

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ  
КАЗАХСТАН**

**Некоммерческое акционерное общество  
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ  
ИМЕНИ ГУМАРБЕКА ДАУКЕЕВА**

**Кафедра: «Теплоэнергетические установки»**

**«УТВЕРЖДАЮ»  
Директор ИТЭТТ  
кафедры  
Бахтияр Б.Т.**

**«Допущен к защите»  
Заведующий**

**Кибарин А.А.**

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г  
(подпись)

\_\_\_\_\_  
(подпись)

**ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ**

**На тему: Проект технического перевооружения АТЭС-3 с  
увеличением эффективности работы вспомогательного оборудования**

**Специальность: 5В071700 - Теплоэнергетика**

**Выполнил: студент группы ТЭС-16 Абимулда А.М.**

**Научный руководитель: доцент, к.ф.-м.н. Борисова Н.Г.**

\_\_\_\_\_  
(подпись) « \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**Консультанты:**

**по экономической части: ст.преподаватель,  
Абильдина Айнура Шахизадина**

\_\_\_\_\_  
(подпись) « \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**по безопасности жизнедеятельности: доцент Бекмуратова Н.С.**

\_\_\_\_\_  
(подпись) « \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**Нормоконтролер: старший преподаватель каф. ТЭУ, PhD  
Олжабаева К.С.**

\_\_\_\_\_  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.  
(подпись)

**Рецензент: заместитель начальника управления по обеспечению  
АО «АлЭС» Ергарин М.М.**

\_\_\_\_\_  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.  
(подпись)

Алматы 2020 г.  
МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ  
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество  
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ  
ИМЕНИ ГУМАРБЕКА ДАУКЕЕВА

Институт Теплоэнергетики и Теплотехники  
Специальность : Теплоэнергетика  
Кафедра : Тепловые энергетические установки

### ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент : Абимулда А.М., студент группы ТЭз-16

Тема проекта : Проект технического перевооружения АТЭЦ-3 с увеличением эффективности работы вспомогательного оборудования

Утверждена приказом ректора №06 от «16» января 2020 г.

Срок сдачи законченной работы «20» 06. 2020 г.

Исходные данные к проекту требуемые параметры результатов

проектирования (исследования) и исходные данные объекта

Принять в качестве исходных данных: состав основного и вспомогательного оборудования АТЭЦ-3, фактические показатели работы АТЭЦ-3 (среднегодовые, среднемесячные), нормативные энергетические характеристики турбоагрегатов Т-41-90 и К-50-90 и их конденсаторов 50-КЦС-5, паспортные (справочные) характеристики вспомогательного оборудования, типовая характеристика вентиляторных градирен с площадью орошения менее 1200 м<sup>2</sup>.

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

Произвести расчет технико-экономических показателей АТЭЦ-3 по фактическим данным за год и за один летний месяц (конденсационный режим).

Произвести оценку возможного уровня технического перевооружения в части повышения эффективности вспомогательного оборудования и оценить увеличение энергетической эффективности станции в целом (сравнить удельные показатели для летнего месяца в конденсационном режиме).

В качестве специального вопроса произвести расчет обеспеченности электрической мощности АТЭЦ-3 циркуляционными системами технического водоснабжения.

Произвести расчеты по разделам: БЖД и экология, экономика.

Оформить пояснительную записку согласно установленным требованиям оформления выпускных квалификационных работ.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

Общая тепловая схема АТЭЦ-3;

Генеральный план АТЭЦ-3;

Принципиальная тепловая схема паровых турбин Т-41-50 и К-50-90;

Рекомендуемая основная литература:

1. Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции: Учебник для теплоэнерг. спец. вузов. — М.-Л.: Энергия, 1967. — 400 с.;

2. Елизаров Д.П. Теплоэнергетические установки электростанций. Учебник для вузов. — 2-е изд., перераб. и доп. — М.: Энергоиздат, 1982. — 264 с., ил.

3. Рихтер Л. А. и др. Вспомогательное оборудование тепловых электростанций: Учебное пособие для вузов / Л. А. Рихтер, Д. П. Елизаров, В. М. Лавыгин. — М.: Энергоатомиздат, 1987. — 216 с, ил.

4. РД 153-34.1-22.508-2001: Методические указания по определению обеспеченности электрической мощности электростанций циркуляционными системами водоснабжения.

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

| Раздел                            | Консультант   | Сроки                 | Подпись |
|-----------------------------------|---|-----------------------|---------|
| Экономика                         | <b>ст.преподаватель,<br/>Абильдина Айнур<br/>Шахизадина</b> | 16.05.20-<br>08.06.20 |         |
| Безопасность<br>Жизнедеятельности | <b>доцент Бекмуратова<br/>Н.С</b>                           | 16.05.20-<br>12.06.20 |         |
|                                   |   |                       |         |
|                                   |   |                       |         |
|                                   |   |                       |         |
|                                   |   |                       |         |
|                                   |   |                       |         |

**Г Р А Ф И К**  
подготовки дипломного проекта

| № п/п | Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов   | Сроки представления руководителю | Примечание |
|-------|--|----------------------------------|------------|
| 1     | Описание тепловой схемы Алматинской ТЭЦ-3  | 10.02.2020г.                     |            |
| 2     | Описание основного и вспомогательного оборудования АТЭЦ-3  | 20.02.2020г.                     |            |
| 3     | Расчет технико-экономических показателей АТЭЦ-3  | 10.03.2020г.                     |            |
| 4     | Расчет технико-экономических показателей для летнего режима и для режима после модернизации АТЭЦ-3 | 30.03.2020г.                     |            |
| 4     | Расчет обеспеченности электрической мощности циркуляционными системами                             | 20.04.2020г.                     |            |
| 5     | Анализ эффективности работы вентиляторных градирен   | 30.04.2020г.                     |            |
| 6     | Расчеты по экономической части (технико-экономическая оценка проекта реконструкции)                | 20.05.2020г.                     |            |
| 7     | Расчеты по части БЖД   | 25.05.2020г.                     |            |
| 8     | Подготовка пояснительной записки   | 16.06.2020г.                     |            |

Дата выдачи задания «16» января 2020 г.

Заведующий кафедрой: профессор АУЭС, к.т.н. Кибарин А.А.

Руководитель: доцент, к.ф.-м.н. Борисова Н.Г.

Задание принял к исполнению  
Студент Абимулда А.М.

## АНАТАЦИЯ

Внедрение новой энергосберегающей техники и технологий связано со значительными капитальными затратами, но позволит существенно снизить потребление энергоресурсов, повысить надежность и производство электроэнергии, снизить расходы электроэнергии на собственные нужды (для ТЭЦ-3 это могут быть: модернизация паровых турбин, градирни №5, применение регулируемого электропривода и гидромуфт, новых технологических решений по водоподготовке, замена насосов на более эффективные и т.д.).

Ключевыми работами технического обслуживания градирен согласно практическим наработкам и отчетам можно назвать следующие :

- Очистка внутренних поверхностей градирни и оросителя минимизирует потери давления при движении воды и воздуха;
  - Очистка трубопроводов системы водораспределения и сопел-форсунок от попавшей ржавчины, органических отложений и т.п., обеспечит снижение гидравлического сопротивления;
  - Обеспечение надежной фильтрации воды, поступающей в градирню и своевременная чистка фильтров, что способствует снижению гидравлического сопротивления.
  - Обеспечить не возможность или снизить вероятность попадания теплого влажного воздуха выходящего из градирни на её всасывающую сторону, путем установки перегородок, экранов или более высоких камер выброса воздуха;
  - Проверить правильность и равномерность распределения вода соплами-форсунками по поверхности оросителя, при неравномерной раздаче изменить расположение сопел-форсунок или заменить их более эффективными;
  - При необходимости, восстановить целостность оросителя и каплеотделителя, причем применение разного типа оросителя и каплеотделителя в одном слое не рекомендуется;
  - Восстановить наружную обшивку градирни, что бы исключить потери воды и обеспечить прохождение воздуха только через ороситель;
  - Максимально герметизировать трубопроводы для снижения потерь воды из водооборотного цикла;
  - Проверить правильность работы вентилятора (отсутствие вибраций, правильность направления вращения и т.п. согласно паспорту на вентилятор).
- Проведение вышеперечисленных работ позволит обеспечить существенную экономию энергетических и материальных ресурсов на эксплуатирующихся градирнях.

## Анатация

Жаңа энергия үнемдеу техникасы мен технологияларын енгізу айтарлықтай күрделі шығындармен байланысты, бірақ энергия ресурстарын тұтынуды айтарлықтай төмендетуге, электр энергиясының сенімділігі мен өндірісін арттыруға, өз мұқтаждарына арналған электр энергиясының шығыстарын төмендетуге мүмкіндік береді (ЖЭО-3 үшін бұл: бу турбиналарын, №5 градирняларды жаңғырту, реттелетін электр жетегі мен гидромұфты, Су дайындау бойынша жаңа технологиялық шешімдерді қолдану, сорғыларды тиімдірек етіп ауыстыру және т.б. болуы мүмкін).

Градирняларға техникалық қызмет көрсетудің негізгі жұмыстары практикалық жұмыстар мен есептерге сәйкес келесілерді атауға болады: :

- Градирнялар мен суландырғыштың ішкі беттерін тазарту су мен ауа қозғалысы кезінде қысым шығынын азайтады;
- Су тарату жүйесінің құбырларын және сопел-форсункаларды түскен тоттан, органикалық шөгінділерден және т. б. тазарту, гидравликалық кедергінің төмендеуін қамтамасыз етеді.;
- Градирняларға түсетін суды сенімді сүзуді қамтамасыз ету және сүзгілерді уақтылы тазалау, бұл гидравликалық кедергіні төмендетуге ықпал етеді.
- Арақабырғаларды, экрандарды немесе ауаның жоғары шығару камераларын орнату арқылы градирнялардан шығатын жылы ылғалды ауаның сору жағына түсу мүмкіндігін қамтамасыз ету;
- Суландырғыштың беті бойынша шүмектермен-форсункалармен судың дұрыс және біркелкі таралуын тексеру, біркелкі емес тарату кезінде шүмектердің орналасуын өзгерту немесе оларды тиімдірек ауыстыру;
- Қажет болған жағдайда, суару және тамшы бөлгіштің бүтіндігін қалпына келтіру, сонымен қатар бір қабатта суару және тамшы бөлгіштің түрлі түрін қолдану ұсынылмайды;
- Градирнялардың сыртқы қаптамасын қалпына келтіру, бұл судың жоғалуын болдырмау және ауаның тек суару арқылы өтуін қамтамасыз ету;
- Су айналым циклынан су шығынын азайту үшін құбырларды барынша герметизациялау;
- Желдеткіштің дұрыс жұмыс істеуін тексеру (дірілдің болмауы, желдеткіш төлқұжатына сәйкес айналу бағытының дұрыстығы және т.б.).

Жоғарыда аталған жұмыстарды жүргізу пайдаланылатын градирняларда энергетикалық және материалдық ресурстарды айтарлықтай үнемдеуді қамтамасыз етуге мүмкіндік береді.

