

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
«АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ»
Кафедра: Безопасность труда и инженерная экология

«ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ»

К.т.н., доцент, зав.кафедрой БТИЭ

 Абикенова А.А.

« 10 » 06 2019г.

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Минимизация воздействия на окружающую среду при расширении ТЭЦ-2

Специальность: 5В073100 – Безопасность жизнедеятельности и защита окружающей среды

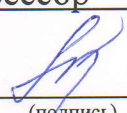
Выполнил: Жанахметова С. А. (гр. БЖДзв-17-1)

Научный руководитель: Абикенова Асель Амангельдиевна – к.т.н., доцент

Консультанты:

по экономической части:

Жакупов А.А. – профессор к.э.н., кафедры Менеджмента и предпринимательства

 « 17 » 09 2019г.
(подпись)

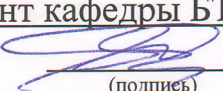
по безопасности жизнедеятельности:

Санатова Т.С. – к.т.н., доцент кафедры БТИЭ

 « 06 » 05 2019г.
(подпись)

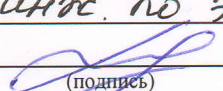
Нормоконтролер:

Мананбаева С.Е. – доцент кафедры БТИЭ

 « 17 » 06 2019г.
(подпись)

Рецензент:

Галиев Р.А. – Зам. пр. инж. по экологии АО «АлЭС»

 « 10 » 06 2019г.
(подпись)

Алматы, 2019 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
«АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ»

Институт: Теплоэнергетики и теплотехники

Кафедра: Безопасность труда и инженерная экология

Специальность 5В073100 – Безопасность жизнедеятельности и защита окружающей среды

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студенту: Жанахметова Салтанат Амирбеккызы
(Ф.И.О.)

Тема проекта: Минимизация воздействия на окружающую среду при расширении ТЭЦ-2

Утверждена приказом по университету № 152 от «27» 12 2019 г.

Срок сдачи законченного проекта «20» мая 2019 г.

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

1. Климатическая характеристика г. Алматы.
2. Характеристика хозяйственной деятельности предприятия.
3. Проект ПДВ ТЭЦ-2.
4. Годовой отчет станции за 2018 год.
5. Характеристика комплектации Дженерал Электирик – 2ГТУ*2КУ*2ПТ.

Перечень вопросов, подлежащих разработке в дипломном проекте, или краткое содержание дипломного проекта:

1. Состояние загрязнения атмосферного воздуха города Алматы.
2. Краткая характеристика АТЭЦ-2.
3. Оценка влияния станции на окружающую среду.
4. Варианты по модернизации Алматинской ТЭЦ-2 по сокращению выбросов вредных веществ.
5. Расчет выбросов ЗВ до и после расширения станции и сравнительный анализ.
6. Расчет экологических платежей и оценка экономической эффективности от реализации мероприятия при инвестициях в ПГУ.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Поперечный разрез главного корпуса ТЭЦ-2.
2. Принципиальная тепловая схема ТЭЦ-2.
3. Тепловая схема ПГУ.
4. Принципиальная тепловая схема ТЭЦ-2 после расширения, путем внедрения ГТУ.

Основная рекомендуемая литература:

1. Экологический кодекс Республики Казахстан
2. «Методика определения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для тепловых электростанций и котельных», приложение № 3 к приказу Министра окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12 июня 2014 года № 221-Ө.
3. РНД 211.2.01.01-97 «Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий» (ОНД-86).
4. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций / С.В. Цанев, В.Д. Буров, А.Н. Ремезов.-М.: МЭИ, 2009.- 580с.
5. И.А.Смирнов, Л.С. Хрилев. Определение эффективности ввода газотурбинных агрегатов на площадках действующих котельных // Теплоэнергетика. 2000. № 12.

Консультации по проекту с указанием относящихся к ним разделов проекта

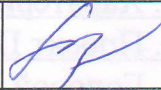
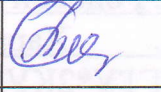
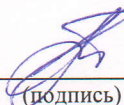
Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
Экономическая часть	Жакупов А.А.	17.05.19	
Безопасность жизнедеятельности	Санатова Т.С.	06.05.19	

График
подготовки дипломного проекта

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю	Примечание
1. Мониторинг состояния атмосферного воздуха г. Алматы	01.03.2019 г.	
2. Характеристика технологии производства и технологического оборудования Алматинской ТЭЦ-2	15.03.2019 г.	
3. Влияние Алматинской ТЭЦ-2 на загрязнение окружающей среды	29.03.2019 г.	
4. Расчет выбросов загрязняющих веществ от основных источников загрязнения	05.04.2019 г.	
5. Расширение ТЭЦ-2 со строительством ПГУ	19.04.2019 г.	
6. Анализ уменьшения выбросов загрязняющих веществ до и после расширения станции	25.04.2019 г.	
7. Безопасность жизнедеятельности	06.05.2019 г.	
8. Экономическая часть	17.05.2019 г.	

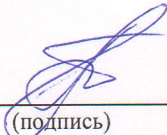
Дата выдачи задания «10» июня 2019 г.

Заведующий кафедрой


(подпись)

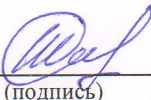
Абикенова А.А.
(Ф.И.О.)

Научный руководитель проекта


(подпись)

Абикенова А.А.
(Ф.И.О.)

Задание принял к исполнению студент


(подпись)

Жанахметова С.А.
(Ф.И.О.)

Андатпа

Осы дипломдық жобада Алматы 2-ЖЭО газ құбырлы қондырғыларды орнату арқылы кеңейткеннен кейінгі қоршаған ортаға әсерін талдау ұсынылған. Жобаны жазудың алғышарттары қоршаған ортаның ластануының бақыланбаған өсуімен байланысты қазіргі заманғы проблемалар болды.

Жобаның негізгі бөлімінде Алматы ЖЭО-2 энергетикалық қондырғылары атмосфераға шығаратын зиянды заттардың шығарындыларын есептеу жүргізілді. Станцияны кеңейтуге дейінгі және кейінгі кездегі зиянды заттар шығарындыларына талдаулар жасалды. және азайту әдістері қарастырылды.

Экономикалық бөлімде Алматы 2-ЖЭО кеңейту құны бағаланды және оның өтелу мерзімі анықталды.

«Өмір тіршілігінің қауіпсіздігі» бөлімінде станцияның турбина цехын желдету есебі жүргізілді.

Аннотация

В данном дипломном проекте представлен анализ воздействия Алматинской ТЭЦ-2 на окружающую среду после ее расширения с установкой парогазовых установок. Предпосылками для написания проекта стали рост загрязнения окружающей среды г. Алматы вследствие увеличения населения и границ города.

В основной части проведен расчет выбросов вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу энергетическим оборудованием Алматинской ТЭЦ-2. Был произведен анализ выбросов вредных веществ до и после расширения станции.

В экономической части дана оценка стоимости расширения Алматинской ТЭЦ-2 и срока его окупаемости.

В разделе «Безопасность жизнедеятельности» проведен расчет вентиляции турбинного цеха станций.

Abstract

In this diploma project presents an analysis of the impact of the Almaty CHP-2 on the environment after its expansion with the installation of combined-cycle plants. Prerequisites for writing the project were modern problems associated with uncontrolled growth of environmental pollution.

In the main part, the calculation of emissions of harmful substances released into the atmosphere by energy boiler units of Almaty CHP-2 was carried out. An analysis was made of emissions of harmful substances before and after the expansion of the station.

In the economic part, an estimate of the cost of expansion of the Almaty CHP-2 and its payback period is given.

In the "Life Safety" section, the calculation of the ventilation of the turbine workshop of the stations was carried out.

Содержание

Введение.....	8
1 Состояние загрязнения атмосферного воздуха города Алматы	10
2 Характеристика технологии производства и технологического оборудования Алматинской ТЭЦ-2.....	14
2.1 Краткая характеристика предприятия	14
2.2 Технологический процесс	18
2.3 Характеристика топлива.....	19
3 Влияние Алматинской ТЭЦ-2 на загрязнение окружающей среды	20
3.1 Воздушная среда	20
3.2 Водная среда.....	23
3.3 Физическое воздействие на окружающую среду	25
3.4 Отходы производства	26
4 Проведение расчетов выбросов.....	28
4.1 Расчет выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от основных источников ТЭЦ-2 на существующее положение	28
4.2 Характеристика санитарно-защитной зоны предприятия	32
5 Варианты реконструкции Алматинской ТЭЦ-2	33
5.1 Расширение ТЭЦ-2 со строительством парогазотурбинных установок	39
5.2 Расчет выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на период эксплуатации от основного оборудования ТЭЦ-2 после расширения	42
5.3 Расчет максимально-разового выброса загрязняющих веществ от ГТУ-КУВ 45	
5.4 Расчёт минимальной высоты дымовой трубы для ГТУ-КУВ	46
5.5 Анализ уменьшения (увеличения) выбросов ЗВ до и после реализации проектных решений	48
6 Безопасность жизнедеятельности	52
6.1 Анализ условий труда.....	52
6.2 Расчет вентиляции турбинного цеха.....	54
6.3 Расчет установок водяного и пенного пожаротушения.....	57
6.4 Вывод по разделу безопасность жизнедеятельности	60
7 Экономическая часть. Оценка экономической эффективности от реализации мероприятия при инвестициях в ПГУ	60
7.1 Составляющие затраты на производство электрической и тепловой энергии.....	60

7.2 Определение капитальных затрат.....	63
7.3 Расчет экологических платежей	64
7.4 Расчет себестоимости отпуска энергии	66
7.5 Расчет экономического эффекта за счет снижения экологических платежей	67
7.6 Вывод по экономическому разделу.....	68
Заключения	69
Список литературы	70

Приложение А Поперечный разрез главного корпуса ТЭЦ-2

Приложение Б Принципиальная тепловая схема ТЭЦ-2

Приложение В Фоновые концентрации вредных веществ

Приложение Г Методика расчета выбросов загрязняющих веществ

Приложение Д Расчет вредных выбросов веществ в атмосферу

Приложение Е Принципиальная тепловая схема ТЭЦ-2 после расширения

Введение

Атмосфера является наиболее уязвимой составляющей окружающей среды. Атмосфере человеческой деятельностью причиняется огромный и невосполнимый ущерб.

Как известно, энергетика является определяющей и для экономики, и для экологии. От нее в решающей мере зависит экономический потенциал государств и благосостояние людей.

Энергетическое производство, потребляя в значительных объемах органическое топливо, является одним из основных загрязнителей окружающей жизненной среды.

Основные компоненты, выбрасываемые в атмосферу при сжигании различных видов топлива нетоксичные углекислый газ и водяной пар. Кроме этого в воздушную среду выбрасываются такие вредные вещества, как оксиды серы, азота, углерода, в частности угарный газ, соединения тяжёлых металлов, таких как свинец, сажа, углеводороды, несгоревшие частицы твёрдого топлива, канцерогенный бенз(а)пирен.

Зачастую экологическую нагрузку энергетических объектов на окружающую среду удастся снизить переводом станций на сжигание более экологически чистого топлива или совместного сжигания топлива.

Проведем анализ расширения электростанции парогазовыми установками на примере Алматинской ТЭЦ-2. Алматинская ТЭЦ-2 расположена в 15 километрах западнее города Алматы, в районе поселка Алгабас Карасайского района.

Настоящий дипломный проект посвящен разработке мероприятий по снижению негативного воздействия на экологию города Алматы и Алматинского региона от энергоисточника АО «АлЭС» ТЭЦ-2.

Объектом исследования дипломного проекта является Алматинская ТЭЦ-2, основной деятельностью которой является выработка электрической и тепловой энергии для нужд города Алматы.

Предметом исследования является воздействия на атмосферный воздух тепловой станции в результате деятельности предприятия до и после расширения электростанции парогазовыми установками.

Целью исследования является проведение оценки уровня загрязнения атмосферы выбросами Алматинской ТЭЦ-2.

Актуальность проблемы.

Алматинская ТЭЦ-2 входит в самую крупную зону централизованного теплоснабжения г. Алматы и обеспечивает теплом потребителей Западного, Выставочного и Центрального тепловых районов города. ТЭЦ-2 обеспечивает более 45 % суммарной тепловой нагрузки в зоне теплофикации АО «АлЭС» и выдает электроэнергию в объединенную энергосистему.

ТЭЦ-2 построена в две очереди с 1980 по 1989гг.

С I очередью введены в эксплуатацию:

- Паровые котлы: ЗхБКЗ-420-140-7С ст. №1,2,3;

– Паровые турбины: 3хПТ-80/100-130/13 ст. №1,2,3.

Со II очереди введены в эксплуатацию:

– Паровые котлы: 4хБКЗ-420-140-7С ст. №4-7.

– Паровые турбины: 1хР-50-130/13 ст. №4; 2хТ-110/120-130-5 ст. №5, 6.

В 2016 г. построен и введен в эксплуатацию паровой котел ПК-100 (Е-420-13.8-560 КТ) ст. № 8.

Установленная мощность ТЭЦ-2 составляет:

– Электрическая 510 МВт;

– Тепловая 1411 Гкал/ч.

Располагаемая мощность ТЭЦ-2 составляет:

– Электрическая 454 МВт;

– Тепловая 1153 Гкал/ч.

В настоящее время основными проблемами ТЭЦ-2 являются:

- сжигание непроектного топлива;

- физический износ основного и вспомогательного оборудования;

- загрязнение атмосферного воздуха, размещение золошлаковых отходов.

В связи с указанными выше обстоятельствами возникает острая необходимость в реконструкции ТЭЦ-2 с применением современного высокоэффективного энергетического оборудования с сжиганием полностью природного газа, установкой современных газоочистных установок, использованием бессточных технологий производства.

Ожидаемый эффект от реализации данного проекта:

- уменьшение выбросов твердых частиц (золы);

- уменьшение образования золошлаковых отходов, возвращение городу золоотвалов после их рекультивации;

- сокращение загрязнения атмосферы оксидами азота и серы;

- замещение выработавшего ресурс основного оборудования.

1 Состояние загрязнения атмосферного воздуха города Алматы

Алматы относится к городам Казахстана с высоким уровнем загрязнения воздуха в течение многих лет. Высокий уровень загрязнения обусловлен как природными и климатическими особенностями местности, так и антропогенным воздействием на окружающую среду. Географическое расположение г. Алматы в предгорьях хребтов Заилийского Алатау и сложные климатические условия района создают предпосылки для накопления в атмосфере города загрязняющих веществ и создания высокого фонового загрязнения, формирующегося, в основном, выбросами от автотранспорта. В таблице 1.1 приведены основные показатели по охране окружающей среды и использованию земельных ресурсов. [4]

Таблица 1.1 - Основные показатели по охране окружающей среды и использованию земельных ресурсов

Наименование/годы	Ед. изм.	2015	2016	2017
Объем разрешенных (нормативных) выбросов вредных веществ от стационарных источников	тыс. тонн	54,307	62,186	66,011
Динамика изменения установленных (нормативных) выбросов вредных веществ от стационарных источников относительно 2009 года (67,2 тыс. тонн)	%	0,8	0,9	0,98
Фактические выбросы в атмосферу загрязняющих веществ, отходящих от стационарных источников (2009 год 67,2 тыс. тонн)	тыс. тонн	39,130 (в т.ч. ТЭЦ-2-30,188)	38,779 (в т.ч. ТЭЦ-2-31,567)	41,149 (в т.ч. ТЭЦ-2-33,584)
Сброс сточных вод в водные объекты	тонн	Не производится	Не производится	Не производится
Соотношение затрат, направленных на экологические мероприятия и доходов в местный бюджет, полученных за эмиссии в окружающую среду	%	41,0	44,8	42,5

В таблице 1.2 приведены объемы выбросов и золошлаковых отходов ТЭЦ-2 АО «АлЭС».

Таблица 1.2 - Объем выбросов и золошлаковых отходов ТЭЦ-2 АО «АлЭС» за 2016-2018 г.г.

Наименование/годы	2016	2017	2018
Фактические выбросы, тыс. тонн	31,567	33,584	34,589
ЗШО, тыс. тонн	936,200	958,242	981,494

1.3.1 Динамика загрязнения атмосферы

Динамика загрязнения атмосферы по стационарным источникам выбросов за период с 2015 по 2017 годы приведены в таблицах 1.3 и 1.4.

Таблица 1.3 - Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу, их очистка и утилизация, тыс. тонн

Выбросы	2015	2016	2017
Количество загрязняющих веществ, отходящих от всех стационарных источников загрязнения	920,2	906,2	962,2
Поступает на очистные сооружения	902,6	890,5	945,4
Выбрасывается без очистки	17,6	15,7	16,8
Уловлено и обезврежено	881,0	867,4	921,1
Всего выброшено в атмосферу загрязняющих веществ	39,1	38,8	41,1

В 2017 году в городе Алматы 15120 источников допустили выбросы загрязняющих вредных веществ в атмосферный воздух, объем этих веществ составил 41,1 тысяч тонн. Из общего числа вредных веществ, отошедших от стационарных источников, 16,8 тыс. тонн было выброшено без очистки, а 945,4 тыс. тонн поступили на очистные сооружения. Уловлено и обезврежено 921,1 тыс. тонн или 95,7 %.

Затраты предприятий и организаций всех форм собственности на охрану окружающей среды в 2015 г. составили 4,7 млрд. тенге; в 2016 году 5,9 млрд. тенге; в 2017 году 4,4 млрд. тенге.

Из общего объема выброшенных в 2017 году в атмосферный воздух загрязняющих веществ от стационарных источников (41,1 тыс. тонн) твердые вещества составили 14,8%, газообразные и жидкие вещества - 85,2%.

Таким образом, наблюдается незначительное увеличение общего объема выбросов от стационарных источников - на 2 тыс. тонн с 2015 года.

Таблица 1.4 - Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу по районам города Алматы, тонн

Наименование/годы	2015	2016	2017
Всего по городу	39 130 (100%)	38 779 (100%)	41 149 (100%)
Алатауский	30 763 (78,6%)	32070 (82,6%)	34168 (83%)
Алмалинский	526 (1,3%)	398 (1,0 %)	310 (0,8 %)
Ауэзовский	1 195 (3,1%)	907 (2,3%)	1122 (2,7%)
Бостандыкский	761 (1,9%)	721 (1,8%)	842 (2,1%)
Жетысуский	2 621 (6,7%)	2134 (5,5%)	1956 (4,8%)
Наименование/годы	2015	2016	2017
Медеуский	769 (2,0%)	566 (1,4%)	582 (1,4%)
Наурызбайский	237 (0,6%)	140 (0,3%)	147 (0,3%)
Түрксибский	2 258 (5,8%)	1839 (4,7%)	2022 (4,9%)

Увеличение объема загрязнения от транспорта связано с ежегодным ростом его количества, и постепенным старением автопарка города (доля машин более 7 лет в эксплуатации составляет порядка 75%, или 400 тыс. единиц).

1.3.2 Мониторинг уровня и источников загрязнения атмосферы

Мониторинг загрязнения атмосферы производится ДГП «Центр гидрометеорологического мониторинга г. Алматы РГП «Казгидромет – Алматы» на 16 пунктах в черте города. Измеряются концентрации взвешенных веществ, диоксида серы, оксида углерода, диоксида азота, фенола и формальдегида. Степень загрязнения атмосферного воздуха примесью оценивается при сравнении концентраций примесей (в мг/м³, мкг/м³) с ПДК.

Природные и климатические особенности месторасположения города Алматы, способствуют образованию мощной приземной инверсии температуры, сохраняющейся, особенно в зимний период, длительное время. Город расположен во впадине, где часто наблюдается безветрие, туманы и приземные инверсии, которые затрудняют рассеивание примесей. Это приводит к накоплению в приземном слое продуктов загрязнения атмосферного воздуха выхлопными газами автомобилей, выбросами котельных, ТЭЦ, промышленных объектов, частного сектора и т.д.

Повторяемость слабых (до 1 м/с) ветров оценивается летом здесь в 71%, зимой – в 79%. Среднегодовое значение скорости ветра в городе не превышает 1,7 м/с. Оптимальная аэрация горным стоком наблюдается только в верхней, южной части города, в узкой полосе в пределах 20 км от подножий гор.

Для оценки уровня загрязнения атмосферного воздуха за год используются три показателя качества воздуха:

1. Индекс загрязнения атмосферы (ИЗА) – суммарный индекс загрязнения атмосферы. Для его расчета используются средние значения концентраций различных загрязняющих веществ, деленные на ПДК.

2. Стандартный индекс (СИ) – наибольшая измеренная максимально разовая концентрация примеси, деленная на ПДК, из данных измерений на посту за одной примесью, или на всех постах за всеми примесями.

