В котельном цехе предусмотрена установка сигнализаторов повышения температуры уходящих газов с выводами показателей на щит, а также аварийная блокировка механизмов. При выходе из строя дымососов автоматически отключаются дутьевые вентиляторы горячего угля и питатели пыли.

На щитах управления, в залах вычислительной техники, кабинах, пультах и постах управлением технологическими процессами поддерживается температура воздуха 22-24 °С, относительная влажность 60-40 % и скорость движения ветра не более 0,1 м/с в соответствии с санитарными нормами микроклимата в производственных помещениях СН №4083-86. В котельном цехе температура воздуха равна 34 °С (так как при сжигании топлива происходит большое тепловыделение), что превышает допустимые нормы. В данном случае предусмотрены мероприятия по защите персонала от возможного перегрева. Установлены системы местного кондиционирования, воздушное душирование, средства индивидуальной защиты.

Также вследствие близкого расположения системы топливоподачи и предварительной подготовки топлива к сжиганию наблюдается высокий уровень содержания угольной пыли в воздухе – запыленность.

На ТЭЦ размещается большое количество оборудования, эксплуатация которого связана со значительным шумоизлучением.

Одним из основных источников шума и вибрации на станции является котельный агрегат. Также в котельном цехе находится вспомогательное оборудование: углеразмольно и тягодутьевые машины, компрессоры, насосы, парапроводы и др.

Вне помещения ТЭЦ расположены вентиляционные установки, трансформаторы, градирни все эти источники шума оказывают продолжительное воздействие, как на обслуживающий персонал предприятия, так и на жителей близлежащих населенных пунктов.

Установлены допустимые уровни шума (СНиП № 3223-85) на рабочих местах и на территории предприятия, которые не должны превышать 80 дБ.

В котельном цехе уровень шума превышает допустимые нормы и составляет 120 дБ. Для выполнения санитарных норм по уровням шума на ТЭЦ-1 предусмотрены следующие мероприятия:

Рабочие места в производственных помещениях с постоянным пребыванием людей при уровне производственного шума, превышающем нормируемый санитарный уровень, оборудуются специальными приспособлениями: шумоотражающими экранами, шумоглушащими кабинами, виброизолирующими опорными площадками и прочее.

Такие помещения, как щиты управления, находящиеся внутри производственных зданий, ограждаются тяжелыми стеновыми панелями и изнутри облицовываются специальными звукопоглощающими материалами, снабжаются витринами с двойными стеклами и упругим уплотнением дверей.

В котельном цехе существует вероятность взрывов, во избежание их появления на котлоагрегате установлены предохранительные клапаны.

Безопасность эксплуатации систем, работающих под давлением, обеспечивается соблюдением «правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов работающих под давлением», утвержденных Горгостехнадзором.

Применению защиты от недопустимого повышения давления рабочей среды на ТЭЦ подлежат: пароводяной и газовый тракт котлов, деаэраторы, паровые пространства теплообменников, трубопроводы, насосы.

В качестве предохранительных устройств применяются: пружинные предохранительные клапаны, рычажные – грузовые предохранительные клапаны, импульсные предохранительные устройства (состоящие из главного предохранительного клапана и управляющего импульсного клапана прямого действия), предохранительные устройства с разрушающимися мембранами.

Предохранительные клапана служат для быстрого снижения давления рабочей среды до нормальной. Когда давление в защищаемом объекте достигает установленного предела, предохранительный клапан автоматически открывается и выпускает рабочую среду в атмосферу или специальную емкость большого объема и закрывается также

автоматически при снижении давления до нормального. Это дает возможность оперативному персоналу восстановить нормальный режим работы оборудования или отключить его без повреждений.

Каждый котел паропроизводительностью более 100 кг/с снабжен двумя предохранительными клапанами, один из которых должен быть контрольным.

Суммарная пропускная способность предохранительных клапанов, устанавливаемых на котел, равняется часовой производительности котлов.

Расчет искусственного освещения

1. введение.

Условия искусственного освещения на промышленных предприятиях оказывают большое влияние на зрительную работоспособность, физическое и моральное состояние людей, а следовательно, на производительность труда, качество продукции и производственный травматизм.