## Annotation

The introduction of new energy saving techniques and technologies associated with significant capital costs, but will significantly reduce energy consumption, increase reliability and energy production, reduce the cost of electricity for own needs (for CHP-3 it can be: upgrading steam turbines, cooling tower No. 5, application of controlled electric drive and a fluid coupling, and new technological solutions in water treatment, replacement of pumps at more efficient, etc.).

The key maintenance activities for cooling towers according to practical experience and reports are the following :

- Cleaning the inner surfaces of the cooling tower and sprinkler minimizes pressure losses when water and air move;
- Cleaning of water distribution system pipelines and nozzle nozzles from rust, organic deposits, etc., will reduce hydraulic resistance;
- Ensuring reliable filtration of water entering the cooling tower and timely cleaning of filters, which helps to reduce hydraulic resistance.
- Prevent or reduce the likelihood of warm, humid air escaping from the cooling tower to its suction side by installing partitions, screens or higher air discharge chambers;
- Check the correct and uniform distribution of water by the nozzle nozzles on the surface of the sprinkler, if the distribution is uneven, change the location of the nozzle nozzles or replace them with more efficient ones;
- If necessary, restore the integrity of the sprinkler and drop separator, and the use of different types of sprinkler and drop separator in the same layer is not recommended;
- Restore the outer casing of the cooling tower, which would eliminate water loss and ensure the passage of air only through the sprinkler;
- To seal pipelines as much as possible to reduce water losses from the water cycle;
- Check the correct operation of the fan (no vibrations, correct direction of rotation, etc. according to the fan passport).

Carrying out the above-mentioned works will ensure significant savings in energy and material resources at the operating cooling towers.

## Содержание:

1. Общее описание ТЭЦ-3
  - 1.1 Тепловая схема ТЭЦ-3.
  - 1.2 Электрическая схема ТЭЦ-3
  - 1.3 Система циркуляционного водоснабжения ТЭЦ-3
  - 1.4 Теплофикационная установка и тепловая сеть
2. Расчет технико-экономических показателей станции АТЭЦ-3
  - 2.1. Теоретическая часть расчета ТЭП
  - 2.2. Расчет технико-экономических показателей станции АТЭЦ-3 в летний месяц в конденсационном режиме
  - 2.3. Возможности повышения энергоэффективности работы станции АТЭЦ-3 при модернизации вспомогательного оборудования
  - 2.4. Сравнение технико-экономических показателей станции при техническом перевооружении
3. Расчет обеспеченности электрической мощности АТЭЦ-3 циркуляционными системами технического водоснабжения
  - 3.1 Расчет обеспеченности электрической мощности АТЭЦ-3 циркуляционными системами водоснабжения
  - 3.2. Возможности повышения эффективности работы вентиляторных градирен
4. Экономические расчеты эффективности проекта модернизации градирен.
5. Безопасность жизнедеятельности
  - 5.1 Очистка уходящих продуктов сгорания котельных установок
  - 5.2 Анализ условий труда в котельном цехе АТЭЦ – 3
  - 5.3 Влияние АТЭЦ-3 на экологическую обстановку района
  - 5.4 Влияние технологии плазменного сжигания углей на выбросы
  - 5.5 Расчёт выбросов дымовых газов в атмосферу
  - 5.6 Расчёт максимальной концентрации вредных веществ
  - 5.7 Пожарная безопасность. Меры предосторожности при транспортировке угольной пыли.
6. Выводы
7. Заключение
8. СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ



## **Введение**

Алматинская ТЭЦ-3 введена в эксплуатацию в 1961 году. В первоначальном проекте станция была ориентирована на работу в качестве ГРЭС, однако с течением времени была проведена модернизация станции.

Оборудование турбинного цеха было реконструировано, три турбины были переведены в теплофикационный режим и на ухудшенный вакуум для достижения большей теплофикации.

Котлоагрегаты были переведены на сжигание непроектного топлива, произведено увеличение размеров конвективной шахты, заменена система золоулавливания.

В данной дипломной работе будет произведена оценка проекта технического перевооружения ТЭЦ-3 рассмотрением возможностей модернизации вспомогательного оборудования и увеличения эффективности работы станции. Произведен расчет обеспеченности электрической мощности АТЭЦ-3 циркуляционными системами технического водоснабжения.

## 1. Общее описание ТЭЦ-3

Станция имеет установленную электрическую мощность в 173 МВт и тепловую мощность в 389,9 МВт, при этом располагаемая электрическая мощность составляет 162,3 МВт, а тепловая – 264,08 МВт. Станция была спроектирована на работу на твердом топливе, на данный момент работает на каменном угле Экибастузского разреза (непроектное топливо), в качестве резервного топлива (растопочного) используется мазут марки М-100.

На станции установлено 4 паровые турбины:

Ст.№1-3 – паровые турбины типа Т-41-90, работающие на номинальное давление свежего пара  $90 \text{ кгс/см}^2$  с температурой  $535^\circ\text{C}$ ;

Ст.№4 – паровая турбина типа К-50-90 – на параметры свежего пара с давлением  $90 \text{ кгс/см}^2$  и температуру  $535^\circ\text{C}$ .

Номинальная единичная проектная производительность теплофикационного отбора паровых турбин типа Т-41-90 составляет: тепловая –  $74,5 \text{ Гкал/ч}$ , паровая –  $139 \text{ т/ч}$ ; для турбины К-50-90 тепловая производительность теплофикационного отбора равна  $18,79 \text{ Гкал/ч}$ . Аналогично производственный отбор для турбин Т-41-90 и К-50-90 имеет тепловую производительность –  $10,1 \text{ Гкал/ч}$ , и паровую –  $17,0 \text{ т/ч}$ .

Все паровые турбины были произведены на Ленинградском металлургическом заводе (ЛМЗ) и введены в эксплуатацию в 1962 году – Ст.№1, Ст.№2, в 1964 году – Ст.№3, в 1965 году – Ст.№4. Все турбины оснащены идентичными генераторами типа ТВ-60-2 с единичной мощностью  $60000 \text{ кВт}$ . Все турбины имеют идентичные конденсаторы типа 50-КЦС с номинальным расходом пара –  $160 \text{ т/ч}$  и количеством (расчетное) охлаждающей воды –  $8000 \text{ м}^3/\text{ч}$ . Также на всех турбинах установлены идентичные циркуляционные насосы типа Д-5000-32 в количестве по 2 единицы на каждую турбину.

На станции установлено 6 паровых котлов типа БКЗ-160-100 (Ст.№1-6) на номинальные параметры перегретого пара с давлением  $100 \text{ кгс/см}^2$  и температурой  $540^\circ\text{C}$ . Котлы производства Барнаульского котельного завода вводились в эксплуатацию поэтапно, сначала 2 котла Ст.№1-2 в 1962 году, и после с 1963 по 1967 годы по одному котлу Ст.№3-6 ежегодно. Котлы были спроектированы на сжигание твердого топлива, на сегодняшний день работают на непроектном топливе (каменный необогащенный уголь Экибастузского разреза вместо проектного Карагандинского рядового угля) с теплотой сгорания  $4300 \text{ ккал/кг}$ , с расчетным расходом топлива  $22,2 \text{ т/ч}$ .

В качестве вспомогательного оборудования на станции установлено:

Установленное оборудование:

4 генератора – ТВ 60 – 2

ОРУ –  $220 \text{ кВ}$

ОРУ –  $110 \text{ кВ}$

ОРУ –  $35 \text{ кВ}$

26 трансформаторов до  $2500 \text{ тыс.кВА}$

7 трансформаторов от  $10 \text{ тыс.}$  до  $80 \text{ тыс. кВА}$

1 трансформатор более 80 тыс. кВА

5 десяти-секционных вентиляторных градирен

Промышленный водозабор с 13 артезианских скважин с глубиной 200 – 300м. Годовой расход воды для восполнения потерь и хозяйственные нужды – 6 107 млн.м<sup>3</sup>.

Подготовка воды для производства осуществляется в цикле ХВО с максимальной производительностью:

по хим. обессоленной воде – 45м<sup>3</sup>/ч

для подпитки теплосети – 250 м<sup>3</sup>/ч

Станция ТЭЦ-3 имеет полуоткрытую компоновку.

## 2.1. Тепловая схема ТЭЦ-3.

Тепловая схема ТЭЦ-3 выполнена с поперечными связями по основным и вспомогательным технологическим трубопроводам и коммуникациям.

При этом:

-главные паропроводы котлов и турбин выполнены однониточными. Однониточный общестанционный коллектор выполнен секционированным;  
-коллекторы питательной воды (всасывающая магистраль ПЭН, «холодный» и «горячий» коллектор) выполнены однониточными, секционированными;

Деаэрация питательной воды осуществляется в деаэраторах повышенного давления 0,6 МПа. Греющий пар к деаэраторам подается от редуционно-охладительных установок (РОУ) РОУ-9,8/1,3 МПа;

- подпитка цикла котлов производится химобессоленной водой;  
- непрерывная продувка котлов- одноступенчатая с подачей пара после расширителей в коллектор греющего пара деаэраторов 0,6 МПа.

Основными элементами тепловой схемы ТЭЦ-3 являются паровой котел БКЗ-160-100 и паровая турбина К-50-90 (Т-41-90).

Тепловая энергия сгоревшего топлива передается питательной воде заполняющей контура экранов топки. Образовавшаяся пароводяная смесь по коллекторам собирается в барабане котла, сепарируется на внутрибарабанных циклонах и направляется в пароперегреватель. Где параметры пара доводятся до номинальных  $P_{п/п}=100 \text{ кгс/см}^2$   $t=540 \text{ }^\circ\text{C}$ , при расходе пара 160 т/ч.

Перегретый пар по паропроводам высокого давления подается через систему клапанного регулирования на турбину. Кинетическая энергия перегретого пара преобразуется в момент вращения ротора турбины. Момент вращения ротора турбины соединенного с ротором генератора преобразуется в электрическую энергию переменного тока напряжением 6,3 кВ и частотой 50 Гц.

Отработавший пар направляется в конденсатор турбины. В конденсаторе турбины расположены встроенные пучки ПНД-1 и ПНД-2, а также основные пучки конденсатора, по которым движется охлаждающая

циркуляционная вода. Образующийся конденсат конденсатным насосом прокачивается через ПНД-3, ПНД-4 и ПНД-5 в деаэратор. Дренаж ПНД-5 каскадно сливается в ПНД-4, а затем дренажным насосом перекачивается в линию основного конденсата. Дренаж ПНД-3 каскадно сливается в конденсатор турбины. В Деаэраторе происходит очистка от свободного кислорода, содержащегося в питательной воде и ПЭНОм, прокачивается через ПВД-6, ПВД-7 и ПВД-8 в питательный коллектор котла. Дренаж каскадно сбрасывается с ПВД-8 в ПВД-7 в ПВД-6 в деаэратор. Пар из корпуса турбины поступает на регенерацию по сл. схеме: на ПВД №8,7,6 соответственно с отборов №1,2,3, в деаэратор с отбора №3 или РОУ, на ПНД №5,4,3 соответственно с отборов №4,5,6. В турбинах Т-41-90 частично отработавший пар с давлением  $P=1,2 \text{ кгс/см}^2$  через теплофикационный отбор направляется на теплофикационную установку.