3. Наибольшая повторяемость (НП) в % – наибольшая повторяемость превышения ПДК из данных измерений на посту за одной примесью, или на всех постах за всеми примесями.

Степень загрязнения атмосферного воздуха характеризуется четырьмя стандартными градациями показателей СИ, НП и ИЗА.

Если ИЗА, СИ и НП попадают в разные градации, то степень загрязнения воздуха оценивается по ИЗА.

Системный Мониторинг экологического состояния воздушного бассейна г. Алматы осуществляется РГП «Казгидромет» - на 5-ти стационарных постах (ПНЗ) ручного отбора проб и 11 автоматических постах наблюдений: ПНЗ № 1- ул. Амангельды, метеостанция; ПНЗ № 12 – пр. Райымбека уг. ул. Наурызбай батыра; ПНЗ № 16 – мкр. Айнабулак-3; ПНЗ №

25 – ул. Маречка и ул. Б. Момышулы; ПНЗ № 26 – ул. Толе би, 249 (мкр.Тастак-1).

Измерения проводятся ежедневно на ПНЗ №1 – 4 раза в сутки, на ПНЗ № 12, №16, №25, №26 – 3 раза в сутки с интервалом в 6 часов. Измеряются концентрации взвешенных веществ, диоксида серы, оксида углерода, диоксида азота, фенола и формальдегида.

Уровень загрязнения атмосферного воздуха города за последние годы несколько стабилизировался, но остается высоким. Индекс загрязнения атмосферы (ИЗА5) снизился 2015-2017 гг. с 10,0 до 9,22.

По данным филиала РГП ПХВ «Казгидромет» за 2017 год атмосферный воздух в целом характеризуется высоким уровнем загрязнения. Уровень загрязнения определялся значением ИЗА -9,22 (высокий уровень) НП – равной 36,4 % (высокий уровень) и СИ – (стандартный индекс) равным 5,0 (высокий уровень) по концентрации диоксида азота.

ИЗА - комплексный индекс загрязнения атмосферы, учитывающий несколько примесей (диоксид серы, оксид углерода, диоксид азота, фенол, формальдегид), представляющий собой сумму концентраций выбранных загрязняющих веществ в долях ПДК.

В зависимости от значения ИЗА5 уровень загрязнения воздуха определяется следующим образом: низкий - меньше или равен 5, повышенный - 5-7, высокий - 7-14, очень высокий - больше или равен 14. Алматы относится к городам Казахстана с систематически многолетним высоким уровнем загрязнения атмосферного воздуха. Индекс загрязнения атмосферы (ИЗА5) в Алматы за 2018г = 7.

Для г. Алматы основными загрязнителями атмосферного воздуха выступают диоксид азота (NO₂), диоксид серы (SO₂), оксид углерода (CO) и взвешенные вещества, именно они в основном и определяют экологический риск загрязнения атмосферы и негативно влияют на здоровье человека.

1.3.3 Мероприятия по снижению загрязнения атмосферы

Снижение общего уровня загрязнения атмосферы является одной из приоритетных задач города. За последние годы были реализованы следующие проекты:

1. Произведен перевод ТЭЦ-1 и порядка 90% котельных ТОО «Алматытеплокоммунэнерго» на сезонную или круглогодичную работу на природном газе;

2. На ТЭЦ-2 введён в эксплуатацию новый котельный агрегат № 8 с эмульгатором нового поколения со степенью очистки 99,5% и модернизированными горелочными устройствами для подавления окислов азота;

3. Завершено строительство 2-ой очереди проекта по прокладке труб газопровода от АГРС к Западному тепловому комплексу;

4. Продолжается реализация программы по газификации частного сектора. Частный жилой сектор на 98% обеспечен природным газом. Стоит

вопрос о дальнейшей газификации поселков и садоводческих обществ, расположенных в пригородной зоне;

5. Завершено строительство 6 транспортных развязок и пробивка/строительство новых дорог;

6. Доля общественно-пассажирского транспорта на базе экологически чистого топлива доведена до 50%;

7. Организовано 13 экологических постов для проверки автотранспортных средств на соответствие нормам токсичности и дымности выхлопных газов;

8. Введена в эксплуатацию часть 1-й линии метрополитена;

9. Проводится регулярный мониторинг качества автотранспортного топлива, реализуемого на АЗС в черте города;

10. Продолжается работа над сохранением зеленого фонда города.

При этом имеется ряд инициатив, которые были запланированы в рамках предыдущих программ, но не были реализованы или были реализованы только частично:

1. Запуск 2-й линии метрополитена;

2. Вынос промышленных предприятий за пределы города;

3. Завершение строительства автодороги БАКАД (разрешение данного вопроса находится вне полномочий акимата г. Алматы и должно рассматриваться на уровне Правительства РК);

4. Перевод 60% коммунального транспорта на газ.

2 Характеристика технологии производства и технологического оборудования Алматинской ТЭЦ-2

2.1 Краткая характеристика предприятия

Алматинская ТЭЦ-2, обеспечивает более 45% суммарной тепловой нагрузки в зоне теплофикации АО «АлЭС» и выдает электроэнергию в объединенную энергосистему.

ТЭЦ-2 построена в две очереди с 1980 по 1989гг.

С I очередью введены в эксплуатацию:

– Паровые котлы: 3хБКЗ-420-140-7С ст. №1,2,3;

– Паровые турбины: 3хПТ-80/100-130/13 ст. №1,2,3.

Со II очередью введены в эксплуатацию:

– Паровые котлы: 4хБКЗ-420-140-7С ст. №4-7.

– Паровые турбины: 1хР-50-130/13 ст. №4; 2хТ-110/120-130-5 ст. №5,6.

В 2016 г. построен и введен в эксплуатацию паровой котел ПК-100 (Е-420-13.8-560 КТ) ст. № 8.

Проектное топливо - карагандинский уголь. Фактическое топливо - Экибастузский уголь, со следующей средневзвешанной характеристикой: $Q_{рн}=4200$ ккал/кг, $A_p=40,5\%$, $W_p=5,0\%$. Растопочное - топочный мазут.

Ограничение паропроизводительности котлов по причине сжигания непроектного угля при работе котлов №1-7 - 380 т/ч.

По данным ПК «СИБЭНЕРГОМАШ» энергетические котлы БКЗ-420-140, установленные на ТЭЦ-2, можно реконструировать для сжигания Экибастузского угля с доведением до номинальной паропроизводительности 420т/ч.

Установленная мощность ТЭЦ-2 составляет:

- Электрическая 510 МВт;
- Тепловая 1411 Гкал/ч.

Располагаемая мощность ТЭЦ-2 составляет:

- Электрическая 454 МВт;
- Тепловая 1153 Гкал/ч.

ТЭЦ-2 работает в базовом режиме совместно с Западным тепловым комплексом (ЗТК), который работает в пиковом режиме. Отпуск тепла от ТЭЦ-2 на ЗТК осуществляется в виде горячей воды по двум подающим трубопроводам Ду800мм и Ду1000мм, работающим по однотрубной безвозвратной схеме.

Режим работы ТЭЦ-2 - по тепловому графику с конденсационной довыработкой электроэнергии.

Для повышения эффективности работы АО «АлЭС» часть тепла через тепловые сети Центрального района передается по распределительным сетям в Восточный тепловой район города Алматы в зону ТЭЦ-1. Это связано с необходимостью повышения загрузки ТЭЦ-2, работающей по однотрубной схеме и с работой тепловых сетей зоны ТЭЦ-1 и ЗТК на общие тепловые сети.

В 2013г. реализованы проекты по строительству соединительной магистрали ТЭЦ-2-ТЭЦ-1, бойлерной на ТЭЦ-2 и приему тепла на ТЭЦ-1. Выгоды от реализации данных проектов: ликвидация запертой тепловой мощности ТЭЦ-2 с целью замещения тепловой мощности ТЭЦ-1.

В 2017 году реализован проект реконструкции тепловых выводов для теплоснабжения Алатауского района.

Горячее водоснабжение потребителей зоны ТЭЦ-1 в летнем режиме обеспечивается от ТЭЦ-2 через ЗТК и по соединительной магистрали ТЭЦ-2 - ТЭЦ-1.

Площадка Алматинской ТЭЦ-2 АО «АлЭС» расположена в 6 км северо-западнее от бывшей городской черты г. Алматы, с сентября 2012 года включена в черту города и расположена в Алатауском районе, связана подъездной автодорогой и железной дорогой, примыкающей к станции Бурундай. На территорию площадки имеется два автомобильных въезда, главный с южной стороны в районе проходной, запасной – с восточной стороны в районе стройдвора.

Вдоль южной границы площадки проходит магистральный газопровод в Алматы. Вдоль западной стороны площадки под откосом протекает ручей Кокозек. За ручьем на расстоянии 0,5 км от площадки ТЭЦ-2 размещается мазутное хозяйство и золоотвал №1 гидравлического складирования.

Площадка золоотвала сухого складирования №2 расположена северозападнее площадки золоотвала №1 на расстоянии 1,5 км от него.

Тепловые выводы, городской коллектор хозфекальных стоков подходят к площадке с южной стороны. Водоводы питьевой воды подходят к площадке с восточной стороны. Высоковольтные линии 110 кВ отходят от площадки в восточном направлении. Сброс ливневых стоков осуществляется через северный и южный водовыпуски в золоотвал.

Существующая площадка ТЭЦ-2 плотно застроена зданиями и сооружениями I и II очередей строительства.

В состав ТЭЦ-2 входят следующие основные функциональные системы:

- Главный корпус с энергетическими котлами и паровыми турбинами и вспомогательным оборудованием;
- Система теплофикации, включая сетевые подогреватели, насосы, систему подпитки теплосети, тепловые выводы;
- Система топливоснабжения твердым и жидким топливом, маслохозяйство;
- Система водоподготовки подпитки котлов и теплосети;
- Система выдачи электрической мощности;
- Система оборотного технического водоснабжения с вентиляторными градирнями;
- Система золошлакоудаления с золоотвалами;
- Система водоснабжения и водоотведения.

Выдача электрической мощности ТЭЦ-2 производится на ОРУ 110 кВ.

Тепловая схема ТЭЦ-2 выполнена по секционному принципу с поперечными связями по пару и воде.

Дымовые газы от котлов выбрасываются через две дымовые трубы высотой 129 м, диаметром устья 6 и 6,6 м. Котлы ст. № 1 - 4 подсоединены к дымовой трубе № 1, ст. №5-8 - к дымовой трубе № 2.

В качестве газоочистных установок используются батарейные эмульгаторы II поколения.

Уголь на станцию поступает по железной дороге, разгрузка его осуществляется двумя вагоноопрокидывателями. В зимний период вагоны с углем проходят через размораживающее устройство.

Склад угля оборудован ленточными конвейерами выдачи топлива со склада и на склад.

Мазутное хозяйство состоит из сливной ж/д эстакады длиной 100 м с приемной емкостью, склада мазута из трех надземных металлических резервуаров по 1000 м³, мазутонасосной, сблокированной с маслоаппаратной.

Источником водоснабжения ТЭЦ-2 АО «АЛЭС» является Талгарский подземный водозабор Балхаш-Алакольского бассейнового водохозяйственного управления. Водоснабжение осуществляется от насосной станции №29 городской водопроводной сети по договору с ГКП ПВХ «Алматы Су» по водоводам 2хДу700 и 2хДу1000.

Свежая вода используется для подпитки теплосети, для подпитки котлов, для хозяйственно-питьевых и технологических нужд.

Система технического водоснабжения ТЭЦ-2 - оборотная. В качестве охладителей используются вентиляторные пленочные градирни. Подача охлаждающей воды на конденсаторы происходит под действием естественного напора. Возврат нагретой воды производится с помощью циркуляционных насосов. На ТЭЦ-2 установлены 6 двухсекционных вентиляторных градирен. Общий расход охлаждаемой воды 48 000 м³/час.

Химводоочистка подпитки котлов работает по схеме 2-х ступенчатого обессоливания с производительностью 140 м³/час. Химводоочистка подпитки теплосети работает по схеме обработки комплексом ИОМС или подкисления с последующей декарбонизацией. Производительность установки 7000 м³/час.

Производственные и ливневые стоки используются для гидротранспорта в системе ГЗУ. Продувочные воды циркуляционной системы отводятся в золоотвал.

Система золошлакоудаления ТЭЦ-2 – гидравлическая оборотная совместная для котлов ст. №1-3; существует отдельная багерная насосная для удаления шлаков котлов ст. №4-6. Удаление шлаков котлов №7,8 и золы котлов №4-8 ведется совместно.

Подача пульпы на золоотвал №1 производится багерными насосными №1,2,3.

Система складирования золошлаковых отходов – комбинированная оборотная с двухсекционным гидравлическим золоотвалом №1 и золоотвалом сухого складирования №2.

Комбинированная система предусматривает гидрозолошлакоудаление в одну из двух секций золоотвала №1 и вывоз автотранспортом из другой секции обезвоженных золошлаков для сухого складирования на золоотвале №2.

Основными проблемами ТЭЦ-2 являются:

- Сжигание непроектного топлива;
- Физический износ основного и вспомогательного оборудования;
- Загрязнение атмосферного воздуха, размещение золошлаковых отходов.

В проекте строительства ТЭЦ-2 АО «АлЭС» для обеспечения сейсмостойкости главного корпуса и исключения влияния просадочных грунтов была принята и реализована заглубленная компоновка главного корпуса - пол помещения главного корпуса расположен на отметке минус 12 м относительно планировочной отметки земли см. Приложение А.

Согласно схеме комплексного сейсмического микрорайонирования города Алматы, прилагаемой к СН РК 2.03-07-2001, территория Алматинской ТЭЦ-2 расположена в границах инженерно-сейсмического участка Ш-В-2 с прогнозируемой сейсмичностью 10 баллов (9 баллов плюс один балл за счет неблагоприятных грунтовых условий).

2.2 Технологический процесс

ТЭЦ-2 работает по тепловому графику с дополнительной выработкой электроэнергии в конденсационном режиме.

Основным топливом ТЭЦ-2 является экибастузский уголь, растопочным – мазут М-100.

Принципиальная тепловая схема ТЭЦ-2 показана в Приложении Б.

В котельных агрегатах происходит сжигание топлива, в результате которого поступающая в котлоагрегат питательная вода нагревается и превращается в перегретый пар с температурой 540 °С и давлением 140 кгс/см². Перегретый пар направляется в паровые турбины. В турбинах тепловая энергия пара преобразуется в кинетическую энергию вращения ротора турбины. Ротор турбины соединен с ротором генератора, где происходит преобразование энергии вращения ротора в электрическую энергию с частотой 50 Гц и напряжением 6 кВ. Электрическая энергия, через повышающие трансформаторы открытого распределительного устройства ОРУ 6/110 кВ выдается в энергосистему.

Отработавший в турбинах ПТ-80/110-130/13 и Т-110/120-130-5 пар охлаждается в конденсаторах турбин в основном циркуляционной водой и частично питьевой водой, поставляемой из городского водовода. Отработавший в турбине Р-50/60-130/13-2 пар поступает в общестанционный коллектор 13 ата. Конденсат отработавшего в турбинах ПТ-80/110-130/13 и Т-110/120-130-5 пара подается в стационарные деаэраторы.

Нагретая во встроенных пучках конденсаторов турбин ПТ-80/110-130/13 и Т-110/120-130-5 вода направляется на химводоочистку: в установку по подготовке обессоленной воды для восполнения внутростанционных потерь пара и конденсата и в установку по подготовке подпиточной воды теплосети.

Обессоленная вода после химводоочистки подается в стационарные деаэраторы, где осуществляется удаление растворенных в воде газов. После деаэраторов вода (питательная вода) питательными насосами подается в паровые котлы.

Подпиточная вода теплосети после химводоочистки направляется в вакуумные деаэраторы, после которых подпиточными и сетевыми насосами прокачивается через сетевые подогреватели. Подпиточная вода нагревается в подогревателях за счет охлаждения пара из теплофикационных отборов турбин ПТ-80/110-130/13 и Т-110/120-130-5, пара из производственных отборов турбин ПТ-80/110-130/13 и пара противодействия турбины Р-50/60-130/13-2. После сетевых подогревателей подпиточная вода подается по двум магистральным трубопроводам в котельные Западного Теплового Комплекса.

Основные технико-экономические показатели ТЭЦ-2 за 2016-2018 годы приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 - Основные технико-экономические показатели ТЭЦ-2.

Показатель	Ед. изм.	2016	2017	2018
------------	----------	------	------	------

Выработка электроэнергии	тыс. кВтч	2 632 247	2 669 807	2 682 713
Отпуск электроэнергии	тыс. кВтч	2 243 450	2 274 520	2 280 045
Собственные электрические нужды	тыс. кВтч	388 797	395 287	402 668
Отпуск тепла	Гкал	3 220 575	3 258 847	3 449 221
Расход условного топлива	тут	1 371 729	1 395 295	1 412 917
Расход угля	тнт	2 287 857	2 339 756	2 377 989
Расход мазута	тнт	6 114	6 283	6 685
Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии	г/кВтч	422,5	424,1	423,4
Удельный расход условного топлива на отпуск тепла	кг/Гкал	131,6	132,1	129,8

2.3 Характеристика топлива

2.3.1 Экибастузский уголь

Проектным топливом является уголь Казахстанских месторождений, имеющий следующие рабочие характеристики:

- зольность - до 42,0 %;
- сернистость - 0.6 %;
- низшая теплота сгорания - 4050 ккал/кг.

В 2018 году в соответствии с заключенными договорами на станцию поступал уголь Экибастузского месторождения, имеющий следующие средние рабочие характеристики:

- зольность - до 40.0 %;
- сернистость - до 0.6 %;
- низшая теплота сгорания - до 4200 ккал/кг.

2.3.2 Мазут М-100

Поступающий на электростанции мазут получается на нефтеперегонных заводах в результате смешения различных остаточных нефтепродуктов. Характеристики мазута зависят не только от свойств сырой нефти, но и от условий работы нефтеперегонных заводов.

На Алматинской ТЭЦ-2 применяют топочный мазут марки М-100, I вида, малозольный, с температурой застывания 42°С. Производитель ТОО «ПетроКазахстан Ойл Продакте». Применяется только во время растопок, остановок и аварийных режимов на котлоагрегатах. Показатели мазут соответствуют установленным государственным нормам, приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 - Показатели мазута

Показатели мазута	Норма по ГОСТ 10585	Фактические результаты испытаний
1. Вязкость условная при 100°C, не более: условная градусы ВУ или кинематическая, сСт	6,8 50,0	6,0 -
2. Зольность, % не более, для мазута малозольного	0,05	0,031
3. Массовая доля механических примесей, %, не более	1,0	0,15
4. Массовая доля воды, %, не более	1,0	0,12
5. Содержание водорастворимых кислот и щелочей	отс.	отс.
6. Массовая доля серы, %, не более, для мазута I вида	0,5	0,32
7. Температура вспышки в открытом тигле, °С, не ниже	110	176
8. Температура застывания, для мазута из высокопарафинистых нефтей, °С, не выше	42	32
9. Теплота сгорания (низшая) в перерасчете на сухое топливо, кДж/кг	40530	41839
10. Плотность при 20°C	-	935

3 Влияние Алматинской ТЭЦ-2 на загрязнение окружающей среды

Тепловые электростанции оказывают существенное воздействие на состояние воздушного бассейна в районе их расположения. На рисунке 3.1 показаны основные факторы воздействия ТЭС на окружающую среду. Кроме выбросов вредных веществ из дымовых труб, в результате деятельности станции образуется значительный объем золошлаковых отходов. ТЭС также оказывают вредное физическое воздействие на окружающую среду, производя акустическое, вредное тепловое воздействие на окружающую среду. Тепловые станции так же влияют на ландшафт местности. Вредное воздействие оказывается на водоемы, в которые сбрасывается большое количество тепла, повышающее температуру воды в них, что влияет на изменение флоры и фауны, значительное количество тепла попадает в атмосферу с уходящими газами.

Основными видами воздействия ТЭЦ-2 на окружающую среду являются:

- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу, образующиеся в технологическом процессе производства (сжигание топлива, его доставка, разгрузка и хранение, подготовка и транспорт и пр.);
- использование водных ресурсов в процессе эксплуатации;
- физическое воздействие на окружающую среду (шум, вибрация, электромагнитное излучение и пр.);
- складирование золошлаковых отходов на золоотвале.

3.1 Воздушная среда

Современное состояние воздушного бассейна территории определяется взаимодействием природно-климатического потенциала и техногенных

факторов. Основными факторами, определяющими длительность сохранения загрязнений в местах размещения их источников, является ветровой режим, наличие температурных инверсий, количество и характер выпадения осадков.

