

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Кафедра тепловых энергетических установок
Специальность 6М071700 - Теплоэнергетика

Допущен к защите
Зав. кафедрой
_____ доц. Кибарин А. А

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ
пояснительная записка

Анализ возможностей повышения эффективности работы Алматинской
ТЭЦ-1 при ее реконструкции

Магистрант _____  Муханов Сабит Елшиликович

Научный руководитель: _____  к.т.н., доц. Туманов М.Е.

Рецензент _____

Алматы, 2015

**Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ**

Факультет Теплоэнергетический
Специальность 6М071700 – Теплоэнергетика
Кафедра тепловых энергетических установок

ЗАДАНИЕ

на выполнение магистерской диссертации

Магистранту Муханову Сабиту Елшиликовичу

Тема диссертации **Анализ возможностей повышения эффективности работы Алматинской ТЭЦ-1 при ее реконструкции** утверждена Ученым советом университета № ___ от «___» _____ 20__ г.

Срок сдачи законченной диссертации «___» _____ 2015 г.

Цель исследования:

- Исключение социальной напряженности по вопросу необходимости существенного снижения влияния ТЭЦ-1 на экологическую обстановку г. Алматы;
- Исключение из топливного баланса ТЭЦ-1 угля, в пользу расширения загородных энергоисточников с более дешевой тепловой энергией;
- Обеспечение покрытия станцией перспективной расчетной тепловой нагрузки, сохранение существующей электрической нагрузки;
- Повышение эффективности использования природного газа.

Перечень подлежащих разработке в магистерской диссертации вопросов или краткое содержание магистерской диссертации:

Рассматривается проект реконструкции ТЭЦ-1 путем установки ГТУ-45У с использованием теплоты уходящих газов в качестве греющей среды в ПВК.

Выполнен расчет тепловой схемы ГТУ и расчет поверхности нагрева котла-утилизатора используемого в качестве ПВК.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Главный корпус. Компоновка оборудования. Разрез 1-1.
2. Генплан АТЭЦ-1.
3. Схема теплофикационной установки АТЭЦ-1.

Рекомендуемая основная литература

1. Тепловые и атомные электрические станции. И.П. Озерова, Томск, Издательство ТПУ, 2009 – 190 с.
2. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанции. Учебное пособие для студентов вузов, поможет инженерам, научным работникам и персоналу электростанций/ Цанев С.В. Буров В.Д. Ремезов А. Н. - М.: МЭИ, 2002. - 584 с.
3. Тепловой расчет котельных агрегатов. Пак Г.В. Братск: БрГТУ, 2002. - 135 с.

Перечень аббревиатур

ПГУ – Парогазовая установка
ГТУ – Газотурбинная установка
ГРП – Газорегуляторный пункт
ПДК – Предельная допустимая концентрация
ППП – Промышленно-производственный персонал
ХВО – Химводоочистка
ПВК – Пиковый водогрейный котел
ТТЦ – Топливо-транспортный цех
ТЭЦ – Теплоэлектроцентраль
ИОМС – Ингибитор отложения минеральных солей
ВЭП – Ветроэнергетический потенциал
РОУ – Редукционно-охладительная установка
БРОУ – Быстродействующая редукционно-охладительная установка
ПСУ – Паросиловая установка
КВД – Кривая восстановления давления
КСВД – Компрессорная станция высокого давления
КСНД – Компрессорная станция низкого давления
ТВД – Турбовинтовой двигатель
ТНД – Турбина низкого давления
КПД – Коэффициент полезного действия

АННОТАЦИЯ

Данная магистерская диссертация предусматривает реконструкцию АлЭС ТЭЦ-1 с переоборудованием на ГТУ. Реконструкцией предусматривается установки на станции ГТУ типа ГТЭ-45У и котла утилизатора типа КУВ-65.

В тепломеханической части произведен расчет тепловой схемы ГТУ.

А также рассчитаны себестоимость выпускаемой продукции и общие затраты на реконструкцию станции, количество выбросов вредных веществ в атмосферу при работе на твердом топливе и при сжигании природного газа.

АНДАТПА

Берілген магистрлік диссертацияда АлЭС ЖЭО-1-ын ГТҚ-на қайта жабдықтау жаңартуы қарастырылды. Қайта құру арқылы станцияда ГТЭ-45У типті ГТҚ және КУВ-65 типті пайдаға асырғыш қазандық қондырғылары қарастырылады.

Жылу-механикалық бөлімінде ГТҚ-ның жылулық сұлбесінің есептеуі жүргізілген.

Сонымен қатар станцияны жаңартуға жалпы шығыны және шығарылатын өнімнің өзіндік құны, табиғи газды және қатты отынды жағу жұмысы кезінде атмосфераға залалды заттардың шығарылу мөлшерінің көлемі есептелді.

ABSTRACT

This master's thesis provides reconstruction AIES CHP-1 with the conversion to gas turbines. Reconstruction involves the installation of gas turbines at the station type GTE-45U and HRSG type IMC-65.

In mechanical units calculated the thermal scheme GTU. And calculate production costs and the total cost of the reconstruction of the station, the amount of harmful emissions into the atmosphere when working with solid fuels and natural gas combustion.

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время, когда наша молодая республика вступила в международный рынок на первое место выходит решение микроэкономических задач, а именно снижение себестоимости выпускаемой продукции. На ряду с этой проблемой стоит немаловажная проблема экологического положения городов Казахстана.

Большой вклад в ухудшение экологии вносит энергетический комплекс Республики. Но так как энергетика является важнейшей областью в экономике, то никак нельзя говорить о захоронении или консервации объектов энергетики. Нужно искать альтернативное решение данной проблемы, внедряя в производство более эффективное и экономичное оборудование.

В настоящем проекте рассматривается установка газотурбинной установки на Алматинский ТЭЦ-1. Это решение значительно сокращает вышесказанные проблемы.

1.1 ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ ПО АЛЭС ТЭЦ-1

АлЭС ТЭЦ-1 входит в самую крупную зону централизованного теплоснабжения г. Алматы и обеспечивает теплом потребителей центральной части города.

Основной продукцией, вырабатываемой АТЭЦ-1, является:

- горячая вода на теплофикационные нужды для обеспечения тепловых нагрузок отопления, вентиляции и горячего водоснабжения;
- пар давлением 1,2-1,5 МПа для технологических нужд производственных потребителей;
- электроэнергия для нужд города и передачи в энергосистему напряжением 110 кВ.

Номинальная электрическая мощность ТЭЦ-1 - 145 МВт;

Тепловая мощность - 1060 МВт (913,8 Гкал/ч).

Тепловые нагрузки ТЭЦ:

- в горячей воде составляют 968 МВт (834,5 Гкал/ч);
- расход пара 1,3 МПа внешним потребителям 178-140 т/ч.

Режим работы ТЭЦ-1 - по тепловому графику в течение года.

Температурный график теплосети 132/70°C.

1.2 СОСТАВ ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ АЛЭС ТЭЦ-1 И ЕГО ХАРАКТЕРИСТИКИ

Паровые котлы: 6хБКЗ-160-100Ф.

Параметры пара:

- давление 100 атм.,
- температура 540°C;

Паропроизводительность 160 т/ч;

Паровые турбины:

Р-25-90/18

- электрическая мощность 25 МВт;
- расход пара на турбину 260 т/ч;
- суммарная тепловая мощность 180 МВт.

2хПТ-60-90/13

- электрическая мощность 60 МВт;
- расход пара на турбину 341 т/ч;
- суммарная тепловая мощность 201,8 МВт.

Пиковая водогрейная котельная:

Водогрейные котлы №1-7, типа ПТВМ-100, размещаются в отдельном здании водогрейной котельной. Топливо мазут и газ.

Рабочая тепловая производительность котлов:

- при работе на мазуте – 75 Гкал/ч,
- при работе на газе – 100 Гкал/ч.

Электрическая мощность ТЭЦ в отопительном режиме составляет 145 МВт, в летнем 71 МВт. Регулирование электрической мощности ТЭЦ-1 за счет загрузки водогрейных котлов нецелесообразно, учитывая высокие экономические показатели электростанции 13 системе АПК.

АлЭС ТЭЦ-1 использует три вида топлива: природный газ, мазут и уголь. В энергетических котлах сжигается уголь, в водогрейных - мазут. В осенне-весенний период в водогрейных котлах и в летний в энергетических сжигаются сезонные избытки газа.

Уголь на станцию поступает по железной дороге, разгрузка его осуществляется вагоноопрокидывателем. Открытый склад угля рассчитан на хранение 250 000 т.

Мазут поступает с нефтеперерабатывающих заводов Казахстана в цистернах. Склад мазута состоит из двух резервуаров хранения 2х1000 м и двух расходных резервуаров 2х2000 м³.

Газовое топливо поступает по газопроводу в ГРП (газораспределительный пункт) и затем подводится к энергетическим и водогрейным котлам.

Т а б л и ц а 1.1 – Оборудование тепловой схемы АТЭЦ-1

№	Наименование оборудования	Марка	Кол-во	Тепл. произв Гкал/в	Примечание
1	2	3	4	5	6
1	Паровой котел №8-13	БКЗ-160-100Ф	6	98,0	
2	Паровая турбина №8	Р-25-90-18	1	155	$N^p = 25$ мВт
3	Паровая турбина №9,10	ПТ-60-90/13	2	164	$N^p = 60$ мВт
4	Редукционная охлаждающая установка	РОУ-22/6	2		$G = 60$ т/ч
5	Быстродействующая редукционная охлаждающая установка	БРОУ-100/13	3		$G = 150$ т/ч
6	Деаэраторы смешивающие повышенного давления	ДСП-225	5		$V = 72$ м ³ $G = 225$ т/ч
7	Деаэраторы, смешивающие атмосферного давления	ДСА-300 ДСА-200	2 1		$V = 27$ м ³ $G = 300$ т/ч $V = 53$ м ³ $G = 200$ т/ч
8	Конденсаторы №8, 9	КСЦ-50-4	2		$G = 800$ т/ч схема вкл.- послед

Продолжение Таблицы 1.1

№	Наименование оборудования	Марка	Кол-во	Тепл. произв Гкал/в	Примечание
1	2	3	4	5	6
9	Насосная (Талгарская)	24НДН	2		$H=56$ м.вод.ст. $G = 5000$ т/ч
10	Насосная (сырой воды)	300Д90	6		$H = 74$ м.вст. $G = 900$ т/ч
11	Деаэраторы смешивающие вакуумные	ВД-1200 ВД-800 ВД-300	1 3 3		$G = 1200$ т/ч $G = 800$ т/ч $G = 400$ т/ч
12	Баки запаса деаэр.воды		2		$V = 5000$ т/ч
13	Насосная (сетевая)	СЭ1250-140 СЭ1250-125	6 6		$H=140$ м.вст. $G = 1250$ т/ч $H = 125$ м.вст. $G = 1250$ т/ч
14	Насосная (подпиточная)	300Д90	8		$H = 64$ м.вст. $G = 900$ т/ч
15	Подогреватели сетевой воды верт.типа основные	ПСВ315-3-23 ПСВ500-3-23	2 3		$G = 725$ т/ч $F = 315$ м ² $G = 1150$ т/ч $F = 500$ м ²
16	Подогреватели сетевой воды верт.типа пиковые	ПСВ500-14-23 ПСВ315-14-23	1 2		$G = 1800$ т/ч $F = 500$ м ² $G = 1130$ т/ч $F = 315$ м ²
17	Насосная перехвата сетевой воды	СЭ-5000-70	2		$G = 5000$ т/ч $H = 70$ м.вст.
18	Насосная (повысит)	СЭ-5000-160	5		$G = 5000$ т/ч $H = 160$ м.вст.
19	Пиковые водогрейные котлы	ПТВМ-100	7	100	$Q=100$ Гкал/ч

1.3.1 ОПИСАНИЕ ПРИНЦИПАЛЬНОЙ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ

Тепловая схема ТЭЦ-1 по пару, питательной воде, конденсату с поперечными связями. Восполнение потерь в цикле производится химически обессоленной водой. Исходной водой для подпитки котлов и теплосети является вода Талгарского водовода. Сырая вода питьевого качества поступает по двум водоводам диаметром 1000 мм и повысительными

насосами подается на охлаждение конденсаторов турбин № 9,10. Подогретая сырая вода поступает на химводоочистку.

Подпиточная вода котлов после химводоочистки направляется в атмосферные деаэраторы и перекачиваемыми насосами подается в систему регенерации турбин № 9,10, подогрев питательной воды производится в подогревателях высокого давления турбин. Деаэрация подпиточной воды теплосети производится в вакуумных деаэраторах. Запас подпиточной воды теплосети обеспечивается в аккумуляторных баках $2 \times 5000 \text{ м}^3$.

Подогрев сетевой воды производится последовательно в основных и пиковых подогревателях и водогрейных котлах. Схема подачи сетевой воды двухступенчатая. Сетевые насосы второго подъема установлены перед водогрейными котлами.

Отпуск тепла от ТЭЦ-1 в горячей воде производится по шести двухтрубным магистралям. Предприятия, использующие на технологические нужды пар 1,3 МПа, получают его по четырем паропроводам из производственных отборов турбин ст. №9,10, противодавления турбины ст. №8.

Сырая вода подогревается во встроенных пучках конденсаторов ПТ-60-90/13 (работают круглый год, турбины работают только в теплофикационном режиме). Затем подогревается в подогревателях сырой воды (до 30°C) и подается на химводоочистку (ХВО) для соответствующей обработки. После ХВО подпиточная вода направляется в вакуумные деаэраторы, греющей средой которых является прямая сетевая вода, отбираемая после пиковых бойлеров и ПВК. После вакуумных деаэраторов подпиточная вода подается в баки аккумуляторы или подпиточными насосами подается в линию обратной сетевой воды. Обратная сетевая вода сетевыми насосами подается соответственно на основные подогреватели паровых турбин. Пиковые подогреватели паровых турбин и общестанционные пиковые бойлеры. Затем повысительными насосами сетевой воды сетевая вода поступает на пиковые водогрейные котлы, откуда по магистралям идет в город.

Греющим паром для основных бойлеров является теплофикационный отбор турбин ПТ-60-90/13. Греющим паром пиковых бойлеров является производительный отбор турбин ПТ-60-90/13, противодавление Р-25-90/18 и общестанционный коллектор пара 1,3 МПа. Пар на производство, на собственные нужды станции и мазутное хозяйство подается из общестанционного коллектора 1,3 МПа.

Подпиточная вода котлов проходит двухступенчатую деаэрацию сначала в атмосферном деаэраторе греющего средой 0,12 МПа и в деаэраторе повышенного давления, греющей средой которого является пар из общестанционного коллектора 0,6 МПа. Производственный конденсат, конденсат, возвращенный из мазутного хозяйства, подается в атмосферный деаэратор.