Для создания благоприятных условий труда производственное освещение должно отвечать следующим требованиям:

- освещенность на рабочем месте должна соответствовать гигиеническим нормам;
- яркость на рабочей поверхности и в пределах окружающего пространства должна распределяться по возможности равномерно;
- резкие тени на рабочей поверхности должны отсутствовать, наличие их создает неравномерное распределение яркости;
- блескость (прямая или отраженная) должна отсутствовать в поле зрения;
- освещение должно обеспечивать необходимый спектральный состав света для правильной цветопередачи;

Искусственное освещение может быть двух систем: общее и комбинированное. При комбинированном освещении к общему добавляются местное освещение, концентрирующее световой поток

непосредственно на рабочих местах. Применение одного местного освещения в производственных помещениях не допускается. Искусственное освещение подразделяется также на рабочее, аварийное, эвакуационное и охранное.

Увеличение освещенности в производственных помещениях положительно влияет на функции зрения.

При повышении контраста между объектом различия и фоном, на котором объект рассматривается, зрительная работоспособность увеличивается. Она также зависит от соотношения яркостей рабочей зоны и окружающего фона: с увеличением этого соотношения работоспособность понижается. Более благоприятное соотношение яркостей при системе общего освещения, менее благоприятное – при комбинированном освещении. В последнем случае условия зрительной работы улучшаются при повышении яркости фона, что достигается повышением коэффициента отражения поверхностей помещения (стен, потолка, пола) и производственного оборудования.

При выборе системы освещения учитываем, что капитальные вложения и эксплуатационные расходы при комбинированном освещении ниже, чем при общем.

При выполнении в помещениях работ 1-4 разрядов рекомендуется применение комбинированного освещения. Освещенность рабочей поверхности, создаваемая светильниками общего освещения в системе комбинированного, должна составлять 10% нормируемой для комбинированного, при этом наибольшая и наименьшая освещенности должны составлять соответственно 500 и 150 лк при газоразрядных лампах, 100 и 50 лк при лампах накаливания.

Кроме абсолютного значения освещенности нормируются качественные характеристики освещения: показатель ослепленности и коэффициент пульсации освещенности.

Аварийное освещение должно обеспечивать освещенность не ниже 5% от освещенности, создаваемой общим освещением, но не менее 2 лк внутри зданий.

Проектирование искусственного освещения заключается в решении следующих задач: выбор системы освещения, типа источника света,

расположение светильников, выполнение светотехнического расчета и определении мощности осветительной установки.

2. Расчет.

Расчет производится в основном по двум методам: методу коэффициента использования и точечному методу. Метод коэффициента использования предназначен для расчета общего равномерного освещения горизонтальных поверхностей при отсутствии крупных затеняющих предметов.

По точечному методу рассчитывается общее локализованное освещение, общее равномерное освещение при наличии существенных затенений и местное освещение. Для расчета применяются также упрощенные формы метода: таблицы удельной мощности и графики по Гурову и Прохорову.

Расчет ведется по методу коэффициента использования.

Рассматриваемый метод заключается в определении значения коэффициента η , равного отношению светового потока падающего на расчетную поверхность, к полному потоку относительного прибора.

В практике расчетов значения η находятся из таблиц, связывающих геометрические параметры помещений с их оптическими характеристиками (коэффициентами отражения потолка $\rho_{пот}$, стен $\rho_{ст}$, пола $\rho_{п}$.)

Рассматриваем общее освещение сборочного цеха длиной $A=30\text{ м}$, шириной $B=15\text{ м}$, высотой $H=7\text{ м}$ с бетонным потолком, бетонными стенами с не завешенными окнами. Разряд зрительной работы – 3, в . нормируемая освещенность – $E=300\text{ лк}$. Принимаем систему общего освещения люминисцентными лампами 2 группы ЛД мощностью 80 Вт, где световой поток составляет $\Phi_{л}=4070\text{ лм}$. Коэффициенты отражения потолка, стен, пола - $\rho_{пот}=50\%$, $\rho_{ст}=30\%$, $\rho_{п}=30\%$.

Расчетная высота подвеса – рабочая поверхность находится на высоте – $h_p=1\text{ м}$ от пола, высота света ламп - $h_c=0,5\text{ м}$, следовательно,

$$h=H-h_c-h_p=7-1-0.5=5,5\text{ м}.$$

Наивыгоднейшее расстояние между светильниками определяется как

$$Z=\lambda * h=1,2 * 5,5=6,6\text{ м} \quad \text{где } \lambda=1,2$$

Принимаем 3 ряда светильников с расстоянием от стен по 1м , между рядами по 6,5м

Определяем индекс помещений по формуле :

$$i=(A*B)/(h*(A+B))=(30*15)/(5,5*(30+15))=1,8$$

коэффициент использования $\eta=0,54$.