Фоновое загрязнение атмосферы г. Алматы регистрируется системой государственного контроля. В настоящее время контроль осуществляется на стационарных постах наблюдения. Наблюдения проводятся по пяти загрязняющим веществам. Стационарные посты наблюдения Казгидромета непосредственно в районе размещения ТЭЦ-2 отсутствуют.

В соответствии с требованиями гл.14 Экологического кодекса РК станция привлекает организацию, имеющую лицензию, которая четыре раз в год проводит производственный экологический контроль атмосферного воздуха на границе СЗЗ предприятия и на границе СЗЗ золоотвала.

Для достаточно корректной оценки воздействия ТЭЦ-2 на состояние окружающей среды и с целью принятия своевременных мер по предотвращению, сокращению и ликвидации загрязняющего воздействия на окружающую среду одновременно с проведением мониторинга атмосферного воздуха проводится мониторинг промышленных выбросов от котлов.

3.1.1 Источники выбросов загрязняющих веществ

ТЭЦ-2 имеет согласованный проект нормативов ПДВ (Заключение ГЭЭ №KZ28VCY00020435 от 11.06.15 г.), в соответствии с которым общее количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух составляет 76.

Источники выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух ТЭЦ-2 подразделяются на два вида - стационарные и передвижные. Стационарные источники выбросов делятся на организованные, 55 источников, и неорганизованные, 15 источников. Передвижные – 6 источников.

В атмосферу выбрасываются следующие вещества: пыль неорганическая, оксиды азота, сера диоксид, углерод оксид, взвешенные вещества и другие вещества.

Основными организованными источниками являются дымовые трубы для отвода дымовых газов от котлов БКЗ-420-140-7С и один Е-420-140-7С, работающих на Экибастузском угле, в качестве растопочного топлива используется мазут. Дымовые газы выбрасываются в атмосферу через две дымовые трубы высотой 129 м диаметром 6,0 м и 6,6 м. Очистка дымовых газов на всех котлах осуществляется в золоуловителях эмульгаторного типа, со степенью очистки 99,5%. А также проведена реконструкция на всех котлоагрегатах для низкоэмиссионного выхода NOx.

Батарейные эмульгаторы предназначены для улавливания золы мокрым способом из дымовых газов котлов, сжигающих твёрдое топливо. Мокрые золоуловители - это превалирующий тип золоулавливающей установки на ТЭЦ в Казахстане. Одно из его преимуществ - улавливание, кроме золы, небольшого количества диоксида серы. В зависимости от щёлочности воды на орошение, степень улавливания серы колеблется в пределах 2М2%.

При сжигании топлива из дымовых труб ТЭЦ-2 в атмосферу выделяются следующие основные загрязняющие вещества: пыль неорганическая с содержанием SiO₂ 20-70%, углерода оксид, оксид и диоксид азота, зола мазутная (в пересчете на ванадий), серы диоксид и бенз(а)пирен.

Установленные на ТЭЦ-2 котлы - самые мощные котлоагрегаты, установленные на ТЭЦ Республики. В Казахстане насчитывается порядка 10-ти ТЭЦ с котлами аналогичной мощности: ТЭЦ-2 в Астане, Карагандинские ТЭЦ-2 и ТЭЦ-3, Павлодарские ТЭЦ-1 и ТЭЦ-3, Шымкентская ТЭЦ-3, МАЭК ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2. ТЭЦ в г.г. Астане, Караганде, Павлодаре, так же, как и ТЭЦ-2 в г. Алматы, сжигают Экибастузский уголь.

В таблице 3.1 представлена сравнительная оценка достигнутых удельных выбросов загрязняющих веществ на АлЭС ТЭЦ-2 с другими аналогичными электростанциями Республики, сжигающих Экибастузский уголь и работающими с идентичной очисткой дымовых газов.

Из таблицы видно, что достигнутые на ТЭЦ-2 показатели удельных выбросов не уступают показателям аналогичных ТЭЦ в Казахстане, а по некоторым из них, в частности по золе и диоксиду серы, превосходят их.

Таблица 3.1 - Сравнение удельных выбросов Алматинской ТЭЦ-2 с ТЭЦ РК

ЗВ	Удельные выбросы, кг/тут (среднегодовые)			
	ТЭЦ-2 в г. Алматы	ТЭЦ-2 в г. Астане	ТЭЦ-3 в г. Караганде	ТЭЦ-3 в г. Павлодаре
1	2	3	4	5
Зола	5,35	32,02	20,15	17,45
Диоксид серы	12,60	18,00	20,62	16,57
Диоксид азота	5,33	9,10	5,63	5,33
Эффективность золоулавливания, %	99,2-99,4	96,1-96,7	97,1-97,6	97,1-97,7

Вспомогательные производства служат для обеспечения работоспособности станции, подачи тепла потребителям, проведения ремонтных работ.

В топливно-транспортном цехе 11 источников организованные. Места пересыпок при транспорте и приготовлении твердого топлива оснащены системами пылеподавления с эффективностью 85%. Для предотвращения пыления штабель угля на открытом складе содержится в укатанном состоянии. Кроме того, на складе выполнена система гидрообеспыливания; при этом влажность поверхностного слоя хранимого угля достигает 15%.

Неорганизованными источниками выделения и выбросов являются места приема твердого топлива, открытый склад угля, пыление при выемочно-разгрузочных работах на складе.

При приеме, хранении и выдаче жидкого топлива происходит выделение в атмосферу паров углеводородов. Резервуары для хранения оснащены газоуравнительными системами, клапанами СДК, люками.

При хранении и выдаче химреагентов в атмосферу выделяются кислота серная, аммиак, гидразингидрат, хлористый водород, едкий натр.

В ремонтно-механических цехах и на ремонтных участках выполняются электро и газосварочные работы, заточка инструментов, резка и обработка металла. При выполнении этих работ в атмосферу выделяются продукты сгорания электродов и металла, пыль.

Во время проведения ремонтных работ легковых и грузовых автомобилей, автобусов, спецтехники выбрасываются кислота серная при зарядке аккумуляторов, продукты сгорания топлива при работе двигателей автотранспорта, и электродов при сварочных работах.

Помещения вспомогательных и ремонтных цехов, в которых установлено оборудование и агрегаты, выделяющие загрязняющие вещества, частично снабжены системами механической и естественной вентиляции, часть выбросов загрязняют атмосферу неорганизованно.

Действующие золоотвалы при соблюдении ПТЭ и технологии транспорта и складирования золошлаков источником загрязнения не является. Выбросы золы происходят только при ее выгрузке из золоотвала №1 (гидравлического складирования) на золоотвал №2 (сухого складирования).

Валовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу от источников выбросов ТЭЦ-2 в 2018 году по отчету 2-ТП (воздух) составили 34,665 тыс. тонн и не превысили разрешенных 42,981 тыс. т/год.

3.2 Водная среда

Поверхностные и подземные воды являются одним из важнейших компонентов окружающей среды и их состояние, зачастую, оказывает решающее влияние на экологическую ситуацию. Антропогенное воздействие на гидросферу неизбежно влечет за собой изменения других элементов природной среды, и прогноз таких изменений крайне необходим при оценке воздействия на окружающую среду, особенно в регионах с легко уязвимой естественной средой. Проблема охраны окружающей среды становится все более актуальной, и возрастание ее значения является результатом увеличивающегося отрицательного влияния деятельности человека на окружающую среду.

3.2.1 Источники водоснабжения

Источником водоснабжения ТЭЦ-2 является Талгарский подземный водозабор, который расположен в предгорьях Заилийского Алатау в бассейне реки Талгар в 25 км от города Алматы. Водозабор состоит из системы скважин и служит для обеспечения питьевой водой города Алматы, включая ТЭЦ-2.

Артезианская вода из Талгарского водозабора используется на:
- нужды горячего водоснабжения города (подпитка теплосети);

- подпитку котлов;
- восполнение безвозвратных потерь в оборотной системе технического водоснабжения;
- восполнение безвозвратных потерь в цикле станции;
- водоснабжения подсобно-вспомогательных зданий.

Достоинством существующей системы водоснабжения ТЭЦ-2 является наличие действующих систем оборотного водоснабжения, сокращающих общее водопотребление свежей воды:

- система технического водоснабжения для охлаждения основного оборудования главного корпуса;
- система оборотного гидрозолоудаления.

В качестве охладителей оборотной системы технического водоснабжения действуют шесть двухсекционных вентиляторных градирен общей площадью орошения 3888 м².

В цикле станции осуществляется повторное использование воды для подпитки оборотной системы гидрозолоудаления: повторно используется вода после охлаждения механизмов оборудования, технологические стоки станции и дождевые стоки.

3.2.2 Источники загрязнения подземных и поверхностных вод

ТЭЦ-2 не сбрасывает воды, используемые в технологическом цикле и образованные в результате производственной деятельности, на дневную поверхность земли и в открытые водоемы, так как на территории предприятия функционируют две системы отведения сточных вод:

- хозяйственная система канализации;
- производственно-ливневая.

Наиболее реальным источником загрязнения подземных и поверхностных вод на территории комплекса ТЭЦ-2 является зона действия комбинированной системы золошлакоудаления.

Проникновение в грунтовые воды загрязняющих веществ из двухсекционного оперативного гидрозолоотвала многоразового использования № 1 может происходить в результате инфильтрации атмосферных осадков через толщу уложенных шламов и фильтрацией вод отстойного пруда, которые, претерпевая некоторые изменения химического состава, попадают в естественные грунты основания сооружения. Предотвращение инфильтрации воды из толщи золошлаков достигается строгим дозированием воды, поступающей в двухсекционный оперативный гидрозолоотвал многоразового использования №1, а также укладкой противофильтрационного экрана.

Промплощадка ТЭЦ-2, где расположены основные производственные цеха, ряд вспомогательных систем и подразделений, обеспечивающих работу станции, мазутное хозяйство, очистные сооружения и т.д., тоже является потенциальным источником загрязнения подземных и поверхностных вод на данном участке. Сооружения комплекса, на которых используются нефтепродукты (мазутохранилище, сливноливные эстакады и т.д.) являются

менее опасными, т.к. на них предусмотрен ряд природоохранных мероприятий.

3.3 Физическое воздействие на окружающую среду

Производственный департамент АО АлЭС» ТЭЦ-2 оказывает следующие вредные физические воздействия на окружающую среду - воздействие шума, вибрации, неионизирующего излучения, температурного и других физических факторов, изменяющих микроклиматические, энергетические, волновые и другие физические свойства окружающей среды. Источником вредных физических воздействий является объект, при работе которого происходит передача в атмосферный воздух вредных физических факторов (технологическая установка, устройство, аппарат, агрегат и т.д.).

3.3.1 Шум и вибрация

Основными источниками шума и вибрации в помещениях зданий и на площадке электростанции является котельные и турбинные агрегаты, воздушные компрессоры, тягодутьевое и топливоприготовительное оборудование, насосы, автомобильный и железнодорожный транспорт, трубопроводы, предохранительные устройства, арматура, редукционно-охладительные установки и пр. Характер шума - широкополосный, постоянный и колеблющийся. Уровни шумов на рабочих местах не должны превышать допустимых значений, а именно:

- постоянные рабочие места в производственных помещениях на расстоянии 1 м от работающего оборудования - <80 дБ (А);

- помещения управления (в зависимости от выполняемой работы) - < 60-65 дБ (А).

Для снижения уровня шума, создаваемого при срабатывании предохранительных клапанов котельных агрегатов, а также при сбросах пара в атмосферу при растопках и остановах, применяются специальные шумоглушители.

При периодических осмотрах работающего оборудования и его мелком ремонте персонал должен применяться индивидуальные средства защиты органов слуха. Это относится, также, к другим шумящим установкам и агрегатам станции.

3.3.2 Электромагнитное воздействие

Защита населения от воздействия электрического поля ВЛ напряжением 220 кВ и ниже, удовлетворяющих требованиям Правил устройства электроустановок и Правил охраны высоковольтных электрических сетей, не требуется.

Воздействию электрического поля ОРУ подтвержден только обслуживающий персонал станции. ОРУ выполнены с учетом действующих норм и Правил по охране труда при работах на подстанциях и воздушных линиях электропередачи. На станции соблюдается необходимый комплекс средств защиты и защитных мероприятий, обеспечивающих безопасные условия труда на ОРУ и технические требования к средствам.

Для предотвращения ошибочных операций при производстве оперативных переключений в распредустройствах действует электромеханическая блокировка разъединителей с выключателями.

Для защиты людей и оборудования от поражения молнией имеется система молниезащиты, включающая в себя разрядники, молниеприемные сетки на перекрытиях зданий.

При соблюдении всех требований в процессе эксплуатации электростанции и ВЛ влияние электромагнитного поля на персонал на территории ОРУ исключается.

3.3.3 Тепловое загрязнение

Источниками теплового воздействия электростанции на окружающую среду является прежде всего, выбросы газовой смеси из дымовых труб с температурой порядка 100 °С.

Количество тепла, поступающего в атмосферу с дымовыми газами из труб составляет порядка 130 МВт.

Оценка возможного теплового воздействия выбросов из дымовых труб на атмосферный воздух, проведенная на основании моделирования процесса распространения факела в воздушном бассейне, показала, что ни при каких условиях нагретые дымовые газы не попадают в приземный слой атмосферы.

На основании этого можно предполагать, что выброс высокотемпературной газовой смеси из дымовых труб не окажет теплового воздействия на приёмный слой атмосферы.

3.4 Отходы производства

Основным видом отходов во время эксплуатации ТЭЦ-2 являются золошлаковые отходы (ЗШО), образующиеся в результате сжигания угля в энергетических котлах станций. Шлак образуется в котлах в результате неполного сгорания топлива, летучая зола - улавливается системами золоочистки. Количество золошлаковых отходов определяется количеством и качеством сжигаемого угля, а так же эффективностью золоочистки.

Складирование золошлаковых отходов производится на комбинированной системе золошлакоудаления. На станции постоянно ведется качественный и количественный контроль за складироваемыми золошлаковыми отходами.

Кроме того, на ТЭЦ-2 в процессе работы образуются отходы в виде производственного и бытового мусора.

К отходам производства (промышленным) относятся:

- зола и шлаки;
- металлические отходы (стружка, куски, частицы черных и цветных металлов, огарки сварочных электродов);
- отработанные масляные и воздушные фильтры;
- использованные автошины и другие резинотехнические изделия;
- промасленная ветошь;

- замазученный шлам;
- отработанные ртутьсодержащие лампы;
- отработанные аккумуляторные батареи;
- отработанные моторные и турбинные масла;
- отходы строительства и разрушения;
- Непригодные к эксплуатации электронное оборудование.

К отходам потребления (бытовым, коммунальным) относятся: бытовые отходы, образующиеся в результате амортизации предметов и жизнедеятельности эксплуатационного персонала в т.ч. пищевые.

Все вышеперечисленные производственные отходы и бытовые отходы непосредственно на ТЭЦ не используются, не перерабатываются, а лишь временно складываются и вывозятся с территории ТЭЦ по мере накопления.

3.4.1 Существующая система золошлакоудаления ТЭЦ-2

В настоящее время на ТЭЦ-2 действует комбинированная система золошлакоудаления с оперативным двухсекционным гидрозолоотвалом №1 и золоотвалом №2 сухого складирования золошлаков. Так же в состав сооружений существующей комбинированной системы внешнего золоудаления ТЭЦ-2 входят:

- золошлакопроводы;
- трубопроводы возврата осветленной воды;
- насосная станция осветленной воды;
- насосные станции дренажных вод №1, №2, №3;
- автодороги.

Система комбинированного складирования ТЭЦ-2 с эксплуатацией золоотвала №2 сухого складирования заключается в следующем: золошлаковая пульпа с площадки ТЭЦ-2 по существующей схеме подается на оперативный гидрозолоотвал (золоотвал №1), работающий по оборотной схеме с возвратом осветленной воды. Для периодического перемещения золы на золоотвал №2 сухого складирования одна из поочередно работающих секций золоотвала №1 (№1 или №2) опорожняется от золы во время эксплуатации другой секции.

Шлак из-под холодных воронок котлов и зола после золоуловителей по каналам гидрозолоудаления (ГЗУ) транспортируются в багерные насосные, откуда подаются на золоотвал.

Удаление шлака и золы и их транспортирование осуществляется осветленной водой, т.е. обратной водой из золоотвала.

Золошлакоудаление от котлов осуществляется багерными насосными, расположенными на площадке ТЭЦ в здании главного корпуса.

Суммарная емкость золоотвалов комбинированного складирования составляет 22,42 млн.м³ и рассчитана на срок эксплуатации 23 года.

В настоящее время реализованы с 1 по 4 технологические этапы комбинированной системы золошлакоудаления ТЭЦ-2 с переходом после завершения первых двух этапов на цикличную работу системы золоудаления

и ведутся работы по 5 технологическому этапу т.е. система золоудаления на 3-7 этапах действует с поочередной работой оперативных секций №1 и №2 двухсекционного оперативного гидрозолоотвала многоразового использования №1, осушению их и складированию золы в отвал сухого складирования №2 до полного его заполнения.

4 Проведение расчетов выбросов

4.1 Расчет выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от основных источников ТЭЦ-2 на существующее положение

Расчёт выбросов загрязняющих веществ в атмосферу выполнен по «Методике определения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для тепловых электростанций и котельных», приложение № 3 к приказу Министра окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12 июня 2014 года № 221-Ө, с помощью программного обеспечения, разработанного АО «АлЭС».

Расход топлива за 2018 год приведены по углю в таблице 4.1 и по мазуту в таблице 4.2.

Таблица 4.1 – Расход угля за расчетный период паровыми котлами

Месяц	Расход угля, тыс. тонн/мес							
	КА-1	КА-2	КА-3	КА-4	КА-5	КА-6	КА-7	КА-8
Январь	36,050	32,271	38,157	34,566	31,771	39,276	40,411	41,931
Февраль	28,456	33,817	31,084	32,711	38,966	25,348	37,717	35,716
Март	27,831	34,183	20,572	40,377	26,044	36,129	43,697	17,920
Апрель	4,264	13,752	0,000	34,296	29,688	33,947	24,450	34,286
Май	0,000	20,470	18,067	25,350	23,195	6,207	31,154	34,775
Июнь	0,000	0,000	25,334	26,311	31,736	2,334	5,217	38,321
Июль	0,000	0,000	22,585	28,082	37,125	7,905	0,000	32,803
Август	7,832	0,000	20,648	18,274	28,080	6,296	0,000	44,240
Сентябрь	8,728	22,917	19,346	3,657	26,360	0,000	13,407	43,849
Октябрь	20,992	31,607	35,619	35,158	9,145	18,916	9,366	40,198
Ноябрь	38,782	34,266	34,442	20,347	33,132	30,692	34,180	39,804
Декабрь	20,064	31,287	31,710	32,041	37,734	36,036	24,825	37,359
Всего за год	192,999	254,568	297,565	331,171	352,975	243,085	264,425	441,201

Таблица 4.2 – Расход мазута за расчетный период паровыми котлами

Месяц	Расход мазута, тыс. тонн/мес							
	КА-1	КА-2	КА-3	КА-4	КА-5	КА-6	КА-7	КА-8
Январь	0,084	0,076	0,073	0,076	0,061	0,075	0,078	0,042
Февраль	0,077	0,083	0,076	0,081	0,096	0,079	0,093	0,064
Март	0,072	0,071	0,053	0,087	0,067	0,093	0,112	0,080
Апрель	0,051	0,047	0	0,119	0,102	0,139	0,128	0,018

Месяц	Расход мазута, тыс. тонн/мес							
	КА-1	КА-2	КА-3	КА-4	КА-5	КА-6	КА-7	КА-8
Май	0	0,092	0,085	0,087	0,084	0,019	0,094	0,019
Июнь	0	0	0,073	0,075	0,072	0,005	0,012	0,058
Июль	0	0	0,080	0,081	0,106	0,039	0	0,061
Август	0,106	0	0,127	0,109	0,125	0,078	0	0,011
Сентябрь	0,043	0,105	0,079	0,095	0,108	0	0,105	0,028
Октябрь	0,092	0,138	0,156	0,154	0,040	0,098	0,073	0,130
Ноябрь	0,055	0,048	0,048	0,035	0,054	0,043	0,057	0,033
Декабрь	0,068	0,104	0,091	0,107	0,109	0,104	0,114	0,025
Всего за год	0,646	0,765	0,941	1,104	1,023	0,771	0,866	0,569

Расчеты по выбросам котлоагрегатов за 2018 год приведены в приложении Е, результаты сведены в таблицу 4.4.

Из результатов, представленных в таблицах можно сделать вывод, что при сжигании образуются максимальное количество выбросов в атмосферный воздух.

Расчёты рассеивания вредных веществ в атмосферном воздухе выполнены по программе «Эра», разработанной фирмой «Логос-плюс», включённой в перечень разрешённых МООС РК программ расчётов и дополнительным программным обеспечением, разработанным АО «АлЭС».