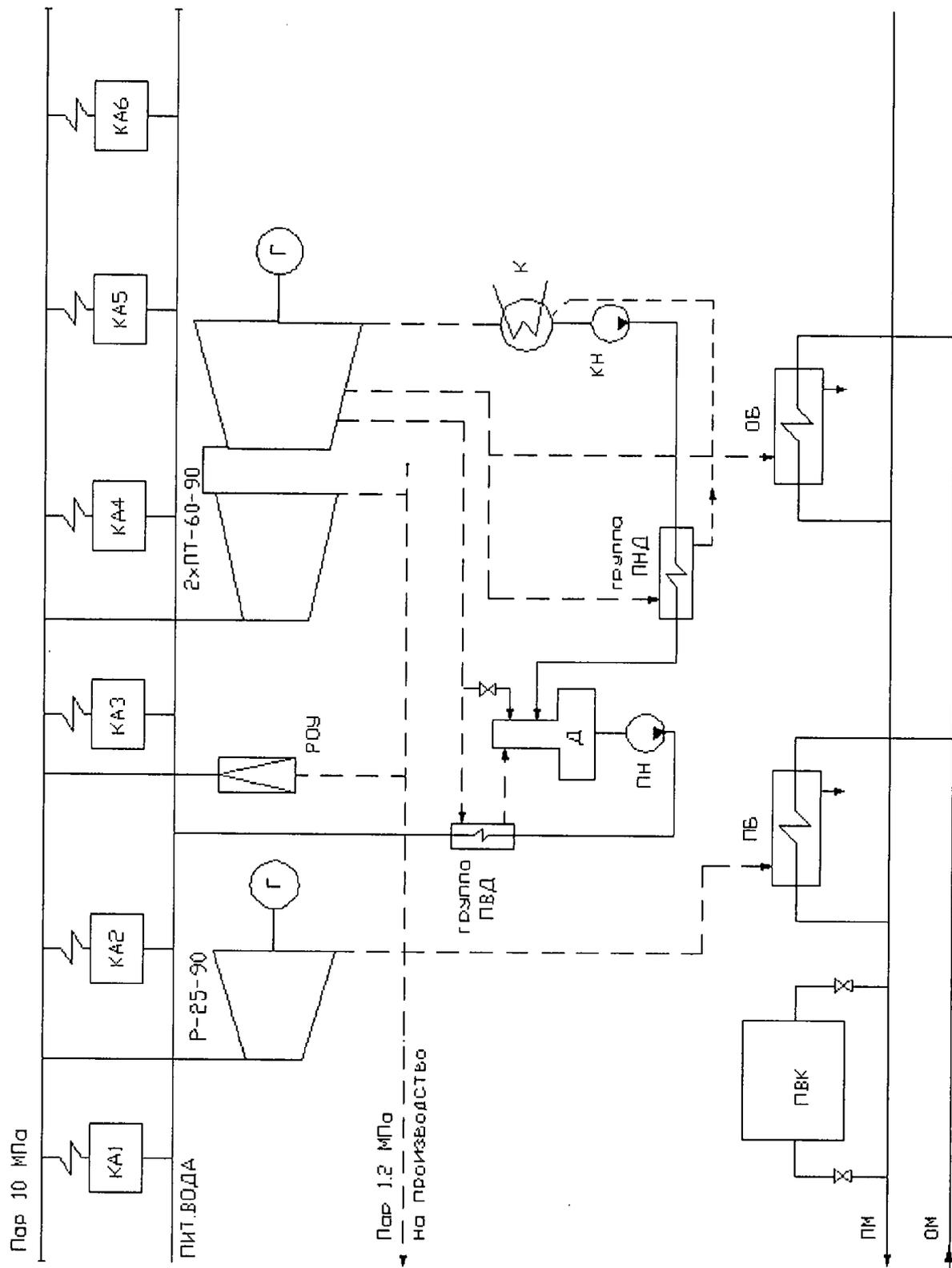


Рисунок 1.1 – Принципиальная тепловая схема АТЭЦ-1

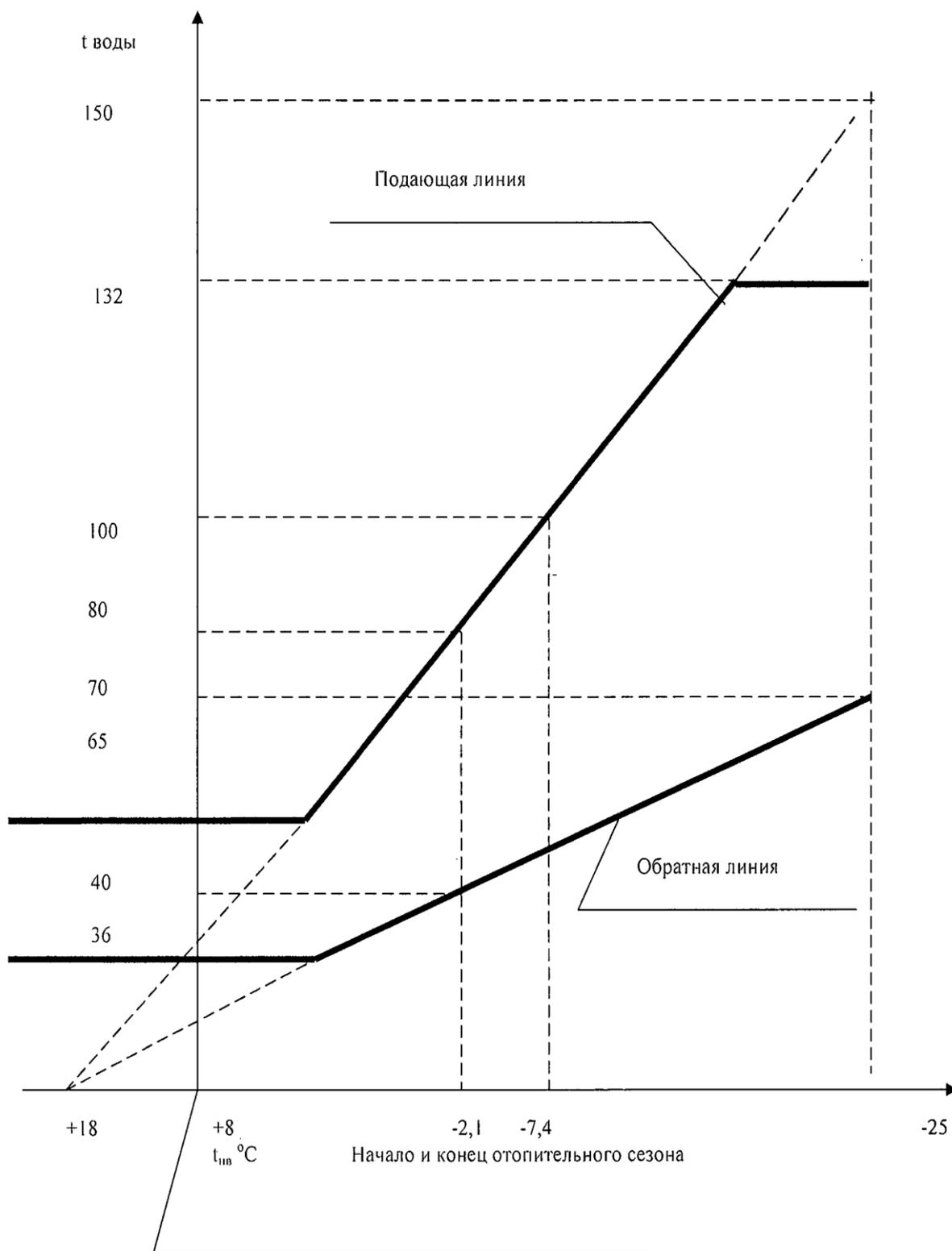


Рисунок 1.2 – Температурный график тепловой сети 132-70°C

1.4 ТОПЛИВНОЕ ХОЗЯЙСТВО СТАНЦИИ

АлЭС ТЭЦ-1 использует три вида топлива: природный газ, мазут концентрат энергетический карагандинского угля. Наряду с концентратом энергетическим на станцию поступает и рядовой промпродукт, угли других бассейнов РК.

В энергетических котлах сжигается уголь, в водогрейных - мазут. В осенне-весенний период в водогрейных котлах и в летний в энергетических сжигаются сезонные избытки газа.

Уголь на станцию поступает по железной дороге, разгрузка его осуществляется вагоноопрокидывателем. При поступлении в зимний период смерзшегося топлива, вагоны с углем проходят через размораживающее устройство.

Открытый склад угля рассчитан на хранение 250 000 т. угля.

Фактическая загрузка угля в отдельные годы превышала проектную и составляла около 400 000 т.

Замена угля в штабеле производится не реже одного раза в год в соответствии с требованиями норм хранения угля на складе.

Мазут поступает с нефтеперерабатывающих заводов Казахстана в цистернах.

Склад мазута состоит из двух резервуаров хранения 2x10000 м и двух расходных резервуаров 2x2000 м³.

Газовое топливо поступает по газопроводу в газораспределительный пункт и затем подводится к энергетическим и водогрейным котлам. Доставка твердого и жидкого топлива на ТЭЦ-1 осуществляется по Алматинской железной дороге. На территории ТТЦ находятся склады твердого и жидкого топлива. Под жидкое топливо отведено 4 ёмкости: 2 по 10000 тонн, 2 по 2000 тонн - это расходные емкости. В ТТЦ осуществляется подготовка топлива к сжиганию.

При переводе энергетических и водогрейных котлов на сжигание природного газа в качестве основного топлива, предусматривается сохранение в качестве резервного топлива угля - для энергетических котлов и мазута - для водогрейных котлов.

В настоящее время избытки природного газа, поступающего в г. Алматы по магистральному газопроводу ДУ-500 из Средней Азии, сжигаются на АлЭС ТЭЦ-1, в основном, в летнем режиме. Существующая система внешних газопроводов обеспечивает подачу необходимого количества газа в летнем режиме при работе, как правило, трех энергетических котлов, отпуск тепла на производственные нужды промпредприятий и горячее водоснабжение центральной части города Алматы.

В настоящее время на АПК ТЭЦ-1 сжигается концентрат энергетический карагандинского угля со следующими усредненными характеристиками:

- калорийность - 5322 ккал/кг
- зольность - 22,43%
- влажность - 9,14%
- выход летучих -14,8%

Часовой расход топлива для 1хБКЗ-160-100Ф составляет 19,96 т/ч, для всех энергетических котлов - 130 т/ч.

В летний период на энергетических котлах сжигаются избытки природного газа, в отопительный период газ для ТЭЦ-1 не практически выделяется.

Мазут используется в энергетических котлах в качестве растопочного топлива.

в водогрейных котлах 7хПТВМ-100 в качестве основного топлива сжигается мазут, а также избытки природного газа.

Часовой расход мазута водогрейными котлами составляет 77,4 т/ч.

Расчетная потребность ТЭЦ-1 в топливе, при условии работы всех энергетических и водогрейных котлов на газе, составляет зимой – 184300 $\text{нм}^3\text{ч}$; летом – 30000 - 40000 $\text{нм}^3\text{ч}$.

МАЗУТОХОЗЯЙСТВО

Мазутное хозяйство Алматинской ТЭЦ-1 состоит из трехпутной сливной железнодорожной, эстакады, предназначенной для разгрузки одновременно 18-ти шестидесяти кубовых цистерн; подземной железобетонной приемной емкости; хранилища мазута, состоящего из двух металлических резервуаров емкостью по 10000 м^3 с перекачивающей насосной, оборудованной погружными насосами; двух расходных резервуаров мазута емкостью по 2000 м^3 и мазутонасосной. Мазутное хозяйство построено в 1968 – 1972 гг и не соответствует требованиям СНиП 11-106-79 «Склады нефти и нефтепродуктов», действующим на территории Казахстана, о чем имеется предписание пожарной инспекции.

ХОЗЯЙСТВО ГАЗООБРАЗНОГО ТОПЛИВА

Газоснабжение ТЭЦ-1 обеспечивается от ГРС-1 по трубопроводу диаметром 400 мм с давлением 0,3 - 0,4 МПа и от ГРС-2, через ГРП Гульдер, по трубопроводу диаметром 700 мм с давлением 0,3 МПа. Схема газоснабжения ТЭЦ-1 тупиковая. Все элементы газового хозяйства на площадке ТЭЦ рассчитаны на максимальный расход газа всеми рабочими котлами: энергетическими и водогрейными.

Система газоснабжения на площадке ТЭЦ-1 состоит из следующих узлов:

- подводящие газопроводы от ГРС-1 и ГРС-2;
- газорегуляторный пункт (ГРП);
- внутривоздушные газопроводы (среднего давления);
- газопроводами энергетических и водогрейных котлов.

1.5 ТЕХНИЧЕСКОЕ ВОДОСНАБЖЕНИЕ И ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНАЯ УСТАНОВКА

1.5.1 ТЕХНИЧЕСКОЕ ВОДОСНАБЖЕНИЕ

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. Вода используется также для охлаждения масла в маслоохладителях турбогенераторов. Вода циркуляционной системы, подпитывается водой из горводопровода. Охлаждающая вода после маслоохладителей сбрасывается в систему цирк колодцев, кроме того, на ТЭЦ-1 действует система оборотного водоснабжения гидрозолаудаления, осветленная вода с золоотвала возвращается в цикл станции.

1.5.2 ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНАЯ УСТАНОВКА

Источником водоснабжения водоподготовительной установки для подпитки теплосети и котлов, как и всего технического водоснабжения ТЭЦ-1, является городская водопроводная вода Талгарского водовода.

Качество исходной воды, по результатам анализов последних лет, стабильное.

Существующая водоподготовительная установка подпитки теплосети производительностью 4500 м³/час для открытой схемы горячего водоснабжения запроектирована по схеме:

- при работе водогрейных котлов - подкисление серной кислотой, декарбонизация, 100% натрий - катионирование;
- при отключенных водогрейных котлах - подкисление серной кислотой, декарбонизация, буферные фильтры. В качестве буферных фильтров предусмотрено использование натрий-катионитовых фильтров.

С 1992 года обработка подпиточной воды тепловых сетей производится по непроектной схеме путем стабилизации фосфоно-содержащим комплексом (ИОМС). Для дозирования ИОМСа используется существующий узел подкисления. Натрий-катионитовая установка находится в резерве.

Существующая химводоочистка подпитки паровых котлов работает по схеме: двухступенчатое водород-катионирование, декарбонизация, одна ступень анионирования на высокоосновных анионитах. Проектная производительность установки 330 т/час.

В настоящее время среднегодовая производительность установки по отчетным данным станции не превышает 2390 м³/час - для подпитки теплосети и 119,1 т/ч для подпитки котлов.

Конденсатоочистка, запроектированная САО ВЭП для очистки общестанционного конденсата, конденсатов с производства и мазутохозяйства, смонтирована в неполном объеме.

В настоящее время конденсаты, периодически поступающие с турбинного цеха (max до 40 т/ч), обрабатываются на натрий-катионитовых фильтрах и далее поступают в бак декарбонизованной воды обессоливающей установки для дальнейшего совместного анионирования в смеси с частично-обессоленной водой. Производительность натрий - катионитовых фильтров 160 т/час.

1.6 КОМПОНОВКА ГЛАВНОГО КОРПУСА СТАНЦИИ

Главным корпусом тепловой электростанции называют главное ее здание, внутри которого размещается основное и связанное с ним вспомогательное энергетическое оборудование, осуществляющее главный технологический процесс преобразования теплоты сгорания топлива в электрическую энергию.

Среди производственных установок и сооружений электростанции главный корпус занимает особое, центральное место, к которому стекаются и от которого отходят разнообразные технологические потоки.

Так, в главный корпус подается топливо, подлежащее использованию, вода для охлаждения отработавшего пара турбин и для других целей и т. д. Из главного корпуса отводятся охлаждающая вода после конденсаторов, дымовые газы парогенераторов, шлак и зола при использовании твердых топлив и т. д.

Из главного корпуса выводится конечная продукция электростанции - электрическая энергия, а на теплоэлектроцентралях, кроме того, и тепловая энергия с паром или горячей водой.

В соответствии с установкой в главном корпусе основных энергетических агрегатов - парогенераторов и турбоагрегатов - в состав главного корпуса входят два основных помещения (отделения): парогенераторное и турбинное (машинный зал) и, кроме того, так называемое промежуточное помещение между парогенераторным и турбинным помещениями для различного вспомогательного оборудования турбоагрегатов и парогенераторов.

Промежуточное помещение выполняют многоэтажным (в виде «этажерки»); наличие его способствует устойчивости строительных конструкций главного корпуса, включающих, в частности, колонны наружных (фасадных) стен машинного зала и отделения парогенераторов.

В промежуточном помещении находятся деаэраторы с баками, иногда бункеры топлива и оборудование пылеприготовления. Оно выполняется двухпролетным, состоящим из деаэраторного и бункерного отделений, или однопролетным в виде совмещенного бункерно-деаэраторного помещения. Кроме того, в нем размещают РОУ и БРОУ, трубопроводы, электрическое распределительное устройство собственного расхода и тепловые щиты, в том числе блочные щиты управления. Эти щиты размещают на основном уровне обслуживания, составляющем - 9-11 м и совпадающем с таковым в помещениях турбоагрегатов и парогенераторов.

Бункерное и совмещенное бункерно-деаэраторное помещения входят в состав парогенераторного отделения; отдельно выполненное деаэраторное помещение относят к машинному залу.

Парогенераторное помещение электростанции на твердом топливе включает бункерное отделение с бункерами, в которых обеспечивается запас топлива и парогенераторное помещение. На пылеугольных электростанциях с индивидуальным пылеприготовлением оборудование пылеприготовления размещают в бункерном отделении, но быстроходные угольные мельницы располагают в основном помещении парогенераторов.

Существующий главный корпус построен в конце 50^х, и начале 70^х годов при расширении станции.

Каркас здания - металлический, стеновые ограждения - из сборных железобетонных панелей.

Пролеты главного корпуса следующие:

- турбинного отделения - 27 м;
- деаэраторного отделения - 8,5 м;
- котельного отделения - 25 м;

- бункерного отделения - 8,5 м;
- шаг колонн (-6 м);
- каркас – металлический;
- отметка обслуживания -8 м.

В машинном отделении установлен мостовой кран грузоподъемностью 100/20 т.

В котельном отделении мостовой кран не устанавливается, поэтому установлена электрическая кран-балка грузоподъемностью 5 т.

Можно отметить, что компоновка главного корпуса станции обеспечивает бесперебойное осуществление технологического процесса, удобство эксплуатации и проведения ремонтных работ.

1.7 ГЕНПЛАН СТАНЦИИ

Площадка Алматинской ТЭЦ-1 расположена в центре города Алматы на территории Жетысуйского района и занимает площадь 33 гектара. В плане площадка представляет собой многоугольник, вытянутый на север.

Протяженность площадки с юга на север составляет 1200 м, с запада на восток колеблется от 200 до 450 метров.

Система координат на площадке принята городская. Система высот городская. Отметки площадки колеблются в пределах 730,00 - 746,00 метров. Границами площадки служат с запада - территория мясокомбината, с юга - подъездная автодорога к промплощадке и мясокомбинату, путепроводная развязка, с востока - жилая застройка и ряд мелких предприятий, с севера - жилая застройка.

К промплощадке АТЭЦ-1 с юга и запада подходят подъездные автодороги, соединяющие ТЭЦ-1 с городом и другими промышленными предприятиями.