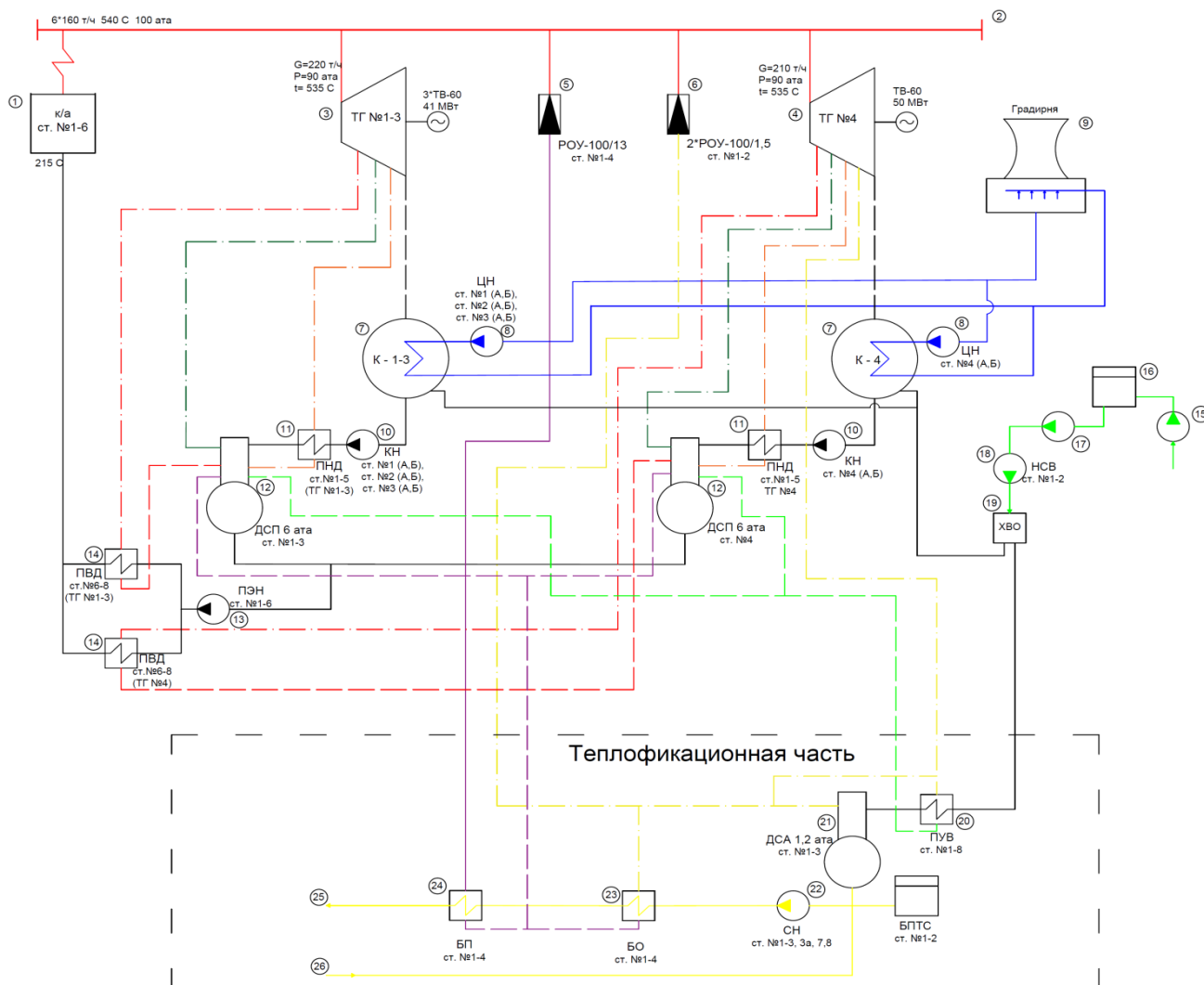


Рис.1 Принципиальная тепловая схема ТЭС-3

## 2.2. Электрическая схема ТЭЦ-3

Главная схема электрических соединений ТЭЦ-3 предусматривает выдачу электрической энергии на напряжениях 35, 110, 220 кВ. В соответствии с этим генераторы типа ТВ-60-2 мощностью 60 тыс. кВт соединяются в блоки с трехобмоточными трансформаторами.

Рабочее питание системы собственного расхода осуществляется отпайками от блоков «генератор-трансформатор». Напряжение генераторов при схеме соединений обмоток «треугольником» составляет 6,3 кВ, отпайки собственного расхода выполнены в виде реактированных линий и двигатели мощностью более 200 кВт используются при напряжении 6 кВ.

## 2.3. Система циркуляционного водоснабжения ТЭЦ-3

Охлаждение оборудования и работу конденсаторов обеспечивает на ТЭЦ-3 обратная система охлаждения. Основными элементами этой схемы являются 5 вентиляторных градирен и 8 циркуляционных насосов.

Вода на охлаждение оборудования главного корпуса подается циркуляционными насосами. Осуществление контура циркуляционной воды происходит по двум напорным (530-1620мм) и двум самотечным (1020-1620мм) водоводам.

Находящиеся в работе системы охлаждения – вентиляторные градирни с напорной трубной системой водораспределения. Градирни были введены в эксплуатацию вместе с основным оборудованием поэтапно в период с 1962 по 1967 годы. В 2009 году были реконструированы градирни №1-4. Существующие десятисекционные вентиляторные градирни заменены в надземной части трехсекционными вентиляторными градирнями фирмы FANS (производства Чешской Республики). С реконструкцией градирен выполнена замена напорных и сливных циркуляционных водоводов от градирен до подключения к магистральным циркуляционным водоводам. Существующая десятисекционная градирня №5 находится в неудовлетворительном состоянии.

## 2.4. Теплофикационная установка и тепловая сеть

От ТЭЦ-3 потребителями тепла проложено три теплотрассы: две - к жилому поселку, одна - к ТПХ.

На ТЭЦ-3 внедрено АСКУТЭ. Количество вводов (точек коммерческого учета) – 3 единицы, все оснащены приборами учета.

### 3. Расчет технико-экономических показателей станции АТЭЦ-3

#### 3.1. Теоретическая часть расчета ТЭП

Расчет технико-экономических показателей выполнялся по методическому указанию по расчету удельного расхода топлива на отпуск электрической и тепловой энергии [1]. В основе этот расчет соответствует проводимому на станции расчету по форме основе этот расчет соответствует проводимому на станции расчету по форме 3-тех энерго [2]. Для проведения расчета необходимы все основные показатели работы станции, в том числе по каждому агрегату, эти данные сведены в таблицах 2.1-2.6. Отображенные в таблицах значения характеризуют работу станции в среднегодовых показателях.

Таблица 2.1 – Общие исходные данные для проведения расчетов ТЭП

| Наименование   | Значение   |
|--|------------|
| Выработка э/э W, тыс. кВтч                                       | 1052923,00 |
| Отпуск эл. энергии, W <sub>от</sub> , тыс. кВтч                  | 926243,00  |
| Отпуск тепловой энергии из отборов и РОУ, Q <sub>от</sub> , Гкал | 104067,00  |
| в т.ч. от РОУ  |            |
| Расход тепла на СН ТЦ, %   | 0,60       |
| Расход тепла на СН по КЦ, %                                      | 6,30       |
| Расход э/э на СН КЦ, %   | 9,00       |
| Расход э/э на СН по ТЦ, %  | 2,80       |

Таблица 2.2 – Общие исходные данные по работе ТА№1

| Наименование  | Значение  |
|---|-----------|
| Выработка э/э W <sub>та</sub> №1, тыс. кВтч             | 278516,00 |
| Выработка э/э по т/ф циклу W <sub>т</sub> №1, тыс. кВтч | 17008,00  |
| Средняя тепловая нагрузка Т-отбора т.а.№1, Гкал/ч       |           |
| Давление пара в Т-отборе т.а.№1, кг/см <sup>2</sup>     |           |
| Давление пара перед ТА №1, кг/см <sup>2</sup>           | 89,00     |
| Температура пара перед ТА №1, °С                        | 531,50    |
| Вакуум в конденсаторе т.а.№1, %                         | 92,20     |
| Температура питательной воды, °С                        | 217,00    |
| Число часов работы т.а.№1, час                          | 6471,00   |

Таблица 2.3 – Общие исходные данные по работе ТА№2

| Наименование  | Значение  |
|---|-----------|
| Выработка э/э W <sub>та</sub> №2, тыс. кВтч             | 252261,00 |
| Выработка э/э по т/ф циклу W <sub>т</sub> №2, тыс. кВтч | 17213,00  |
| Средняя тепловая нагрузка Т-отбора т.а.№2, Гкал/ч       |           |
| Давление пара в Т-отборе т.а.№2, кг/см <sup>3</sup>     |           |
| Давление пара перед ТА №2, кг/см <sup>2</sup>           | 88,00     |
| Температура пара перед ТА №2, °С                        | 533,00    |
| Вакуум в конденсаторе т.а.№2, %                         | 91,80     |
| Температура питательной воды, °С                        | 218,00    |
| Число часов работы т.а.№2, час                          | 5971,00   |

Таблица 2.4 – Общие исходные данные по работе ТА№3

| Наименование  | Значение  |
|---|-----------|
| Выработка э/э $W_{та}$ №3, тыс. кВтч                | 257822,00 |
| Выработка э/э по т/ф циклу $W_t$ №3, тыс. кВтч      | 17543,00  |
| Средняя тепловая нагрузка Т-отбора т.а.№3, Гкал/ч   |           |
| Давление пара в Т-отборе т.а.№3, кг/см <sup>2</sup> |           |
| Давление пара перед ТА №3, кг/см <sup>2</sup>       | 88,00     |
| Температура пара перед ТА №3, °С                    | 536,00    |
| Вакуум в конденсаторе т.а.№3, %                     | 92,50     |
| Температура питательной воды, °С                    | 218,00    |
| Число часов работы т.а.№3, час                      | 5995,00   |

Таблица 2.5 – Общие исходные данные по работе ТА№4

| Наименование                                  | Значение  |
|---|-----------|
| Выработка э/э $W_{та}$ №4, тыс. кВтч          | 264324,00 |
| Число часов работы т.а.№4, час                | 5952,00   |
| Давление пара перед ТА №4, кг/см <sup>2</sup> | 89,00     |
| Температура пара перед ТА №4, °С              | 531,50    |
| Вакуум в конденсаторе ТА №4, %                | 91,30     |
| Температура питательной воды, °С              | 218,00    |