Коэффициент запаса $K_z=1,5$

Подставляя в формулу эти значения , определяем количество люминисцентных ламп :

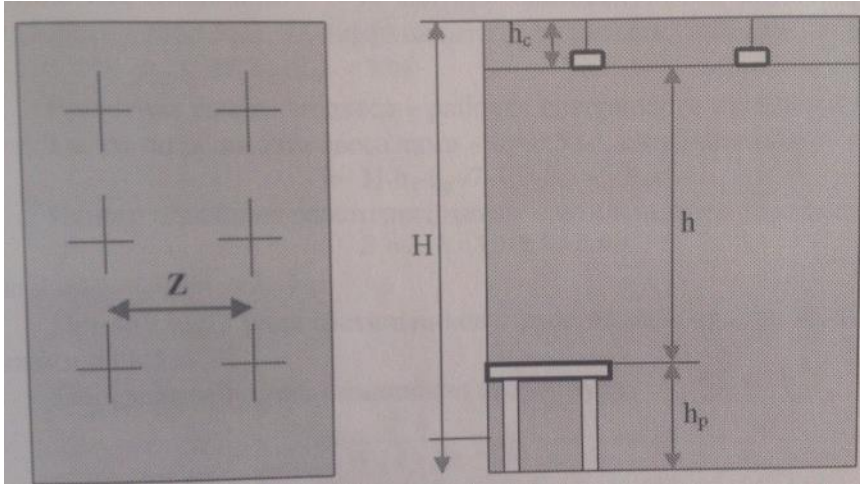
$$N=(E* K_z*S*z)/(n* \Phi_l*\eta)=(300*1,5*450*1,1)/(2*4070*0,54)=51 \text{ светильник.}$$

Где $n=2$ - количество ламп в одном светильнике ;

$z=1,1$ - коэффициент неравномерности освещения;

Размещаем в один ряд 17 светильников по 2 лампы в каждом, с расстоянием между светильниками 0,22 м. (учитываем , что длина лампы 1514 мм.)

Всего для создания нормируемой освещенности 300 лк. необходимо 102 лампы ЛД мощностью 80 Вт.



<p>Наименование</p> <p>Физико-химическая</p> <p>Характеристика</p> <p>отходов</p>	<p>Наличие отходов на 01.01.99 в местах организованного складирования</p>	<p>Образовано отходов, т/год</p>				
		<p>всего</p> <p>В т.ч. использов.</p>	<p>В том числе</p>			
			<p>всего</p> <p>Передано</p> <p>Использовано</p> <p>Обезврежено</p>	<p>Захоранивает</p> <p>ся на</p> <p>золошлакоот</p> <p>валах или</p> <p>накопителях</p>		
		<p>Наличие разрешения на захоранение отходов</p>				
<p>Период образования и выхода отходов</p>						
<p>Причина неиспользования отходов</p>						

							Нахо дящи хся на балан се пред прият ия	Нахо дящи хся на балан се други х орган изаци й			
--	--	--	--	--	--	--	---	---	--	--	--

Зол а и шл ак.	<p>Золошлак.</p> <p>Отходы: застыв-шие капли рас- плава прави- льной формы размером 0,1- 30 мкм, а также более крупные частицы спла- вившихся друг с другом и образовавшие шлак.</p> <p>Состав золы: Na₂O+K₂O-07%; MgO-0,7%; Al₂O₃-24%; SiO₂- 65%; P₂O₅-0,4%; CaO-2%; T₁O₂-0.9%; MnO₂-0,7%; Fe₂O₃-5%; SO₃- 0.8%.</p>	34 060 022.88	0	108 483.85	0	I	I	108 483.85	I	349 600	Постоянно	Отсутствие предприятий для крупно масштабной перера-ботки отходов.
-------------------------	---	---------------	---	------------	---	---	---	------------	---	---------	-----------	--

2 Расчет вентиляции

Для определения количества вредных газов, выделяющихся из оборудования, произведем расчет вентиляции в химической лаборатории.

Метеорологические условия на производстве, т.е. состояние воздушной среды, определяются следующими параметрами:

- температура воздуха в помещении, °С;
- относительная влажность воздуха, %;
- подвижность воздуха, м/с;
- тепловое излучение, Вт/м² (ккал/(м²*ч)).