Подъездной железнодорожный путь подходит с юго-восточной стороны и примыкает к железнодорожной станции МПС «Алматы-II». Протяженность пути 1,5 км.

Электрические выводы отходят от площадки ТЭЦ-1 в западном направлении.

Тепловые выводы и паропроводы к промышленным предприятиям и жилой застройке выходят в двух направлениях - южном и западном.

Золоотвал расположен к северу и западу от площадки ТЭЦ-1 на расстоянии 10 км.

Магистральный газопровод подходит к площадке АТЭЦ-1 с западной стороны.

Площадка ТЭЦ плотно зданиями и сооружениями. Строительство первой очереди ТЭЦ-1 было начато в 1932 году. Площадка в то время размещалась на окраине города. С развитием города во всех направлениях

ТЭЦ-1 оказалась в центре жилой и производственной зоны. Территория ТЭЦ-1 ограждена сплошной железобетонной оградой высотой 2 метра. На площадку предусмотрены два автомобильных въезда и один железнодорожный.

Со стороны постоянного торца главного корпуса имеется свободная площадка после сноса здания котельных первых очередей.

Производственная площадка, на которой расположена ТЭЦ-1, не полностью соответствует требованиям на настоящее время по твердотопливным станциям такой мощности. Вследствие недостаточности площадей склад топлива не позволяет иметь госрезерв топлива в зимнее время. Также повышаются требования по природоохранным мероприятиям из-за того, что станция со временем оказалась в центре города.

2 ОСНОВНЫЕ ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ ПРОЕКТА РЕКОНСТРУКЦИИ ТЭЦ-1

- Исключение социальной напряженности по вопросу необходимости существенного снижения влияния ТЭЦ-1 на экологическую обстановку г. Алматы;

- Исключение из топливного баланса ТЭЦ-1 угля, в пользу расширения загородных энергоисточников с более дешевой тепловой энергией;

- Обеспечение покрытия станцией перспективной расчетной тепловой нагрузки, сохранение существующей электрической нагрузки;

- Повышение эффективности использования природного газа;

Строительство на ТЭЦ-1 нового энергоисточника на основе современного газотурбинного оборудования с улучшенными экологическими и экономическими характеристиками:

- При этом учитывается приоритетность сохранения окупаемости проекта;

- Расширения тепловой мощности ТЭЦ-1 (ввод нового котла ст. №8) и строительства;

- Тепломагистрالی ТЭЦ-2 ... ТЭЦ-1.

1 вариант - перевод станции на сжигание природного газа. Нового строительства не предусматривается;

2 вариант - перевод станции на сжигание природного газа со строительством парогазового энергоблока;

3 вариант - перевод станции на сжигание природного газа со строительством газотурбинного энергоблока;

4 вариант - строительство нового паросилового энергоисточника на основе ПСУ.

Т а б л и ц а 2.1 – Варианты строительства АТЭЦ-1 с ПГУ и ГТУ

№	Наименование	Размерность	ВАРИАНТЫ с ПГУ				ВАРИАНТЫ с ГТУ-ТЭЦ	
			Вариант 2.1	Вариант 2.2	Вариант 2.3	Вариант 2.4	Вариант 3.1	Вариант 3.2
1	Конфигурация новых установок	-	1×дубль-блок ПГУ на базе GE LM2500+RC	2×(ГТУ GE LM2500+RC + КУ) с выдочной пара 90 ата на P-25-90/18	1×дубль-блок ПГУ на базе GE LM6000 PF SPRINT	1×дубль-блок ПГУ на базе SGT-900 (Siemens)	2×блока ГТУ-ТЭЦ на базе GE LM2500+RC	2×блока ГТУ-ТЭЦ на базе GE LM6000 PF SPRINT
Расчетные показатели в условиях ISO (при температуре +15 °C)								
2	Нагрузка ГТУ	%	100	100	100	100	100	100
3	Расход дымовых газов за 2×ГТУ	т/ч	650	650	948	935	650	948
4	Температура дымовых газов за ГТУ	°C	531	529	455	551	527	452
5	Температура газов на выходе из КУ	°C	91	107	107	99	111	107
6	Мощность ГТУ	МВт	31,8	31,8	46,8	45,9	32,0	47,0
7	Мощность ПГУ	МВт	19,4	2,9	19,3	31,2	-	-
8	Вырабатываемая мощность установок	МВт	83,1	66,5	112,8	123,0	64,1	94,0
9	Отпускаемая мощность установок (без учета общестанционных с.н.)	МВт	80,2	63,8	108,8	119,5	62,2	91,0
10	Теплофикационная мощность установок	Гкал/ч	55,2	68,6	58,9	80,0	69,0	83,0
11	КПД	%	85,4	85,2	77,9	85,6	84,4	82,4
12	Расход природного газа на установки (при $Q_p = 11488$ ккал/кг)	т/ч	12,6	12,6	17,0	18,6	12,6	17,0
13	Параметры свежего пара (из КВД):							
14	давление	бар	53,3	90,0	34,0	70,2	-	-
15	температура	°C	500	509	435	529	-	-
16	расход пара	т/ч	79,8	72,1	91,8	117,9	-	-
17	Параметры пара КНД на входе в турбину:							
18	давление	бар	6,0	-	5,0	6,4	-	-
19	температура	°C	233	-	228	232	-	-
20	расход пара	т/ч	14,7	-	13,8	25,1	-	-
21	Температура ОК на входе в КУ (до линии рециркуляции)	°C	44	42	46	49	-	-
22	Расход ОК	т/ч	96	72	117	144	-	-
23	Давление в деаэраторе	бар	6,2	6,0	5,3	7,0	-	-
24	Мощность ПГУ в конденсационном режиме (при $P_k = 6$ кгс/см ²)	МВт	87,8	-	119,4	130,2	-	-

Основные особенности для варианта строительства современного паросилового энергоисточника на основе 2-х новых газовых паровых котлов и теплофикационной паровой турбины установленной мощностью 60...80 МВт.

- В отличие от представленных вариантов установки ПГУ/ГТУ блоков вариант строительства высокоэкономичных паросиловых блоков влечет за собой строительство дополнительных и более дорогостоящих систем и проведения дополнительных мероприятий:
- **Требуется строительство** системы технического водоснабжения (в 3,5 раза производительнее по циркуляции, чем требуется для ШУ блоков, и, соответственно, с большей подпиткой в течение эксплуатации, потребуются более высокие капитальные затраты в систему);
- **Существующую систему ХВО** без реконструкции использовать не представляется возможным, т.к. требования по качеству питательной воды для блоков с давлением пара на 130 бар более жесткие, чем обеспечиваются существующей системой;
- **Строительно-монтажные работы** по возведению блока и поставка оборудования увеличиваются и больше (+ 9 ... 12) месяцев к представленным графикам строительства, в силу более массогабаритного оборудования);
- **Капиталовложения** в строительство нового паросилового блока в границах существующего главного корпуса ориентировочно составляет

- 100 млн. долл (1600 долл/кВт), что на 40 ... 50% дороже ГТУ-КУВ;
- **Сравнительно низкий КПД паросилового цикла** (давление пара 130 бар, температура пара 540 С) обеспечивает электрический КПД не более 32...33% в конденсационном режиме, в то время как для ГТУ цикла достигается 36...39%, для ПГУ – 52...56%; Более высокий КПД паросиловых блоков возможен и технически реализован для линейки паровых турбин более высокого класса мощности (более 200 МВт). Экономичность блока ПСУ по отношению к ГТУ более низкая (см. рис. 3 и табл. 4 приложения 2);
 - Для паросилового блока характерным будет заниженное число часов использования установленной мощности (в летнем режиме работа блока в теплофикационном режиме может быть только с 50% загрузкой, при этом дополнительная конденсационная выработка будет с характерным КПД 28...29%), против 36...38 % для ГТУ блока, 52...54% для ПГУ блока.
 - **Работа нового паросилового блока** в отопительный период позволит покрывать более 100 Гкал/ч присоединенной тепловой мощности, вытесняя при этом в большей степени тепловую энергию, планируемую к передачи по тепловой магистрали от ТЭЦ-2, снижая, тем самым, использование ее заложенного потенциала;
 - **Маневренность** блока и время пусковых операций существенно уступает ГТУ блокам.

Таким образом, строительство новой ПСУ является менее целесообразной по отношению к вариантам ПГУ/ГТУ.

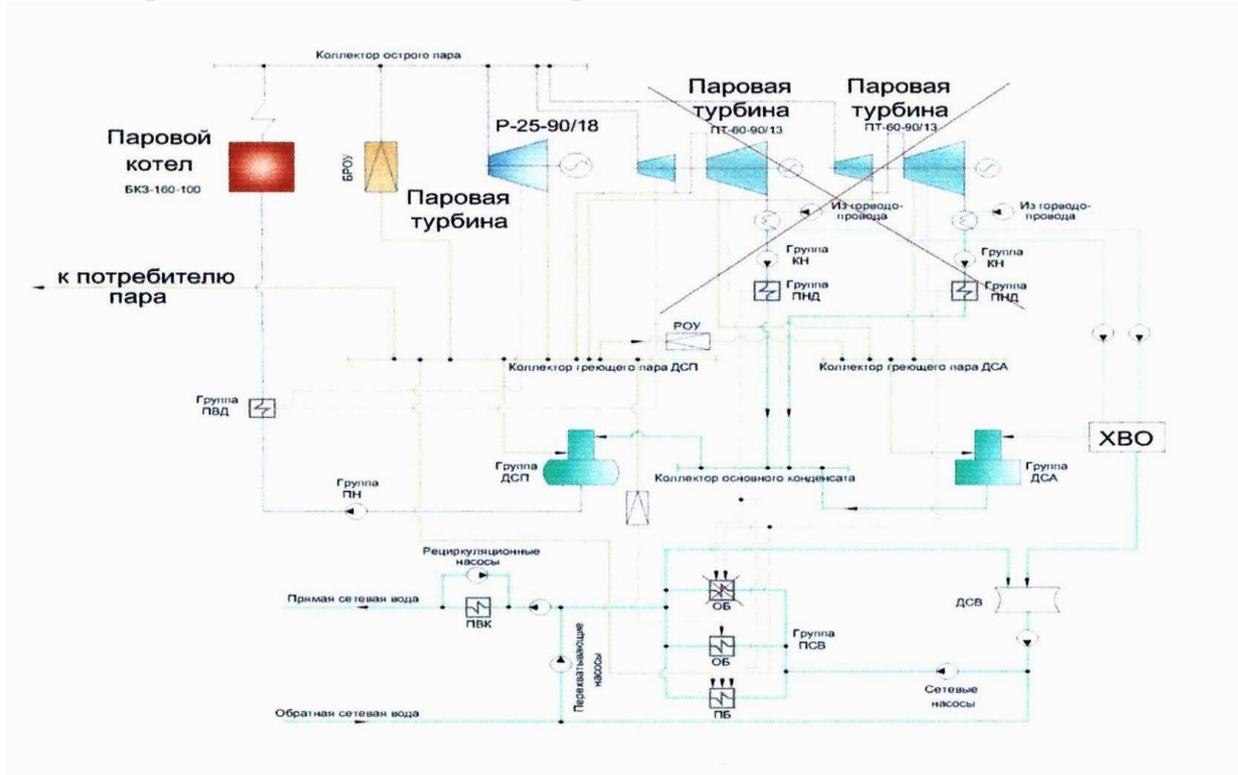


Рисунок 2.1 – Тепловая схема АО АлЭС ТЭЦ-1

Ввод нового оборудования по базовому варианту не предполагается.

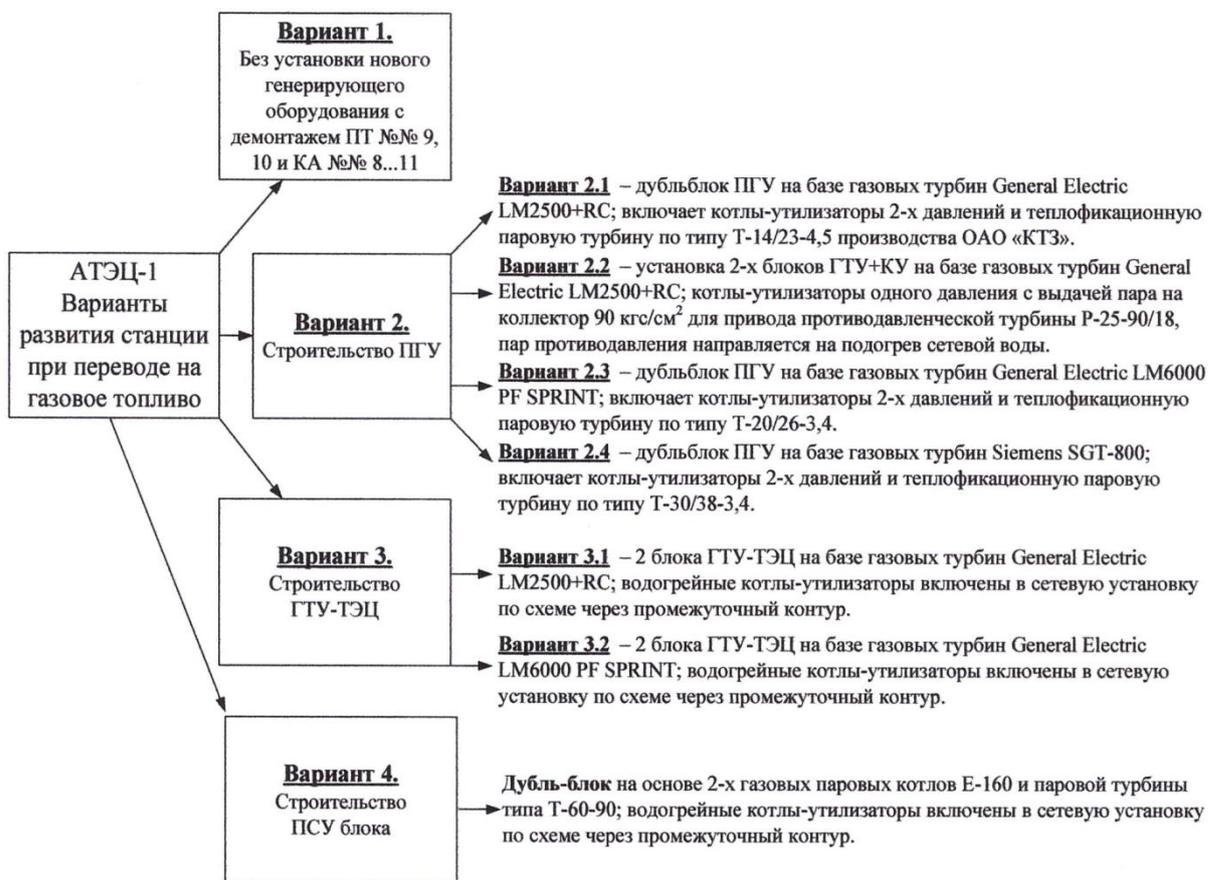
ТОПЛИВО

Предусматривается перевод станции полностью на сжигание газа. Уголь выводится из топливного баланса ТЭЦ.

При переводе станции на газ в качестве основного вида топлива, мазут сохраняется в качестве аварийного топлива для водогрейных котлов. В связи с тем, что предполагается круглогодичная подача газа, резервное топливо не предусматривается.

Объекты внешнего газоснабжения станции в данной работе не рассматриваются.

2.1 ОСНОВНЫЕ РАСЧЕТНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПО ВАРИАНТАМ



2.1.1 Состав основного оборудования по Варианту 1

В соответствии с требуемыми нагрузками станции, а также в связи с выработкой паркового ресурса из работы выводится часть существующего

оборудования:

- паровые котлы 4хБКЗ-160-100Ф (ст.№№8, 9, 10, 11);
- турбины 2хПТ-60-90/13 (ст.№№9, 10).

В эксплуатации остаются:

- 2xE-160-100Ф (ст.№№12, 13);
- 1xP-25-2-90/18;
- 7хПТВМ-100.

Согласно принятым нагрузкам остаточный ресурс данного оборудования составит: по паровым котлам – 13-16 лет, по турбине и водогрейным котлам - более 40 лет.

СРАВНИТЕЛЬНАЯ ТАБЛИЦА ОСНОВНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ВАРИАНТОВ ПСУ И ГТУ

Т а б л и ц а 2.2 - Сравнительная таблица основных показателей вариантов ПСУ и ГТУ

Наименование позиции	Ед.изм.	Вариант 2 (ПГУ)		Вар 3 (ГТУ+Водогрейные котлы)				Паросиловой энергоблок
		Вар 2.1 (ПГУ-90 дубли-блок целиком)		на базе 2 х ГТУ-30		на базе 1 х ГТУ-60		
		Дженерал Электрик L2500+G				Ансальдо		
		Вар 2.1 а	Вар 2.1 б	Вар 3.1 а	Вар 3.1 б	а	б	
		существующий главный корпус	новый главный корпус	существующий главный корпус	новый главный корпус	существующий главный корпус	новый главный корпус	
Мощность установленная	МВт	88	88	64	64	66	66	60
1. Турбинное оборудование								
1.1. Газотурбинная установка комплектно с генератором	млн.долл.	32,0	32,0	32,0	32,0	31,1	31,1	
1.2. Паровая турбина комплектно с генератором	млн.долл.	11,8	11,8					22,3
ИТОГО по п.1	млн.долл.	43,8	43,8	32,0	32,0	31,1	31,1	22,3
2. Котельное оборудование								
2.1. Котёл-утилизатор и котельно-	млн.долл.	9,7	9,7	3,9	3,9	3,5	3,5	

Продолжение Таблицы 2.2.