Таблица 2.6 – Общие исходные данные по работе котельных агрегатов и ТФУ

| Наименование  | Значение   |
|---|------------|
| Расход э/э на СН по теплофикационной установке, кВтч/Гкал | 23,40      |
| Тепловая нагрузка котельных агрегатов, Гкал               | 2967809,00 |
| Среднее давление пара за КА, кг/см <sup>2</sup>           | 94,00      |
| Средняя температура пара за КА, оС                        | 535,00     |
| Средняя температура питательной воды, оС                  | 218,00     |
| Температура наружного воздуха, Тн, °С                     | 8,90       |
| Расход топлива на ТЭЦ Втэц, тунт                          | 506440,00  |
| Количество энергетических котлов, п                       | 6,00       |
| Среднее значение КПД брутто КА                            | 83,80      |
| Среднее значение КПД нетто КА                             | 75,40      |
| Число часов работы котлов, час                            | 31065,00   |
| Удельный расход тепла брутто на ТУ, ккал/кВтч             | 2606,00    |
| Удельный расход тепла нетто на ТУ, ккал/кВтч              | 2697,00    |

На основании исходных данных таблиц 2.1-2.6 посредством методик расчета ТЭП [3] будут определены следующие показатели:

1. Выработка электроэнергии на ТЭЦ, МВтч:

$$W_{\text{сумм}} = W_{\text{ТА1}} + W_{\text{ТА2}} + W_{\text{ТА3}} + W_{\text{ТА4}} \quad (1)$$

2. Тепловая нагрузка котельных агрегатов, Гкал (из таблицы 2.6):

$$Q_{\text{бр}} = 2967809 \text{ Гкал}$$

3. Коэффициент теплового потока, %

$$\eta_{\text{ТП}} = 100 - 1,5 \cdot \frac{(\sum Q_{\text{к,НОМ}} \cdot \tau_{\text{мес}} \cdot n)}{Q_{\text{бр}}} \quad (2)$$

4. Количество энергетических котлов принимается по исходным данным

5. Число часов использования в месяце, ч.:

$$\tau_{\text{мес}} = \tau/n \quad (3)$$

6. Расход электрической энергии на собственные нужды турбинного цеха, МВтч:

$$\mathcal{E}_{\text{турб.СН}} = \mathcal{E}_{\text{ТСН}} \cdot W_{\text{СУММ}} \quad (4)$$

7. Расход электрической энергии на собственные нужды котельного цеха, МВтч:

$$\mathcal{E}_{\text{котельн.СН}} = \mathcal{E}_{\text{КСН}} \cdot W_{\text{СУММ}} \quad (5)$$

8. Расход тепла на турбоустановки, Гкал:

$$Q_{\text{ТУ}} = \frac{Q_{\text{бр}} \cdot \eta_{\text{ТП}}}{100} \quad (6)$$

9. Расход тепла на производство электроэнергии, Гкал:

$$Q_{\text{ЭЭ}} = Q_{\text{ТУ}} - Q_{\text{от}} + Q_{\text{роу}} \quad (7)$$

10. Тепловая нагрузка котлов, отнесенная на производство электроэнергии, Гкал:

$$Q_{\text{КА,ЭЭ}} = \frac{100 \cdot Q_{\text{ЭЭ}}}{\eta_{\text{ТП}}} \quad (8)$$

11. Энтальпии пара за котлоагрегатом и питательной воды определяются по значениям давления перегретого пара и и температурам пара и питательной воды соответственно по таблицам свойств воды и водяного пара [4];

12. Расход топлива, относимый на производство электроэнергии, т.ут.:

$$B_{\text{ЭЭ}} = \frac{Q_{\text{КА,ЭЭ}}}{Q_{\text{Н}}^{\text{р}} \cdot \eta_{\text{КА}}} \quad (9)$$

13. Коэффициент распределения по производству электроэнергии:

$$K_{\text{Э}} = \frac{B_{\text{ЭЭ}}}{B_{\text{ТЭЦ}}} \quad (10)$$

14. Расход электрической энергии на собственные нужды на производство электроэнергии, МВтч:

$$\mathcal{E}_{\text{ЭСН}} = \mathcal{E}_{\text{ТСН}} + K_{\text{Э}} \cdot \mathcal{E}_{\text{КСН}} \quad (10)$$

15. Коэффициент распределения по отпуску электроэнергии:



$$k_{\text{Э}} = \frac{(K_{\text{Э}} \cdot W_{\text{от}})}{(W - \text{Э}_{\text{кш}})} \quad (11)$$

16. Коэффициент распределения по отпуску тепловой энергии:

$$k_{\text{ТЭ}} = 1 - k_{\text{Э}} \quad (12)$$

17. Расход топлива, относимый на отпуск электроэнергии, т.ут.:

$$B_{\text{Эот}} = k_{\text{Э}} \cdot B_{\text{ТЭц}} \quad (13)$$

18. Расход топлива по отпуску тепловой энергии, т.ут.:

$$B_{\text{ТЭ}} = k_{\text{ТЭ}} \cdot B_{\text{ТЭц}} \quad (14)$$

19. Удельный расход топлива по отпуску электроэнергии, г.ут./кВтч:

$$b_{\text{ЭЭ}} = \frac{B_{\text{ЭЭ}}}{W_{\text{от}}} \quad (15)$$

20. Удельный расход топлива по отпуску тепловой энергии, г.ут./Гкал:

$$b_{\text{ТЭ}} = \frac{B_{\text{ТЭ}}}{Q} \quad (16)$$

По предложенной методике производится расчет среднегодовых технико-экономических показателей для ТЭЦ-3, для удобства данные сведены в таблицу 2.7.

Таблица 2.7 – Данные среднегодовых значений расчетов ТЭП для ТЭЦ-3

| №  | Наименование показателя   | Обозн.             | Ед. изм  | год          |
|----|---|--------------------|----------|--------------|
| 1  | Выработка электроэнергии  | W                  | МВтч     | 1 052 923,00 |
| 2  | Тепловая нагрузка к.а. № 1-6                                      | Q <sub>бр</sub>    | Гкал     | 2 967 809,00 |
| 3  | Коэффициент теплового потока                                      | η <sub>тп</sub>    | %        | 98,43        |
| 4  | Количество энергетических котлов                                  | n                  | шт       | 6,00         |
| 5  | Число часов использования в месяце                                | t <sub>мес</sub>   | ч        | 5 177,50     |
| 6  | Расход электрической энергии на собственные нужды турбинного цеха | Э <sub>тсн</sub>   | МВтч     | 29 481,84    |
| 7  | Расход электрической энергии на собственные нужды котельного цеха | Э <sub>кш</sub>    | тыс.кВтч | 94 763,07    |
| 8  | Расход тепла на турбоустановки                                    | Q <sub>ту</sub>    | Гкал     | 2 921 211,50 |
| 9  | Расход тепла на производство ЭЭ                                   | Q <sub>ЭЭ</sub>    | Гкал     | 2 817 144,50 |
| 10 | Тепловая нагрузка котлов, отнесенная на производство ЭЭ           | Q <sub>ка,ЭЭ</sub> | Гкал     | 2 862 081,98 |
| 11 | Энтальпия пара за КА  | h <sub>пе</sub>    | ккал/кг  | 829,40       |
| 12 | Энтальпия питательной воды  | h <sub>пв</sub>    | ккал/кг  | 223,70       |
| 13 | Расход топлива, относимый на производство ЭЭ                      | B <sub>ЭЭ</sub>    | тут      | 487 910,33   |
| 14 | К-т распределения по производству ЭЭ                              | K <sub>Э</sub>     | -        | 0,96         |
| 15 | Расход электрической энергии на СН на производство электроэнергии | Э <sub>сн</sub>    | МВтч     | 120 777,71   |
| 16 | К-т распределения по отпуску ЭЭ                                   | k <sub>Э</sub>     |          | 0,96         |

| №  | Наименование показателя                    | Обозн.    | Ед. изм | год        |
|----|--|-----------|---------|------------|
| 17 | К-т распределения по отпуску ТЭ            | $k_{ТЭ}$  | -       | 0,04       |
| 18 | Расход топлива, относимый на отпуск ЭЭ     | $B_{эот}$ |         | 484 820,91 |
| 19 | Расход топлива по отпуску тепловой энергии | $B_{ТЭ}$  | тут     | 21 619,09  |
| 20 | Удельный расход топлива по отпуску ЭЭ      | $b_{ээ}$  | г/кВтч  | 523,43     |
| 21 | Удельный расход топлива по отпуску ТЭ      | $b_{ТЭ}$  | кг/Гкал | 207,74     |
| 22 | Доля электрической энергии                 | $a_{ээ}$  | -       | 0,90       |
| 23 | Доля тепловой энергии                      | $a_{ТЭ}$  | -       | 0,10       |

### 3.2. Расчет технико-экономических показателей станции АТЭЦ-3 в летний месяц в конденсационном режиме

Для проведения оценки в работе будут проведены расчеты ТЭП для ТЭЦ-3 для летнего режима, когда нагрузка теплофикационной установки минимальна. Также исходные данные сведены по аналогии с предыдущим разделом в таблицах 2.8-2.12. Для летнего режима характерен режим работы станции, фактически, в конденсационном режиме (доля электрической энергии  $\alpha$  более 0,99).

Таблица 2.8 – Общие исходные данные для проведения расчетов ТЭП

| Наименование  | Значение |
|---|----------|
| Выработка э/э $W$ , тыс. кВтч                             | 51568,00 |
| Отпуск эл. энергии, $W_{от}$ , тыс. кВтч                  | 44687,00 |
| Отпуск тепловой энергии из отборов и РОУ, $Q_{от}$ , Гкал | 31,00    |
| в т.ч. от РОУ   | 0,00     |
| Расход тепла на СН ТЦ, %                                  | 0,60     |
| Расход тепла на СН по КЦ, %                               | 1,10     |
| Расход э/э на СН КЦ, %                                    | 9,50     |
| Расход э/э на СН по ТЦ, %                                 | 3,80     |

Таблица 2.9 – Общие исходные данные по работе ТА №1

| Наименование  | Значение |
|---|----------|
| Выработка э/э $W_{та}$ №1, тыс. кВтч                | 22191,00 |
| Выработка э/э по т/ф циклу $W_t$ №1, тыс. кВтч      | 359,00   |
| Средняя тепловая нагрузка Т-отбора т.а.№1, Гкал/ч   | 0,30     |
| Давление пара в Т-отборе т.а.№1, кг/см <sup>2</sup> | 1,20     |
| Давление пара перед ТА №1, кг/см <sup>2</sup>       | 89,00    |
| Температура пара перед ТА №1, °С                    | 532,00   |
| Вакуум в конденсаторе т.а.№1, %                     | 94,10    |
| Температура питательной воды, °С                    | 200,00   |
| Число часов работы т.а.№1, час                      | 744,00   |