Расчёты выполнены при неблагоприятных метеоусловиях и опасной скорости ветра. Рельеф территории зоны влияния выбросов ТЭЦ-2 ровный, перепад высот не превышает 50 м на 1 км, поэтому в расчётах рассеивания коэффициент рельефа принимается равным 1.

Фоновые концентрации вредных веществ в атмосферном воздухе приняты по данным ДГП «Центр гидрометеорологического мониторинга» г. Алматы, приложение Г.

Оценка загрязнения воздушного бассейна золой твёрдого топлива выполнена как условно инертными взвешенными веществами с учётом фонового загрязнения. Поскольку во всех случаях зола выступает как инертное твёрдое вещество, суммируя соответствующее воздействие с прочими инертными взвешенными веществами различного происхождения, для которых ПДК=0,5 мг/м³ (фоновое загрязнение), при этом, ПДК золы принимается равным 0,5 мг/м³.

Размер расчётной площадки принят 20x15 км с шагом сетки 500 м.

Координаты источников загрязнения ТЭЦ-2 приняты в локальной системе координат с центром координат в месте размещения дымовой трубы №1.

В расчётах рассеивания заданы расчётные точки жилой застройки и санитарно-защитной зоны ТЭЦ-2:

- №1 - посёлок Чапаево;
- №2 - посёлок Рахат;
- №3 - посёлок Коккайнар;
- №4 - Микрорайон Алгабас;
- №5 - посёлок Коксай;

№6 - г. Алматы (пр. Райымбека - ул. Яссауи);

№7 - санитарно-защитная зона ТЭЦ-2.

Результаты расчёта рассеивания загрязняющих веществ в выбросах ТЭЦ-2 на перспективу показали, что в ближайших населённых пунктах концентрации выше 0,05 ПДК имеют место только по пяти загрязняющим веществам: диоксиду и оксиду азота, диоксиду серы, пыли неорганической (2908) и пыли неорганической ниже 20% двуокиси кремния (2909), а также по группам суммарного воздействия: (NO₂+SO₂) и пыли. Максимальные приземные концентрации этих веществ без учета фона в расчётных точках жилой зоны представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 - Расчетные максимальные приземные концентрации выбросов ЗВ в жилой зоне от дымовых труб ТЭЦ-2

№	Наименование	п. Чапа-ево	п. Рахат	п. Кок-Кайнар	Мкр.. Ал-габас	п. Кок-сай	г. Алма-ты
1	Азота диоксид (0301)	0,483	0,440	0,548	0,576	0,529	0,374
2	Азота оксид (0304)	0,039	0,036	0,045	0,047	0,043	0,031
3	Серы диоксид (0330)	0,192	0,175	0,217	0,229	0,210	0,148
4	Углерода оксид (0337)	0,005	0,004	0,006	0,006	0,005	0,004
5	Пыль неорганическая 70-20% двуокиси кремния (2908)	0,686	0,600	0,843	0,935	0,788	0,483
8	Группа суммации 0301 Азот диоксид 0330 Сера диоксид	0,675	0,615	0,765	0,805	0,739	0,522

Как видно из таблицы 10 максимальные концентрации, создаваемые выбросами в расчётных точках застройки без учета фона не превышают ПДК.

По остальным загрязняющим веществам максимальные приземные концентрации в жилой зоне - ниже 0,05 ПДК.

Таблица 4.4 – Результаты расчетов по выбросам за 2018 год

Вредные вещества	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Год
твердые	665,499	594,04	556,27	395,344	360,267	293,074	291,492	295,335	326,892	474,706	623,698	592,025	5468,642
зола	665,480	594,019	556,249	395,324	360,251	293,064	291,480	295,317	326,873	474,677	623,685	592,001	5468,42
ванадий	0,0186	0,0206	0,0206	0,020	0,016	0,0100	0,012	0,018	0,0190	0,029	0,013	0,0240	0,2208
жидк. и газообр.	3607,674	3221,392	3025,498	2138,978	1944,051	1568,918	1567,097	1527,887	1686,609	2477,101	3260,785	3095,096	29121,086
сернистый ангидрид	2421,389	2160,580	2021,290	1437,560	1309,432	1060,182	1056,311	1035,068	1140,386	1663,287	2185,386	2075,621	19566,492
диоксид азота	863,652	775,838	734,679	508,908	461,540	368,149	369,500	355,366	394,329	586,950	777,698	737,994	6934,603
оксид азота	140,344	126,075	119,386	82,697	75,001	59,824	60,045	57,747	64,078	95,380	126,377	119,923	1126,877
Оксид углерода	182,289	158,899	150,143	109,813	98,078	80,763	81,241	79,706	87,816	131,484	171,324	161,558	1493,114

4.2 Характеристика санитарно-защитной зоны предприятия

Санитарно-защитная зона (СЗЗ) является обязательным элементом любого промышленного предприятия и представляет собой территорию между границами промплощадки, складов открытого и закрытого хранения материалов и селитебной (жилой) застройки.

Согласно действующим в РК «Санитарно-эпидемиологическим требованиям к проектированию производственных объектов» СЗЗ устанавливается в соответствии с классификацией производственных объектов и сооружений.

ТЭЦ-2 эквивалентной электрической мощностью выше 600 МВт, работающая на угле, относится к объектам 1 класса. Размер нормативной СЗЗ для таких объектов согласно нормативным документам устанавливается не менее 1000 м (промплощадка, площадка №1).

Минимальная нормативная СЗЗ для золоотвала ТЭЦ-2 (площадка №2) устанавливается не менее 500 м по периметру независимо от способа складирования.

СЗЗ основного производства для угольной станции, согласно нормативным документам, устанавливается с целью исключения воздействия на население выбросов в атмосферу от неорганизованных и мелких организованных источников на площадке ТЭЦ (пыление узлов пересыпки топлива угольных складов, вентвыбросов, испарение мазутохранилищ и др.), при условии непревышения ПДК выбросов из дымовых труб.

Так как ТЭЦ-2 размещается на двух близко расположенных площадках, а СЗЗ основного производства перекрывает СЗЗ золоотвала, рекомендовано установить единую СЗЗ для комплекса ТЭЦ-2, объединяющую основное производство и золоотвал. Границы комплексной СЗЗ ТЭЦ-2 представлены в приложении В.

Максимальные приземные концентрации загрязняющих веществ на границе СЗЗ от влияния организованных и неорганизованных источников выбросов на площадке ТЭЦ-2 не превысят ПДК.

Максимальная концентрация на расчетном прямоугольнике по пыли неорганической 2908 составляет 12 ПДК, 1 ПДК достигается внутри территории предприятия. Следовательно, расчет границ СЗЗ ТЭЦ-2 не требуется.

5 Варианты реконструкции Алматинской ТЭЦ-2

Особую опасность для здоровья населения представляют выбросы токсичных веществ в атмосферу. Алматы и другие промышленные центры страдают от загрязнения воздуха выхлопными газами автомобилей, выбросами металлургических и нефтеперерабатывающих заводов, ТЭЦ. В Казахстане около 80% электрической энергии вырабатывается на тепловых электрических станциях при сжигании угля.

Основными источниками загрязнения атмосферы Алматы являются следующие группы:

- Транспорт;
- Энергетические предприятия;
- Частные жилые дома.

Основной проблемой загрязнения атмосферы города является постоянный рост выбросов загрязняющих веществ автомобильным транспортом, что связано с ростом численности легковых и грузовых автомобилей, объективными трудностями в обеспечении эффективного трафика по магистралям города, автомобильным «пробкам».

По данным Управления природных ресурсов и регулирования природопользования г.Алматы общие выбросы по городу за 2016 год составили 285 тыс. тонн, из них на долю объектов АО «АлЭС» приходится 11% выбросов, а основным источником загрязнения является автотранспорт.

По данным РГП «Казгидромет» Министерства энергетики Республики Казахстан состояние атмосферного воздуха характеризуется следующим:

Таблица 5.1 - Качество атмосферного воздуха в городских населенных пунктах

	Индекс загрязнения атмосферы (ИЗА5)				
	2013	2014	2015	2016	2017
Ақтөбе	4,2	5,0	3,3	5,0	6,0
Алматы	11,5	10,0	7,6	7,0	6,0
Астана	2,9	3,7	4,2	7,0	6,0
Жезқазған	6,5	7,3	7,5	7,0	8,0
Қарағанды	7,0	7,7	9,6	8,0	8,0
Өскемен	7,6	10,4	7,0	6,0	9,0
Шымкент	8,6	10,7	8,1	7,0	10,0

Таблица 5.2 - Загрязнение воздушного бассейна городов Казахстана в 2017 году

	Индекс загрязнения атмосферы (ИЗА5)	Название примесей, превышающих ПДК	Средняя концентрация		Максимальная концентрация		Повторяемость концентрации примесей выше ПДК, в процентах
			мг/м ³	кратность превышения ПДК	мг/м ³	кратность превышения ПДК	
Ақтөбе	6	Формальдегид	0,003	0,293	0,166	3,3	0,01
		Диоксид азота	0,02	0,53	0,26	1,3	0,04
		Сероводород	0,002	-	0,240	29,9	4,02
		Оксид углерода	1	0,5	24	4,8	1,38
Алматы	6	Взвешенные	0,1708	1,1	0,7	1,4	2,3
		Оксид углерода	0,8	0,3	20	4,1	0,13
		Диоксид азота	0,07	1,8	0,50	2,5	0,81
		Формальдегид	0,0123	1,2	0,049	0,98	-
Астана	6	Взвешенные	0,3003	2,0	4,4	8,8	14,2
		Оксид углерода	0,5	0,2	10	2,0	0,13
		Диоксид азота	0,08	1,9	1,74	8,7	0,91
		Фтористый водород	0,0012	0,249	0,102	5,1	1,43

Таблица 5.3 - Выбросы загрязняющих атмосферу веществ, отходящих от стационарных источников, тыс. тонн

	2013	2014	2015	2016	2017
РК	2 282,7	2 256,7	2 180,0	2 271,6	2 357,8
Ақтөбе	125,4	121,8	134,3	155,6	169,5
Алматы	68,4	51,6	55,1	50,3	43,4
Атырау	138,4	109,1	110,7	167,1	177,0
Жамбыл	33,6	38,2	41,9	52,4	52,0
Қарағанды	572,6	603,6	596,3	593,0	598,7
Павлодар	650,4	610,2	552,9	542,7	609,8
Астана қаласы	60,5	65,1	56,3	61,6	59,2

Таблица 5.4 - Выбросы загрязняющих атмосферу веществ, отходящих от стационарных источников, в расчете на душу населения, кг

	2013	2014	2015	2016	2017
РК	134	131	124	128	131
Ақтөбе	156	149	162	185	199
Алматы	35	26	28	26	22
Атырау	246	190	188	278	288
Жамбыл	31	35	38	47	47
Қарағанды	419	439	432	429	433
Павлодар	866	809	730	716	807
Астана қаласы	76	78	65	67	59

Анализ статистических показателей в области охраны окружающей среды показывает, что Алматы не самый загрязненный город Казахстана.

Энергетические котлы ТЭЦ-2 работают на угле, что соответствует утвержденным проектным решениям. Для соблюдения требований экологического законодательства Республики Казахстан АО «АлЭС» выполнило природоохранные мероприятия на ТЭЦ-2:

- реконструкция золоулавливающих устройств с установкой эмульгаторов нового поколения на всех котельных агрегатах ТЭЦ-2 со степенью очистки от 99,5 %. Это позволило снизить выбросы золы - порядка 5,8 тыс. тонн с 10,9 тыс.тонн до 5,1 тыс.тонн в сравнении с первоначальным периодом.

- модернизация на всех котельных агрегатах станции горелочных устройств. Это позволило снизить выбросы окислов азота порядка 0,2 тыс. тонн с 7,8 тыс.тонн до 7,6 тыс.тонн в сравнении с первоначальным периодом.

Таблица 5.5 - Количественная оценка основных выбросов загрязняющих веществ ТЭЦ-2, тонн

Наименование	2013г.	2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.
Расход угля, млн.тн	2,163	2,199	2,233	2,289	2,340	2,378
I.Выбросы, всего, в т.ч:	37 267	32 895	30 188	31 566	33 582	34 665
твердые	5 318	5 773	5 075	5 122	5 246	5 505
SO ₂	19 975	18 513	16 136	16 985	18 934	19 567
NO _x	7 715	8 314	8 184	8 558	8 541	8 669

Анализ представленных годовых показателей свидетельствует о том, что выбросы загрязняющих веществ ТЭЦ-2 имеют явную тенденцию к снижению.

Тем не менее оценка влияния существующей ТЭЦ-2 на качество атмосферного воздуха выполненная расчетным путем по концентрациям загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы, создаваемым выбросами

из дымовых труб станции в зимнем режиме работы свидетельствует о необходимости принятия мероприятий по снижению влияния ТЭЦ-2 на загрязнение атмосферного воздуха города, как в части снижения выбросов, так и оптимизации условий рассеивания.

Основными проблемами ТЭЦ-2 являются:

- Сжигание непроектного топлива;
- Физический износ основного и вспомогательного оборудования;
- Исчерпание ресурса работы металла паропроводов;
- Загрязнение атмосферного воздуха, размещение золошлаковых отходов, сброс промстоков.

В сентябре 2017 года Глава государства на расширенном совещании по развитию города Алматы дал поручение Акимату г. Алматы совместно с АО «Самрук-Казына» разработать предложение по переводу Алматинской ТЭЦ-2 на газ.

Для выбора вариантов реконструкции и модернизации ТЭЦ-2 целесообразно рассмотреть наилучшие доступные технологии (НДТ) и Европейский опыт сокращения выбросов согласно Директиве ЕС с установкой системы очистки дымовых газов или замену экибастузского угля на более чистое топливо – природный газ, эффективность использования которого должна быть не менее 40%, при использовании когенерации - 75-90% (европейская практика). При сохранении сжигания экибастузского угля необходимо обязательно предусмотреть переработку и повторное использование золошлаковых отходов.

В РК к НДТ по очистке газов от твердых частиц отнесены: электрофильтры и тканевые фильтры с использованием циклонов на этапе предварительной очистки в газовом тракте для вновь вводимых станций с размерами котельных ячеек, позволяющих размещение электрофильтра и тканевого фильтра, а также мокрые золоуловители типа эмульгаторов. Эффективность золоочистки, соответствующая НДТ – 99,4÷99,8%.

Согласно Директиве ЕС для обеспыливания газов, отходящих от новых и существующих установок, сжигающих каменный и бурый уголь, НДТ является использование электрофильтров или тканевых фильтров. Циклоны сами по себе не являются НДТ, однако они могут использоваться для предварительной очистки в сложных системах очистки дымовых газов.

Для снижения выбросов парниковых газов, в частности CO₂, от угольных котельных установок, наилучшие доступные варианты на современном этапе – это методы и эксплуатационные мероприятия по увеличению тепловой эффективности. Вторичные мероприятия по поглощению CO₂ (очистка) находятся в стадии развития и изучаются на пилотных проектах.

Согласно положениям Директивы ЕС, уровни эффективности использования угольного топлива, связанные с НДТ для существующих энергоустановок в составе ТЭЦ (принцип когенерации) должны составлять 75-90% в зависимости от местных условий, для существующих установок,

работающих только для производства электроэнергии – 36-40%.

В РК применение сероочистки для установок мощностью более 100 МВт признано наилучшей доступной технологией. При этом могут быть использованы: технические методы обессеривания с мокрым скруббером (интенсивность сокращения -92-98%) и распылительной сушилки-скруббера (интенсивность сокращения – 85-92%), обессеривание отходящих газов с впрыскиванием сухого сорбента (известняка). Экологическая политика в электроэнергетике РК ориентирована на внедрение сероочистных установок в первую очередь на крупных котельных установках мощностью 420т/ч и более на строящихся электростанциях.

Согласно Директиве ЕС для сокращения выбросов, SO₂ угольными установками в настоящее время применяются почти все технические методы обессеривания отходящих газов. Конкретный применяемый технический метод зависит от ряда факторов, касающихся установки и объекта, таких как местоположение, тепловая мощность и коэффициент нагрузки конкретной электростанции, равно как и от качества топлива и золы. Европейский опыт подразумевает эколого-экономическое обоснование сероочистных установок в каждом конкретном случае.

В перечне НДТ РК к мероприятиям и технологиям по очистке газов от окислов азота отнесены: специальные конструкции горелок, ступенчатое сжигание топлива, рециркуляция дымовых газов и прочие внутритопочные (первичные) мероприятия, а также очистки газов от окислов азота с применением метода селективного каталитического восстановления (СКВ) и некаталитического восстановления (СНКВ) окислов азота (вторичные мероприятия). Снижение выбросов – до 80- 95%. Согласно Директиве ЕС почти все технические методы денитрификации отходящих газов, то есть основные и вторичные меры, а в некоторых случаях сочетание обоих типов мер, применяются в настоящее время к угольным котлам. Применение каждого из этих методов имеет свои особенности.

Для экологического мониторинга, по Директиве ЕС, необходимо установить систему контроля промышленных выбросов для экологического и технологического контроля в онлайн режиме.

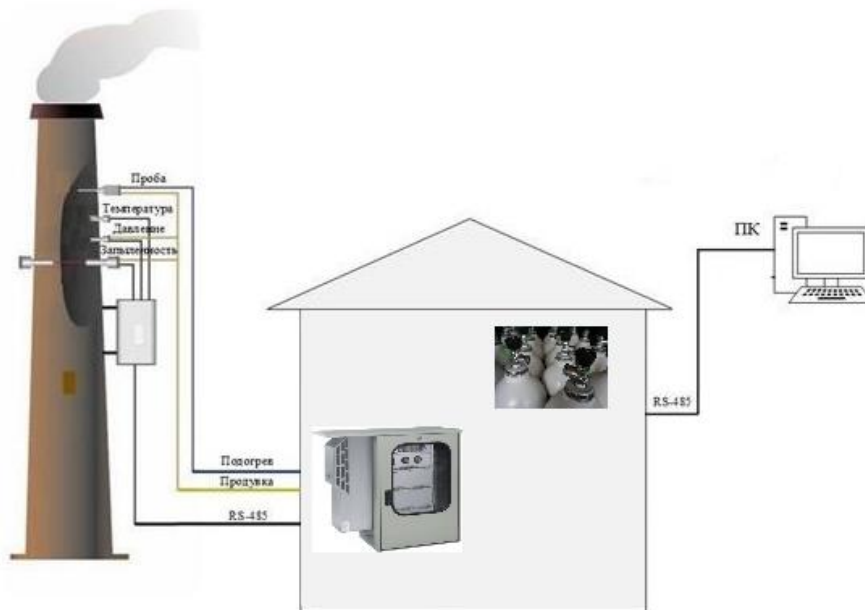


Рисунок 5.1 - Принципиальная схема системы контроля выбросов

Поскольку к дымовой трубе подключаются однотипные котлы, то возможно организовать контроль эмиссий на дымовой трубе. Таким образом, система контроля выбросов позволяет осуществлять контроль в автоматическом режиме.

Учитывая выше сказанное необходимо выполнить модернизацию Алматинской ТЭЦ-2 с минимизацией воздействия на окружающую среду по следующим вариантам:

- вариант №1 – строительство новой станции в районе действующей ТЭЦ-2. Основное топливо – природный газ; резервное топливо – природный газ.
- вариант №2 – расширение ТЭЦ-2 со строительством парогазотурбинных установок (ПГУ). Топливо для новых блоков - природный газ.
- вариант №3 – поэтапная реконструкция существующих энергетических котлоагрегатов ст. №1-8 с установкой современного газоочистного оборудования. Топливо для существующих котлов - Экибастузский каменный уголь.

В данном дипломном проекте рассмотрен вариант расширения ТЭЦ-2 со строительством парогазотурбинных установок (ПГУ). Топливо для новых блоков - природный газ, для существующих котлов - Экибастузский каменный уголь.

Основной целью данного проекта является снижение негативного воздействия на экологию города Алматы и Алматинского региона от энергоисточников АО «АлЭС».

Ожидаемый эффект от реализации проекта:

- уменьшение выбросов твердых частиц (золы);
- уменьшение образования золошлаковых отходов, возвращение городу золоотвалов после их рекультивации;
- сокращение загрязнения атмосферы окислами азота и углерода, уменьшение выбросов парниковых газов;
- замещение выработавшего ресурс основного оборудования.

5.1 Расширение ТЭЦ-2 со строительством парогазотурбинных установок

Топливо для новых блоков - природный газ. В качестве резервного используется также природный газ, так как подача газа на проектируемые парогазотурбинные установки (ПГУ), в соответствии с требованиями норм технологического проектирования тепловых электростанций подача газа, должна обеспечиваться от двух независимых источников.