Эти параметры отдельно и в комплексе влияют на организм человека, определяя его самочувствие. Оптимальные и допустимые микроклиматические условия в рабочем помещении достигаются при следующих параметрах, описанных в таблице,

Таблица 6.2.1 - Оптимальные и допустимые микроклиматические условия.

Характеристика производственных помещений	Оптимальные микроклиматические условия			Допустимые микроклиматические условия		
	Температура воздуха, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с	Температура воздуха, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Химическая лаборатория	2-25	60-70	0,2	9-25	75	0,2

Общая вытяжная вентиляция предназначена для удаления технических вредных выделений, которые попадают в воздух вследствие несовершенства местных отсосов, недостаточной их работы.

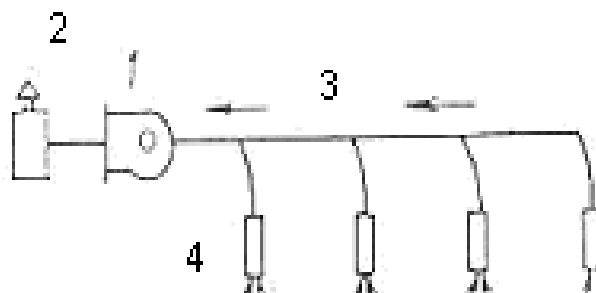


Рисунок 6.2.1 – Схема вытяжной вентиляции

- 1 – вентилятор;
- 2 - очиститель;
- 3 – магистральные воздуховоды;
- 4 – насадки для регулирования притока и забора воздуха.

Вытяжку устанавливают от мест концентраций вредных выделений так, чтобы потоки загрязненного воздуха не протекали через рабочие места.

При рассредоточенном размещении оборудования воздух рекомендуется удалять из нижних и верхних зон помещения в зависимости от плотности вредных веществ, характера их выделения.

Количество вредных газов, выделяющихся из оборудования :

$$M_{ep} = 3,77 * 10^{-2} \eta m P P \sqrt{\frac{\mu}{T}}, \quad (6.2.1)$$

где $\eta=1,5-2$ – коэффициент запаса в зависимости от времени межремонтного периода;

$P=100$ кПа – давление в оборудовании;

V - объем аппаратуры;

$m=0,1 * 10^{-2}$ 1/ч – коэффициент негерметичности оборудования;

$T=295$ К – абсолютная температура газа в оборудовании;

μ – молекулярная масса газа.

Расход воздуха:

$$g_{\text{в}} = \frac{1,2 M_{\text{впр}}}{z_{\text{yx}} - z_{\text{пр}}}, \quad (6.2.2)$$

где 1,2 – коэффициент запаса;

z_{yx} – ПДК вредных веществ;

$z_{\text{пр}} = 0$ мг/м³ - концентрация вредных веществ в приточном воздухе.

1. Аммиак NH₃, $V=0,25 \cdot 10^{-3}$ м³, ПДК=20 мг/м³

$$M_{\text{впр}} = 3,77 \cdot 10^{-2} \cdot 1,5 \cdot 0,1 \cdot 10^{-2} \cdot 100 \cdot 0,25 \cdot 10^{-3} \sqrt{\frac{17}{295}} = 0,34 \cdot 10^{-6} \text{ кг/ч}$$

$$g_{\text{в}} = \frac{1,2 \cdot 0,34 \cdot 10^{-6}}{20 \cdot 10^{-6}} = 0,02 \text{ м}^3/\text{ч}$$

2. Ацетон CH₃COCH₃, $V=0,25 \cdot 10^{-3}$ м³, ПДК=200 мг/м³

$$M_{\text{впр}} = 3,77 \cdot 10^{-2} \cdot 1,5 \cdot 0,1 \cdot 10^{-2} \cdot 100 \cdot 0,25 \cdot 10^{-3} \sqrt{\frac{58}{295}} = 0,62 \cdot 10^{-6} \text{ кг/ч}$$

$$g_{\text{в}} = \frac{1,2 \cdot 0,62 \cdot 10^{-6}}{200 \cdot 10^{-6}} = 0,004 \text{ м}^3/\text{ч}$$