Таблица 2.10 – Общие исходные данные по работе ТА№2

| Наименование  | Значение |
|---|----------|
| Выработка э/э Wта №2, тыс. кВтч                     | 15545,00 |
| Выработка э/э по т/ф циклу Wт №2, тыс. кВтч         | 251,00   |
| Средняя тепловая нагрузка Т-отбора т.а.№2, Гкал/ч   | 0,40     |
| Давление пара в Т-отборе т.а.№2, кг/см <sup>3</sup> | 1,20     |
| Давление пара перед ТА №2, кг/см <sup>2</sup>       | 88,00    |
| Температура пара перед ТА №2, °С                    | 533,00   |
| Вакуум в конденсаторе т.а.№2, %                     | 92,10    |
| Температура питательной воды, °С                    | 215,00   |
| Число часов работы т.а.№2, час                      | 387,00   |

Таблица 2.11 – Общие исходные данные по работе ТА№4

| Наименование                                  | Значение |
|---|----------|
| Выработка э/э Wта №4, тыс. кВтч               | 13832,00 |
| Число часов работы т.а.№4, час                | 347,00   |
| Давление пара перед ТА №4, кг/см <sup>2</sup> | 88,00    |
| Температура пара перед ТА №4, °С              | 531,00   |
| Вакуум в конденсаторе ТА №4, %                | 92,90    |
| Температура питательной воды, °С              | 209,00   |

Таблица 2.12 – Общие исходные данные по работе котельных агрегатов и ТФУ

| Наименование  | Значение  |
|---|-----------|
| Расход э/э на СН по теплофикационной установке, кВтч/Гкал | 724,90    |
| Тепловая нагрузка котельных агрегатов, Гкал               | 142264,00 |
| Среднее давление пара за КА, кг/см <sup>2</sup>           | 95,00     |
| Средняя температура пара за КА, оС                        | 535,00    |
| Средняя температура питательной воды, оС                  | 209,00    |
| Температура наружного воздуха, Тн, °С                     | 24,90     |
| Расход топлива на ТЭЦ Втэц, туг                           | 23798,00  |
| Количество энергетических котлов, п                       | 5,00      |
| Среднее значение КПД брутто КА                            | 85,50     |
| Среднее значение КПД нетто КА                             | 76,10     |
| Число часов работы котлов, час                            | 1594,00   |

Расчеты ТЭП для летнего (конденсационного режима) работы станции проведены по аналогичном методике, представленной в предыдущем разделе и сведены в единую таблицу 2.13. Здесь характерным является, как уже было отмечено, работа с долей выработки электроэнергии  $\alpha$  более 0,99, а также с пониженной нагрузкой и соответственно меньшей выработкой, что отражается на отсутствии выработки по турбоагрегату Ст.№3, который выведен в очередной ремонт. Однако для проведения оценки эффективности модернизации станции через повышение эффективности работы вспомогательного оборудования, этот режим рассчитан для возможности сравнения показателей до и после возможной модернизации, где в первую

очередь основным источником интереса выступает оборудование циркуляционной системы.

Таблица 2.13 - Результаты расчета ТЭП в летний месяц в конденсационном режиме

| №  | Наименование показателя   | Обозн              | Ед. изм  | Значение   |
|----|---|--------------------|----------|------------|
| 1  | Выработка электроэнергии  | W                  | МВтч     | 51 568,00  |
| 2  | Тепловая нагрузка к.а. № 1-6                                      | Q <sub>бр</sub>    | Гкал     | 142 264,00 |
| 3  | Коэффициент теплового потока                                      | η <sub>тп</sub>    | %        | 98,32      |
| 4  | Количество энергетических котлов                                  | n                  | шт       | 5,00       |
| 5  | Число часов использования в месяце                                | t <sub>мес</sub>   | ч        | 318,80     |
| 6  | Расход электрической энергии на собственные нужды турбинного цеха | Э <sub>тсн</sub>   | МВтч     | 1 959,58   |
| 7  | Расход электрической энергии на собственные нужды котельного цеха | Э <sub>кcn</sub>   | тыс.кВтч | 4 898,96   |
| 8  | Расход тепла на турбоустановки                                    | Q <sub>ту</sub>    | Гкал     | 139 873,00 |
| 9  | Расход тепла на производство ЭЭ                                   | Q <sub>ээ</sub>    | Гкал     | 139 842,00 |
| 10 | Тепловая нагрузка котлов, отнесенная на производство ЭЭ           | Q <sub>ка,ээ</sub> | Гкал     | 142 232,47 |
| 11 | Энтальпия пара за КА  | h <sub>пе</sub>    | ккал/кг  | 829,20     |
| 12 | Энтальпия питательной воды  | h <sub>пв</sub>    | ккал/кг  | 214,00     |
| 13 | Расход топлива, относимый на производство ЭЭ                      | B <sub>ээ</sub>    | тут      | 23 764,82  |
| 14 | К-т распределения по производству ЭЭ                              | K <sub>э</sub>     | -        | 0,990      |
| 15 | Расход электрической энергии на СН на производство электроэнергии | Э <sub>эсн</sub>   | МВтч     | 6 809,55   |
| 16 | К-т распределения по отпуску ЭЭ                                   | k <sub>э</sub>     |          | 0,988      |
| 17 | К-т распределения по отпуску ТЭ                                   | k <sub>тэ</sub>    | -        | 0,012      |
| 18 | Расход топлива, относимый на отпуск ЭЭ                            | B <sub>эот</sub>   |          | 23 522,41  |
| 19 | Расход топлива по отпуску тепловой энергии                        | B <sub>тэ</sub>    | тут      | 275,59     |
| 20 | Удельный расход топлива по отпуску ЭЭ                             | b <sub>ээ</sub>    | г/кВтч   | 526,38     |
| 21 | Удельный расход топлива по отпуску ТЭ                             | b <sub>тэ</sub>    | кг/Гкал  | 8889,92    |

Полученные значения, в частности удельный расход топлива по отпуску электрической энергии составляет 526,38 г.у.т./кВтч является в этом расчетном варианте больше на 3 г.у.т./кВтч средних годовых величин. При этом тепловая нагрузка котельных агрегатов и суммарная выработка электрической энергии на станции в выбранный летний месяц меньше в 20 раз годовых показателей.

### **3.3. Возможности повышения энергоэффективности работы станции АТЭЦ-3 при модернизации вспомогательного оборудования**

Так как ТЭЦ-3 введена в эксплуатацию уже более 50 лет назад, а значительных модернизаций или реконструкций фактически не было, можно говорить о том, что основное и вспомогательное оборудование практически или уже выработало свой парковый ресурс, имеет значительный физический и моральный износ. Однако с учетом налаженной работы персонала, проведением оперативных ремонтных и восстановительных работ оборудование поддерживается в удовлетворительном работоспособном состоянии.

С течением времени ни один ремонт или правильная эксплуатация не сможет повлиять на естественный процесс старения оборудования и ухудшение его технико-экономических показателей. Так, с учетом современных трендов [5], с ростом и ужесточением требований энергетической эффективности и экологической безопасности [6] всё более явным становится вопрос о необходимости модернизации оборудования станции. В первую очередь это касается основного оборудования, что в целом проводится на станции, и также относится во многом к вспомогательному оборудованию, от которого зависит большое количество факторов эффективности работы всей станции.

Необходимость в ремонте, замене и модернизации на станциях как правило выявляется в ходе проведения всевозможных проверок, периодических осмотров, контрольных замеров, и т.д. Эти мероприятия станция проводит либо самостоятельно, либо с привлечением сторонних организаций, как к примеру проведение энергетического аудита. В рамках этого мероприятия возможно определить в первую очередь реальную картину эффективности работы станции, а также показать в каких именно слабых точках выражено снижение экономичности работы. Как правило, по итогам проведения аудита можно четко показать потенциал энергосбережения по каждому из цехов станции, и в случае необходимости по каждому из агрегатов, установок. Основной целью, преследуемой любыми проверками и оценками и в первую очередь работой оперативного персонала является выявление отклонений работ оборудования от нормативных показателей. Именно отклонения являются индикаторами снижения или повышения эффективности, поэтому в случае выявления таковых в первую очередь должны реализовываться мероприятия, направленные на доведение показателей оборудования до нормативного уровня. К таким мероприятиям следует отнести разработку рекомендаций по внедрению на ТЭЦ наиболее эффективных мероприятий по устранению выявленных при, к примеру, энергоаудите или плановом обследовании причин [7]:

- пониженного вакуума;
- недогрева питательной воды;
- повышенных присосов воздуха в топки и газоходы котлов;
- высокой температуры уходящих газов;
- пониженных параметров свежего пара;
- перерасходов тепла и электроэнергии на собственные нужды турбоагрегатов и котлов.

Если провести некоторую классификацию возможных мероприятий по повышению энергетической эффективности станции, то можно предложить две основные категории: мероприятия организационные, мероприятия технические. Первые сводятся к вопросам оптимизации режимов, решении вопросов наладки, логистики, менеджмента в целом. А вторые касаются уже вопросов замены и ремонта оборудования, восстановления или реконструкции систем и установок, внедрение новых современных агрегатов взамен старых и прочее. Внедрение новой энергосберегающей техники и технологий связано со значительными капитальными затратами, но позволит существенно снизить потребление энергоресурсов, повысить надежность и производство электроэнергии, снизить расходы электроэнергии на собственные нужды (для ТЭЦ-3 это могут быть: модернизация паровых турбин, градирни №5, применение регулируемого электропривода и гидромурфт, новых технологических решений по водоподготовке, замена насосов на более эффективные и т.д.).

Реализация вышеназванных мероприятий могла бы значительно увеличить технико-экономические показатели работы станции за счет единичного увеличения эффективности вспомогательного оборудования.

Необходимо отметить также ряд мероприятий, которые косвенно или напрямую будут играть важную роль в повышении эффективности работы станции в целом, и конкретных установок в отдельности.

На современном этапе развития энергетики значимыми мероприятиями являются мероприятия по совершенствованию технического учета [7,8]: совершенствование автоматизированных систем учета энергоресурсов, выработки, отпуска электроэнергии, ее потребления на собственные нужды, повышение точности оперативного и технического учета угля и мазута, автоматизация расчетов ТЭП и оптимизация загрузки основного оборудования, расширение энергетического анализа путем совершенствования нормативно-технической документации, повышения достоверности расчета показателей, своевременного выявления и устранения причин нерационального использования энергоресурсов.

В технической части имеющееся контрольно-измерительное и управляющее оборудование станции в какой-то степени также требует замены

и модернизации на современные аналоги, что позволит обеспечить надежную и экономичную работу технологического оборудования. Увеличение количества современных автоматизированных систем учета и контроля увеличивает надежность работы систем и точность получаемых данных. Точность данных в свою очередь влияет на возможность детальнее производить регулирование параметров для выхода на более экономичные режимы работы.

В качестве примера эффективности управления и регулирования параметров можно привести точное регулирование с целью уменьшения коэффициента избытка воздуха, которое помимо снижения потерь теплоты с уходящими газами, является эффективным методом подавления образования оксидов азота. Это достигается только регулированием без удорожания технологического оборудования и усложнения конструкции горелочных устройств. Путем простой регулировки соотношения топливо-воздух на котлах достигается экономия топлива равная до 2 - 4% и более. Поэтому важно иметь систему автоматического регулирования процесса горения. Также этот пример можно расширить на возможность применения регулирования работы мельниц (останов, снижение нагрузки) для сокращения потребления электроэнергии на СН.