вспомогательное оборудование								
2.2. Паровой котел комплектно	млн.долл.	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	20
ИТОГО по п.2	млн.долл.	10,2	10,2	4,4	4,4	4,0	4,0	20
ИТОГО по п.1, 2	млн.долл.	53,9	53,9	36,4	36,4	35,1	35,1	42,3
3. Электротехническое оборудование (по варианту выдачи 110/35 кВ) Реконструкция ЗРУ 6кВ не включена	млн.долл.	14,8	11,8	8,3	9,0	7,3	7,7	7,3
4. Общестанционное оборудование	млн.долл.	2,6	3,0	1,0	1,0	0,7	0,7	3,3

№	Наименование	Размерность	ВАРИАНТЫ с ГТУ-ТЭЦ		ВАРИАНТ 4 с ПСУ
			Вариант 3.1.1	Вариант 3.1.2	
1	Конфигурация новых установок	-	2×блока ГТУ-ТЭЦ на базе <u>GE LM2500+RC</u>	1×блок ГТУ-ТЭЦ на базе <u>AE64.3A</u>	1×блок на базе турбины <u>T-60/65-130</u>
Расчетные показатели для среднегодового режима (при температуре +8,9 °С)					
2	Нагрузка ГТУ	%	100	100	100
3	Суммарная вырабатываемая мощность установок	МВт	66,7	67,9	63,6
4	Теплофикационная мощность	Гкал/ч	70,0	84,8	100,0
5	Удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении	(кВт·ч)/Гкал	953,5	800,2	635,8
6	КПИТ	%	83,9	85,2	82,2
7	Расход природного газа на установки (при $Q_p^* = 11488$ ккал/кг)	т/ч	13,0	14,5	15,8
Расчетные показатели при температуре +28,2 °С					
2	Нагрузка ГТУ	%	75	55	54
3	Суммарная вырабатываемая мощность установок	МВт	43,6	34,1	34,4
4	Теплофикационная мощность	Гкал/ч	55,9	58,0	56,5
5	Удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении	(кВт·ч)/Гкал	779,7	588,4	609,0
6	КПИТ	%	85,7	83,1	83,6
7	Расход природного газа на установки (при $Q_p^* = 11488$ ккал/кг)	т/ч	9,3	9,0	9,1

2.2 ОЦЕНОЧНЫЕ КАПИТАЛЬНЫЕ ЗАТРАТЫ ПО ВАРИАНТАМ СТРОИТЕЛЬСТВА, МЛН. ДОЛЛ.

Капитальные затраты на перевод станции на сжигание природного газа по базовому варианту составляют 765,72 млн. тенге без учета НДС.

Т а б л и ц а 2.3 - Оценочные капитальные затраты по вариантам строительства, млн. долл.

Наименование позиции	Ед.изм.	Вариант 2 (ПГУ)		Вар 3 (ГТУ+Водогрейные котлы)				Паросиловый энергоблок
		Вар 2.1 (ПГУ-90 дубль-блок целиком)		на базе 2 x ГТУ-30		на базе 1 x ГТУ-60		
		Дженерал Электрик L2500+G				Ансальдо		
		Вар 2.1 а	Вар 2.1 б	Вар 3.1 а	Вар 3.1 б	а	б	
		существующий главный корпус	новый главный корпус	существующий главный корпус	новый главный корпус	существующий главный корпус	новый главный корпус	
Мощность установленная	МВт	88	88	64	64	66	66	60
5. Дожимная компрессорная станция	млн.долл.	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	0,0
6. ХВО	млн.долл.	1,7	1,7	0,0	0,0	0,0	0,0	2,7
7. АСУ ТП ГТУ и вспомогательного оборудования	млн.долл.	3,6	3,6	1,8	1,8	1,3	1,3	2,7
8. Система технического водоснабжения	млн.долл.	1,5	1,4					4,0
9. Строительно-монтажные работы и материалы, в том числе	млн.долл.	12,8	21,0	9,8	17,0	7,3	13,0	20,0
9.1 Монтажные работы	млн.долл.	8,4	8,4	6,0	6,0	4,2	4,2	10,0
9.2 Строительные работы	млн.долл.	4,4	12,6	3,9	11,1	3,1	8,8	10,0
10. Инжиниринговые работы и услуги								
10.1.Проектные работы (в т.ч.	млн.долл.	3,5	4,2	2,3	2,7	2,2	2,5	5,0

Продолжение Таблицы 2.3.

проект АСУ ТП)	млн. до лл.							
10.2. Пуско-наладочные работы, испытания, ввод оборудования в эксплуатацию, обучение на объекте	млн. до лл.	2,8	2,8	2,0	2,0	1,5	1,5	3,3
ИТОГО п.10	млн. до лл.	6,4	7,0	4,3	4,7	3,7	4,0	8,3
Стоимость строительства в пределах станции	млн. до лл.	105,5	111,7	70,0	78,1	63,6	70,0	95,7
Непредвиденные расходы 3%	млн. до лл.	3,2	3,4	2,1	2,3	1,9	2,1	2,7
ИТОГО стоимость строительства в пределах станции	млн. до лл.	108,7	115,1	72,1	80,5	65,5	72,1	93,4
Удельная стоимость строительства	долл./кВт	1235	1308	1126	1258	993	1093	1556
Соотношение удельных капитальных затрат	%	110%	116%	100%	112%	88%	97%	140%

Оценка капиталовложений производилась на основе данных, предоставленных заводами изготовителями, поставщиками основного и вспомогательного оборудования (с учетом коэффициентов-дефляторов), объектов-аналогов.

ВЫБОР МЕСТА РАСПОЛОЖЕНИЯ НОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Т а б л и ц а 2.4 – Выбор места расположения нового оборудования

Наименование	Существующий главный корпус	Новый главный корпус
Единовременные капитальные затраты в строительстве главного корпуса	-	+ 7...8 млн. долл.
Пересчет и возможное усиление строительных конструкций в связи с обновленными условиями сейсмичности и климатологии	+	- Новое здание сразу строится с учетом новых требований и норм, на основе современных технологий и строительных материалов (здание более легкое и сейсмоустойчивое)
Дополнительные капитальные затраты на ремонт и восстановление строительных конструкций	+ (рассматриваемая часть здания уже эксплуатируется 40 лет и в перспективе на 30 лет потребуются дополнительные капитальные затраты в усиление конструкции)	- (расчетный период использования новых конструкций – 30...40 лет)
Приведение инженерных систем главного корпуса к соответствию современным требованиям (вентиляция, пожаробезопасность и т.д.)	+	-
Рациональное использование занимаемых площадей	- временем (перспектива 5...10 лет) предполагается вывод всего существующего паросилового оборудования из эксплуатации, останутся в работе только блоки ГТУ-КУВ и водогрейная котельная	+

2.4 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОЕКТА

Оценка эффективности инвестиций

Макроэкономическое окружение

Т а б л и ц а 2.5 – Ставки налогов и отчислений

Наименование	Ставка *	База расчета
НДС	12%	Реализация товаров, работ, услуг
Корпоративный подоходный налог	20%	Доход организации
Налог на имущество	1,5%	Остаточная стоимость имущества
Социальный налог	11%	ФОТ
В фонд обязательного соц.страхования	5%	ФОТ

* - ставки налогов приняты согласно «Кодексу Республики Казахстан «О налогах и других обязательных платежах в бюджет» и данным, предоставленным Заказчиком.

Т а б л и ц а 2.6 – Прогноз темпов роста цен

Наименование	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Общий уровень инфляции (ИПЦ), %	7	7	7	7	7	7
Темп роста цен на газ, %	7	7	7	7	7	7
Темп роста цен на уголь, %	7	7	7	7	7	7
Темп роста цены на э/э по предельному тарифу, %	5,3	4,2	5,4	5,1	4,9	3,5
Темп роста цен на тепловую энергию, %	2,4	11,7	7	0	7	3,5

Продолжение Таблицы 2.6

Наименование	2017	2018	2019	2020	2025	2030
Общий уровень инфляции (ИПЦ), %	7	7	7	7	7	7
Темп роста цен на газ, %	7	7	7	7	7	7
Темп роста цен на уголь, %	7	7	7	7	7	7
Темп роста цены на э/э по предельному тарифу, %	3,5	3,5	3,5	3,5	7	7
Темп роста цен на тепловую энергию, %	3,5	3,5	3,5	3,5	7	7

Темпы роста цен приняты согласно данным, предоставленным Заказчиком.

2.5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПО ПРОЕКТУ

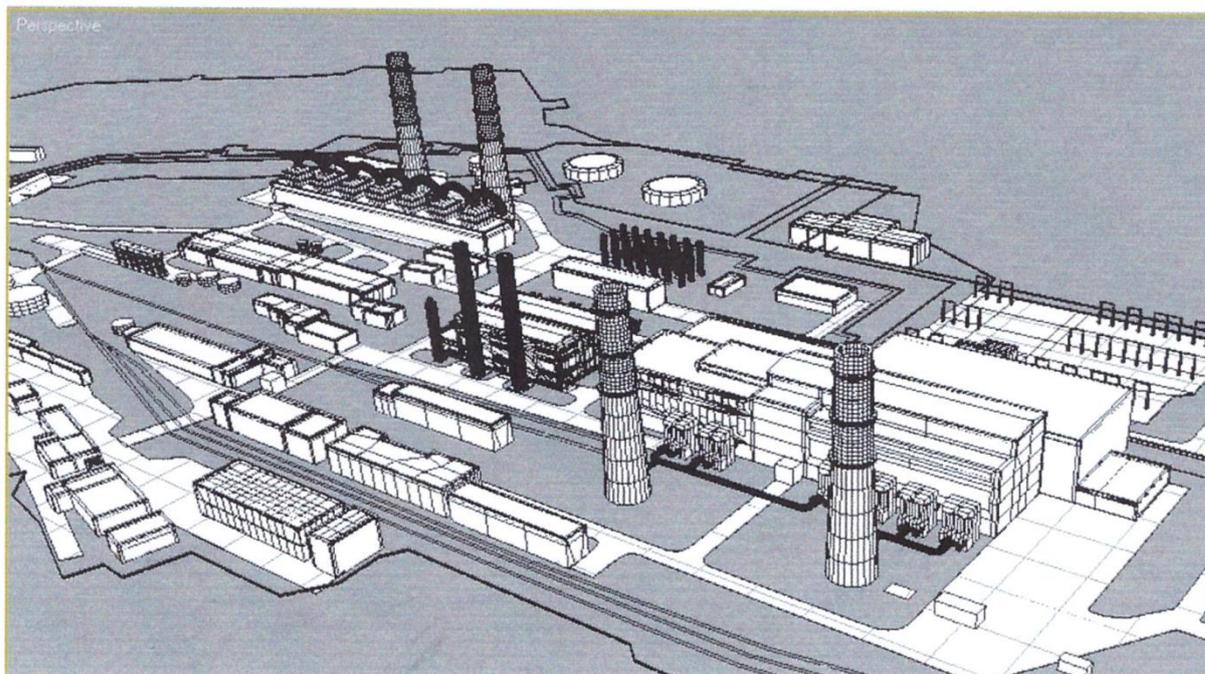


Рисунок 2.5.1 – Генплан схемы расположения АТЭС-1

Т а б л и ц а 2.7 - Технико-экономические показатели по проекту

Показатели	Единицы измерения	ГТУ-КУВ с установкой в новом корпусе
$N_{уст}$ (мощность выработки)	МВт	64
Отпуск тепла от станции	Гкал	672 046
Отпуск э/э от станции	тыс. кВтч	280 046
Расход топлива	т.у.т	166 283
$b_{уд}$ на выработку э/э	г.у.т./кВтч	208,05
$B_{уд}$ на отпуск т/э	к.г.у.т/Гкал	160,7
Капитальные затраты, без НДС	млн.тенге	12 095

Т а б л и ц а 2.8 – Показатели функционирования (Сценарий Б)

Наименование	Существующий вариант	Базовый вариант	Вариант 3.1 ГТУ-КУВ
Годовой расход топлива, тыс.т.у.т.	352 046	71,14	166,3
Выработка э/э, млн.кВтч	428,2	46,0	417
Отпуск э/э, млн. кВтч	281,2	-80,5	280

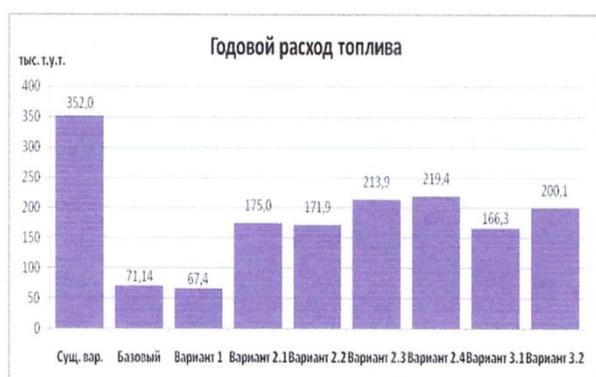


Рисунок 2.5.2 – График показателе й по таблицам

Данные указаны для варианта работы нового оборудования со снижением нагрузки на 50% в летний период (из условия работы соединительной магистрали ТЭЦ-2...ТЭЦ-1)

2. 6 ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНВЕСТИЦИЙ

Расчет экономической эффективности строительства ГТУ -ТЭЦ мощностью 64 МВт проводится для следующих сценариев работы генерирующего оборудования:

- **Сценарий А** – загрузка оборудования 4000 часов с остановом в летний период;
- **Сценарий Б** – работа оборудования в отопительный период и в летний период (на 50%-ой нагрузке);
- **Сценарий В** – полная загрузка оборудования 7500 час.

Т а б л и ц а 2.9 – Таблица сценария А

Сценарий А	Вар 3.1 (б)
Чистая приведенная стоимость (NPV), млн.тенге	- 4 387/- 2 615
Внутренняя норма рентабельности (IRR), %	11,10
Простой срок окупаемости, лет	14,94
Дисконтированный срок окупаемости (PBP), лет	-

Т а б л и ц а 2.10 – Таблица сценария Б

Сценарий Б	Вар 3.1 (б)
Чистая приведенная стоимость (NPV), млн.тенге	- 1 203/- 2 168
Внутренняя норма рентабельности (IRR), %	14,5
Простой срок окупаемости, лет	12,03
Дисконтированный срок окупаемости (PBP), лет	-
Себестоимость тепловой энергии, тенге/Гкал	4 596,64
Себестоимость электрической энергии, тенге/кВтч	5,95

Т а б л и ц а 2.11 – Таблица сценария В

Сценарий В	Вар 3.1 (б)
Чистая приведенная стоимость (NPV), млн.тенге	512/4 567
Внутренняя норма рентабельности (IRR), %	15,70
Простой срок окупаемости, лет	11,29
Дисконтированный срок окупаемости (PBP), лет	32,87
Себестоимость тепловой энергии, тенге/Гкал	4 381,50
Себестоимость электрической энергии, тенге/кВтч	5,45

Сопоставление вариантов развития станции: «без проекта» и «с проектом».

Вариант «без проекта» предполагает работу станции на существующем оборудовании, при существующей топливной структуре на сниженных перспективных нагрузках и высоких эксплуатационных затрат.

Т а б л и ц а 2.12 – Основные результаты расчетов (сценарий Б):

Наименование	Разрез проекта	Вар 1	Вар 1а	Вар. 1б	Вар. 2а	Вар. 2б	Вар .3а	Вар. 3б	Вар. 1а	Вар. 1б	
Себестоимость тепловой энергии, тенге/Гкал	218	669	824	789	664	654	667	659	607	597	757
Себестоимость электрической энергии, тенге/кВтч			8,53	7,49	6,68	6,71	6,77	6,3	6,96	5,95	7,9
Чистая приведенная стоимость (NPV), млн. тенге		83	2 264	2 530	3 998	4 667	5 922	5 611	618	1 203	6 944
Внутренняя норма рентабельности и (IRR), %		9,2	4,1	3,9	2,4	1,9	2,4	2,7	5	4,5	0,3
Простой срок окупаемости, лет		1,46	1,8	2,39	3,5	4,58	2,84	2,58	1,09	2,03	5,82
Дисконтированный срок окупаемости (DPP), лет		9,09									
Чистая приведенная стоимость (NPV) в постоянных ценах, млн. тенге		48	595	411	719	1 390	843	463	746	168	3 518

ПОЯСНЕНИЕ К ТАБЛИЦЕ

Полученные результаты говорят о следующем:

- лучшие показатели экономической эффективности имеют Варианты расчета №1, №3.1 (а, б);

- Вариант 1 имеет высокую себестоимость тепловой энергии - 7 670 тенге/Гкал, при реализации данного варианта необходимо ежегодное приобретение э/энергии на собственные нужды насосов, передающих тепло по магистрали от ТЭЦ-2 (стоимость приобретения электроэнергии - 8,78 тенге/кВтч);

- наименьшая себестоимость производства тепловой энергии достигается при Варианте 3.1 (б) - строительство двух блоков ГТУ в новом главном корпусе, себестоимость производства электрической энергии составляет по данному варианту 5,95 тенге/кВтч, что существенно ниже стоимости приобретения э/энергии на собственные нужды по варианту «без проекта» и Варианту 1;

- исходные данные, предоставленные для расчета показателей эффективности негативно влияют на результаты, так как темпы роста цен на конечную продукцию ниже темпов роста цен на затраты, составляющие ее себестоимость;

- для исключения данного негативного фактора в рамках анализа чувствительности по проекту был рассчитан ЧДД в постоянных ценах; такой подход дает возможность оценить планируемые результаты по проекту не выходя за рамки существующего масштаба цен, таким образом, максимально исключив из проекта влияние внешних факторов, рассмотреть его внутренние тенденции;

- согласно данному подходу, лучшими показателями обладают Варианты 3.1 (а, б).