При разработке проекта необходимо суммарную производительность ПГУ (два блока) иметь не менее:

- электрическая мощность – 220 МВт;
- тепловая мощность – 180 Гкал/ч (обеспечение нагрузки ГВС).

Режим работы ПГУ:

- круглосуточно, в течение всего года;
- существующая станция (котлоагрегаты и турбоагрегаты) работают в отопительный период с 15 октября по 10 апреля.

При расширении станции необходимо выполнить монтаж следующего оборудования и сооружений:

- строительство нового главного корпуса с установкой двух ПГУ на основе моноблоков (общая мощность не менее 220 МВт, тепловая мощность не менее 180 Гкал/час);
 - строительство новых тепловых сетей;
 - строительство двух новых ГРС (газораспределительная станция) в пределах территории Алматинской ТЭЦ-2;
 - строительство новых газопроводов до ГРС, от ГРС до здания ПГУ, внутренние газопроводы (в пределах станции);
 - строительство 11 ячеек ОРУ-220 кВ по схеме 220-13 две рабочие системы шин с обходной;
 - установка между ОРУ-110 кВ и ОРУ 220 кВ автотрансформатора связи;
 - строительство двухцепной ВЛ 220 кВ для связи Алматинской ТЭЦ-2 с сетями АО «АЖК»;
 - установка блочных повысительных трансформаторов;
 - строительство кабельной эстакады 220кВ;
 - монтаж автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУ ТП) новых ПГУ.

В связи с тем, что сейсмичность площадки ТЭЦ-2 10 баллов все конструктивные решения проектируемых зданий и сооружений, узлы сопряжений, несущие конструкции и т.д. будут выполнены по разработанным техническим условиям АО «КазНИИСА» (Казахстанский Научно-исследовательский и проектно-экспериментальный институт строительства и архитектуры).

Основные технические характеристики приведены в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – технические характеристики ПГУ.

Параметр	Ед. изм.	ПГУ 2 блока 1x1 на базе ГТУ 2x6F.03, 2xКУ и 2xПТ SC2 в комбинированном цикле (Дженерал Электрик)
Установленная мощность, в т.ч.:		
- электрическая мощность	МВт	221
- тепловая мощность	Гкал/ч	180
Топливный природный газ (основной)	-	Да
Топливный природный газ (резерв)	-	Да
Тип	-	Промышленный
Температура газов на выходе	°С	622,0
Массовый расход уходящих газов	кг/с	2x200,6=401,2
Ресурс и срок службы	год	30-35 лет
КПД ГТУ	%	43,25
Расход топлива	тыс. м ³ /ч	55,4

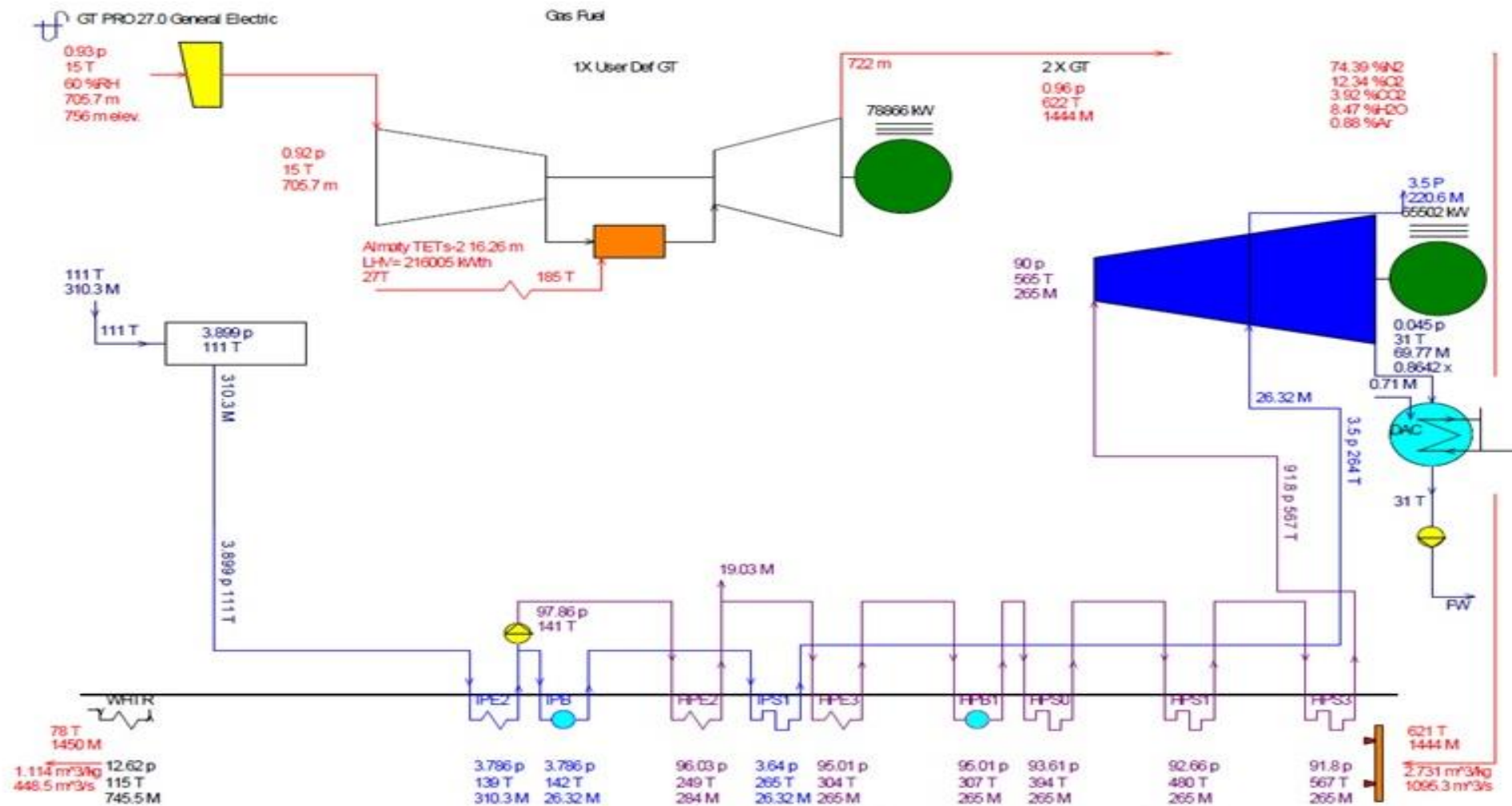


Рисунок 5.2 – Тепловая схема ПГУ.

Таблица 5.7 – Годовые технико-экономические показатели ТЭЦ-2

Показатель	Ед. изм.	Значение
Установленная электрическая мощность	МВт	731=510+221
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	1591=1411+180
Выработка электроэнергии	млн. кВтч	2887
Выработка электроэнергии в теплофикационном режиме	%	95
Выработка электроэнергии в конденсационном режиме	%	5
Отпуск электроэнергии с шин	млн. кВтч	2743
Собственные электрические нужды	%	5
Отпуск тепловой энергии	тыс. Гкал	3250
Расход условного топлива	тыс. туг	1343
Расход условного топлива на отпуск ЭЭ	тыс. туг	751
Расход условного топлива на отпуск ТЭ	тыс. туг	592
Расход природного газа	млн. м ³	508
Расход угля	тыс. тонн	1301
Расход мазута	тыс. тонн	4
Максимальный часовой расход газа	тыс.м ³ /ч	55,4
Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии	г/кВтч	274
Удельный расход условного топлива на отпуск теплоэнергии	кг/Гкал	182
КПД по ЭЭ	%	47
КПД по ТЭ	%	78

5.2 Расчет выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на период эксплуатации от основного оборудования ТЭЦ-2 после расширения

Для расчетов принимаются усредненные физико-химический состав природного газа Бухарского месторождения, приведены в таблице 5.8.

Таблица 5.8 – Характеристики природного газа

Наименование показателя	Обознач.	Размерн.	Значение
Метан	CH ₄	%	94,12
Этан	C ₂ H ₆	%	3,39
Пропан	C ₃ H ₈	%	0,75
Бутан	C ₄ H ₁₀	%	0,26
Двуокись углерода	CO ₂	%	1,04
Азот	N ₂	%	0,44
Кислород	O ₂	%	-
Плотность пикнометрическая при 20°C и 101,325 кПа	ρ	кг/м ³	0,716
Теплота сгорания низшая при 20°C и 101,325 Па	Qi	МДж/м ³ (ккал/м ³)	33,48 (8000)

Таблица 5.9 - Расчет объемов продуктов сгорания при работе оборудования на газе

Наименование показателей и размерность	Размерность	Обозначение, расчетная формула	Газ
Теоретические объемы продуктов сгорания при $\alpha=1$			
Теоретическое количество воздуха	$\text{нм}^3/\text{м}^3$ ($\text{нм}^3/\text{кг}$)	$V^0=0,0476*(0,5\text{CO}+0,5\text{H}_2*1,5\text{H}_2\text{S})+\Sigma(m+n/4) \text{CmHn-O}_2)$	9,64
Теоретический объем азота (объем сухих двухатомных газов)	$\text{нм}^3/\text{м}^3$ ($\text{нм}^3/\text{кг}$)	$V^0_{\text{N}_2}=0,79V^0+ \text{N}_2/100$	7,64
Теоретический объем сухих трехатомных газов	$\text{нм}^3/\text{м}^3$ ($\text{нм}^3/\text{кг}$)	$V_{\text{RO}_2}=0,01(\text{CO}_2+\text{CO}+\text{H}_2\text{S}+\Sigma m\text{C}_m\text{H}_m)$	1,03
Теоретический объем водяных паров	$\text{нм}^3/\text{м}^3$ ($\text{нм}^3/\text{кг}$)	$V^0_{\text{H}_2\text{O}}=0,01[\text{H}_2\text{S}+\text{H}_2+0,5\Sigma\text{CmHn}+0,124d_{\text{гмл}}]$	2,16
Объем продуктов сгорания	$\text{нм}^3/\text{м}^3$ ($\text{нм}^3/\text{кг}$)	$V^0_{\text{r}} = V^0_{\text{N}_2}+V_{\text{RO}_2}+V^0_{\text{H}_2\text{O}}$	10,83
Объем сухих продуктов сгорания	$\text{нм}^3/\text{м}^3$ ($\text{нм}^3/\text{кг}$)	$V^0_{\text{cr}} = V^0_{\text{r}}-V^0_{\text{H}_2\text{O}}$	8,67
Объемы продуктов сгорания при $\alpha=1,4$			
Объем водяных паров	$\text{нм}^3/\text{м}^3$ ($\text{нм}^3/\text{кг}$)	$V_{1,4\text{H}_2\text{O}}=V^0_{\text{H}_2\text{O}}+0,0161*(\alpha-1)*V^0$	2,22
Объем сухих продуктов сгорания	$\text{нм}^3/\text{м}^3$ ($\text{нм}^3/\text{кг}$)	$V^0_{\text{cr},1,4} = V^0_{\text{r}}+ 0,984*(\alpha-1)*V^0- V^0_{1,4\text{H}_2\text{O}}$	12,46
Объем дымовых газов	$\text{нм}^3/\text{м}^3$ ($\text{нм}^3/\text{кг}$)	$V^0_{1,4\text{r}} = V^0_{\text{N}_2}+V_{\text{RO}_2}+(\alpha-1)*V^0+ V_{1,4\text{H}_2\text{O}}$	14,75
Параметры газозудушной смеси ГТУ-КУВ			
Расход топлива	м ³ /с	B _г	15,4
Температура дымовых газов на выходе из трубы	градС	t _{yx}	101
Коэффициент избытка воздуха за		α_{yx}	1,4
Объем водяных паров	$\text{нм}^3/\text{кг}$	$V_{\alpha\text{H}_2\text{O}}=V^0_{\text{H}_2\text{O}}+0,0161*(\alpha-1)*V^0$	2,22
Объем сухих продуктов сгорания	$\text{нм}^3/\text{кг}$	$V^0_{\alpha\text{cr}} = V^0_{\text{r}}+(\alpha-1)*V^0- V^0_{\alpha\text{H}_2\text{O}}$	12,46
Объем сухих продуктов сгорания на расход топлива	$\text{нм}^3/\text{с}$	$V^0_{\alpha\text{cr}} = B_{\text{r}}* V^0_{\alpha\text{cr}}$	191,884
Объем сухих продуктов сгорания при температуре дымовых газов	$\text{нм}^3/\text{с}$	$V^0_{\alpha\text{cr}t}=B_{\text{r}}*(V_{\alpha\text{r}}*(t_{yx}+T)/T)$	262,8
Объем дымовых газов	$\text{нм}^3/\text{кг}$	$V_{\alpha\text{r}}=V^0_{\text{N}_2}+V_{\text{RO}_2}+(\alpha-1)*V^0+V_{\alpha\text{H}_2\text{O}}$	14,75
Объем дымовых газов на расход топлива	$\text{нм}^3/\text{с}$	$V_{\alpha\text{r}} = B_{\text{r}} * V_{\alpha\text{r}}$	227,15
Объем дымовых газов при температуре дымовых газов	м ³ /с	$V_{\alpha\text{r}t}=B_{\text{r}}*(V_{\alpha\text{r}}*(t_{yx}+T)/T)$	311,2
Диаметр устья трубы	м		4,2
Скорость газов на выходе из трубы	м/с		22,47

Результаты расчетов выбросов вредных веществ и образования золошлаков при эксплуатации расширенной станции сведены в таблицу 5.10.

Таблица 5.10 - Выбросы вредных веществ и образование золошлаков при реконструкции ТЭЦ-2

Показатель	Значение		
	уголь	газ	итого
Расчет выбросов ЗВ			
Объем сухих газов, V_c , м ³ /кг	5,52	12,46	
Расход топлива, В, тыс.т/год (млн.м ³ /год)	1 301	508	
Зольность, A_p , %	39,5	-	
Содержание серы в топливе на рабочую массу, %	-	-	
Содержание горючих в уносе, гун, %	6,0	-	
Унос золы, а ун	0,95	-	
Доля оксидов серы, связываемых летучей золой в котле	-	-	
Доля оксидов серы, улавливаемых в мокром ЗУУ попутно с улав. тв. частиц	-	-	
Концентрация частиц в дымовых газах, мг/м ³ (зола угля)	362	-	
Концентрация частиц в дымовых газах, мг/м ³ (сера)	1350	-	
Концентрация частиц в дымовых газах, мг/м ³ (окислы азота)	680	50	
Концентрация частиц в дымовых газах, мг/м ³ (углерод)	110	100	
Степень золоулавливания, $N_{зу}$	0,995	-	
ашл	0,05	-	
гшл	2	-	
Пыль (зола угля), тыс. тонн/год	2,596	-	2,596
Диоксид азота, тыс.тонн	3,906	0,253	4,159
Оксид азота, тыс.тонн	0,635	0,041	0,676
Углерод оксид, тыс.тонн	0,790	0,632	1,422
Сера диоксид, тыс.тонн	9,692	-	9,692
Выбросы всего	17,618	0,926	18,545
Расчет образования золошлаковых отходов			
Мз, тыс.тонн	516,618	-	516,618
Мшл, тыс.тонн	26,212	-	26,212
ЗШО, тыс.тонн	542,830	-	542,830

Основными источниками выбросов загрязняющих веществ ТЭЦ-2 в атмосферный воздух после реконструкции являются существующие дымовые трубы №1 (котлы БКЗ-420-140 ст.№№1,2,3,4) и №2 (котлы БКЗ-420-140 ст.№№5,6,7 и Е-420-13,8 ст.№8), проектируемые дымовые трубы №3 (ГТУ-КУВ) и №4 (ГТУ-КУВ).

5.3 Расчет максимально-разового выброса загрязняющих веществ от ГТУ-КУВ

Расчет выбросов азота (IV) диоксид осуществляется по формуле:

$$M_{NO_2} = 0,8 \times C_{NO_x} \times V^{1,4} \text{сг} \times V_p \times 0,273 \times 10^{-3} \text{ г/сек} \quad (5.1)$$

где 0,8 - коэффициент трансформации оксидов азота в диоксид азота в атмосфере;

V_p - расчетный (проектный) расход натурального топлива, тыс.м³/ч;

C_{NO_x} - концентрация оксидов азота в дымовых газах при $\alpha = 1,4$, мг/нм³; принята для проектируемых ГТУ-КУВ по паспортным данным;

$V^{1,4}$ сг - объем сухих газов при $\alpha = 1,4$ и $t = 0^\circ\text{C}$, нм³/м³;

Расчет выбросов азота (II) оксид производится по формуле:

$$M_{NO} = 0,13 \times C_{NO_x} \times V^{1,4} \text{сг} \times V_p \times 0,273 \times 10^{-3} \text{ г/сек} \quad (5.2)$$

где 0,13 - коэффициент трансформации оксидов азота в оксид азота в атмосфере;

V_p – расчетный (проектный) расход натурального топлива, тыс.м³/ч; тыс.м³/год;

C_{NO_x} - концентрация оксидов азота в дымовых газах при $\alpha = 1,4$, мг/нм³; принята для проектируемых ГТУ-КУВ по паспортным данным;

$V^{1,4}$ сг - объем сухих газов при $\alpha = 1,4$ и $t = 0^\circ\text{C}$, м³/м³.

Расчет выбросов углерода оксид выполняется по формуле:

$$M_{CO} = C_{CO} \times V^{1,4} \text{сг} \times V_p \times 0,273 \times 10^{-3} \text{ г/сек} \quad (5.3)$$

где V_p - расчетный (проектный) расход натурального топлива, тыс.м³/ч;

C_{CO} - концентрация углерода оксид в дымовых газах при $\alpha = 1,4$, мг/нм³ принята для проектируемых ГТУ-КУВ по паспортным данным.

$V^{1,4}$ сг - объем сухих газов при $\alpha = 1,4$ и $t = 0^\circ\text{C}$, нм³/м³.

Результаты расчетов максимально-разовых выбросов вредных веществ в атмосферу при сжигании природного газа сведены в таблицу 5.11.

Таблица 5.11 - Результаты расчетов максимально-разовых выбросов вредных веществ

Наименование показателей	Размерность	Обозначение, расчетная формула	Дымовая труба №3
			ГТУ-КУВ
Расход топлива в час	тыс.нм ³ /ч	V _{гчас}	55,4
Концентрация оксидов азота, при α=1,4	мг/нм ³	C _{NOx1,4}	50
Концентрация оксида углерода, при α=1,4	мг/нм ³	C _{CO1,4}	100
Объем сухих продуктов сгорания газа при α=1,4	нм ³ /м ³	V _{0сг1,4}	12,46
Всего оксидов азота (Nox), в том числе:	г/с	M _{NOxi} = (C _{NOx1,4} *V _{сг1,4} ⁰ *V _{гчас} /1000)*0,2 78	9,595
- азота (IV) диоксид	г/с	M _{NO2i} = M _{NOxi} * 0,8	7,68
- азот (II) оксид	г/с	M _{NOi} = M _{NOxi} * 0,13	1,247
Количество выбросов оксида углерода	г/с	M _{COi} = (C _{COx1,4} *V _{сг1,4} ⁰ *V _г /1000)*0,278	19,19

5.4 Расчёт минимальной высоты дымовой трубы для ГТУ-КУВ

Минимальная высота одиночного источника выброса H (м), если установлены значения M (7,68 г/с), ω_0 (22,47 м/с), V_1 (311,2 м³/с), D (4,2 м), в случае $\Delta T > 0$ определяется по формуле:

$$H = \sqrt{\frac{AMF\eta}{\left(\frac{\rho_{\text{ПК}} - \rho_{\text{ф}}}{\rho_{\text{ф}}}\right) \sqrt[3]{V_1 \Delta T}}} \quad (5.4)$$

где A – коэффициент температурной стратификации, для Казахстана $A=200$;

$F = 1$ - безразмерный коэффициент, учитывающий скорость оседания вредных веществ в атмосферном воздухе (для газообразных вредных веществ и мелкодисперсных аэрозолей (пыли, золы и т.п.), скорость упорядоченного оседания которых практически равна нулю);

M - массовый выброс двуокиси азота, выбрасываемых в атмосферу в единицу времени, г/с ($M=7,68$ г/с);

η - безразмерный коэффициент, учитывающий влияние рельефа, местности, $\eta=1$ для ровной поверхности;

V_1 - объем дымовых газов, приходящийся на дымовые трубы, м³/с ($V_1=311.2$ м³/с);

$\Delta T = T_{\text{г}} - T_{\text{в}} = 101 - 2 = 78$ °С - разность температур выбрасываемых дымовых газов $T_{\text{г}}$ и окружающего атмосферного воздуха $T_{\text{в}}$;

ПДК - предельно допустимая концентрация вещества, лимитирующего чистоту воздушного бассейна, мг/м³. Так ПДК_{NO2} = 0,2 мг/м³.

$$H = \sqrt{\frac{200 * 7,68 * 1 * 1}{(0,2 - 0,1375) * \sqrt[3]{311,2 * 78}}} = 29 \text{ м.}$$

По найденному значению H определим значения f , v_M , v'_M и f_e и значения коэффициентов m и n .

$$f = 1000 \frac{\omega_0^2 D}{H^2 \Delta T}; \quad (5.5)$$

$$f = 1000 * \frac{22,47^2 * 4,2}{29^2 * 78} = 32,32$$

$$v_M = 0,65 \sqrt[3]{\frac{V_1 \Delta T}{H}}; \quad (5.6)$$

$$v_M = 0,65 * \sqrt[3]{\frac{311,2 * 78}{29}} = 6,126$$

$$v'_M = 1,3 \frac{\omega_0 D}{H}; \quad (5.7)$$

$$v'_M = 1,3 * \frac{22,47 * 4,2}{29} = 4,23$$

$$f_e = 800 (v'_M)^3. \quad (5.8)$$

$$f = 800 * (4,23)^3 = 60522$$

Коэффициент n определяется в зависимости от f по формулам:

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1\sqrt{f} + 0,34\sqrt[3]{f}} \text{ при } f < 100;$$

(5.9)

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 * \sqrt{32,32} + 0,34 * \sqrt[3]{32,32}} = 0,431$$

$n = 1$ при $v_M > 2$.