В рассмотрении данного вопроса можно рассмотреть и систему автоматизации продувки с учетом оценки качества котловой воды, которая позволила бы стабилизировать процесс продувки, повысить качество котловой воды и пара, и в конечном счете, повысить надежность и экономичность работы котлов.

В целом повышение технико-экономических показателей станции складывается из эффективности работы всех систем, и как показывают результаты исследований [9], эффективность станции увеличивается при работе по теплофикационному циклу. При этом, чем выше доля производства электроэнергии по теплофикационному циклу, тем ниже удельные расходы топлива на отпуск электроэнергии и ниже расход электроэнергии на собственные нужды на выработку электроэнергии.

Повышение эффективности работы станции по данным последних технических обследований может быть отражена в следующих мероприятиях:

- повышение качества ремонтов оборудования турбин и уровня их эксплуатации (снижение присосов воздуха в вакуумную систему турбины, обеспечение подачи охлаждающей воды в конденсаторы работающих турбин на уровне нормативных значений);

- повышение уровня наладки оборудования во время проведения периодических режимно-наладочных испытаний с определением и установлением оптимальных режимов работы оборудования;

- оптимизация распределения электрических и тепловых нагрузок между агрегатами электростанции;
- совершенствование технического учёта;
- модернизация оборудования и технологической схемы ТЭЦ;
- внедрение энергоэффективных мероприятий по снижению расходов электроэнергии на собственные нужды.

Если рассматривать возможности повышения эффективности станции, то можно выделить отдельные узлы, механизмы и их приводы, которые уже устарели, изношены, работают неэффективно, не удовлетворяют возросшим требованиям пожаро-взрывобезопасности, надежности и поэтому требуют реконструкции или замены на более современные. С их заменой будут восстановлены нормативные значения основных параметров работы станции, и соответственно улучшены показатели ТЭП.

В процессе эксплуатации также устанавливаются всевозможные графики, условия и режимные карты для всего оборудования станции с учетом их фактического состояния, возможностей их работы в экономически выгодных пределах и с учетом требований надежности. Однако всё равно довольно частыми являются ситуации, когда из-за невозможности эффективной работы одних систем по ряду параметров существует отклонение фактических показателей от показателей, представленных в режимных картах. Самые значительные отклонения связаны с температурами воздуха до и после ВЗП, эти показатели существенным образом влияют на КПД котла и на экономию топлива. Имеются отклонения в температуре уходящих газов. В режимных картах прописан диапазон тонины помола пыли за ШБМ А/Б, как показал анализ рассевов, фактический уровень тонины помола находится в диапазоне 18-25 %, что снижает экономичность работы котлов.

Оборудование турбинного цеха точно также выработало свой ресурс, устарело, снижает экономичность работы ТЭЦ, требует больших затрат на поддержание в нормативном эксплуатационном состоянии. Основные параметры по турбинам при отклонении от нормативных показателей могут снижать в значительной степени показатели ТЭП. Так, при снижении давления перегретого пара до уровня 85-86 кгс/см<sup>2</sup> и температуры питательной воды ниже нормативной до уровня 215-223 °С, а также при вакууме в конденсаторах турбин хуже нормативного показатели станции значительно снижаются. Перерасход топлива из-за ухудшения вакуума составляет 500-800 т/год, из-за снижения температуры питательной воды 300-500 т/год.

Восстановление нормативных значений происходит частично за счет проводимых ремонтов, однако с каждым последующим ремонтом точка



невосстановления становится все меньше, и возврат к исходным нормативным значениям в итоге становится невозможным.

Одной из существующих проблем на ТЭЦ-3 в отношении изношенного вспомогательного оборудования является то, что в летний период при работе четырех градирен возможна экономичная работа только двух турбин, для эффективной работы трех турбин необходим капитальный ремонт или модернизация градирни №5.

Электротехническое оборудование электростанции находится в работоспособном состоянии, однако для поддержания его в этом состоянии, а так же для обеспечения соответствия возросшим требованиям НТД (надежной, безопасной и экономичной работы) требуется проведение значительного объема работ по модернизации и техническому перевооружению. Требуют замены и модернизации устаревшие трансформаторы, электродвигатели оборудования по всем цехам станции. Из-за этих и других проблем возрастают потери электрической энергии, растет значение потребления электроэнергии на собственные нужды станции, снижая её экономичность.

Для оценки эффективности мероприятий технического перевооружения на ТЭЦ были комплексно выражены эффекты в следующих параметрах:

- Расход электроэнергии на собственные нужды котельного цеха снижен до значения 8,5% (за счет модернизации тяго-дутьевых механизмов, оптимизации работы мельниц);

- Расход электроэнергии на собственные нужды турбинного цеха снижен до значения 3,10% (за счет модернизации насосного оборудования);

- восстановлены нормативные значения давления и температуры пара - 89 кгс/см<sup>2</sup> и 535°С (за счет ремонтов и замены изношенных и устаревших элементов установок);

- установлено нормативное значение питательной воды – 228°С (за счет модернизации насосного оборудования и вспомогательного оборудования котельного цеха).

### **3.4. Сравнение технико-экономических показателей станции при техническом перевооружении**

Далее представлены расчеты технико-экономических показателей для ТЭЦ-3 в летнем режиме с учетом возможного технического перевооружения станции, определенного в расчетах изменением параметров, указанных в предыдущем разделе.

В таблицах 2.14-2.18 представлены сводные исходные данные с учетом изменений для выполнения расчетов. Также как было представлено в предыдущих разделах для летнего режима принимается, что в работе находится 3 турбины, при этом паровая турбина Ст.№3 находится в плановом останове.

Таблица 2.14 – Исходные значения для расчета, общие данные

| Наименование   | Значение |
|--|----------|
| Выработка э/э W, тыс. кВтч                                       | 51568,00 |
| Отпуск эл. энергии, W <sub>от</sub> , тыс. кВтч                  | 45586,11 |
| Отпуск тепловой энергии из отборов и РОУ, Q <sub>от</sub> , Гкал | 31,00    |
| в т.ч. от РОУ  | 0,00     |
| Расход тепла на СН ТЦ, %   | 0,60     |
| Расход тепла на СН по КЦ, %                                      | 1,10     |
| Расход э/э на СН КЦ, %   | 8,50     |
| Расход э/э на СН по ТЦ, %  | 3,10     |

Таблица 2.15 – Исходные данные для расчета по ТА Ст.№1

| Наименование  | Значение |
|---|----------|
| Выработка э/э W <sub>та</sub> №1, тыс. кВтч             | 22191,00 |
| Выработка э/э по т/ф циклу W <sub>т</sub> №1, тыс. кВтч | 359,00   |
| Средняя тепловая нагрузка Т-отбора т.а.№1, Гкал/ч       | 0,30     |
| Давление пара в Т-отборе т.а.№1, кг/см <sup>2</sup>     | 1,20     |
| Давление пара перед ТА №1, кг/см <sup>2</sup>           | 89,00    |
| Температура пара перед ТА №1, °С                        | 532,00   |
| Вакуум в конденсаторе т.а.№1, %                         | 94,10    |
| Температура питательной воды, °С                        | 200,00   |
| Число часов работы т.а.№1, час                          | 744,00   |

Таблица 2.16 – Исходные данные для расчета по ТА Ст.№2

| Наименование  | Значение |
|---|----------|
| Выработка э/э W <sub>та</sub> №2, тыс. кВтч             | 15545,00 |
| Выработка э/э по т/ф циклу W <sub>т</sub> №2, тыс. кВтч | 251,00   |
| Средняя тепловая нагрузка Т-отбора т.а.№2, Гкал/ч       | 0,40     |
| Давление пара в Т-отборе т.а.№2, кг/см <sup>3</sup>     | 1,20     |
| Давление пара перед ТА №2, кг/см <sup>2</sup>           | 88,00    |
| Температура пара перед ТА №2, °С                        | 533,00   |
| Вакуум в конденсаторе т.а.№2, %                         | 92,10    |
| Температура питательной воды, °С                        | 215,00   |
| Число часов работы т.а.№2, час                          | 387,00   |

Таблица 2.17 – Исходные данные для расчета по ТА Ст.№4

|   |          |
|---|----------|
| Выработка э/э W <sub>та</sub> №4, тыс. кВтч   | 13832,00 |
| Число часов работы т.а.№4, час                | 347,00   |
| Давление пара перед ТА №4, кг/см <sup>2</sup> | 89,00    |
| Температура пара перед ТА №4, °С              | 535,00   |
| Вакуум в кондесаторе ТА №4, %                 | 91,80    |
| Температура питательной воды, °С              | 228,00   |

Таблица 2.18 – Исходные работы по работе котельных агрегатов и ТФУ

|   |           |
|---|-----------|
| Расход э/э на СН по теплофикационной установке, кВтч/Гкал | 724,90    |
| Тепловая нагрузка котельных агрегатов, Гкал               | 142264,00 |
| Среднее давление пара за КА, кг/см <sup>2</sup>           | 95,00     |
| Средняя температура пара за КА, оС                        | 535,00    |
| Средняя температура питательной воды, оС                  | 228,00    |
| Температура наружного воздуха, Тн, °С                     | 24,90     |
| Расход топлива на ТЭЦ Втэц, туг                           | 23798,00  |
| Количество энергетических котлов, n                       | 5,00      |
| Среднее значение КПД брутто КА                            | 85,50     |
| Среднее значение КПД нетто КА                             | 76,10     |
| Число часов работы котлов, час                            | 1594,00   |

Далее представлены результаты расчетов для работы станции после перевооружения (определенного изменением параметров) в таблице 2.19.