Таким образом, к дальнейшему рассмотрению и реализации **рекомендуется проект строительства ГТУ-КУВ (Вариант 3.1)**, так как:

- данный вариант имеет **наименьшую себестоимость** тепловой энергии;

- **себестоимость производства э/энергии ниже стоимости приобретения** ее из внешней сети на обеспечение нужд насосов;

- согласно разрабатываемой «Схеме внешнего электроснабжения зоны АТЭЦ-1 с учетом перспективы развития генерации станций АО «АлЭС», **необходимая электрическая мощность** ТЭЦ-1 к 2015 году должна быть на уровне 50-70 МВт, данная мощность **обеспечивается при наименьших капитальных и эксплуатационных затратах.**

Производственная программа учитывает работу соединительной тепломагистрали ТЭЦ-2 ... ТЭЦ-1 в течение всего года.

Итоговая ставка дисконтирования - **15,6%**.

3 РАСЧЕТ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ ГТУ

Расчет тепловой схемы газотурбинной установки (ГТУ) ведется с целью определения КПД установки, расход топлива и рабочего газа, мощности отдельных турбомеханизмов, температур газа в различных точках газового тракта установки, состав и температура выхлопных газов, а также других данных, необходимых для определения технико-экономических показателей установки, выбора ее вспомогательного оборудования теплоиспользующих устройств теплофикационных ГТУ, газопроводов, водоснабжения, воздухозаборных и воздухоочистных устройств и др., а также с целью определения возможности использования выхлопных газов для снижения топлива в других агрегатах.

Исходные данные:

Мощность на мазуте ГТУ - $N_{ГТУ} = 42\,500$ кВт.

Топливо - природный газ.

Температура газа перед обеими частями турбины (ТНД) и (ТВД) -
 $t'_{HT} = t''_{HT} = 1\,227^{\circ}\text{C}$.

Температура наружного воздуха перед компрессором - $t'_{BK} = +10^{\circ}\text{C}$.

Температура воздуха перед компрессором высокого давления (КВД) -
 $t''_{BK} = +30^{\circ}\text{C}$.

Изоэнтропный КПД обеих частей турбины - $\eta'_T = \eta''_T = 0,82$

Изоэнтропный КПД обеих частей компрессора - $\eta'_K = \eta''_K = 0,86$

КПД обеих камер сгорания (КС) - $\eta'_{KC} = 0,99$

Степень регенерации $\sigma = 0,75$

Потери давления:

В воздухоохладителе компрессора (ПО) - $\Delta\rho_{по} = 0,08$ кгс/см²

На стороне высокого давления - $\Sigma \Delta\rho_H = 0,05$ кгс/см²

На стороне низкого давления - $\Sigma \Delta\rho_B = 0,07$ кгс/см²

В примере расчет ведется применительно на 1 кг рабочего газа. Если расчет ведется по мощности отдельных элементов ГТУ с учетом разных расходов рабочего газа через них (расход топлива, утечек, расхода воздуха на охлаждения степеней турбины и др.), то общий порядок расчета не меняется, но может потребоваться повторный, уточненный расчет для достижения заданной полезной мощности.

3.1 РАСЧЕТ РАБОТЫ КОМПРЕССОРА

Расчет начинается с определения параметров рабочего газа, т.е. воздуха, на всасывании компрессора низкого давления (КНД).

1. Работа компрессора на 1 кг (1 нм³) для идеального газа определяется формулой:

$$l'_k = \Delta i'_k = c'_p T'_{BK} \left(\varepsilon_k^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right) \frac{1}{\eta'_k} = 1,0035 * 283 \left(3,67^{\frac{1,4-1}{1,4}} - 1 \right) \frac{1}{0,86} = 149,6 \text{ (кДж/кг)} \quad (3.1)$$

2. Температура на нагнетании компрессора низкого давления определяется по формуле:

$$t'_{HK} = t'_{BK} + \Delta t'_k = t'_{BK} + T'_{BK} * \left(\varepsilon_k^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right) \frac{1}{\eta'_k} = 10 + 283 * \left(3,67^{\frac{1,4-1}{1,4}} - 1 \right) \frac{1}{0,86} = 158,2^\circ\text{C} \quad (3.2)$$

3. Можно определить $\Delta t'_k$ так же по формуле:

$$t'_k = \frac{l'_k}{c'_p} = \frac{149,6}{1,0035} = 147,9^\circ\text{C} \quad (3.3)$$

4. Давление за КНД равно:

$$p'_{HK} = p'_{BK} * \varepsilon'_k = 1 * 3,67 = 3,67 \text{ (кг*с/см}^2\text{)} \quad (3.4)$$

3.2 АНАЛОГИЧНО РАССЧИТЫВАЕМ КОМПРЕССОР ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ (КВД)

5. Работа КВД равна:

$$l''_k = \Delta i''_k = c''_p T''_{BK} \left(\varepsilon_k^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right) \frac{1}{\eta''_k} = 1,0043 * 303 \left(3,67^{\frac{1,4-1}{1,4}} - 1 \right) \frac{1}{0,86} = 159,2 \text{ (кДж/кг)} \quad (3.5)$$

6. Температура на нагнетании КВД:

$$t''_{HK} = t''_{BK} + \Delta t''_k = t''_{BK} + T''_{BK} * \left(\varepsilon_k^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right) \frac{1}{\eta''_k} = 30 + 303 * \left(3,67^{\frac{1,4-1}{1,4}} - 1 \right) \frac{1}{0,86} = 188,5^\circ\text{C} \quad (3.6)$$

7. Давление за КВД:

$$p''_{\text{нк}} = (p''_{\text{вк}} - \Delta p_{\text{по}}) * \varepsilon''_{\text{к}} = (3,67 - 0,08) * 3,67 = 13,17 \text{ (кг*с/см}^2\text{)} \quad (3.7)$$

8. Степень повышения давления ε_m В турбине с учетом потерь равна:

$$\varepsilon_m = \frac{p''_{\text{нк}} * (1 - \sum \Delta p_{\text{н}})}{p'_{\text{вк}} + \sum \Delta p_{\text{в}}} = \frac{13,17 * (1 - 0,05)}{1 + 0,07} = 11,69 \quad (3.8)$$

Распределение ε_m по частям турбины можно принимать исходя из соотношения $\varepsilon'_m = \varepsilon''_m$ т.е. $\varepsilon'_m = \varepsilon''_m = \sqrt{11,69} = 3,4$. В расчетах по определению $\varepsilon_{\text{онм}}$ можно принять воздух за рабочий газ в турбине. По ожидаемой средней температуре в турбине $t = t_{\text{нт}} - 291 = 1227 - 291 = 935^\circ\text{C}$. Пользуясь табл. 3-3. Находится $\kappa_m = 1,32 \cong 1,33$ и $\varepsilon'_m = 3,4$ по приложению 2 находим множитель

$$1 - \frac{1}{\varepsilon_k^{\frac{k-1}{k}}}, \Delta t = 1227 * \left(1 - \frac{1}{3,4^{\frac{1,4-1}{1,4}}} \right) * 0,82 = 291^\circ\text{C}. \text{ По таблице 3-4 при } t = 1227^\circ\text{C}$$

определяется теплоемкость $c'_p = 1,104 \text{ (кДж/кг*град)}$.

9. По формуле работа турбины высокого давления (ТВД) на 1 кг равна:

$$l'_t = c'_p T'_{\text{нт}} \left(1 - \frac{1}{\varepsilon_k^{\frac{k-1}{k}}} \right) \eta'_t = 1,104 * 1500 * 0,2565 * 0,87 = 369,54 \text{ (кДж/кг)} \quad (3.9)$$

10. Определяем температура за ТВД:

$$t'_{\text{вт}} = t'_{\text{нт}} - \Delta t'_t = t'_{\text{нт}} - T'_{\text{нт}} * \left(1 - \frac{1}{\varepsilon_k^{\frac{k-1}{k}}} \right) \eta'_t = 1227 - 1500 * 0,2565 * 0,87 = 892,26^\circ\text{C} \quad (3.10)$$

$$11. l'_m = l'_m + l''_m = 369,5 + 369,5 = 739 \text{ кДж/кг} \quad (3.11)$$

12. Полезная работа ГТД в расчете на 1 кг газа равна:

$$l_{\text{ГТУ}} = l_m + l_k = 739 - 307,5 = 431,5 \text{ кДж/кг} \quad (3.12)$$

13. Для определения расхода тепла топлива в камере сгорания высокого давления (КСВД) необходимо знать температуру t_p перед КСВД:

$$t_p = t''_{\text{нк}} + \sigma(t''_{\text{вт}} - t''_{\text{нк}}) = 188,5 + 0,75 (892,3 - 188,5) = 716,3^\circ\text{C} \quad (3.13)$$

По температурам $t'_{нт} = 1227^{\circ}\text{C}$ и $t_p = 716^{\circ}\text{C}$ находятся в таблице 3-4 среднее теплоемкости $c_{p(нт)} = 1,208 \left(\frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{град}} \right)$ и $c_{p(p)} = 1,14 \left(\frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{град}} \right)$.

14. Расход тепла топлива в КСВД:

$$q'_{кв} = (c_{p(нт)} * t'_{нт} - c_{p(p)} * t_p) \frac{1}{\eta'_{кв}} = [(1,24 * 1227) - (1,14 * 716)] * \frac{1}{0,97} = 712,2 \left(\frac{\text{кДж}}{\text{кг}} \right) \quad (3.14)$$

15. Расход тепла топлива в КСНД:

$$q''_{кв} = (c_{p(нт)} * t''_{нт} - c_{p(p)} * t'_{см}) \frac{1}{\eta''_{кв}} = [(1,24 * 1227) - (1,14 * 892,26)] * \frac{1}{0,99} = 481,8 \left(\frac{\text{кДж}}{\text{кг}} \right) \quad (3.15)$$

16. Расход тепла топлива обеих КС ГТУ:

$$q_{кв} = q'_{кв} + q''_{кв} = 712,2 + 481,8 = 1194 \text{ кДж/кг} \quad (3.16)$$

17. Коэффициент полезного действия ГТУ:

$$\eta_{ГТУ} = \frac{l_{ГТУ}}{q_{ГТУ}} = \frac{431,5}{1194} = 0,361 \quad (3.17)$$

Коэффициент избытка воздуха в продуктах сгорания определяется по результатам предварительного расчета.

18. Расход рабочего газа ГТУ:

$$G = \frac{N_{ГТУ}}{l_{ГТУ}} = \frac{42500}{431,5} = 98,49 \left(\frac{\text{кг}}{\text{с}} \right) \quad (3.18)$$

19. Расход топлива в КСВД:

$$B' = \frac{q'_{кв} * G}{Q_n^p} = \frac{712,2 * 98,49}{8200} = 8,55 \left(\frac{\text{кг}}{\text{с}} \right) \quad (3.19)$$

где Q_n^p – низшая теплота сгорания природного газа кДж/кг.

20. Расход продуктов сгорания за КСВД:

$$G'_{пр.сж} = B' * G^0 = 8,55 * 17,95 = 153,5 \text{ кг/с} \quad (3.20)$$

где G^0 – масса продуктов сгорания 1 кг природного газа при $\alpha = 1$ (берется из [Л.11], 17,95 кг/с).

21. Расход воздуха на горение топлива в КСВД:

$$G'_g = B' * G_g^0 = 8,55 * 17,95 = 153,5 \text{ кг/с} \quad (3.21)$$

где G_g^0 – расход воздуха для полного сгорания 1 кг природного газа при $\alpha = 1$ (берется из [Л.11], 16,95 кг/с).

22. Коэффициент избытка воздуха в КСВД:

$$\alpha \cong \frac{G'}{G'_g} = \frac{98,49}{144,9} = 0,67 \quad (3.22)$$

23. Расход топлива в обеих камерах сгорания ГТУ:

$$B = \frac{q_{\text{КС}} G}{Q_{\text{н}}^p} = \frac{1194 * 98,49}{8200} = 14,34 \left(\frac{\text{кг}}{\text{с}} \right) \quad (3.23)$$

24. Расход воздуха на горение топлива в камерах сгорания ГТУ:

$$G_B = B * G_g^0 = 14,34 * 16,95 = 243 \text{ кг/с} \quad (3.24)$$

25. Коэффициент избытка воздуха за КСНД:

$$\alpha \cong \frac{G}{G_g} = \frac{98,49}{243} = 0,4 \quad (3.25)$$

Как предварительный, так и уточненный расчет ГТУ начинается с расчета компрессора. При $t'_{\text{вк}} = + 10$ находим в приложении 13 $i'_{\text{вк}} = 283,2$ кДж/кг и $\pi'_{\text{вк}} = 1,1326$.

26. По относительному давлению на нагнетании:

$$\pi'_{\text{нк}} = \varepsilon'_k * \pi'_{\text{вк}} = 3,67 * 1,1326 = 4,15 \quad (3.26)$$

пользуясь тем же приложением 13, определяется $(i'_{\text{нк}})^{u\delta} = 411,2 \left(\frac{\text{кДж}}{\text{кг}} \right)$.

27. Изоэнтропная работа КНД:

$$(i_{\text{нк}}^{u\delta})' = i'_{\text{нк}} - i'_{\text{вк}} = 411,2 - 283,2 = 128 \left(\frac{\text{кДж}}{\text{кг}} \right) \quad (3.27)$$

28. Действительная работа КНД:

$$l'_k = \frac{(i_{\text{к}}^{u\delta})'}{\eta'_k} = \frac{128}{0,86} = 148,8 \left(\frac{\text{кДж}}{\text{кг}} \right) \quad (3.28)$$

29. Параметры воздуха за КНД:

энтальпия

$$i'_{\text{нк}} = i'_{\text{вк}} + l'_k = 283,2 + 148,8 = 432,03 \text{ кДж/кг} \quad (3.29)$$

По $i'_{\text{нк}}$ приложению 13 определяется температура за компрессором

$$t'_{\text{нк}} = 158^\circ\text{C}$$

давление

$$p'_{\text{нк}} = p'_{\text{вк}} * \varepsilon'_k = 1 * 3,67 = 3,67 \text{ кг/см}^2 \quad (3.29)$$

Переходим к расчету компрессора высокого давления.

По $t''_{\text{вк}} = 30^\circ\text{C}$ находится $i'_{\text{вк}} = 303,3 \text{ кДж/кг}$ и $\pi''_{\text{вк}} = 1,4380$. По относительному давлению на нагнетании КВД $\pi''_{\text{нк}} = 5,27$ определяется $(i_{\text{нк}}^{u\delta})'' = 440 \text{ кДж/кг}$.

30. Изоэнтропная работа в КВД:

$$(i_{\text{к}}^{u\delta})'' = (i_{\text{нк}}^{u\delta})'' - i''_{\text{вк}} = 440 - 303,3 = 136,7 \left(\frac{\text{кДж}}{\text{кг}} \right) \quad (3.30)$$

31. Действительная работа КВД:

$$l''_k = \frac{(i_{\text{к}}^{u\delta})''}{\eta''_k} = \frac{136,7}{0,86} = 158,9 \left(\frac{\text{кДж}}{\text{кг}} \right) \quad (3.31)$$

32. Параметры воздуха за КВД:

энтальпия

$$i''_{\text{нк}} = i''_{\text{вк}} + l''_k = 303,3 + 158,9 = 462,2 \text{ кДж/кг} \quad (3.32)$$

температура

$$t''_{\text{нк}} = 187^\circ\text{C}$$

давление

$$p''_{\text{нк}} = (p'_{\text{нк}} * \Delta p_{\text{по}}) * \varepsilon''_{\text{к}} = (3,67 - 0,08) * 3,67 = 13,17 \text{ кг/см}^2$$

33. Работа обеих частей компрессора:

$$l_{\text{к}} = l'_{\text{к}} + l''_{\text{к}} = 148,8 + 158,9 = 307,7 \text{ кДж/кг} \quad (3.33)$$

34. Удельное количество тепла, отдаваемое воздухом в промежуточном воздухоохладителе (ПО):

$$q_{\text{по}} = i'_{\text{нк}} + i''_{\text{вк}} = 432,03 - 303,3 = 128,73 \text{ кДж/кг} \quad (3.34)$$

Расчет турбины ведется по таблицам ВТИ для воздуха и вспомогательным номограммам, учитывающим состав продуктов сгорания. По предварительному расчету коэффициент избытка воздуха за КСВД $\alpha' = 8$, а за КСНД $\alpha = 4,5$. В уточненном расчете принимается на основании предварительного расчета $\alpha' = 6$, $\alpha = 4$.