3. Борная кислота H₃BO₃, $V=0,1 \cdot 10^{-3}$ м³, ПДК=10 мг/м³

$$M_{\text{впр}} = 3,77 \cdot 10^{-2} \cdot 1,5 \cdot 0,1 \cdot 10^{-2} \cdot 100 \cdot 0,1 \cdot 10^{-3} \sqrt{\frac{62}{295}} = 0,26 \cdot 10^{-6} \text{ кг/ч}$$

$$g_{\text{в}} = \frac{1,2 \cdot 0,26 \cdot 10^{-6}}{10 \cdot 10^{-6}} = 0,03 \text{ м}^3/\text{ч}$$

4. Серная кислота H₂SO₄, $V=0,25 \cdot 10^{-3}$ м³, ПДК=1 мг/м³

$$M_{\text{впр}} = 3,77 \cdot 10^{-2} \cdot 1,5 \cdot 0,1 \cdot 10^{-2} \cdot 100 \cdot 0,25 \cdot 10^{-3} \sqrt{\frac{98}{295}} = 0,82 \cdot 10^{-6} \text{ кг/ч}$$

$$g_{\text{в}} = \frac{1,2 \cdot 0,82 \cdot 10^{-6}}{1 \cdot 10^{-6}} = 0,98 \text{ м}^3/\text{ч}$$

5. Соляная кислота HCl, $V=0,25 \cdot 10^{-3}$ м³, ПДК=5 мг/м³

$$M_{ep} = 3,77 * 10^{-2} * 1,5 * 0,1 * 10^{-2} * 100 * 0,25 * 10^{-3} \sqrt{\frac{36}{295}} = 0,49 * 10^{-6} \text{ кг/ч}$$

$$g_{\epsilon} = \frac{1,2 * 0,49 * 10^{-6}}{5 * 10^{-6}} = 0,12 \text{ м}^3 / \text{ч}$$

6. Уксусная кислота CH_3COOH , $V=0,25 * 10^{-3} \text{ м}^3$, ПДК=5 мг/м³

$$M_{ep} = 3,77 * 10^{-2} * 1,5 * 0,1 * 10^{-2} * 100 * 0,25 * 10^{-3} \sqrt{\frac{60}{295}} = 0,64 * 10^{-6} \text{ кг/ч}$$

$$g_{\epsilon} = \frac{1,2 * 0,64 * 10^{-6}}{5 * 10^{-6}} = 0,15 \text{ м}^3 / \text{ч}$$

7. Гидроксид натрия NaOH , $V=0,25 * 10^{-3} \text{ м}^3$, ПДК=0,5 мг/м³

$$M_{ep} = 3,77 * 10^{-2} * 1,5 * 0,1 * 10^{-2} * 100 * 0,25 * 10^{-3} \sqrt{\frac{40}{295}} = 0,52 * 10^{-6} \text{ кг/ч}$$

$$g_{\epsilon} = \frac{1,2 * 0,52 * 10^{-6}}{0,5 * 10^{-6}} = 1,25 \text{ м}^3 / \text{ч}$$

8. Бутиловый спирт $\text{C}_4\text{H}_8\text{O}$, $V=0,1 * 10^{-3} \text{ м}^3$, ПДК=10 мг/м³

$$M_{ep} = 3,77 * 10^{-2} * 1,5 * 0,1 * 10^{-2} * 100 * 0,1 * 10^{-3} \sqrt{\frac{72}{295}} = 0,28 * 10^{-6} \text{ кг/ч}$$

$$g_{\epsilon} = \frac{1,2 * 0,28 * 10^{-6}}{10 * 10^{-6}} = 0,034 \text{ м}^3 / \text{ч}$$

9. Этиловый спирт $\text{C}_2\text{H}_5\text{OH}$, $V=0,1 * 10^{-3} \text{ м}^3$, ПДК=1000 мг/м³

$$M_{ep} = 3,77 * 10^{-2} * 1,5 * 0,1 * 10^{-2} * 100 * 0,1 * 10^{-3} \sqrt{\frac{46}{295}} = 0,22 * 10^{-6} \text{ кг/ч}$$

$$g_{\epsilon} = \frac{1,2 * 0,22 * 10^{-6}}{1000 * 10^{-6}} = 0,0003 \text{ м}^3 / \text{ч}$$