Таблица 2.19 - Результаты расчета ТЭП в летний месяц в конденсационном режиме (для варианта после реконструкции)

| Наименование показателя   | Обозн.             | Ед. изм  | Значение   |
|---|--------------------|----------|------------|
| Выработка электроэнергии  | W                  | МВтч     | 51 568,00  |
| Тепловая нагрузка к.а. № 1-6                                      | Q <sub>бр</sub>    | Гкал     | 142 264,00 |
| Коэффициент теплового потока                                      | η <sub>тп</sub>    | %        | 98,32      |
| Количество энергетических котлов                                  | n                  | шт       | 5,00       |
| Число часов использования в месяце                                | t <sub>мес</sub>   | ч        | 318,80     |
| Расход электрической энергии на собственные нужды турбинного цеха | Э <sub>тсн</sub>   | МВтч     | 1 598,61   |
| Расход электрической энергии на собственные нужды котельного цеха | Э <sub>кcn</sub>   | тыс.кВтч | 4 383,28   |
| Расход тепла на турбоустановки                                    | Q <sub>ту</sub>    | Гкал     | 139 873,00 |
| Расход тепла на производство ЭЭ                                   | Q <sub>ээ</sub>    | Гкал     | 139 842,00 |
| Тепловая нагрузка котлов, отнесенная на производство ЭЭ           | Q <sub>ка,ээ</sub> | Гкал     | 142 232,47 |
| Энтальпия пара за КА  | h <sub>пе</sub>    | ккал/кг  | 830,60     |
| Энтальпия питательной воды  | h <sub>пв</sub>    | ккал/кг  | 234,60     |
| Расход топлива, относимый на производство ЭЭ                      | B <sub>ээ</sub>    | туг      | 23 764,82  |
| К-т распределения по производству ЭЭ                              | K <sub>э</sub>     | -        | 0,990      |
| Расход электрической энергии на СН на производство электроэнергии | Э <sub>эсн</sub>   | МВтч     | 5 938,06   |
| К-т распределения по отпуску ЭЭ                                   | k <sub>э</sub>     |          | 0,989      |
| К-т распределения по отпуску ТЭ                                   | k <sub>тэ</sub>    | -        | 0,011      |
| Расход топлива, относимый на отпуск ЭЭ                            | B <sub>эот</sub>   |          | 23 537,39  |
| Расход топлива по отпуску тепловой энергии                        | B <sub>тэ</sub>    | туг      | 260,61     |

| Наименование показателя               | Обозн.   | Ед. изм | Значение |
|---------------------------------------|----------|---------|----------|
| Удельный расход топлива по отпуску ЭЭ | $b_{ЭЭ}$ | г/кВтч  | 516,33   |
| Удельный расход топлива по отпуску ТЭ | $b_{ТЭ}$ | кг/Гкал | 207,7    |
| Доля электрической энергии            | $a_{ЭЭ}$ | -       | 0,999    |
| Доля тепловой энергии                 | $a_{ТЭ}$ | -       | 0,001    |

Из представленных результатов можно видеть, что значения расходов электроэнергии на собственные нужды снижены, а также, что наиболее важно, снизился удельный расход топлива на отпуск электрической энергии и составил 516,33 г/кВтч.

Если сравнивать этот показатель с полученным аналогичным показателем для летнего режима работы станции до реконструкции, видно, что снижение удельного показателя составляет 10 грамм. Даже для летнего режима работы это значение является существенным. Однако, с учетом невозможности полной единовременной модернизации станции, этот показатель может быть достигнут постепенно, с процессами поэтапного перевооружения ТЭЦ-3. Следует здесь также отметить, что с увеличением продолжительности разрыва в нововведениях нарастает накапливаемый моральный и физический износ основного и вспомогательного оборудования, что однозначно будет увеличивать удельные показатели.

Также необходимо отметить, что достижение эффективности может быть уже получено при выходе основных параметров работы вспомогательного оборудования на номинальный – проектный режим. Однако для существующих, как на примере АТЭЦ-3, достаточно старых станций этот вариант реализуется достаточно сложно из-за связанности всех параметров, и необходимости всеобщей модернизации оборудования при восстановлении указанных параметров. Т.е. стареющее оборудование не способно работать на параметрах, которые являлись номинальными для него в начале эксплуатационного срока. Поэтому в качестве варианта рассматриваются решения с полной модернизацией систем оборудования, или восстановлении эффективности (номинальных параметров) работы вспомогательного оборудования не только точно модернизируемого, но и напрямую связанного с ним. Ярким примером для АТЭЦ-3 является необходимость модернизации циркуляционной системы охлаждения, а именно замена или реконструкция вентиляторной градирни №5, которая на текущий момент работает значительно ниже номинальных параметров, при возможности увеличения нагрузок паровых турбин.

### **3 Расчет обеспеченности электрической мощности АТЭЦ-3 циркуляционными системами технического водоснабжения**

#### **3.1 Расчет обеспеченности электрической мощности АТЭЦ-3 циркуляционными системами водоснабжения**

Процесс производства и преобразования электроэнергии на электрических станциях полностью механизирован. Экономичная работа современных мощных котлов и паротурбинных агрегатов тепловых электростанций (ТЭС) возможна только при участии вспомогательных рабочих машин (мельниц, дробилок, кранов, транспортеров, насосов, вентиляторов и др.), необходимых для приготовления и транспорта топлива, подачи воздуха в камеры горения топлива и удаления из них продуктов сгорания и золы, подачи воды в котлоагрегаты, поддержания вакуума в конденсаторах турбины, водоснабжения станции и многого другого [10, 11].

Для поддержания работы станции на экономически и технически выгодных параметрах с выдачей максимального (номинального) количества тепловой и электрической энергии согласно оперативному графику работы станции. Так, здесь основным вопросом может быть степень обеспеченности работы станции в конденсационном режиме работы циркуляционными системами оборотного водоснабжения, которые будут определяться количеством охлаждающей воды и её температурой. В это связи для обеспечения эффективной работы станции, необходимо определить максимальную величину расходов охлаждающей воды, когда будет задействована вся тепловая мощность паровых турбин. Такой расчет обеспеченности и ограничений электрической мощности должен быть произведен для неотопительного периода года, так как необходимо получение условий ограничения по повышению температуры. В качестве исходных данных используются полученные расчетные и исходные данные из предыдущих разделов.

Так, принимается, что все турбины могут находиться в работе (3 турбины типа Т41-90 и 1 турбина типа К-50-90). При этом расчетные значения расходов пара на голову турбины приняты номинальными. Ссылаясь на раздел 1 данной работы принимаем параметры оборудования циркуляционной системы:

Таблица 3.1 – Характеристики градирен АТЭЦ-3

| Показатель   | Размерность       | Величина |
|--|-------------------|----------|
| Расход циркуляционной воды через градирню №5 (проектный)   | м <sup>3</sup> /ч | 5 600    |
| Расход циркуляционной воды через градирню №5 (фактический) | м <sup>3</sup> /ч | 6 400    |
| Температурные параметры в летний период                    |                   |          |
| температура воды на входе в градирню проектная             | °С                | 38       |
| температура воды на входе в градирню фактическая           | °С                | 36       |

|  |    |    |
|--|----|----|
| температура воды на выходе из градирни проектная   | °С | 26 |
| температура воды на выходе из градирни фактическая | °С | 32 |

Таблица 3.2 - Технические характеристики градирни STF 180/III

| Наименование показателя              | Значение                                    |
|--------------------------------------|---|
| Тип градирни                         | Противоточная, испарительная                |
| Количество секций градирен           | 3   |
| Размер секции градирни по осям, м    | 13 500 x 13 500 x 7 800                     |
| Производительность градирни общая    | 6400 м <sup>3</sup> /час                    |
| Температура воды на входе            | 38 °С                                       |
| Температура воды на выходе проектная | 26 °С                                       |
| Температура по влажному термометру   | 19,3 °С                                     |
| Расчетная плотность орошения         | 11,7 м <sup>3</sup> /(м <sup>2</sup> * час) |
| Тепловая мощность проектная          | 89,3 МВт                                    |

По исходным данным далее предлагается расчет, основанный на методике расчета обеспеченности электрической мощности циркуляционными системами [12].

Первоначально определяются значения величин расходов пара и охлаждающей воды для обеспечения требуемого уровня работы станции, с учетом проектных (номинальных) параметров работы градирен (таблица 3.3).

Таблица 3.3 – Расчет требуемого объема

| №  | Параметр расчета                                   | Ед.изм. | T41-90  | K-50-90 | всего      |
|----|--|---------|---------|---------|------------|
| 1  | расход свежего пара на турбину                     | т/ч     | 154,49  | 189,63  | 653,1      |
| 2  | номинальная электрическая мощность турбины         | МВт     | 40      | 50      | 170        |
| 3  | Расход пара на регенерацию                         | т/ч     | 46,347  | 56,889  | 195,9<br>3 |
| 4  | Расход пара на Т отбор                             | т/ч     | 0       | 0       | 0          |
| 5  | Расход пара в конденсатор турбины                  | т/ч     | 108,143 | 132,741 | 457,1<br>7 |
| 6  | количество цирк.насосов Д-5000-32 (всего)          | шт      | 2       | 2       | 8          |
| 7  | суммарная возможная нагрузка цирк.насосов          | м3/ч    | 10000   | 10000   | 40000      |
| 8  | номинальный расход охл воды в конденсатор 50-КЦС   | м3/ч    | 8000    | 8000    | 32000      |
| 9  | проектная производительность градирни FANS (x5)    | м3/ч    |         |         | 32000      |
| 10 | площадь орошения градирен                          | м2      |         |         | 3500       |
| 10 | общий расход охлаждающей воды (наименьш. из 7,8,9) | м3/ч    |         |         | 32000      |

Из полученных данных рассчитываются полные и удельные нагрузки на градирни. Для этого используются следующие формулы определения тепловой нагрузки циркуляционной системы в расчетном режиме:

$$U_0^p = \sum(D_{kj}^p \cdot \Delta i_j) \quad (3.1)$$

И формула определения удельной тепловой нагрузки на градирни в расчетном режиме:

$$u_{\text{ср}}^p = U_0^p / \sum F_i \quad (3.2)$$

В формулах 3.1 и 3.2 использованы следующие показатели:

$D_{kj}^p$  – расход пара в конденсатор турбины тн/ч;

$\Delta i_j$  – разность теплосодержаний отработавшего пара и конденсата, ккал/кг (определяется по таблицам свойств воды и водяного пара [4]);

$\sum F_i$  – сумма площадей орошения градирен, м<sup>2</sup>.

Данные расчетов для всей системы и удельные (для одной градирни) представлены в таблице 3.4

Таблица 3.4 – Результаты расчета тепловой нагрузки на градирни

| № | Название параметра   | Ед.изм.                           | Значение      |
|---|--|-----------------------------------|---------------|
| 1 | Средняя нагрузка на одну градирню                            | м <sup>3</sup> /ч                 | 6400          |
| 2 | энтальпия отработавшего пара                                 | ккал/кг                           | 609,8         |
| 3 | энтальпия конденсата   | ккал/кг                           | 28,66         |
| 4 | тепловая нагрузка цирк системы в расчетном режиме            | Мкал/ч                            | 265<br>679,77 |
| 5 | средняя удельная тепловая нагрузка градирен                  | Мкал/м <sup>2</sup> *<br>ч        | 75,91         |
| 6 | плотность воды при расчетной температуре                     | кг/м <sup>3</sup>                 | 993           |
| 7 | удельн вес нагретой воды при ее расчетн темп                 | кг/м <sup>3</sup>                 | 9741,33       |
| 8 | средневзвеш перепад температур воды (ширина зоны охлаждения) | грС                               | 8,30249       |
| 9 | плотность орошения (средняя величина)                        | м <sup>3</sup> /м <sup>2</sup> *ч | 9,14          |

Таким образом для градирен получена средняя плотность орошения равная 9,14 м<sup>3</sup>/м<sup>2</sup>\*ч.

По имеющимся величинам тепловых нагрузок определяются температуры охлажденной воды для нескольких вариантов температур воздуха и нескольких вариантов удельных тепловых нагрузок для получения графического «коридора значений».