Тогда,

$$H = \sqrt{\frac{200 * 7,68 * 1 * 0,431 * 1 * 1}{(0,2 - 0,1375) * \sqrt[3]{311,2 * 78}}} = 19,1 \text{ м.}$$

Принимаем стандартную высоту трубы $H = 30$ м.

Максимальное значение приземной концентрации вредного вещества c_m (мг/м^3) при выбросе газозооной смеси из одиночного точечного источника с круглым устьем достигается при неблагоприятных метеорологических условиях на расстоянии x_m (м) от источника и определяется по формуле:

$$c_m = \frac{AMF_{\text{мг/г}}}{H^2 \sqrt[3]{V_1 \Delta T}}, \quad (5.10)$$

$$C_{\text{NO}_2} = \frac{200 \cdot 7,68 \cdot 1 \cdot 0,431 \cdot 1}{30^2 \cdot \sqrt[3]{311,2 \cdot 78}} = 0,025 \text{ мг/м}^3$$

$$C_{\text{CO}} = \frac{200 \cdot 19,19 \cdot 1 \cdot 0,431 \cdot 1}{30^2 \cdot \sqrt[3]{311,2 \cdot 78}} = 0,063 \text{ мг/м}^3$$

5.5 Анализ уменьшения (увеличения) выбросов ЗВ до и после реализации проектных решений

Сравнительный анализ выбросов вредных веществ и образования золошлаков при текущем состоянии и эксплуатации новой станции приведен в таблице 5.12.

Таблица 5.12 - Выбросы вредных веществ и образование золошлаков при текущем состоянии и эксплуатации новой станции

№ п/п	Наименование	Текущее состояние ТЭЦ-2,	При строительстве ПГУ
		тыс.тонн 2018 г.	ТЭЦ-2, тыс.тонн
1.	Расход топлива:		
	уголь, тыс.тонн	2 378	1301
	газ, млн.м ³		508
2.	Выбросы вредных веществ всего, в том числе:	34,589	18,545
	Пыль (зола угля), тыс.тонн	5,468	2,596
	Окислы серы SO _x , тыс.тонн	19,566	9,692
	Окислы азота NO _x , тыс.тонн	8,668	4,541
	ЗШО, тыс.тонн	981,494	542,83

На основании расчетных данных построим диаграммы динамики расхода топлива, выбросов загрязняющих веществ и образования ЗШО

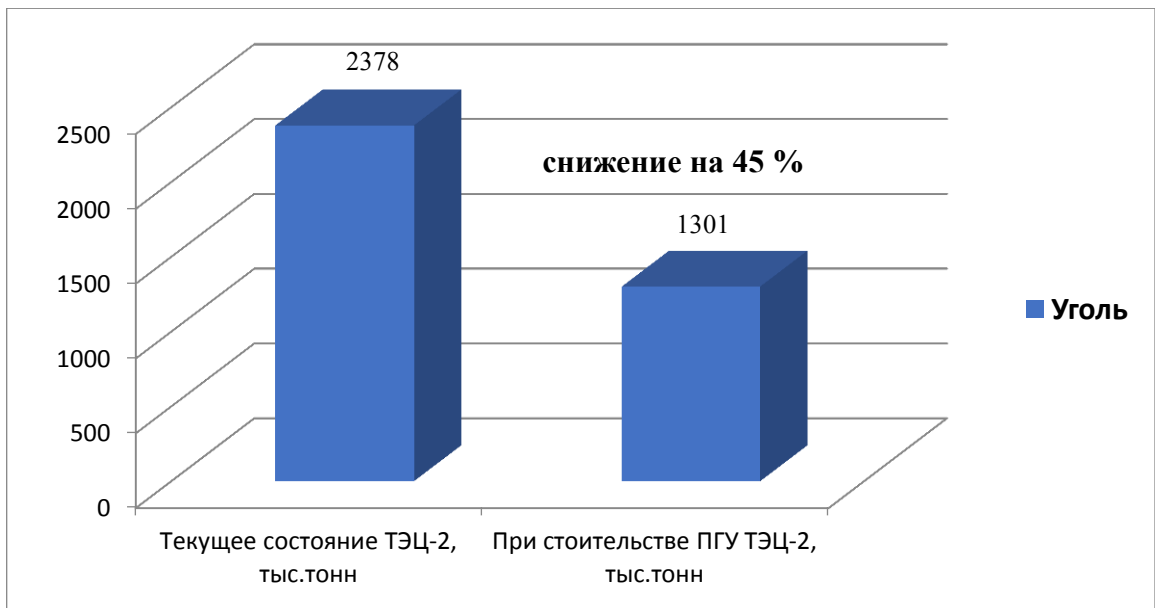


Рисунок 5.3 – Динамика расхода угля при текущем состоянии на ТЭЦ-2 и эксплуатации новой ПГУ

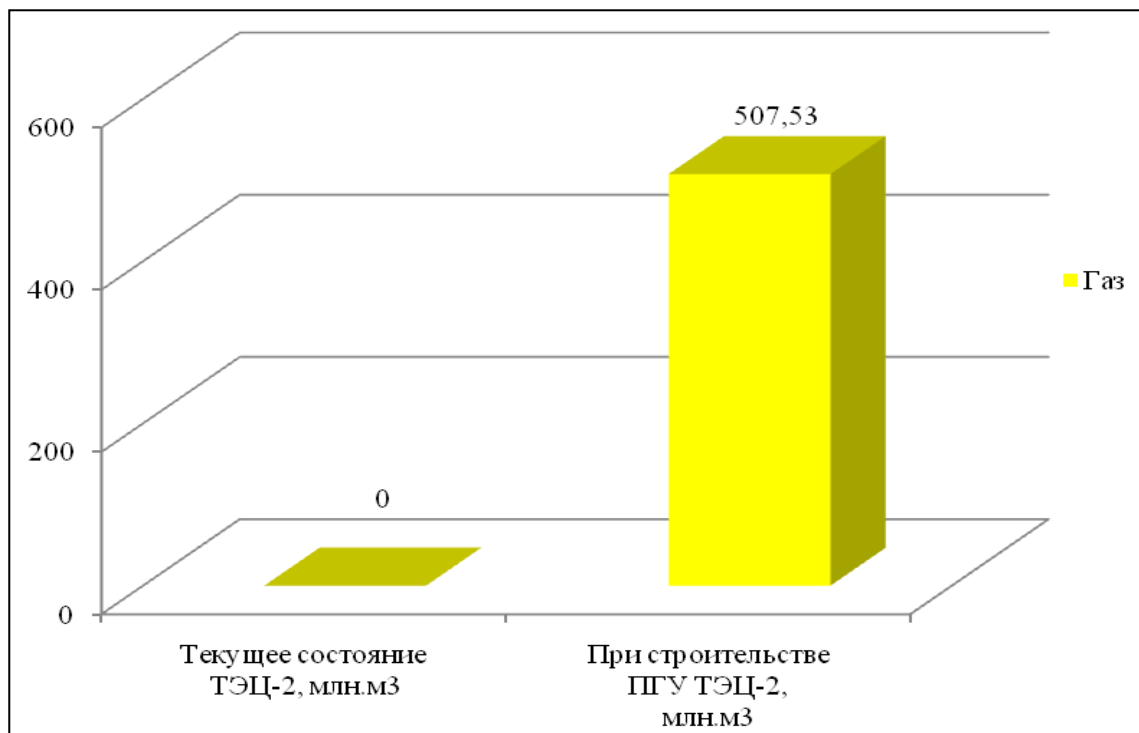


Рисунок 5.4 – Динамика расхода природного газа при текущем состоянии на ТЭЦ-2 и эксплуатации новой ПГУ

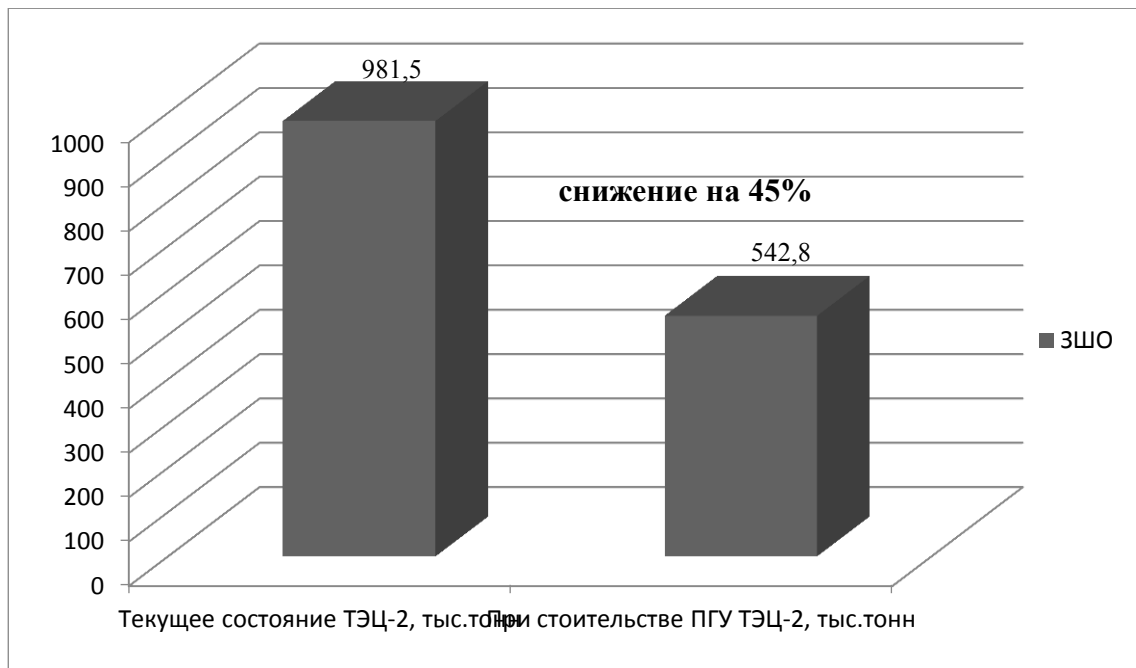


Рисунок 5.5 - Динамика образования золошлаковых отходов при текущем состоянии на ТЭЦ-2 и эксплуатации новой ПГУ

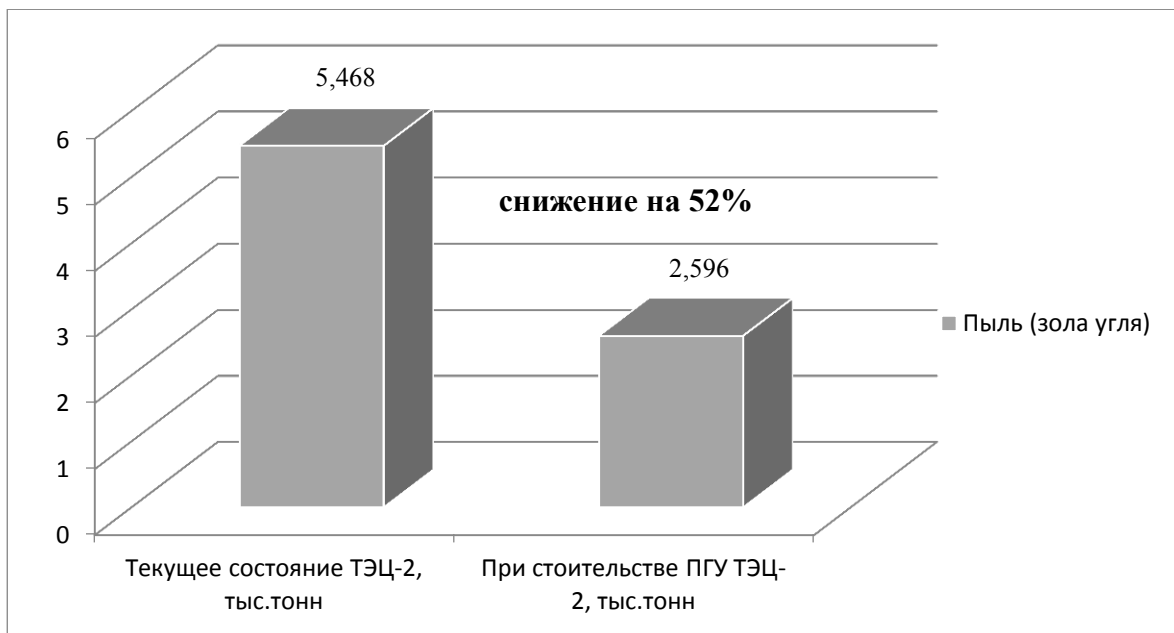


Рисунок 5.6 - Динамика выбросов твердых вредных веществ при текущем состоянии на ТЭЦ-2 и эксплуатации новой ПГУ

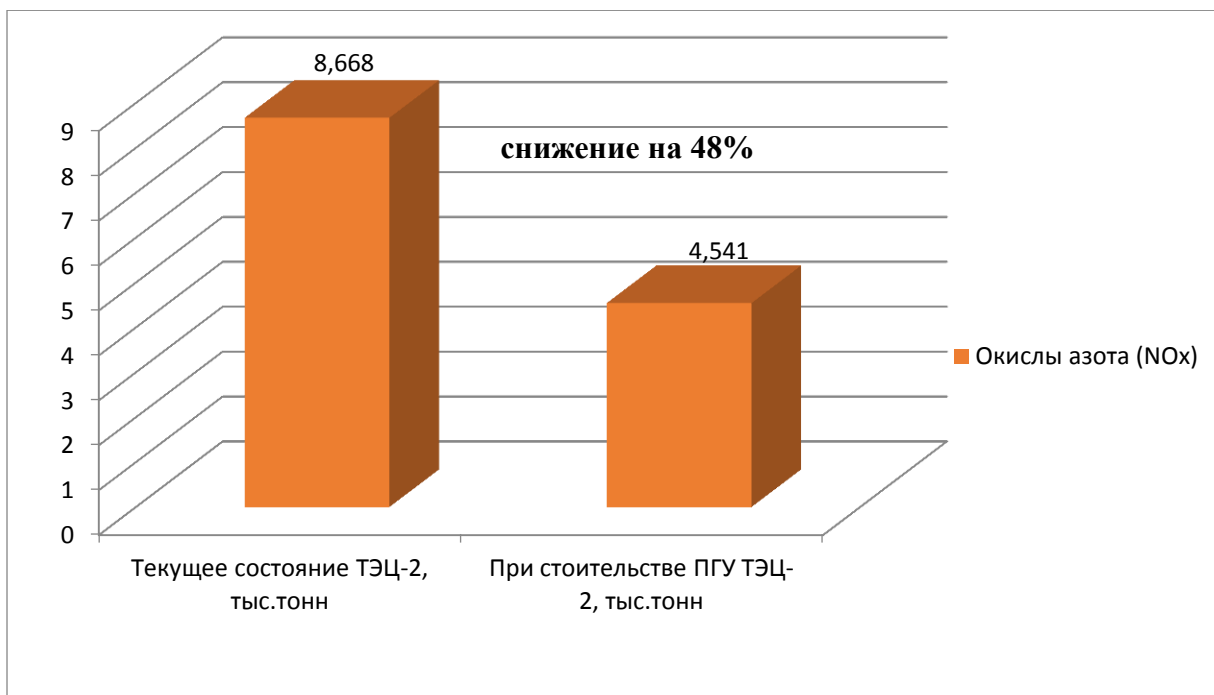


Рисунок 5.7 - Динамика выбросов окислов (NOx) азота при текущем состоянии на ТЭЦ-2 и при строительстве и эксплуатации новой ПГУ

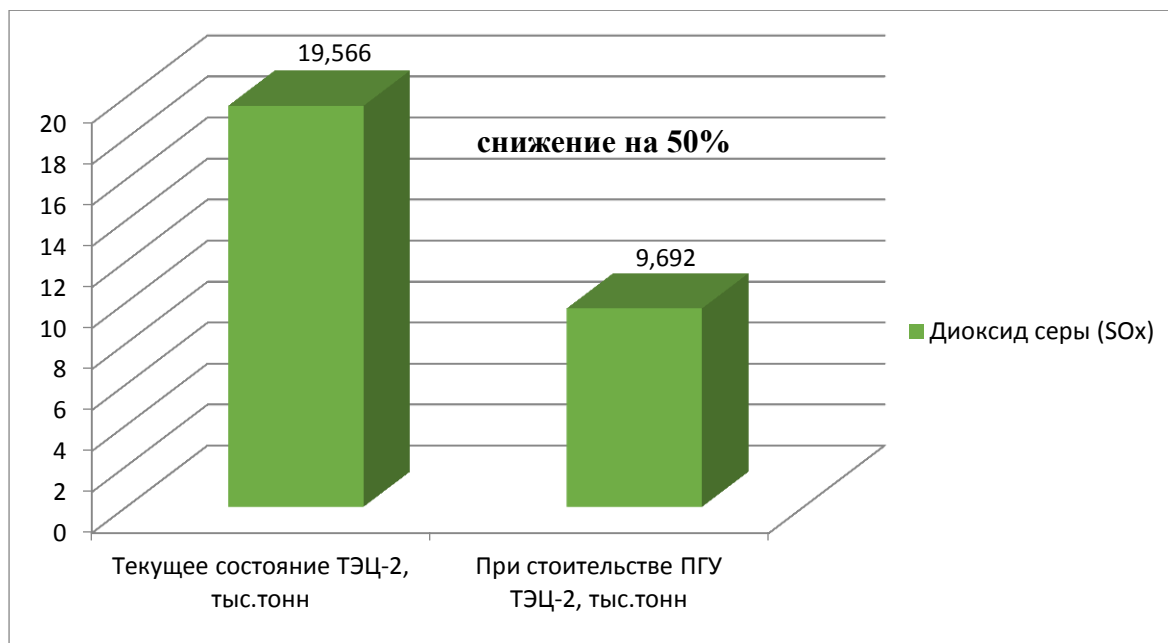


Рисунок 5.8 - Динамика выбросов окислов серы (SO2) при текущем состоянии на ТЭЦ-2 и при строительстве и эксплуатации новой ПГУ

6 Безопасность жизнедеятельности

Цель данного дипломного проекта реконструкция газотурбинных установок на ТЭЦ-2. Комплекс ТЭЦ-2 (промплощадка и золоотвал) расположены в черте города Алматы.

6.1 Анализ условий труда

Основная работа рабочего персонала связана непосредственно с системой автоматики, а также наблюдением за тепломеханическими и тепловыми оборудованями. В помещении турбинного цеха имеются такие оборудованя, как:

- насосы питательные, сетевые насосы
- атмосферный деаэратор
- регенеративный подогреватель
- задвижки, регуляторы
- различного рода теплообменника

Условия труда машинистов-операторов турбинного и котельного цехов осложняются за счет источников тепловыделения турбогенераторов и котлов.

В турбинном цехе применяются следующие способы защиты от лучистой и тепловой энергии:

1) Теплоизоляция горячих и излучающих поверхностей тепловой изоляцией, т.е. материалами с малой теплопроводностью. Согласно санитарным нормам температура теплоизоляции трубопровода не должна превышать 35°C.

2) Экранирование источников излучения поглощающими и отражающими теплоту материалами, которые работают на принципе отражения лучистой энергии в сторону источника.