10. Бихромат калия $\text{K}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$, $V=0,05 * 10^{-3} \text{ м}^3$, ПДК=0,01 мг/м³

$$M_{ep} = 3,77 * 10^{-2} * 1,5 * 0,1 * 10^{-2} * 100 * 0,05 * 10^{-3} \sqrt{\frac{294}{295}} = 0,28 * 10^{-6} \text{ кг/ч}$$

$$g_{\epsilon} = \frac{1,2 * 0,28 * 10^{-6}}{0,01 * 10^{-6}} = 33,6 \text{ м}^3 / \text{ч}$$

11. Хромат калия K_2CrO_4 , $V=0,05 * 10^{-3} \text{ м}^3$, ПДК=0,01 мг/м³

$$M_{ep} = 3,77 * 10^{-2} * 1,5 * 0,1 * 10^{-2} * 100 * 0,05 * 10^{-3} \sqrt{\frac{194}{295}} = 0,23 * 10^{-6} \text{ кг/ч}$$

$$g_s = \frac{1,2 * 0,23 * 10^{-6}}{0,01 * 10^{-6}} = 27,6 \text{ м}^3 / \text{ч}$$

12. Сода кальцинированная Na_2CO_3 , $V=0,25 * 10^{-3} \text{ м}^3$, ПДК=2 мг/м³

$$M_{ep} = 3,77 * 10^{-2} * 1,5 * 0,1 * 10^{-2} * 100 * 0,25 * 10^{-3} \sqrt{\frac{106}{295}} = 0,85 * 10^{-6} \text{ кг} / \text{ч}$$

$$g_s = \frac{1,2 * 0,85 * 10^{-6}}{2 * 10^{-6}} = 0,51 \text{ м}^3 / \text{ч}$$

13. Азотная кислота HNO_3 , $V=0,1 * 10^{-3} \text{ м}^3$, ПДК=5 мг/м³

$$M_{ep} = 3,77 * 10^{-2} * 1,5 * 0,1 * 10^{-2} * 100 * 0,1 * 10^{-3} \sqrt{\frac{63}{295}} = 0,26 * 10^{-6} \text{ кг} / \text{ч}$$

$$g_s = \frac{1,2 * 0,26 * 10^{-6}}{5 * 10^{-6}} = 0,06 \text{ м}^3 / \text{ч}$$

$$\Sigma g_s = 64,36 \text{ м}^3 / \text{ч}$$

По суммарному расходу воздуха выбираем вытяжной вентилятор типа ВД-6:

- подача $V=6,5 * 10^3 \text{ м}^3 / \text{ч}$;
- давление $P=2140 \text{ Па}$;
- температура $t=20^\circ\text{C}$;
- частота вращения $n=970 \text{ об} / \text{мин}$;
- КПД $\eta=67 \%$.

Кратность воздухообмена – отношение объема воздуха в кубических метрах, подаваемого за 1 ч в помещение или удаляемого из него, к объему помещения:

$$K = \frac{g_s}{V} = \frac{64,36}{144} = 0,45 \text{ 1} / \text{ч} \quad (6.2.3)$$

$V=144 \text{ м}^3$ - объем вентилируемого помещения.

5 Технико-экономическое обоснование проекта

Определение себестоимости отпуска электрической и тепловой энергии от ТЭЦ-1 до и после расширения

5.1 Исходные данные

Годовой объём выработки электрической энергии: $\mathcal{E}_в=454$ млн.кВтч.

Годовой объём выработки тепловой энергии: $Q_в=1796$ тыс.Гкал.

Удельный расход топлива на выработку одного кВтч электроэнергии для турбин типа ПТ: $b_э = 180$ гут/кВтч.

Удельный расход топлива на выработку одной Гкал тепловой энергии:

$$b_т = 181 \text{кгут/Гкал.}$$

Вид используемого топлива – Карагандинский уголь $Q_р= 5090$ ккал/кг.

Цена топлива $Ц_т=6050$ тенге/тнт

5.2 Выполнение работы

5.2. 1 Определение себестоимости отпуска электрической и тепловой энергии от ТЭЦ-1 до расширения

5.2.1.1 Определение годового отпуска энергии ТЭЦ

При работе электростанций, часть вырабатываемой энергии расходуется на собственные нужды станций. Этот расход электроэнергии зависит от типа оборудования и его единичной мощности агрегатов, вида используемого топлива, степени технического совершенствования основного и вспомогательного оборудования и правильного ведения технической и финансовой политики на станции. Разброс величины расхода электроэнергии на собственные нужды станций очень велик – от 6 до 16%.