35. Степень расширения в турбине с учетом потерь:

$$\varepsilon_m = \frac{p''_{\text{нк}}(1 - \sum \Delta p_{\text{п}})}{p'_{\text{вк}} + \sum \Delta p_{\text{в}}} = \frac{13,17 \cdot (1 - 0,05)}{(1 + 0,07)} = 11,69 \quad (3.35)$$

Принимаются, как и в предварительном расчете, одинаковые степени снижения давления в ТВД и ТИ-ИД $\varepsilon'_m = \varepsilon''_m = \sqrt{11,69} = 3,4$. По температуре $t'_{\text{нт}} = 1227^\circ\text{C}$, пользуясь приложением 13, находится $i'_{\text{нт}} = 1629,4 \text{ кДж/кг}$ и $\pi' = 592,9$.

36. По относительному давлению на выхлопе ТВД:

$$\pi'_{\text{вм}} = \frac{\pi'_{\text{нт}}}{\varepsilon'_m} = \frac{592,9}{3,41} = 173,8 \quad (3.36)$$

определяем $(i^{u0}_{\text{нк}})' = 1172,7 \text{ кДж/кг}$.

37. Изоэнтропная работа ТВД на воздухе:

$$(l^{u0}_m)' = i'_{\text{нт}} - (i^{u0}_{\text{вм}})' = 1629,4 - 1172,7 = 457,2 \left(\frac{\text{кДж}}{\text{кг}} \right) \quad (3.37)$$

38. Действительная работа ТВД:

$$l'_T = \psi' * (i_m^{u\delta})' * \eta'_T = 1,0171 * 457,2 * 0,82 = 381,1 \text{ кДж/кг} \quad (3.38)$$

где ψ' – поправочный коэффициент определяется по номограмме при $\varepsilon'_T = 3,41$ и $a' = 6$.

39. Параметры рабочего газа за ТВД:
энтальпия

$$i'_{BT} = i''_{HT} - l'_T = 1629,4 - 381,1 = 1247,8 \text{ кДж/кг.} \quad (3.39)$$

Температура на выхлопе ТВД находим при помощи таблиц приложения 9 или номограмм приложения 14. По $t''_{HT} = 1227^\circ\text{C}$ и $\alpha' = 6$ определяется $i' = 1440 \text{ кДж/кг}$.

40. Энтальпия рабочего газа на выхлопе находится из выражения:

$$i'_{BT} = i''_{HT} - l'_T = 1440 - 381,1 = 1058,9 \text{ кДж/кг.} \quad (3.40)$$

По (i'_{BT}) и $\alpha' = 6$, пользуясь приложением 9 или приложением 14, находится температура:

$$t'_{BT} = 940^\circ\text{C}$$

Переходим к расчету турбины низкого давления. По температуре $t'_{HT} = 1227^\circ\text{C}$, пользуясь приложением 13, находим $i''_{HT} = 1629,4 \text{ кДж/кг}$, по $\pi''_{BT} = 173,8$ определяем $(i_m^{u\delta})'' = 1172,7 \text{ кДж/кг}$, $(l_m^{u\delta})'' = 1172,7$.

41. Изэнтропная работа ТНД на воздухе равна:

$$(l_m^{u\delta})'' = i_m'' - (i_m^{u\delta})'' = 1629,4 - 1172,7 = 451,7 \text{ кДж/кг} \quad (3.41)$$

42. Действительная работа ТНД:

$$l''_T = \psi'' * (i_m^{u\delta})'' * \eta''_T = 1,0231 * 451,7 * 0,87 = 402 \text{ кДж/кг} \quad (3.42)$$

где ψ'' – поправочный коэффициент определяется по номограмме при $\varepsilon''_T = 3,41$ и $a' = 4$.

Температура на выхлопе ТНД по номограмме приложения 14 равна:

$$t''_{BT} = 950^\circ\text{C}$$

43. Температура газа перед КСВД:

$$t_p = t''_{нк} + \sigma (t''_{вт} - t''_{нт}) = 188,5 + 0,75 (950 - 188,5) = 761^\circ\text{C}. \quad (3.43)$$

Для определения удельного расхода тепла топлива в КСВД находится $\Delta i'_{кc} = i'_{нт} - i_p = 1440 - 840 = 600$. По $\alpha' = 8$ и $t'_{нт} = 1227^\circ\text{C}$, пользуясь приложением 9, определяются и по $i'_{нт} = 1140$ кДж/кг и $t_p = 761,5^\circ\text{C}$, $i_p = 840$ кДж/кг.

44. Удельный расход тепла в КСВД:

$$q'_{кc} = \frac{\Delta i'_{кc}}{\eta'_{кc}} = \frac{600}{0,99} = 606 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} \quad (3.44)$$

Аналогично по приложению 9 при $\alpha = 4$ и $t''_{нт} = 950^\circ\text{C}$, находится $i''_{нт} = 1451,1$ кДж/кг, а по $\alpha' = 6$ и $t'_{вт} = 950^\circ\text{C}$, $i'_{вт} = 1076$ кДж/кг.

45 . Удельный расход тепла в КСНД:

$$q'_{кc} = \frac{\Delta i''_{кc}}{\eta''_{кc}} = \frac{(i''_{нт} - i'_{вт})}{\eta''_{кc}} = \frac{(1451 - 1079)}{0,99} = 372,5 \text{ кДж/кг} \quad (3.45)$$

46. Удельный расход тепла топлива ГТУ:

$$q_{кc} = q'_{кc} + q''_{кc} = 606 + 375,7 = 981,7 \text{ кДж/кг} \quad (3.46)$$

47 . Удельная полезная работа ГТУ:

$$l^p_{ГТУ} = \eta_{эм} \left[(l'_m + l''_m) * \eta_m - (l'_k + l''_k) \frac{1}{\eta_m} \right] = 0,99 \left[(381,1 + 402) * 0,98 - (148,8 + 158,9) * \frac{1}{0,98} \right] = 449,4 \text{ кДж/кг} \quad (3.47)$$

где η_m – механический КПД компрессора и турбины;
 $\eta_{эм}$ – электромеханический КПД генератора.

48. Расход рабочего газа ГТУ:

$$G = \frac{N_g}{l^p_{ГТУ}} = \frac{42500}{449} = 94,65 \text{ кг/с} \quad (3.48)$$

49. Расход топлива в КСВД:

$$B' = \frac{q'_{\text{КС}} * G}{Q_p''} = \frac{606 * 94,65}{8200} = 6,99 \text{ кг/с} \quad (3.49)$$

50. Количество продуктов сгорания за КСВД:

$$G_{\text{пр сг}} = B' * G_0 = 6,99 * 17,95 = 125,4 \text{ кг/с} \quad (3.50)$$

51. Расход воздуха на горение топлива в КСВД:

$$G'_B = B' * G_0^B = 6,99 * 16,95 = 118,4 \text{ кг/с} \quad (3.51)$$

52. Коэффициент избытка воздуха за КСВД:

$$\alpha' = \frac{G}{G'_e} = \frac{94,65}{118,4} = 0,79 \quad (3.52)$$

53. Расход топлива ГТУ:

$$B = \frac{q_{\text{КС}} * G}{Q_p''} = \frac{981,7 * 94,65}{8200} = 11,33 \text{ кг/с} \quad (3.53)$$

54. Расход воздуха на горение топлива в камерах сгорания ГТУ:

$$G_B = B * G_0^B = 11,33 * 16,95 = 192 \text{ кг/с} \quad (3.54)$$

55. Коэффициент избытка воздуха за КСВД:

$$\alpha \cong \frac{G}{G_e} = \frac{94,65}{192} = 0,498 \quad (3.55)$$

Расхождения между коэффициентами избытка воздуха для КСВД и КСНД, полученными по предварительному и по уточненному расчету, незначительно, поэтому уточнение расчета не требуется.

56. Коэффициент полезного действия ГТУ:

$$\eta_{\text{ГТУ}} = \frac{l_{\text{ГТУ}}^0}{q_{\text{КС}}} = \frac{449,4}{981,7} = 0,45 \quad (3.56)$$

57. Проверка правильности расчета тепловой схемы ГТУ проводится по сходимости баланса тепла:

$$q_{\text{кc}} \eta_{\text{кc}} = l_{\text{ГТУ}}^p + q_{\text{по}} + q_{\text{уг}} + q_{\text{эм}},$$

где $q_{\text{уг}}$ – потери тепла с уходящими газами (кДж/кг)

$q_{\text{эм}}$ – электромеханические потери (кДж/кг).

58. Удельный расход тепла топлива в камере сгорания:

$$q_{\text{кc}} \eta_{\text{кc}} = 981,7 * 0,99 = 971,8 \text{ кДж/кг} \quad (3.58)$$

59. Потери тепла с охлаждающей водой в ПО:

$$q_{\text{по}} = i'_{\text{нк}} - i''_{\text{вк}} = 443 - 303,3 = 139,7 \text{ кДж/кг} \quad (3.59)$$

60. Потери тепла с уходящими газами:

$$q_{\text{уг}} = i_{\text{уг}} - i'_{\text{вк}} = 387,4 - 10,2 = 377,2 \text{ кДж/кг} \quad (3.60)$$

где $i_{\text{уг}}$ – энтальпия рабочего газа после регенератора определяется из его теплового баланса:

$$i_{\text{уг}} = i''_{\text{вт}} - 1,02(i_{\text{р}} - i''_{\text{нк}}) = 1079 - 1,02(870 - 192) = 387,4 \text{ кДж/кг}$$

1,02 - коэффициент, учитывающий потери тепла в регенераторе;

$i'_{\text{вк}}$ – энтальпия воздуха на всасывании ГТУ.

61. Электромеханические потери:

$$q_{\text{эм}} = (l_{\text{т}} - l_{\text{к}}) - l_{\text{ГТУ}}^p = (755 - 301) - 449 = 5 \text{ кДж/кг} \quad (3.61)$$

62. Сумма расходов тепла ГТУ:

$$\Sigma q = l_{\text{ГТУ}}^p + q_{\text{по}} + q_{\text{уг}} + q_{\text{эм}} = 449,4 + 139,7 + 377,2 + 5 = 971,3 \text{ кДж/кг} \quad (3.62)$$

Расхождение баланса тепла:

$$\left(\frac{q_{\text{кc}} \eta_{\text{кc}} - \Sigma q}{q_{\text{кc}} \eta_{\text{кc}}} \right) * 100 = \left(\frac{971,8 - 971,5}{971,8} \right) * 100 = 0,03 \% \quad (3.63)$$

Тепловой расчет котла утилизатора

1. Температурный напор:

$$\Delta t_{\text{с}} = \frac{\Delta t_{\text{с}} - \Delta t_{\text{м}}}{2,3 * \lg\left(\frac{\Delta t_{\text{с}}}{\Delta t_{\text{м}}}\right)} = \frac{(550 - 132) - (110 - 90)}{2,3 * \lg\left(\frac{418}{40}\right)} = 170^{\circ}\text{C} \quad (3.64)$$

2. Расход воды через водогрейные котлы:

$$D_{\text{в}} = 1235 \text{ т/ч.}$$

3. Количество теплоты воспринятой водой в котле утилизаторе:

$$Q_{\text{с}} = \frac{D_{\text{в}}}{B_p} * (i''_{\text{нс}} - i'_{\text{нс}}) = \frac{343}{11,33} * (132 - 90) * 4,19 = 5327,5 \text{ кДж/кг} \quad (3.65)$$

4. Поверхность нагрева котла утилизатора:

$$H_{\text{с}} = \frac{Q_{\text{с}} * B_p}{K_{\text{с}} * \Delta t_{\text{с}}} = \frac{5327,5 * 11,33}{0,08 * 170} = 4408 \text{ м}^2 \quad (3.66)$$

Расход мазута на 1 пиковый водогрейный котел ПТВМ-100:

$$B = \frac{Q_{\text{ка}}}{Q_p * \eta_{\text{к}}} = \frac{116510}{9860 * 4,19 * 0,9} = 12,31 \text{ кг/с} = 44,3 \text{ т/ч} \quad (6.67)$$

Суточный расход топлива на ПТВМ-100:

$$B_{\text{сут}} = 44,3 * 24 = 1063,58 \text{ т/сут.}$$

4 УСТАНОВКА НА АЛМАТИНСКИЙ ТЭЦ-1 ГАЗОТУРБИННОЙ УСТАНОВКИ

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.

Сведения о мощности АТЭЦ-1 и характеристики производства:

Установленная мощность:

электрическая 145 МВт;

тепловая 1060 МВт (913,8 Гкал/ч).

Т а б л и ц а 4.1 - Характеристика основного оборудования до реконструкции на ТГУТЭЦ

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	
Котлы 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 25	

4.1 КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОИЗВОДСТВА

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

Схема поступления городской воды следующая: в общий коллектор горводды 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.

4.1.2 АТЭЦ-1 и ее влияние на экологическое состояние города при сжигании Карагандинский угля

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 2000 года) 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 96,5%. Газоочистка по другим вредным веществам не производится. Высота дымовых труб для отвода газов не превышает 80 м.

Для 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 4.2.

Т а б л и ц а 4.2 - Сведения о качестве и количестве сжигаемого топлива

Вид топлива	Израсходовано в 2004 г., тыс.т.у.т	В%, от общего количества	Качество сжигаемого топлива			
			Q_n ккал/кг; ккал/м ³	Влажность Wp%	Зольность, Ap%	Сера, Sp%
Всего:	567,108	100	-	-	-	-
Газ	115,466	20,04	8200	-	-	-
Мазут	164,138	18,9	9869	0,3	0,032	0,49
Уголь	287,504	15,7	5320	8	24,8	0,64

С учетом вышеуказанного, ТЭЦ-1 является достаточно весомым загрязнителем воздушного бассейна города, уровень фонового загрязнения которого по данным наблюдений Казгидромета превысил санитарные нормы ПО диоксиду азота (1,88 ПДК) и золе (2,3 ПДК). При этом, вклад ТЭЦ-1 составляет соответственно 17 % и 20%.

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.

В частности:

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.

Расчетные максимальные концентрации веществ (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.
по SO_2	1,1 ПДК.
по золе	1,1 ПДК.
по $q NO_2 + SO_2$	1,9 ПДК.

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

4.2 ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ВАЖНЫЕ МОМЕНТЫ ПЕРЕВОДА ТЭЦ-1 НА ПРИРОДНЫЙ ГАЗ С УСТАНОВКОЙ ГТУ

Выше указанных материалов мы четко ведем что основные выбросы вредных веществ в атмосферу г. Алматы является АТЭЦ-1 сжигаемая на энергетических котлах каленный уголь Карагандинского месторождения.

В данной магистерской диссертации проектируется перевод АТЭЦ-1 с угля на природный газ с установкой ГТУ установки.

4.3 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЫБРОСОВ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ С ВЫХОДНЫМИ ГАЗАМИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ГТУ

При сжигании углеводородных топлив в топливо сжигающих устройствах ГТУ в продуктах сгорания образуется токсичные соединения, многообразие которых можно разделить на следующие группы:

- Продукты полного сгорания горючих компонентов топлива - углекислый газ CO_2 водяные пары H_2O , оксиды серы SO_2 и SO_3 ;

- Компоненты неполного сгорания топлива - свободный углерод C , оксид углерод CO , различные углеводороды C_xH_y , оксиды азота NO и NO_2 .

В целях ограничения загрязнения окружающей среды в большинстве развитых стран веден нормы на содержание вредных веществ, в поступающих в атмосферу с отработавшими газами топливо сжигающих устройствах. Концентраций вредных выбросов можно разделить на объемные C_v и массовые C_m .

Объемная концентрация не зависит от давления и температуры газа и ее не нужно приводить к заданным условиям.

Массовая концентрация характеризуется массу вещества в 1 м^3 газов, $\text{г}/\text{м}^3$ или $\text{мг}/\text{м}^3$. Она зависит от давления температуры среды, и ее необходимо приводить к нормальному условиям с помощью соотношения

$$C_{mh} = C_m * \left(273 + \frac{T_r}{273} \right) * \left(\frac{0,1013}{p_r} \right) \quad (4.1)$$

Массовая ($\text{г}/\text{м}^3$) и объемная концентрации связаны между собой зависимостью

$$C_{mi} = K_i C_{vi} \quad (4.2)$$

Массовый выброс вредных веществ в окружающую среду в единицу времени обозначают M_i г/с. Этот же выброс за месяц, квартал, год называют валовым выбросом, и измеряют, например, в тоннах в год.