3) Воздушное кондиционирование и вентиляция.

4) Использование помещений для отдыха, т.е. ограничение длительности работы в неблагоприятных температурных условиях.

5) Применение защитой одежды, обуви и головных уборов.

Вентиляция турбинного цеха

Воздухообмен в турбинном и котельном отделениях определяется из условия удаления избытков тепла и создании температур в рабочих зонах, определяемых санитарными нормами. Основными источниками избыточного тепла в турбинном цехе являются:

- тепловыделения в результате разности температур снаружи и внутри здания через ограждающие конструкции;
- тепловыделения от нагретых поверхностей турбин;
- тепловыделения от людей;
- тепловыделения от солнечного излучения через оконные проемы.

Для создания благоприятных условий работы в турбинном цехе используется естественная вентиляция через оконные проемы и двери, искусственная вентиляция (приточно-вытяжная) состоящая из системы воздуховодов, вентиляторов для забора воздуха, калориферов.

Технологическая компоновка главного корпуса отличается наличием сплошных перекрытий, заглублением рабочей отметки, застроенностью фасада по ряду «А» в связи установкой трансформаторов и отсутствием организованных вентиляционных проемов по ряду «Б», благодаря чему создаются непрветриваемые зоны с высокой температурой. При выборе схемы вентиляции это обстоятельство привело к применению на участках теплофикационной насосной, помещений машинного и котельного отделения вентиляции с механическим возбуждением. Приток наружного воздуха осуществляется приточными установками механической вентиляции. В летнее время предусмотрено охлаждение приточного воздуха. В машинном отделении установлено 6 приточных камер производительностью 3×40000 м³/ч и 3×9100 м³/ч. В зимний период камеры работают на смешение наружного и внутреннего воздуха. Из котельного отделения воздух удаляется дутьевыми вентиляторами.

Микроклимат

Для оценки воздействия параметров микроклимата, в целях осуществления мероприятий по защите работающих от возможного перегревания используется интегральный показатель тепловой нагрузки среды (ТНС). В помещениях управления технологическими процессами при выполнении операторских работ, связанных с нервно-эмоциональным напряжением, должны быть соблюдены следующие оптимальные нормы по ГОСТ 12.1.005-88: температура воздуха 22 - 24 °С, относительная влажность воздуха 40 - 60 % и скорость движения воздуха 0,1 м/с, в соответствии с санитарными нормами микроклимата в производственных помещениях СНиП РК 4.02-42-2006.

Состояние пожарной безопасности

Требования пожарной безопасности:

1) Перед началом отопительного сезона печи, котельные, теплогенераторные и калориферные установки, другие отопительные приборы и системы должны быть проверены и отремонтированы. Неисправные печи и другие отопительные приборы к эксплуатации не допускаются.

2) На топливопроводе к каждой форсунке отопительных котлов и теплогенераторных установок, работающих на жидком топливе, должно быть установлено не менее двух вентилей: один - у топки, другой - у емкости с топливом.

3) При эксплуатации котельных и других теплопроизводящих установок предприятий и населенных пунктов не допускается:

- привлекать к работе лиц, не прошедших специального обучения и не получивших соответствующих квалификационных удостоверений;

- хранить более 1 м³ ЛВЖ или 5 м³ ГЖ в помещениях котельных и теплогенераторных;

- применять в качестве топлива отходы нефтепродуктов и другие ЛВЖ и ГЖ, которые не предусмотрены техническими условиями на эксплуатацию оборудования.

Запрещается: эксплуатировать теплопроизводящие установки при подтекании жидкого топлива (утечки газа) из систем топливоподачи; подавать топливо при потухших форсунках или газовых горелках; разжигать установки без предварительной их продувки; работать при неисправных или отключенных приборах контроля и регулирования, а также при их отсутствии; сушить какие-либо горючие материалы на котлах и паропроводах.

4) Дымовые трубы котельных установок, работающих на твердом топливе, должны быть оборудованы искрогасителями и очищаться от сажи в соответствии с п. 1.5.3.

5) Огнезадерживающие устройства (заслонки, шиберы, клапаны и др.) в воздуховодах, устройства блокировки вентиляционных систем с автоматическими установками пожарной сигнализации или пожаротушения, автоматические устройства отключения вентиляции при пожаре должны проверяться в установленные сроки и содержаться в исправном состоянии.

В котельном цехе на отметке –11.5 и 0.00 метров и в машинном зале на отметке 0.00 метров установлены противопожарные посты, переносные пеногенераторы, которые предназначены для локального пожаротушения

При возникновении дыма или повышении температуры в помещении, комбинированные извещатели системы обнаружения подают импульс:

на открытие определенных задвижек с электроприводом

на включение рабочего насоса, который забирает из резервуара готовый 6% раствор пенообразователя и нагнетает его в сеть противопожарной установки.

В котельном цехе предусмотрена установка сигнализаторов повышения температуры уходящих газов с выводами показателей на щит, а также аварийная блокировка механизмов. При выходе из строя дымососов автоматически отключаются дутьевые вентиляторы горячего угля и питатели пыли. Для тушения очагов тления и загорания топлива у молотковых мельниц и сепараторов пыли предусмотрена установка пенных огнетушителей типа ОП-5 и углекислотных ОУ-5 и ОУ- 8

6.2 Расчет вентиляции турбинного цеха

Для оптимальной работы и благоприятных условий труда персонала турбинного цеха необходимо рассчитать объем воздуха, который должен подаваться внутри помещения.

6.2.1 Теплопоступления и теплотери в результате разности температур

Расчет поступления тепла через стены, потолки, полы, окна и двери в летний период года затрудняется существенными колебаниями температуры наружного воздуха в течение суток и еще большими колебаниями теплового потока на наружных поверхностях ограждений за счет солнечного излучения. Значительное влияние на теплообмен оказывает и массивность ограждений,

благодаря чему колебания температуры на их внутренней поверхности уменьшаются.

Теплопоступления и теплопотери в результате разности температур определяются :

$$Q_{огр} = V_{пом} \cdot X_0 \cdot (t_{Нрасч} - t_{Врасч}) \quad (6.1)$$

$$Q_{огр} = 179010 \cdot 0,42 \cdot (23,8 - 20) = 285,7 \text{ кВт}$$

где $V_{пом}$ – объем турбинного цеха, м^3 . $V_{пом} = 39 \times 270 \times 17 = 179010 \text{ м}^3$;

$X_0 = 0,42 \text{ Вт/м}^3$ – удельная тепловая характеристика;

$t_{Нрасч}$ – наружная температура. Для теплого периода $t_{Нрасч} = 23,8^\circ\text{С}$.

$t_{Врасч} = 20^\circ\text{С}$ – внутренняя температура, выбирается с учетом комфортных условий или технологических требований, предъявляемых к производственным процессам.

6.2.2 Теплопоступления от солнечного излучения через остекление

Избыточная теплота солнечного излучения в зависимости от типа стекла почти до 90% поглощается средой помещения, остальная часть отражается. Максимальная тепловая нагрузка достигается при максимальном уровне излучения, которое имеет прямую и рассеянную составляющие. Интенсивность излучения зависит от ширины местности, времени года и времени суток.

Теплопоступление от солнечного излучения через остекление определяется по формуле:

$$Q_p = (q^I \cdot F_o^I + q^{II} \cdot F_o^{II}) \cdot \beta_{сз} \quad (6.2)$$

где q^I , q^{II} – тепловые потоки от прямой и рассеянной солнечной радиации, Вт/м^2 ;

F_o^I , F_o^{II} – площади светового проема, облучаемые и не облучаемые прямой солнечной радиацией, м^2 ;

$\beta_{сз}$ – коэффициент теплопропускания, определяемый по таблице 4, $\beta_{сз} = 1$, так как нет солнцезащитных устройств.

Для периода облучения остекления солнцем, когда его лучи проникают через окно в помещение:

$$Q_p = ((F_o \cdot n_c \cdot (q^{вп} + q^{вр}) + F_o \cdot n_{ю} \cdot (q^{вп} + q^{вр})) \cdot \beta_{сз} \cdot K_1 \cdot K_2 \quad (6.3)$$

где $q_{вп}$, $q_{вр}$ – тепловые потоки от прямой рассеянной радиации, Вт/м^2 , по таблице 5 для широты в 44° СШ при расположении С: $q_{вп} = 0$; $q_{вр} = 60 \text{ Вт/м}^2$; при расположении Ю: $q_{вп} = 245$; $q_{вр} = 84 \text{ Вт/м}^2$;

$F_o = 456 \text{ м}^2$ – площадь светового проема;

K_1 – коэффициент затемнения остекления переплетами (K_1^C – для облученных проемов), по таблице 6 для остекления в металлических переплетах $K_1^C = 0,8$;

K_2 – коэффициент загрязнения остекления, по таблице 7 $K_2 = 0,9$.

Тогда общее теплопоступление солнечного излучения с окон обеих сторон равно:

$$Q_p = ((456 \cdot (0 + 60) + 456 \cdot (245 + 84)) \cdot 1 \cdot 0,8 \cdot 0,9 = 127,7 \text{ кВт}$$

6.2.3 Теплопоступление от людей

Теплопоступление от людей зависит от интенсивности выполняемой работы и параметров окружающего воздуха. Тепло, выделяемое человеком, складывается из ощутимого (явного), то есть передаваемого в воздух помещения путем конвекции и лучеиспусканий, и скрытого тепла, затрачиваемого на испарение влаги с поверхности кожи и из легких.

По таблице 8 при $t_{\text{вн.ср}}=26^{\circ}\text{C}$ человек выделяет $q_{\text{я}}=81$ Вт явного тепла. В турбинном цехе в одну смену всего работают 25 человек. Тогда выделение явного тепла людьми составит:

$$Q_{\text{л}}^{\text{я}} = 25 \cdot 81 = 2 \text{ кВт}$$

6.2.4 Теплопоступление от осветительных приборов.

Теплопоступление от ламп определяется по формуле:

$$Q_{\text{осв}} = N_{\text{осв}} \cdot \eta \quad (6.4)$$

где $N_{\text{осв}}$ – установленная мощность ламп ($N=50$ Вт/м²);

η – коэффициент перехода электрической энергии в тепловую. В турбинном цехе освещение создается люминесцентными лампами. Для люминесцентными ламп $\eta=0,5$.

$$Q_{\text{осв}} = 50 \cdot 0,5 = 0,025 \text{ кВт}$$

6.2.5 Теплопоступление от оборудования.

В турбинном цехе расположено 6 турбин с установочной мощностью $N_{\text{уст}}=510$ МВт.

Тепло, выделяемое нагретыми поверхностями турбин, определяется по формуле:

$$Q_{\text{об}} = N_{\text{уст}} \cdot K \quad (6.5)$$

где коэффициент $K = K_{\text{загр}} \cdot K_{\text{од}} \cdot K_{\text{уст}}$; $K_{\text{загр}}=0,6$ - коэф. загрузки оборудования, $K_{\text{од}}=0,7$ - коэф. одновременной работы, $K_{\text{уст}}=0,8$ - коэф. установочной мощности.

$$Q_{\text{об}} = 510 \cdot 10^3 \cdot 0,34 = 173400 \text{ кВт}$$

Избыточное количество тепла, поступающего в турбинное отделение рассчитываем по формуле:

$$Q_{\text{изб}} = Q_{\text{ср}} + Q_{\text{об}} + Q_{\text{оу}} + Q_{\text{л}} - Q_{\text{огр}} \quad (6.6)$$

$$\text{Тогда: } Q_{\text{изб}} = 127,7 + 173400 + 0,025 + 2 - 285,7 = 173244 \text{ кВт}$$

Рассчитаем теплонапряженность воздуха по формуле:

$$Q_{\text{н}} = \frac{Q_{\text{изб}}}{V}, \text{ кВт} \quad (6.7)$$

$$Q_{\text{н}} = \frac{Q_{\text{изб}}}{V} = \frac{173244}{39 \cdot 270 \cdot 17} = 0,97 \text{ кВт.}$$

При $Q_{\text{н}} < 20 \text{ кВт}$ $\Delta t = 6^{\circ}\text{C}$

Определение объема воздуха, который должен подаваться внутри помещения:

$$L = \frac{860 \cdot Q_{\text{изб}}}{c \cdot \gamma \cdot \Delta t}, \text{ м}^3/\text{ч} \quad (6.8)$$

$$L = \frac{860 \cdot Q_{\text{изб}}}{c \cdot \gamma \cdot \Delta t} = \frac{860 \cdot 173244}{1,005 \cdot 1,206 \cdot 6} = 20487,6 \text{ м}^3/\text{ч}$$

где $C=1,005$ кДж/(кг·°С) – теплоемкость воздуха,

$\gamma=1,206$ кг/м³ – удельная масса приточного воздуха.

Вывод: исходя из полученных данных для соблюдения требуемых параметров микроклимата следует установить вытяжные осевые вентиляторы АХСВФ 630D4-26 с производительностью не менее 20000 м³/ч. Из расчетов видно, что теплоступление от оборудования значительно больше, чем остальные тепловыделения. Это объясняется большой установленной мощностью турбин.

6.3 Расчет установок водяного и пенного пожаротушения

Рассчитываем количество необходимых пеногенераторов для тушения пожаров в котельном цехе.

Параметры спринклерных установок необходимо принимать по таблице 6.1

Таблица 6.1 - Параметры спринклерных установок

Перечень складироваемых грузов	Интенсивность орошения водой, л/ (с· м ²)	Максимальное расстояние между спринклерными оросителями, м	Время работы установки, мин
Несгораемые материалы в сгораемой упаковке	0,40	2	60
Твердые сгораемые материалы	0,45	2	60
Резинотехнические изделия	0,50	1,5	60
Примечание. Хранение резинотехнических изделий допускается только в цельнометаллической таре.			

Гидравлический расчет трубопроводов следует выполнять при условии водоснабжения этих установок только от основного водопитателя.

Давление узла управления должно быть не более 1,0 МПа. Расчетный расход воды, раствора пенообразователя Q_d , л/с, через ороситель (генератор) следует определять по формуле

$$Q_d = k\sqrt{H} = 0,31\sqrt{85} = 2,858 \text{ л} \quad (6.9)$$

где $k=0,31$ для пенного розеточного ОПСР, ОПДР с диаметром выходного отверстия 10мм — коэффициент производительности оросителя (генератора), принимаемый по таблице 2.2;

$H=85\text{м}$ — свободный напор перед оросителем (генератором).

Расход воды, раствора пенообразователя необходимо определять произведением нормативной интенсивности орошения на площадь для расчета расхода воды, раствора пенообразователя.

Расход воды, раствора пенообразователя на внутренний противопожарный водопровод должен суммироваться с расходом огнетушащего вещества на автоматическую установку пожаротушения.

Необходимость суммирования расходов воды, раствора пенообразователя спринклерной и дренчерной установок определяется технологическими требованиями.

Расход воды, раствора пенообразователя Q , л/с определяется по формуле:

$$Q = abnaq_n = 15 \cdot 12 \cdot 4 \cdot 0,45 \cdot 10^{-2} = 3,24 \text{ л/с} \quad (6.10)$$

где a — расчетная длина одновременно орошаемой части стеллажа, принимается равной 15 м;

$b=12\text{м}$ — наибольшая ширина совмещенных стеллажей, м;

$n=4$ — количество экранов;

$q_n=0,45\text{л/см}^2$ — интенсивность орошения.

Площадь для расчета расхода воды, раствора пенообразователя - 180 м².
Время работы установки следует принимать в соответствии с таблицей 8.1.

Потери напора на расчетном участке трубопроводов H_1 , м, определяются по формуле

$$H_1 = \frac{Q^2}{B} = \frac{3,24^2}{1,222} = 8,6 \text{ м}, \quad (6.11)$$

где Q — расход воды, раствора пенообразователя на расчетном участке трубопровода, л/с;

B — характеристика трубопровода, определяется по формуле

$$B = \frac{k_1}{l} = \frac{110}{90} \quad (6.12)$$

где k_1 — коэффициент, принимается по табл. 2.3 ;

l —длина расчетного участка трубопровода, м.

Потери напора в узлах управления установок H_2 , определяются по формуле:

$$H_2 = \varepsilon Q^2 = 3,02 \cdot 10^{-3} \cdot 2,858 = 8,631 \cdot 10^{-3} \text{ м} \quad (6.13)$$

где ε — коэффициент потерь напора в узле управления, принимается по табл. 2.4 ;

Q — расчетный расход воды, раствора пенообразователя через узел управления, л/с.

Объем раствора пенообразователя V_1 м³, при объемном пожаротушении определяется по формуле

$$V_1 = \frac{k_2 V}{k_3} = \frac{3 \cdot 110160}{100} = 3304,8 \text{ м}^3 \quad (6.14)$$

где k_2 — коэффициент разрушения пены, принимается по табл. 8.2;

$V=110160 \text{ м}^3$ — котельного цеха, м³,

k_3 — кратность пены.

Таблица 6.2 Коэффициент разрушения пены

Горючие материалы защищаемого производства	Коэффициент разрушения пены k_2	Продолжительность работы установки, мин
Твердые	3	25
Жидкие	4	15

Число одновременно работающих генераторов пены n_1 определяется по формуле

$$n = \frac{V_1}{Q_d t} = \frac{3304,8}{0,171 \cdot 60} = 320 \quad (6.15)$$

где Q_d — производительность одного генератора по раствору пенообразователя, м³/мин;

$t=60$ мин— продолжительность работы установки с пеной средней кратности, мин, принимается по табл. 6.2.

Продолжительность работы установок пенного пожаротушения с пеной низкой кратности следует принимать: 15 мин - для помещений с количеством твердых сгораемых материалов свыше 200 кг/м² или горючими жидкостями с температурой вспышки паров до 28 °С; 10 мин - для помещений с количеством твердых сгораемых материалов до 200 кг/м² или горючими жидкостями с температурой вспышки паров 28 °С и более.

Продолжительность работы внутренних пожарных кранов, оборудованных ручными водяными или пенными пожарными стволами и подсоединенных к питающим трубопроводам спринклерной установки, следует принимать равной времени работы спринклерной установки. Продолжительность работы пожарных кранов с пенными пожарными стволами, питаемых от самостоятельных вводов, следует принимать равной 1

ч. Из полученных результатов можно сделать вывод, что при $V=3304,8 \text{ м}^3$ раствора пенообразователя число работающих генераторов пены $n=320$.

6.4 Вывод по разделу безопасность жизнедеятельности

В данной работе произведен расчет вентиляции в турбинном цехе, а также расчет установок водяного и пенного пожаротушения в котельном цехе. Для обеспечения необходимого воздухообмена в турбинном цехе, определили количество избыточного тепла, которое необходимо удалить, и объем воздуха, которое должно подаваться в турбинном цехе. $Q_{изб} = 173224 \text{ кВт}$. Для обеспечения пожарной безопасности в котельном цехе необходимо установить 320 пеногенераторов.

7 Экономическая часть. Оценка экономической эффективности от реализации мероприятия при инвестициях в ПГУ

7.1 Составляющие затраты на производство электрической и тепловой энергии

Тепловые электрические станции, работающие по теплофикационному циклу (ТЭЦ), предназначены для совместной выработки тепловой и электрической энергий. Комбинированное производство энергии в промышленности, является результатом потребности в производстве тепла для собственных нужд.

Экономическая эффективность работы ТЭЦ сравнивается с отдельной выработкой тепловой энергии на отопительных котельных (ОК) и электрической энергии на конденсационных электрических станциях (КЭС).

Совместное производство двух видов энергии ставит вопрос о распределении эксплуатационных затрат между ними, в том числе и по топливу.

Исходными данными для проведения расчета являются:

установленная электрическая мощность станции - $N_{уст} = 731 \text{ МВт}$;

годовой объем выработки электрической энергии - $\mathcal{E}_в = 2743 \text{ млн. кВтч}$;

годовой объем выработки тепловой энергии - $Q_в = 3250 \text{ тыс Гкал}$;

удельный расход топлива на выработку одного кВтч электроэнергии –
 $b_э = 274 \text{ гут/кВтч}$;

удельный расход топлива на выработку одной Гкал тепловой энергии -
 $b_т = 182 \text{ кгут/ Гкал}$;

7.1.1 Определение годового отпуска энергии ТЭЦ

Годовой отпуск электрической и тепловой энергии определяем по формулам:

$$\mathcal{E}_{от} = \mathcal{E}_в * (1 - \mathcal{E}_{сн}) = 2743 * (1 - 0,09) = 2496,13 \text{ млн кВтч} \quad (7.1)$$

$$Q_{от} = Q_в * (1 - Q_{сн}) = 3250 * (1 - 0,01) = 3217,5 \text{ тыс. Гкал}$$

где $\mathcal{E}_в$ и $Q_в$ – годовая выработка электрической и тепловой энергии;

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

7.1.2 Определение годовых эксплуатационных затрат

Годовые эксплуатационные расходы определяются по следующим элементам затрат: топливо, амортизация, текущий ремонт, вода, заработная плата, выбросы, прочие общестанционные расходы.