В расчете принимаем расход электроэнергии на собственные нужды в размере 9% ($\mathcal{E}_{сн}$), а тепловой энергии 1% ($Q_{сн}$).

Список литературы

1. Цанев С.В., Буров В.Д. «Расчёт показателей тепловых схем и элементов газотурбинных и парогазовых установок электростанций», МЭИ 2000г.
2. Цанев С.В., Буров В.Д. «Методика расчёта тепловых схем газотурбинных и парогазовых электростанций», МЭИ 2004г.
3. Федорович Л.А., Рыков А.П. «Выбор тепломеханического оборудования ТЭС», МЭИ 1999 г.
4. Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей: Справочник / В.И. Манюк, Я.И.Каплинский, М. Стройиздат, 1988. 432с.
5. ОАО "Машиностроительный завод "ЗиО-Подольск" паспорт котла «Котёл-утилизатор паровой Пр-39/8-5,5/0,62-487/212 (П-103) для блока №1 ПГУ-39 Сочинской ТЭС» 2004г.
6. Князевский Б.А. Охрана труда в энергетике – М.; Энергоатомиздат, 2000г.
7. Нормы экономического проектирования тепловых электрических станций – ВГПИ и НИИ «Энергосетьпроект», 1997.
8. Малахов С.В., Ольховский Г.Г., Голубничий В.А. «Испытание ГТУ типа ГТ-10С (SGT-700) на Сочинской ТЭС» // журнал «Теплоэнергетика» №12, 2006, стр. 2÷10.
9. Рихтер Л.А., Волков Э.П., Покровский В.Н.. Охрана труда водного и воздушного бассейна от выбросов ТЭЦ - М.,»Энергоатомиздат», 1981, 296с.
10. Руководство по эксплуатации котла-утилизатора Пр-39/8-5,5/0,62-487/212 (П-103) для блока №1 ПГУ-39 «Сочинской ТЭС».
12. Парамонов С.Г. Экономика отрасли. Методические указания к выполнению курсовой работы для студентов очной формы обучения по специальности 050717 Теплоэнергетика.- Алматы: АИЭС,-2007.
13. Парамонов С.Г. Конспект лекций по курсу «Экономика отрасли и менеджмент предприятия», АУЭС, 2013.
14. <http://ehc-group.ru/catalog/gtu/gtu/siemens/202.html>

Заключение

В дипломной работе рассмотрены вопросы возможной реконструкции АТЭЦ-1 АО «АлЭС» с внедрением парогазовых установок ПГУ для выбора оптимального режима работы станции.

В реконструкции АТЭЦ-1 рассматривается замена паровой турбины ПТ-60-90/13 на две газотурбинные установки SGT-700, которые имеют равноценную электрическую мощность. Выхлопные газы ГТУ дожигаются в котлах-утилизаторах типа П-103, в результате чего в паротурбинный цикл электростанции передается около 100 кВт тепловой энергии.

Проект рассматривает замену турбоагрегата ПТ-60-90/13 станции на две новые равноценной электрической мощности газотурбинные установки SGT-700, мощностью по 29 МВт и установку двух двухконтурных котлов-утилизаторов типа П-103 с встроенным газовым подогревателем конденсата (ГПК).

В основной части дипломной работы приведены описания внедрения парогазовых установок для реконструкции ТЭС, выбор и описание газотурбинной установки SGT-700, проведен укрупненный расчет установки генерирующих мощностей SGT-700. Укрупненный расчет ГТУ включает расчет процесса сжатия в компрессоре, расчет камеры сгорания и баланс энергии камеры сгорания.

В специальной части приведено обоснование выбора и тепловой расчет котла-утилизатора П-103 для ГТУ SGT-700.

В разделе «Технико-экономическое обоснование проекта» определена себестоимость отпуска электрической и тепловой энергии от ТЭЦ-1 до и после реконструкции.

В разделе «Безопасность жизнедеятельности» рассмотрены технические решения по сокращению выбросов и сбросов вредных

веществ в окружающую среду, произведен акустический расчет и меры защиты от воздействия шума.

ДП-5В071700-2014

Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Выполнил		Букбаев М.Т.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Кибарин А.А.				У		
Рецензент		Орлов .				АУЭС, ФЗОиПС		
Н.контроль		Дубовик В. П.						
Зав.кафед.		Кибарин А. А.						