Массовый выброс оксидов азота NO_x в пересчете NO_2 в атмосферу с выходными газами энергетической ГТУ можно определить из выражений: При сжигании газообразного топлива, г/с.

$$M_{\text{NO}_2} = C_{\text{NO}_2} V_r \left(\frac{B_{\text{ГТ}}}{\rho_{\text{г.топл}}} \right) * 10^{-3} \quad (4.3)$$

Здесь C_{NO_2} – массовая концентрация оксидов азота $\text{мг}/\text{нм}^3$, выходных газов из ГТУ, определенная при концентрации кислорода O_2 в них 15%. Если концентрация оксидов азота NO_x в газах ГТУ приводится в объемных единицах то пользуются соотношением

$$C_{\text{NO}_2} = K_i \text{NO}_x \quad (4.4)$$

V_r – объем $\text{м}^3/\text{с}$ дымовых газов при сжигании 1 м^3 топлива с избытком воздуха $\alpha \geq 1$ по формулам, приведенным в нормативном методе теплового расчета котлов;

$B_{\text{ГТ}}$ – расход кг/с природного газа в КС ГТУ.

4.4 ОПРЕДЕЛИМ МАССОВЫЙ ВЫБРОС NOx ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТУРБИННЫЙ ГТЭ-45У

Энергетическая ГТУ типа ГТЭ-45У фирма «Турбомоторны завод» (Россия).

Мощность ГТУ	42,5 МВт
КПД на муфте %	35
Расход газов на выходе кг/с	125
Температура газов перед турбиной	1227°C
Расход органического топлива кг/с	1,5
Объемная концентрация оксидов азота в газах ГТУ	10 ppm

Определяем массовую концентрацию оксидов азота при концентрации O₂ в выходных газах ГТУ 15%:

$$C_{NO_2} = 2,052 * 10 = 20,52 \text{ мг/м}^3$$

Рассчитываем объем дымовых газов при сжигании 1 м³ природного газа и избытка воздуха в КС ГТУ $\alpha_{КС} = 2,42$, $V_r = 23,409 \text{ м}^3/\text{м}^3$, а также плотность сухого природного газа $\rho_{г.топл} = 0,761 \text{ кг/м}^3$.

Массовый выброс оксидов азота с выходными газами ГТУ:

$$M_{NO_2} = 20,52 * 23,409 (16,892/0,716) * 10^{-3} = 11,3 \text{ г/с}$$

4.5 РАССЧИТАЕМ ВЫБРОСЫ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ ПРИ РАБОТЕ АТЭЦ-1 НА ТВЕРДОМ ТОПЛИВЕ

Ниже приведен сравнительный расчет выбросов в атмосферу. Сравнивается количество выбросов при существующей системе золоулавливания эмульгаторы – $\eta_{зол} = 99,5\%$ и $\eta_{SO_2} = 20\%$.

Твердые частицы:

Количество летучей золы и несгоревшего топлива:

$$\text{до: } M_{ТВ} = 0,01 B (a_{уН} A^P + q_4^{уН} * Q_H^P / 32680 * (1 - \eta)) \quad (4.5)$$

$$M_{ТВ} = 0,01 * 34280 * (0,95 * 24,8 + 1,5 * 21788 / 32680) * (1 - 0,965) = 305,5 \text{ г/с,}$$

$$\text{после: } M_{ТВ} = 0,01 B (a_{уН} A^P + q_4^{уН} * Q_H^P / 32680 * (1 - \eta)) \quad (4.6)$$

$$M_{ТВ} = 0,01 * 34280 * (0,95 * 24,8 + 1,5 * 21771 / 32680) * (1 - 0,995) = 42,42 \text{ г/с.}$$

где $A = 24,8\%$ – зольность топлива на рабочую массу;

$q_4^{уН} = 1,5\%$ – потеря теплоты от механического недожога;

$a_{уН} = 0,95$ – доля частиц, уносимая из топки;

η – доля частиц, улавливаемая в фильтре (0,965 и 0,995 соответственно);

$B = B * 6 = 5,714 * 6 = 34,3 \text{ кг/с} = 740500 \text{ т/г}$ – расход натурального топлива;

$Q_H^P = 21771 \text{ кДж/кг}$ – низшая теплота сгорания топлива.

Газообразные вещества:

Выброс в атмосферу сернистого ангидрида (г/с)

$$M_{SO_2} = 0,02 * B * S^P (1 - \eta'_{SO_2}) * (1 - \eta''_{SO_2}) \quad (4.7)$$

$$M_{SO_2} = 0,02 * 175000 * 0,64 * (1 - 0,1) * (1 - 0,2) = 315 \text{ г/с.}$$

где $\eta'_{SO_2} = 0,1$ % – доля сернистого ангидрида, улавливаемого летучей золой в газоходах котла, применяется для карагандинского угля;

η''_{SO_2} – доля сернистого ангидрида, улавливаемого системах золоулавливания (0,2).

Количество выбросов оксидов азота (NO_x г/с):

$$M_{NO_x} = 0,34 * 10^{-7} * K * B * Q_H^P (1 - q_H/100) * (1 - \epsilon_r) * \beta_1 * \beta_2 * \beta_3 * \beta_r \quad (4.8)$$

$$M_{NO_x} = 0,34 * 10^{-7} * 4 * 34280 * (1 - 1,5/100) * (1 - 0) * 0,108 * 1 * 1 * 1 = 34 \text{ г/с}$$

$D = 160$ т/ч – номинальный

$D_\phi = 120$ т/ч – фактический, где

$$K = 12 * D_\phi / D + 200 = 12 * 120 / 160 + 200 = 4 \quad (4.9)$$

$\beta_1 = 0,178 * 0,47 * N^T = 0,178 * 0,47 * 1,3 = 0,108$ – безмерный коэффициент, учитывающий влияние на выход оксидов азота качество сжигаемого угля;

$\beta_2 = 1$ – коэффициент, учитывающий всю конструкцию горелок (для вихревых (2=1));

$\beta_3 = 1$ – коэффициент, учитывающий вид шлакоудаления (т.к. шлакоудаление твердое (3 = 1)).

$\epsilon_1 = 0$ – коэффициент, учитывающий рециркуляцию в-ха в котле (нет)

$\epsilon_2 = 1$ – коэффициент, характеризующий снижение выбросов оксида азота при подаче части воздуха помимо основных горелок, т.к. иной нет, то $\epsilon = 1$.

4.7 СРАВНЕНИЕ ВЫБРОСОВ ПРИ РАБОТЕ НА ТВЕРДОМ ТОПЛИВЕ И ПРИ РАБОТЕ НА ПРИРОДНОМ ГАЗЕ

Выше указанных расчетов можно сказать, что реконструкция АТЭЦ-1 на природный газ с установкой ГТУ играет важнейший роль на экологическое состояние г. Алматы. Пример сравним массовые выбросы оксидов азота:

1) При работе на природном газе

$$M_{\text{NO}_x} = 20,52 * 23.409 * (16,892/0,716) * 10^{-3} = 11,3 \text{ г/с}$$

2) При работе на твердом топливе

$$M_{\text{NO}_x} = 0,34 * 10^{-7} * K * B * Q_{\text{н}}^p (1 - q_{\text{н}}/100) * (1 - \epsilon_r) * \beta_1 * \beta_2 * \beta_3 * \beta_r$$

$$M_{\text{NO}_x} = 0,34 * 10^{-7} * 4 * 34280 * (1 - 1,5/100) * (1 * 0) * 0,108 * 1 * 1 * 1 = 34 \text{ г/с.}$$

4.8 РАСЧЕТ ПЛАТЕЖЕЙ ЗА ОБЩИЙ ПРИВЕДЕННЫЙ ОБЪЕМ ВЫБРОСА ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ ТЭС

Ниже приведен сравнительный расчет платежей за выбросы в атмосферу. Сравниваются суммы платежей при существующей системе золоулавливания (золоуловители - $\eta_{\text{зол}} = 96,5\%$ и $\eta_{\text{SO}_2} = 1,5\%$) с платежами после реконструкции системы золоулавливания (эмульгаторы - $\eta_{\text{зол}} = 99,5\%$ и $\eta_{\text{SO}_2} = 20\%$).

Исходные данные:

Высота дымовой трубы	$H = 80 \text{ м}$
Расход газовой смеси (на 2 трубы)	$V_1 = 0,252 \text{ м}^3/\text{с}$
Разность между температурой выбрасываемой газовой смеси и температурой атмосферного воздуха	$\Delta T = 120^\circ\text{C}$
Коэффициент, учитывающий условия выхода газовой смеси из устья источника выброса	$m = 0,8; n = 1$
Коэффициент, учитывающий влияние рельефа местности (для ровных слабопересеченных поверхностей)	$\eta = 1$
Региональный норматив платы за выбросы загрязняющих веществ	$P = 300 \text{ тенге/усл.т}$

Таблица 4.3 – Фактические выбросы (из предыдущих расчетов):

Вещество	$m_{\phi}^{0,965}, \text{ т/ч}$	$m_{\phi}^{0,965}, \text{ т/ч}$
Зола	6599	916,3
SO ₂	8402	6804
NO _x	734,4	734,4

Определение норматива выброса загрязняющих веществ в атмосферу ТЭС:

$$ПДВ = \frac{(ПДК - C_{\phi}) * H^2}{A * F * m * n * \eta} * \sqrt[3]{V_1 * \Delta T} \quad (4.10)$$

$$ПДВ_{зо́лы} = \frac{(0,5 - 0) * 80^2 * 2}{200 * 2 * 0,8 * 1 * 1} * \sqrt[3]{0,126 * 120} = 1068 \text{ т/Г}$$

$$ПДВ_{SO_2} = \frac{(0,5 - 0) * 80^2 * 2}{200 * 1 * 0,8 * 1 * 1} * \sqrt[3]{0,126 * 120} = 2136 \text{ т/Г}$$

$$ПДВ_{NO_x} = \frac{(0,085 - 0) * 80^2 * 2}{200 * 2 * 0,8 * 1 * 1} * \sqrt[3]{0,136 * 120} = 363,2 \text{ т/Г}$$

A – коэффициент, зависящий от температурной стратификации атмосферы (для Казахстана $A = 200$)

F – коэффициент, учитывающий скорость оседания вредных веществ в атмосферном воздухе ($F = 1$ – для газообразных аэрозолей, $F = 2-3$ – для мелкодисперсных).

C_{ϕ} – фоновая концентрация вредного вещества

Коэффициент приведения, учитывающий относительную опасность i - го загрязняющего вещества:

$$K_i = \frac{1}{ПДК_i} * \gamma$$

$$K_{зо́лы} = \frac{1}{0,15} * 1,2 = 8$$

$$K_{SO_2} = \frac{1}{0,05} * 1 = 20$$

$$K_{NO_2} = \frac{1}{0,04} * 1 = 25$$

γ – коэффициент для твердых аэрозолей (пылей) = 1,2; для газов = 1,0.

Приведенный годовой нормативный и фактический объем выбросов предприятия:

$$M_{н.зо́лы} = 1068 * 8 = 8544 \text{ у.т./год}$$

$$M_{ф.зо́лы} = 6599 * 8 = 52790 \text{ у.т./год}$$

$$M_{н. SO_2} = 2136 * 20 = 168000 \text{ у.т./год}$$

$$M_{н. NO_2} = 363,2 * 25 = 9080 \text{ у.т./год}$$

$$\text{Всего сумма: } M_{н} = 60340 \text{ у.т./год,}$$

$$M_{\phi} = 239200 \text{ у.т./год.}$$

Размер платежей предприятия за нормативные выбросы загрязняющих веществ:

$$П_{н} = 60340 * 300 = 18100 \text{ тыс.тенге.}$$

Коэффициент превышения фактического объема над нормативным:

$$\alpha_{п} = m_{\phi}/m_{н}, \quad (4.11)$$

$$\alpha_{п} = 239200/60340 = 3,964 \text{ (коэффициент кратности } K_p = 7).$$

Абсолютное превышение приведенного общего объема фактического выброса загрязняющих веществ над нормативным:

$$\Delta m_j = m_{\text{ф}} - m_{\text{н}} \text{ у.т./год} \quad (4.12)$$

$$\Delta m_j = 239200 - 60340 = 178900 \text{ у.т./год}$$

Платежи за сверхнормативные выбросы:

$$\Pi^1 = P * K_p * m_j^j, \text{ тенге} \quad (4.13)$$

$$\Pi^1 = 300 * 7 * 178900 = 375000 \text{ тыс. тенге}$$

Суммарный размер платежей:

$$\Pi = \Pi_{\text{н}} + \Pi^1, \text{ тыс. тенге} \quad (4.14)$$

$$\Pi = 18100 + 375000 = 393000 \text{ тыс. тенге.}$$

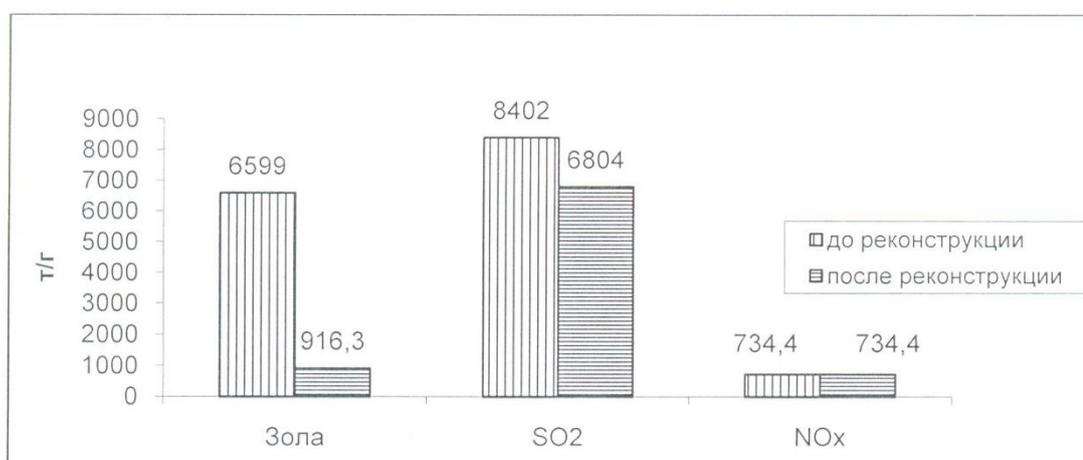


Рисунок 4.1 – Диаграмма фактических годовых выбросов

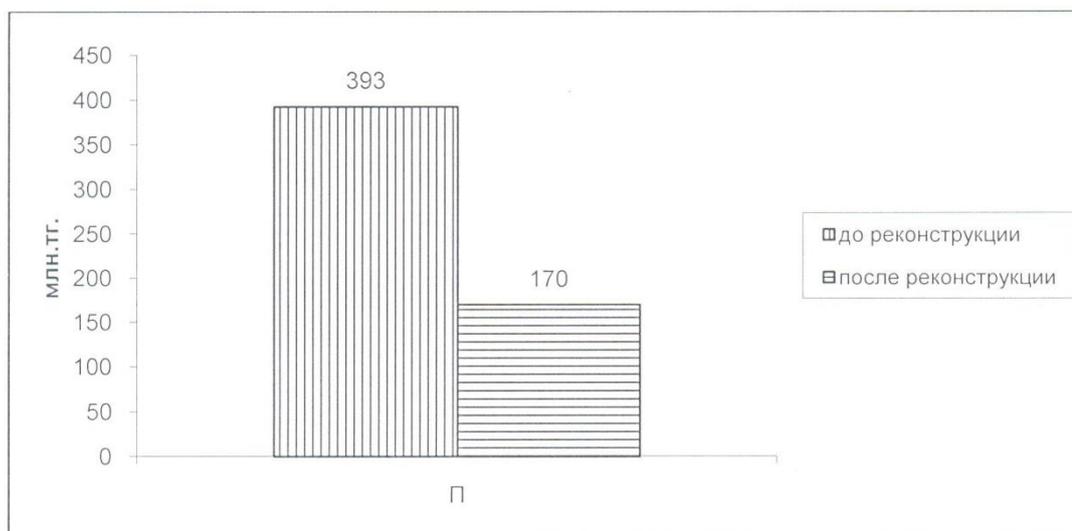


Рисунок 4.2 – Диаграмма суммарных размеров платежей за выбросы в атмосферу

5 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% ($\mathcal{E}_{\text{сн}}$), а тепловой энергии 1% ($Q_{\text{сн}}$).

Годовой отпуск электрической и тепловой энергии определяем по формулам:

$$\mathcal{E}_{\text{от}} = \mathcal{E}_{\text{в}} * (1 - \mathcal{E}_{\text{сн}}) = 756 * (1 - 0,09) = 687 \text{ млн.кВтч} \quad (5.1)$$

$$Q_{\text{от}} = Q_{\text{в}} * (1 - Q_{\text{сн}}) = 2900 * (1 - 0,01) = 2871 \text{ тыс.Гкал} \quad (5.2)$$

где $\mathcal{E}_{\text{в}}$ и $Q_{\text{в}}$ – годовая выработка электрической и тепловой энергии.