7.1.2.1 Определение затрат на топливо.

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

$$\begin{aligned} B_{\mathcal{E}} &= \mathcal{E}_B * b_{\mathcal{E}} = 2743 * 274 = 751,582 \text{ тыс. туг} \\ B_T &= Q_B * b_T = 3250 * 182 = 591,5 \text{ тыс. туг} \end{aligned} \quad (7.2)$$

Итого расход топлива ТЭЦ составляет:

Из них уголь $B_{\text{угля}} = 1343 - 428 = 915$ туг

Полученные величины расхода топлива необходимо перевести в натуральное топливо, так как затраты на оплату топлива и его транспортировку осуществляются по натуральному топливу. Используемый вид топлива на ТЭЦ – экибастузский уголь и природный газ. Удельная низшая теплота сгорания топлива $Q_{\text{нр}} = 4050$ ккал/кг и 7875 ккал/м³. Расход природного газа принимаем из проекта 508 млн. тенге в условном значении – $508 * 7875 / 7000 * 0,75 / 1000 = 428$ туг.

Расход натурального топлива будет:

$$B_{\text{н}} = \frac{B_{\text{у}}}{\frac{Q_{\text{н}}^{\text{п}}}{7000}} = \frac{915}{\frac{4050}{7000}} = 1301 \text{ тыс. тнт} \quad (7.3)$$

Затраты на топливо с учетом транспортировки составляет:

$$I_T = B_{\text{н}} * (C_T + C_{\text{тр}}) + B_{\text{г}} * C_{\text{г}} = 1301 * (3300 + 1500) + 508 * 24 = 18436 \text{ млн. тенге} \quad (7.4)$$

где: $C_T = 3300$ тенге/тнт - цена топлива, 24 тенге /м³ природного газа, $C_{\text{тр}} = 1500$ тенге/тнт - цена за транспортировку топлива.

7.1.2.2 Расчет КПД использования топлива.

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

$$\text{КПД}_{\mathcal{E}} = 123 / b_{\mathcal{E}} * 100\% = (123 / 274) * 100\% = 45\%, \quad (7.5)$$

$$\text{КПД}_T = 143 / b_T * 100\% = (143 / 182) * 100\% = 78\%. \quad (7.6)$$

Коэффициент использования топлива станцией будет:

$$\text{КПД} = \frac{0,86 * \mathcal{E}_{\text{омн}} + Q_{\text{омн}}}{7 * B_{\text{у}}} * 100\% = \frac{0,86 * 2743 + 3250}{7 * (1343 + 428)} * 100\% = 60\%, \quad (7.7)$$

где: 0,86 – коэффициент перевода электроэнергии в тепло, 7 – теплотворная способность условного топлива, 7000 ккал/кг.

7.1.3 Расчет затрат на воду.

Основными водопользователями на тепловой электростанции являются конденсаторы паровых турбин. Кроме них на электростанциях имеется целый ряд значительно более мелких теплообменных аппаратов, к которым подводится охлаждающая вода: воздухоохладители или газоохладители генераторов, воздухоохладители питательных электронасосов и возбуждателей генераторов, маслоохладители систем смазки механизмов. На тепловой электростанции вода расходуется также на охлаждение подшипников механизмов, на золоулавливание, гидравлическое удаление золы и шлаков, а также на обеспыливание трактов подачи дробленого и размолотого твердого топлива. Установлено, что затраты на воду находятся в пределах 1,4– 1,6 тенге/кВтч.

$$I_6 = \mathcal{E}_6 \cdot (1,4 - 1,6) = 2743 \cdot 1,5 = 4114 \text{ млн. тенге} \quad (7.8)$$

7.1.4 Расчет затрат на заработную плату

Затраты на оплату труда-элемент себестоимости продукции, в котором отражаются затраты на оплату труда основного производственного персонала предприятия, включая премии рабочим и служащим за производственные результаты, стимулирующие и компенсирующие выплаты, в том числе компенсации по оплате труда в связи с повышением цен и индексацией доходов в пределах норм, предусмотренных законодательством.

Численность ППП можно определить через штатный коэффициент, показывающий, какое количество персонала приходится на 1 МВт установленной электрической мощности станции.

Согласно литературных данных и фактических данных о численности работающих на некоторых станциях Казахстана, можно рекомендовать принимать следующие усредненные значения штатного коэффициента (Кш): для ТЭЦ установленной мощностью более 731 МВт: 1,3 – 1,5 чел/МВт.

Численность персонала станции определяется:

$$\text{ЧП} = \text{Кш} \cdot \text{N}_y = 1,5 \cdot 731 = 1095 \text{ чел} \quad (7.9)$$

Суммарный фонд заработной платы включает в себя:

- основную заработную плату (Изпо), 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 (Изпд) 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 (Изпн) включают в себя отчисления на социальный налог и начисления в пенсионный фонд.

Формула для определения суммарного фонда заработной платы, будет следующей:

$$\text{Изп} = \text{Изпо} + \text{Изпд} + \text{Изпн}, \text{ млн. тенге}$$

Величину среднегодовой основной заработной платы Изпо принимаем в размере 900 тыс. тенге на одного работающего:

$$\text{Изпо} = 1095 \cdot 900000 = 985,5 \text{ млн. тенге.}$$

Величина Изпд берется в размере 10-15% от значения Изпо:

$$\text{Изпд} = 0,15 \cdot 985,5 = 147,85 \text{ млн. тенге.}$$

Начисления на заработную плату Изпн (социальный налог и отчисления в пенсионный фонд) принимаются в размере 20% от суммы Изпо и Изпд:

$$\text{Изпн} = 0,20 \cdot (985,5 + 147,85) = 226,67 \text{ млн. тенге.}$$

$$\text{Тогда: Изп} = 985,5 + 147,85 + 226,67 = 1360 \text{ млн. тенге.}$$

7.2 Определение капитальных затрат

Капитальные затраты — это общая сумма стоимости устанавливаемого оборудования, транспортно-заготовительных расходов и затрат на монтаж и демонтаж оборудования. Общая сумма капитальных вложений рассчитывается по формуле:

$$\sum K = K_0 + K_c + K_m + K_{пр}, \text{ тыс. тенге} \quad (7.10)$$

где K_0 – капитальные вложения на приобретение оборудования;

K_c - капитальные вложения на строительные работы;

K_m - капитальные вложения на монтажные и пуско-наладочные работы;

$K_{пр}$ - капитальные вложения на прочие расходы.

Затраты на строительство ПГУ приняты по ценовым предложениям Дженерал Электрик.

Дженерал Электрик (221МВт, 180Гкал/час): Комплектация – 2ГТУ*2КУ*2ПТ. Расчетная стоимость составляет 86 600 000 евро.

В объем поставки входит:

- 2 ГТУ;
- АСУ ГТУ;
- 2 ПТ;
- 2 КУ;
- 2 конденсатора;
- Услуги шеф-надзора за монтажом, ПНР и обучением персонала.
- Рабочая документация.

В объем поставки не включены:

- Строительные работы;
- Монтаж и ввод в эксплуатацию;
- Системы пожарной защиты и обнаружения пожара на площадке;
- Соединительные трубопроводы и кабели;
- Внешнее оборудования для топливного газа (станция подготовки газа);
- Система охлаждения;
- Повышающий трансформатор.

Сводные затраты на строительство указаны в таблице 7.1.

Таблица 7.1 - Свод затрат на строительство

№ п/п	Наименование работ	Срок выполнения, мес.	Стоимость выполнения, в ценах 2018 г., млн. тенге
1	Разработка ТЭО и ПСД, в т.ч.:	18	1 297,062
	- ТЭО		375,023
	- ПСД		922,039
2	Стоимость строительства:		
	- Оборудование		35 255,637
	- Строительно-монтажные работы	36	54 365,493
	- Прочие		11 709,474
3	Пуско-наладочные работы	4	1 992,480
4	Итого	58	104 620,146

В среднем, в зависимости от мощности блоков и станции в целом, вида потребляемого топлива, норма амортизации находится в пределах 5-7 %. В расчетах норму амортизационных отчислений принимаем 6 % от величины К:

$$I_{ao}=0,06*K=0,06*104620=6\ 277 \text{ млн. тенге} \quad (7.11)$$

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:

$$I_{tr}=0,15*I_{ao}=0,15*6277=941,55 \text{ млн. тенге.} \quad (7.12)$$

7.3 Расчет экологических платежей

Экологические платежи за негативное воздействие на окружающую среду (экологические платежи) вносятся природопользователями, деятельность которых оказывает негативное воздействие на окружающую среду. Плата за загрязнение окружающей среды является формой компенсации ущерба, наносимого загрязнением окружающей природной среды.

Порядок определения платы и ее предельных размеров за загрязнение окружающей природной среды, размещение отходов, другие виды вредного воздействия утвержден приказом Министра охраны окружающей среды РК от 8 апреля 2009 года № 68-п «Методика расчета платы за эмиссии в окружающую среду».

Плата взимается за фактический объем эмиссий в окружающую среду в пределах и (или) сверх установленных нормативов эмиссий в окружающую среду:

- 1) выбросов загрязняющих веществ;
- 2) сбросов загрязняющих веществ;
- 3) размещенных отходов производства и потребления.

В соответствии с п.3 Приказа Министра охраны окружающей среды РК

от 08.04.2009 г. № 68-п. расчет платы за выбросы *i*-го загрязняющего вещества от стационарных источников в пределах нормативов эмиссий осуществляется по следующей формуле:

$$C_{i \text{ выб.}} = H_{i \text{ выб.}} \cdot M_{i \text{ выб.}} \quad (7.13)$$

где: $C_{i \text{ выб.}}$ - плата за выбросы *i*-го загрязняющего вещества от стационарных источников (МРП);

$H_{i \text{ выб.}}$ - ставка платы за выбросы *i*-го загрязняющего вещества, установленная в соответствии с Налоговым кодексом Республики Казахстан (МРП/тонн);

$M_{i \text{ выб.}}$ - суммарная масса всех разновидностей *i*-ого загрязняющего вещества, выброшенного в окружающую среду за отчетный период (тонн).

Расчет платы за размещенный объем *i*-го вида отходов производства и потребления в пределах нормативов эмиссий осуществляется по следующей формуле:

$$C_{i \text{ отх.}} = H_{i \text{ отх.}} \cdot M_{i \text{ отх.}} \quad (7.14)$$

где: $C_{i \text{ отх.}}$ - плата за размещение *i*-го вида отходов производства и потребления (МРП);

$H_{i \text{ выб.}}$ - ставка платы за размещение одной тонны *i*-го вида отходов производства и потребления, установленная в соответствии с налоговым законодательством Республики Казахстан (МРП/тонн);

$M_{i \text{ отх.}}$ - масса *i*-ого вида отходов, размещенного природопользователем в процессе производственной деятельности за отчетный период (тонн, Гбк - для радиоактивных отходов).

Результаты расчета экологических платежей от дымовых труб ТЭЦ-2 до и после реконструкции представлены в таблице 7.2.

Таблица 7.2– Расчет экологических платежей

Виды эмиссий	тыс. тонн	ставки платы за 1 тонну, (МРП)	МРП	Коэффицие нт (по налоговому кодексу)	тенге/ тонну	затраты, тыс.тенге
Расчет экологических платежей за выбросы ЗВ от дымовых труб (за 2018 год)						
Азота (IV) диоксид	6,934	20	2405	0,3	14430	100 063,392
Азот (II) оксид	1,127	20	2405	0,3	14430	16 262,610
Сера диоксид	19,567	20	2405	0,3	14430	282 351,810
Углерод оксид	1,493	0,32	2405	0,3	230,88	344,704
Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	5,468	10	2405	0,3	7215	39 451,620
Выбросы всего	34,589					
ЗШО	981,500	0,66	2405	0,05	79,37	77 896,748

Итого экологические платежи						516 370,883
Расчет экологических платежей за выбросы ЗВ от дымовых труб (вариант-ПГУ)						
Азота (IV) диоксид	4,159	20	2405	0,3	14430	60 008,436
Азот (II) оксид	0,676	20	2405	0,3	14430	9 751,371
Сера диоксид	9,692	20	2405	0,3	14430	139 859,813
Углерод оксид	1,422	0,32	2405	0,3	230,88	328,340
Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	2,596	10	2405	0,3	7215	18 730,655
Выбросы всего	18,545					
ЗШО	542,830	0,66	2405	0,05	79,37	43 081,692
Итого экологические платежи						271 760,307
Экономического эффекта за счет снижения экологических платежей: 516 370,883 - 271 760,307= 244 610,576 тыс. тенге.						

7.4 Расчет себестоимости отпуска энергии

Теплоэлектроцентраль (ТЭЦ) представляет собой комбинированное производство, выпускающее несколько видов продукции (электроэнергию, теплоту различных параметров, пар для промышленных потребителей) на базе комплексного использования топлива. В связи с этим необходимо определить себестоимость каждого вида продукта. Возникает задача распределения затрат между видами продукции. Существует ряд методов распределения затрат между продукцией ТЭЦ. Это физический, или балансовый метод, энергетический метод, эксергетический метод и др. Наиболее часто на практике применяется физический метод. В основу этого метода положено распределение затрат пропорционально количеству топлива, израсходованного на каждый вид энергии на основе теплового баланса. В данной работе расчет производится по физическому методу.

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:

$$K_p = \frac{B_{\text{э}}}{B_{\text{т}}} = \frac{751,58}{1343} = 0,56 \quad (7.15)$$

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.

Затем разносим затраты по каждой составляющей аналогично полученным коэффициентам по видам отпускаемой энергии и заносим результаты в таблицу 6.3:

Таблица 7.3 Составляющие затрат на производство электрической и тепловой энергии

Составляющие затрат	И, всего, млн. тг	Иэ,эл.энергия млн.тг.	Ит,тепло, млн.тг.
Топливо, Ит	18436	10324,16	8111,84
Вода, Ив	4114	2303,84	1810,16
Фонд заработной платы, Изп	1360	761,6	598,4
Амортизационные отчисления, Иао	6277	3515,12	2761,88
Ремонт, Ирем	941,55	527,268	414,282
Плата за выбросы, Ивыб	271,76	152,1856	119,5744
Итого	31400,3	17584,174	13816,136

Себестоимость отпуска электрической энергии определяется:

$$S = \frac{I_t + I_v + I_{зп} + I_{ао} + I_{рем} + I_{об} + I_{выб}}{Э_{от}} = \frac{17584,174 \cdot 10^6}{2743 \cdot 10^6} = 6,41 \text{ тенге/кВтч} \quad (7.16)$$

Себестоимость отпуска тепловой энергии определяется:

$$S = \frac{I_t + I_v + I_{зп} + I_{ао} + I_{рем} + I_{об} + I_{выб}}{Q_{от}} = \frac{13816,136 \cdot 10^6}{3250 \cdot 10^3} = 4251 \text{ тенге/Гкал} \quad (7.17)$$

7.5 Расчет экономического эффекта за счет снижения экологических платежей

Из таблицы – Расчета экологических платежей определим сэкономленное количество денег следующим образом:

$$C_9 = I_{2018} - I_{ГТУ} = 516\,370,883 - 271\,760,307 = 244\,610,576 \text{ тыс.тенге}$$

где I_{2018} - экологические платежи за выбросы ЗВ от дымовых труб (за 2018 год);

$I_{ГТУ}$ - экологические платежи за выбросы ЗВ от дымовых труб (вариант-ПГУ).

Чистая прибыль за расчетный период

$$C = C_9 \cdot (1 - 0,2) = 244\,610,576 \cdot 0,8 = 195\,688,46 \text{ тыс. тенге}$$

Простой срок окупаемости $104620,146 \cdot 1000 / 195688,46 = 534$ года

где 104 620,146 млн.тенге - сметная стоимость строительства.

7.6 Вывод по экономическому разделу

Такого рода проекты не окупаются изначально, и строительства ГТУ надстроек на ТЭЦ-2 должен проводиться при поддержке государства или должны разработаться механизмы по возврату вложенных инвестиций по улучшению экологической обстановки.

При реализации проекта возникают следующие основные эффекты:

1. снижается объем выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух;

2. повышается надежность и качество электроснабжения. Себестоимость отпуска тепловой и электрической энергии после модернизации увеличилась по сравнению с себестоимостью до реконструкции из-за более высокой стоимости природного газа по сравнению с твердым топливом до реконструкции ТЭЦ-2.

Заключения

В данной работе были рассмотрены проблемы воздействия вредных выбросов ТЭЦ-2 на атмосферный воздух, основной деятельностью которой является выработка электрической и тепловой энергии при сжигании органического топлива для нужд города Алматы. Путем аналитического и расчётного анализа были выявлены количественные и качественные характеристики выбрасываемых веществ. Был рассмотрен вопрос снижения экологического воздействия на окружающую среду путем расширения ТЭЦ-2 парогазовой установкой, работающей на природном газе, при этом существующая угольная часть станции работает только в отопительный период, газовая часть – в течение круглого года.

Реконструкция ТЭЦ-2 позволит существенно снизить выбросы вредных веществ в окружающую среду г. Алматы:

- окислов азота NO_x на 48 %,
- окислов серы SO_x на 50 %,
- пыли (золы угля) на 52 %,
- образование золошлаковых отходов на 45 %.

Список литературы

1. Программа развития «Алматы – 2020», Алматы 2018.
2. Информационный бюллетень о состоянии окружающей среды Республики Казахстан. Казгидромет, выпуски 2013 г.
3. Информационный бюллетень о состоянии окружающей среды Республики Казахстан. Казгидромет, выпуски 2014 г.
4. Информационный бюллетень о состоянии окружающей среды Республики Казахстан. Казгидромет, выпуски 2015 г.
5. Информационный бюллетень о состоянии окружающей среды Республики Казахстан. Казгидромет, выпуски 2016 г.
6. Информационный бюллетень о состоянии окружающей среды Республики Казахстан. Казгидромет, выпуски 2017 г.
7. Информационный бюллетень о состоянии окружающей среды Республики Казахстан. Казгидромет, выпуски 2018 г.
8. Директива N 2001/80/ЕС Европейского Парламента и Совета "Об ограничении выбросов некоторых загрязняющих воздух веществ от крупных установок сжигания".
9. Приказ МЭ РК от 28.11.14г. «Об утверждении перечня наилучших доступных технологий».
10. Годовые отчеты АО «АлЭС» ТЭЦ-2 за 2016 - 2018 годы.
11. <https://kazhydromet.kz/ru/p/monitoring-sostoania-okruzausej-sredy>.
12. <http://stat.gov.kz/faces/homePage/ecolog/ecolog>.
13. «Методика определения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для тепловых электростанций и котельных», приложение № 3 к приказу Министра окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12 июня 2014 года № 221-Ө.
14. Экологический кодекс Республики Казахстан
15. РНД 211.2.01.01-97 «Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий» (ОНД-86).
16. Проект нормативов предельно-допустимых выбросов для АО «АлЭС» ТЭЦ-2.
17. Технологический регламент «Требования к эмиссиям в окружающую среду при сжигании различных видов топлив в котельных. установках тепловых электрических станций» №1232 от 14.12.2007г. с доп. 21.07.2010г. №747.
18. Поршаков Б. П. Газотурбинные установки на газопроводах: конспект лекций. - М.: Нефть и газ, 2003. - 215 с.
19. Ревзин Б. С. Газотурбинные газоперекачивающие агрегаты. - М.: Недра, 1986. - 215 с.

20. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций / С.В. Цанев, В.Д. Буров, А.Н. Ремезов.-М.: МЭИ, 2009.- 580с.
21. И.А.Смирнов, Л.С. Хрилев. Определение эффективности ввода газотурбинных агрегатов на площадках действующих котельных // Теплоэнергетика. 2000. № 12.
22. Соколов В. С. Газотурбинные установки. - М.: Высшая школа, 1986. -152 с.
23. Кодекс Республики Казахстан «О налогах и других обязательных платежах в бюджет» (Налоговый кодекс, текущая редакция).
24. Приказ «Об утверждении Особого порядка формирования затрат, применяемого при утверждении тарифов (цен, ставок сборов) на регулируемые услуги (товары, работы) субъектов естественных монополий», утвержденный АРЕМ от 25.04.2013 г. №130-ОД.
25. Методические указания к расчётно-графической работе по дисциплине Экономика природопользования для бакалавров с направлением подготовки «Экология, охрана окружающей средыи сбалансированное природопользование» / Сост.: А.Н. Гороховский,Л.В. Сиренко. – К.: НТУУ. КПИ., 2013. -36 с.