5.1 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАТРАТ НА ТОПЛИВО

Годовой расход топлива на выработку электрической и тепловой энергии определяется по формулам:

$$B_{\text{э}} = \mathcal{E}_{\text{от}} * b_{\text{э}} = 687 * 210 = 144,2 \text{ тыс. т.у.т.} \quad (5.3)$$

$$B_{\text{т}} = Q_{\text{от}} * b_{\text{т}} = 2871 * 180 = 516,7 \text{ тыс. т.у.т.} \quad (5.4)$$

Итого расход топлива ТЭЦ составляет:

$$B_{\text{у}} = B_{\text{э}} + B_{\text{т}} = 144,2 + 516,7 = 660,9 \text{ тыс. т.у.т.} \quad (5.5)$$

В связи с тем, что затраты на оплату топлива и его транспортировку осуществляются по натуральному топливу, то полученные величины расхода топлива необходимо перевести в натуральное топливо. Принимается, что на станции используется карагандийский уголь с удельной низшей теплотой сгорания $Q_{\text{н}}^{\text{п}} = 5200$ кк/кг.

Расход натурального топлива будет:

$$B_{\text{н}} = B_{\text{у}} * K_{\text{п}} = 660,9 * (7000/5200) = 889,6 \text{ тыс. т.у.т.} \quad (5.6)$$

Составляющая затрат на топливо определяется:

$$I_T = B_H * C_T = 889,6 * 4500 = 4003,2 \text{ млн. тенге} \quad (5.7)$$

где $C_T = 4500$ тенге/тнт – цена топлива с учетом его транспортировки.

5.1.2 РАСЧЕТ КПД ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТОПЛИВА

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

$$\text{КПД}_э = \frac{123}{b_э} * 100\% = \left(\frac{123}{210} \right) * 100\% = 58,57\% \quad (5.8)$$

$$\text{КПД}_T = \frac{123}{b_m} * 100\% = \left(\frac{143}{180} \right) * 100\% = 79,44\% \quad (5.9)$$

Коэффициент использования топлива станцией будет:

$$\text{КПД} = \frac{0,86 * \mathcal{E}_{\text{онт}} + Q_{\text{онт}}}{7 * B_y} * 100\% = \left(\frac{0,86 * 687 + 2871}{7 * 660,9} \right) * 100\% = 75,02 \approx 75\% \quad (5.10)$$

где 0,86 – коэффициент перевода электроэнергии в тепло;

7 - теплотворная способность условного топлива, 7000 ккал/кг.

5.1.3 РАСЧЕТ ЗАТРАТ НА ВОДУ

Вода на ТЭЦ расходуется на охлаждение пара в конденсаторах турбин, пополнение системы теплофикации, охлаждения генераторов и трансформаторов, гидрозолоудаления и т.д. В зависимости от системы водоснабжения (прямая, обратная) станции, зависит и величина затрат на воду. На примере работы одной из станций Казахстана установлено, что затраты на воду находятся в пределах 0,5- 0,7 тенге/кВтч. Для укрупненных расчетов затраты на водоснабжение можно принять:

$$\mathcal{E}_в = \mathcal{E}_в * (0,5 - 0,7) = 687 * 0,6 = 825 \text{ млн. тенге} \quad (5.11)$$

5.1.4 РАСЧЕТ ЗАТРАТ НА ЗАРАБОТНУЮ ПЛАТУ

Для того, чтобы определить затраты на заработную плату промышленно-производственного персонала (ППП) ТЭЦ, занятого на производстве и его обслуживании, необходимо знать его численность. ППП подразделяется на эксплуатационный, ремонтный и административно-управленческий персонал. Его количество зависит, в основном, от единичной мощности и количества основного энергооборудования, вида используемого топлива, способа проведения ремонтов.

Численность ППП можно определить через штатный коэффициент, показывающий, какое количество персонала приходится на 1 МВт установленной электрической мощности станции. Установленная электрическая мощность станции определяется через максимальное число часов использования установленной мощности и годовую выработку электрической энергии, т.е.:

$$N_y = 145 \text{ МВт}$$

Согласно литературных данных и фактических данных о численности работающих на некоторых станциях Казахстана, можно рекомендовать принимать следующие усредненные значения штатного коэффициента ($K_{ш}$): для ТЭЦ установленной мощностью более 500 МВт – 1,3 – 1,5 чел/МВт, для ТЭЦ меньшей мощности – 1,6 – 1,8 чел/МВт. Т.к по моему заданию ТЭЦ использует в качестве топлива экибастузский уголь, для ТЭЦ мощностью более 500 МВт – 1,5чел/МВт., $N_y = 145 \text{ МВт}$.

Численность персонала станции определяется:

$$ЧП = K_{ш} * N_y = 1,5 * 145 = 261 \text{ чел} \quad (5.12)$$

Суммарный фонд заработной платы включает в себя:

- основную заработную плату ($I_{зпо}$), в которую входит заработная плата работников, занятых в технологическом процессе производства энергии и включает в себя выплаты, связанные с отработанным временем (тарифные ставки и должностные оклады, премии рабочим из фонда заработной платы, доплата за работу праздничные дни и ночное время и др.);

- дополнительная заработная плата ($I_{зпд}$) включает в себя выплаты, не связанные с рабочим временем (оплата очередных, дополнительных и учебных отпусков, за время выполнения государственных обязанностей и др.);

- начисления на заработную плату ($I_{зпн}$) включают в себя отчисления на социальный налог и начисления в пенсионный фонд.

Формула для определения суммарного фонда заработной платы будет следующей:

$$I_{зп} = I_{зпо} + I_{зпд} + I_{зпн}, \text{ млн. тенге} \quad (5.13)$$

Величина среднегодовой основной заработной платы $I_{ЗПО}$ принимается в размере 720 тыс. тенге на одного работающего:

$$I_{ЗПО} = 261 * 720000 = 187,9 \text{ млн. тенге}$$

Величина $I_{ЗПД}$ берется в размере 10-15% от значения $I_{ЗПО}$:

$$I_{ЗПД} = 0,15 * 187,9 = 28,18 \text{ млн. тенге}$$

Начисления на заработную плату $I_{ЗПН}$ (социальный налог и отчисления в пенсионный фонд) принимаются в размере 21,5% от суммы $I_{ЗПО}$ и $I_{ЗПД}$:

$$I_{ЗПН} = 0,215 * (187,9 + 28,18) = 46,45 \text{ млн. тенге}$$

Тогда:

$$I_{ЗП} = 187,9 + 28,18 + 46,45 = 262,53 \text{ млн. тенге.}$$

5.1.5 РАСЧЕТ АМОРТИЗАЦИОННЫХ ОТЧИСЛЕНИЙ

Известно, что амортизационные отчисления представляют собой денежное возмещение физического и морального износа оборудования и расходуются на проведение капитального ремонта и приобретение нового оборудования, взамен изношенного (реновация). Амортизационные отчисления берутся в % от величины суммарных капитальных вложений в станцию (именуемые в литературе: основные производственные фонды, основные активы предприятия, основной капитал). На каждый вид оборудования установлены свои нормы амортизации в зависимости от срока службы и назначения производственных фондов в производственном процессе. Предельные нормы амортизации устанавливаются согласно Указа Президента РК, имеющего силу закона №2235 от 24.04.95г., выше которых норму амортизации использовать нельзя.

При проведении предварительных расчетов для определения стоимости основных производственных фондов (капитальных вложений) в странах СНГ и за рубежом, широко используется показатель удельных капитальных вложений $K_{уд}$. Его величина, даже для станций одного типа, находится в широких пределах в зависимости от мощности блоков, их количества, вида используемого топлива и экологических требований. В расчетах принимаем величину $K_{уд}$ для ТЭЦ меньше 500 МВт-500÷700 \$/кВт установленной мощности. Стоимость одного доллара США принимаем 185 тенге.

$$K = K_{уд} * N_y = 600 * 145 * 185 * (1 - 0,4) = 9657 \text{ млн. тенге} \quad (5.14)$$

В среднем, в зависимости от мощности блоков и станции в целом, вида потребляемого топлива, норма амортизации находится в пределах 5-8%. В настоящее время порядка 40-50% оборудования ТЭЦ-1 устарели и на него амортизационные отчисления не производятся. Норму амортизационных отчислений принимаем 5% от величины K :

$$I_{ао} = 0,05 * K = 0,05 * 9657 = 482 \text{ млн. тенге} \quad (5.15)$$

5.1.6 РАСЧЕТ ЗАТРАТ НА ПРОВЕДЕНИЕ ТЕКУЩЕГО РЕМОНТА

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

$$I_{\text{рем}} = 0,15 * I_{\text{ао}} = 0,15 * 482 = 72,3 \text{ млн. тенге} \quad (5.16)$$

5.1.7 РАСЧЕТ ПЛАТЫ ЗА ВЫБРОСЫ

Величина оплаты за выбросы вредных веществ, зависит от объема выбросов, которые, в свою очередь, зависят от вида сжигаемого топлива (уголь, газ, мазут), его количества и способа улавливания вредных веществ (электрофилтры, эмульгаторы ...). В нашем случае, эту составляющую целесообразнее всего определять методом аналогий по сравнению с действующими станциями. Установлено, что при сжигании Карагандинского угля, величина платы за выбросы находится в пределах 60-80 тенге за тнт, следовательно:

$$I_{\text{выб}} = (60 - 80) * V_{\text{н}} = 70 * 889,6 = 62 \text{ млн. тенге} \quad (5.18)$$

5.1.8 ОБЩЕСТАНЦИОННЫЕ И ЦЕХОВЫЕ РАСХОДЫ

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

Для укрупненных расчетов можно пользоваться формулой:

$$I_{\text{общ}} = 0,2-0,25 * (I_{\text{ао}} + I_{\text{зп}} + I_{\text{тр}}), \text{ млн. тенге} \quad (5.19)$$

$$I_{\text{общ}} = 0,25 * (391 + 262,53 + 58,65) = 178 \text{ млн. тенге} \quad (5.20)$$

5.1.9 РАСЧЕТ СЕБЕСТОИМОСТИ ОТПУСКА ЭНЕРГИИ

В связи с тем, что ТЭЦ вырабатывает электрическую и тепловую энергию, необходимо провести разнесение затрат по этим составляющим. Это производится с помощью коэффициента распределения затрат:

$$K_p = \frac{B_o}{B_y} = \frac{144,2}{660,9} = 0,25 \quad (5.21)$$

который показывает, какое количество топлива (в долях от единицы, или в %) израсходовано на отпуск электрической энергии, а разница $(1 - K_p)$ – показывает долю расхода топлива на отпуск тепловой энергии.

Расчет проводить или в натуральном или в условном топливе.

$$(1 - K_p) = 1 - 0,25 = 0,75 \quad (5.22)$$

Затем разносим затраты по каждой составляющей аналогично полученным коэффициентам по видам отпускаемой энергии и заносим результаты в таблицу 5.1:

Таблица 5.1 – Составляющие затрат на производство электрической и тепловой энергии

Составляющие затрат	И, всего, млн. тг	И _э , эл.энергия, млн. тг	И _т , тепло, млн. тг
Топливо, И _т	4003	3002,2	1007,7
Вода, И _в	825	618,75	206,25
Фонд заработной платы, И _{зп}	262,53	196,89	65,63
Амортизационные отчисления, И _{ао}	391	293,25	97,7
Ремонт, И _{рем}	58,65	43,98	14,66
Общестанционные, И _{общ}	178	133,5	44,5
Плата за выбросы, И _{выб}	62	46,5	15,5
Итого	5780,2	4335,1	1445

Себестоимость отпуска электрической энергии определяется:

$$S_э = \frac{И_т + И_в + И_{зп} + И_{ао} + И_р + И_{об} + И_{выб}}{\mathcal{E}_{от}} = \frac{4335,5 * 10^6}{687 * 10^6} = 6,3 \text{ тенге/кВтч} \quad (5.23)$$

Себестоимость отпуска тепловой энергии определяется:

$$S_т = \frac{И_т + И_в + И_{зп} + И_{ао} + И_р + И_{об} + И_{выб}}{Q_{от}} = \frac{1445 * 10^6}{2871 * 10^6} = 503 \text{ тенге/Гкал} \quad (5.24)$$

6 ЗАТРАТЫ НА УСТАНОВКУ ГТУ АТЭЦ-1

Основное оборудование, установленное на ТЭЦ-1

Таблица 6.1 - Характеристики турбин

Тип турбины	Завод изготовитель	Год ввода/наработка на 01.01.2015 г	Давление, кгс/см ²	Температура пара, град.С	Мощность, МВт
Р-25 90/18	ХТГЗ	1996/88707	90	535	25
ПТ-60-90/13	ЛМЗ	1970/274234	90	535	60
ПТ-60-90/13	ЛМЗ	1970/261408	90	535	60

Таблица 6.2 – Новые турбины для установки на ТЭЦ-1

Тип турбины	Завод изготовитель	Мощность ГТУ, МВт	Количество турбин	Расход газа на входе, кг/с	Цена одного турбины с учетом перевозки, млн.тг
ГТЭ-45У	«Турбомаоторный завод», Россия	42,5	1	125,0	25354

Затраты на оплату труда работникам выполняющим монтаж нового оборудования:

$$Z_{зп} = (I_m/4) * 12 * 15 = (80/4) * 12 * 15 = 3,6 \text{ млн. тенге} \quad (5.25)$$

где I_m – издержки с фонда оплаты труда в месяц на одного работника
12 - количество недель

Общие затраты на реконструкцию ТЭЦ-1 на ГТУ ТЭЦ:

$$Z_{рк} = (Z_{ст} + Z_{зп}) = (25354 + 3,600) = 25357,6 \text{ млн. тенге} \quad (5.26)$$

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Предложены возможные варианты развития ТЭЦ-1 г. Алматы на природном газе. Рассмотрено более 15 вариантов развития на базе различных технологий (парогазовых, газотурбинных, паросиловых) и производителей газотурбинного оборудования. Во всех вариантах достигается улучшение экологических показателей, сохранение отпуска тепловой и электрической энергии от ТЭЦ, улучшение технико-экономических показателей.

Наиболее привлекательные технико-экономические показатели работы нового энергоисточника получены для варианта 3.1.б:

2хГТУ-32 + 2хКУВ располагаемые в новом корпусе.

Срок строительства энергоблока составляет 3...3,5 года с момента начала выполнения проектных работ.

Основные экономические показатели проекта:

Сценарий В	Вар 3.1 (б)
Чистая приведенная стоимость (NPV), млн. тенге	512/4 567
Внутренняя норма рентабельности (IRR), %	15,70
Простой срок окупаемости, лет	11,29
Дисконтированный срок окупаемости (PBP), лет	32,87
Себестоимость тепловой энергии, тенге/Гкал	4 381,50
Себестоимость электрической энергии, тенге/кВтч	5,45

Оценка чувствительности проекта показала наибольшую степень влияния стоимости газа и принимаемых тарифов на отпуск энергии.

Установка на АТЭЦ-1 ГТУ типа ГТЭ-45У в количестве 1 штука составляет 25357,6 млн. тенге.

Задача возврата инвестиций на расширение ТЭЦ-1 не ставилась. Основной целью расширения Алматинская ТЭЦ-1 на ГТУ ТЭЦ является уменьшить вредных выбросы в окружающую среду так как 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. Учитывая тяжелое экологическое состояние воздушного бассейна г. Алматы, решение в данном дипломном проекте является актуальным и недорогим в реализации.

Установленная на АТЭЦ-1 ГТУ типа ГТЭ-45У дает возможность увеличения выработки электроэнергии и совместно тепловой энергии, тем самым уменьшится расхода мазута на водогрейных котлах, уменьшится выбросы вредных веществ в окружающую среду тем самым уменьшатся платы за выбросы вредных веществ в атмосферу г. Алматы, это дает нам снизит себестоимость электроэнергии и тепловой энергии.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Закон Республики Казахстан «Об охране окружающей природной среды».
2. Инструкция о порядке разработки, согласования, утверждения и составе проектно-сметной документации на строительство предприятий, зданий и сооружений, СНиП РК А. 2.2-1-2001 Издание официальное.
3. Строительная климатология и геофизика, СНиП 2.01.01.82.
4. Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий, ОНД-86. Гидрометеиздат, 1987г.
5. Методика определения валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от котельных установок ТЭС, РД 34.02.305-98, Москва, 1988 г.
6. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное). Санкт-Петербург, НИИ Атмосфера, 2005 г.
7. Отраслевая инструкция по нормированию вредных выбросов в атмосферу для ТЭЦ и котельных, РД 34.02.303-91. Уралтехэнерго, Свердловск-1990 г.г.
8. Предельно-допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест, №РК 3.02.036.99.
9. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны, Постановление Правительства Республики Казахстан от 17 января 2012 года № 93.
10. Установки газотурбинные для привода турбогенераторов. Общие технические условия, ГОСТ 29328-92.
11. Санитарные нормы допустимых уровней шума на рабочих местах, № 1.02.007-94.
12. Предельно-допустимые уровни шума в помещениях жилых и общественных зданий и на территории жилой застройки, СН РК 3.02-06-2011
13. Методика определения удельных выбросов вредных веществ в атмосферу и ущерба от вида используемого топлива РК, РНД 211.3.02.01-97, Алматы, 1997 г.