Характеристики параметров окружающей среды (температуры наружного воздуха и влажности воздуха) принимаются согласно

климатических данных по региону (для города Алматы) [12, 13] и в качестве максимальной температуры принимается +35°C. Для определения температуры охлажденной воды используются типовые номограммы для градирни площадью орошения и удельной тепловой нагрузкой по таблицам 3.2 и 3.4. Результаты расчетов и выбора параметров по номограмме представлены в таблице 3.5, используемая для расчетов номограмма отображена на рисунке 3.1. Для расчета берется значение полученной величины тепловой нагрузки 75,16 Мкал/м<sup>2</sup>\*ч и принимаются несколько значений меньшей нагрузки.

Таблица 3.5 - Расчетные температуры охлажденной воды для нескольких вариантов температур воздуха и нескольких вариантов удельных тепловых нагрузок

| U <sub>ср</sub> | ΔT <sub>св</sub> | t воздуха | влажн воздуха | t <sub>св2</sub> |
|-----------------|------------------|-----------|---------------|------------------|
| 60              | 6,56             | 15        | 58            | 27,7             |
|                 |                  | 20        | 50            | 29,4             |
|                 |                  | 25        | 38            | 31,5             |
|                 |                  | 30        | 35            | 33,6             |
|                 |                  | 35        | 33            | 36,2             |
| 65              | 7,11             | 15        | 58            | 28               |
|                 |                  | 20        | 50            | 30               |
|                 |                  | 25        | 38            | 31,8             |
|                 |                  | 30        | 35            | 34,1             |
|                 |                  | 35        | 33            | 36,9             |
| 70              | 7,66             | 15        | 58            | 28,8             |
|                 |                  | 20        | 50            | 30,5             |
|                 |                  | 25        | 38            | 32,2             |
|                 |                  | 30        | 35            | 34,7             |
|                 |                  | 35        | 33            | 37,3             |
| 75,16           | 8,22             | 15        | 58            | 30,1             |
|                 |                  | 20        | 50            | 31,3             |
|                 |                  | 25        | 38            | 32,8             |
|                 |                  | 30        | 35            | 35,1             |
|                 |                  | 35        | 33            | 37,7             |

Таким образом, получены значения температуры t<sub>2</sub> после градирни для разных удельных тепловых нагрузок градирни. Для определения средневзвешенной величины используется формула:

$$t_2^{CB} = \sum(t_{2i} \cdot W_{2i})/W \quad (3.3)$$

Где:

W<sub>i</sub> – фактическая гидравлическая нагрузка градирни, м<sup>3</sup>/ч;

W – расход охлаждающей воды в циркуляционной системе, м<sup>3</sup>/ч.



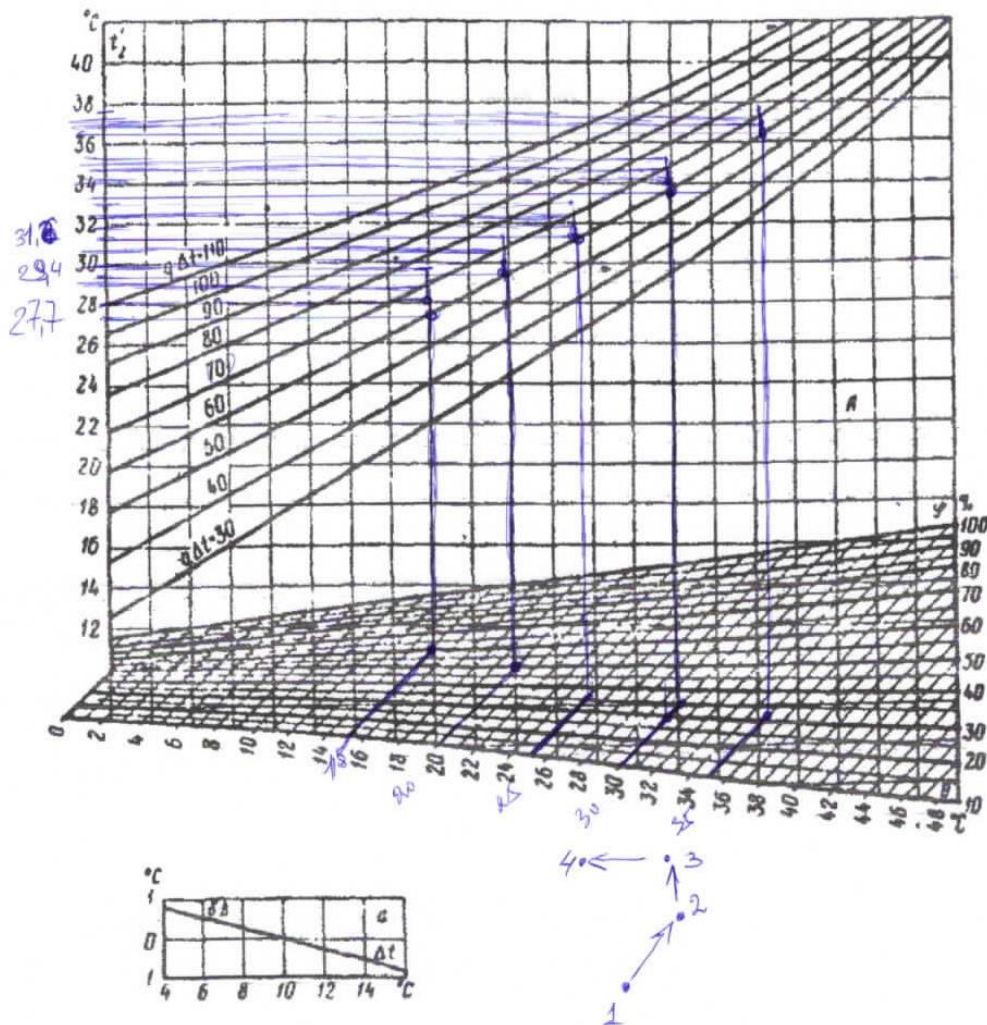


Рисунок 3.1 – Номограмма для определения температуры охлажденной воды после градирни

По полученным значениям проверяются допустимые условия работы [14]:

1. По условиям охлаждения ( $t_{св2} \leq 33^\circ\text{C}$ );
2. По условиям предельно допустимого давления отработавшего пара в конденсаторах турбин.

Результаты сведены в таблице 3.6.

Таблица 3.6. – Расчет значений допустимых температур для  $t_2$

| Наименование параметра                                   | Ед.изм.             | Значение |
|--|---------------------|----------|
| предельное значение температуры охлаждения МГО           | грС                 | 33       |
| предельное давление в конденсаторе                       | кгс/см <sup>2</sup> | 0,09     |
| предельная температура конденсата насыщ в К              | грС                 | 43,39    |
| заданные температуры $t_2=t_{св}$ (перед конденсатором): |                     |          |
| $t_{21}$   | грС                 | 15       |
| $t_{22}$   | грС                 | 20       |

| Наименование параметра                    | Ед.изм. | Значение |
|---|---------|----------|
| t23                                       | грС     | 25       |
| t24                                       | грС     | 30       |
| расчетный нагрев в К турбины Т-41-90 (dt) | грС     | 7,86     |
| расчетный нагрев в К турбины К-50-90 (dt) | грС     | 9,64     |

С учетом этих значений по существующим номограммам для конденсаторов турбин (рисунок 3.2 и рисунок 3.3) определяются значения температурного напора для турбин.

Характеристика конденсатора 50-КЦС-5 ЛМЗ  
турбин Т-41-90

$W=8000 \text{ м}^3/\text{ч}$

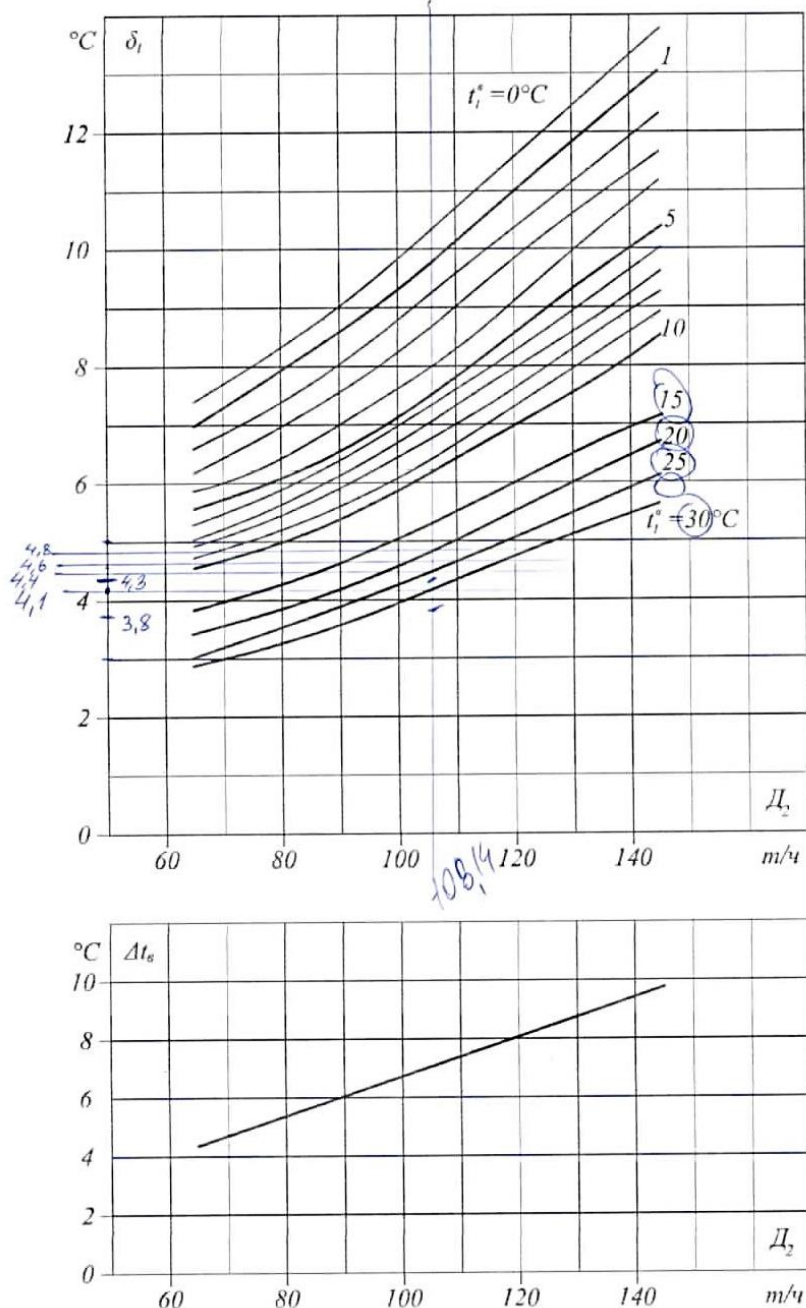


Рисунок 3.2 – Номограмма характеристики конденсатора 50-КЦС-5 ЛМЗ

Характеристика конденсатора 50-КЦС-5 ЛМЗ  
турбины К-50-90

$$W=8000 \text{ м}^3/\text{ч}$$

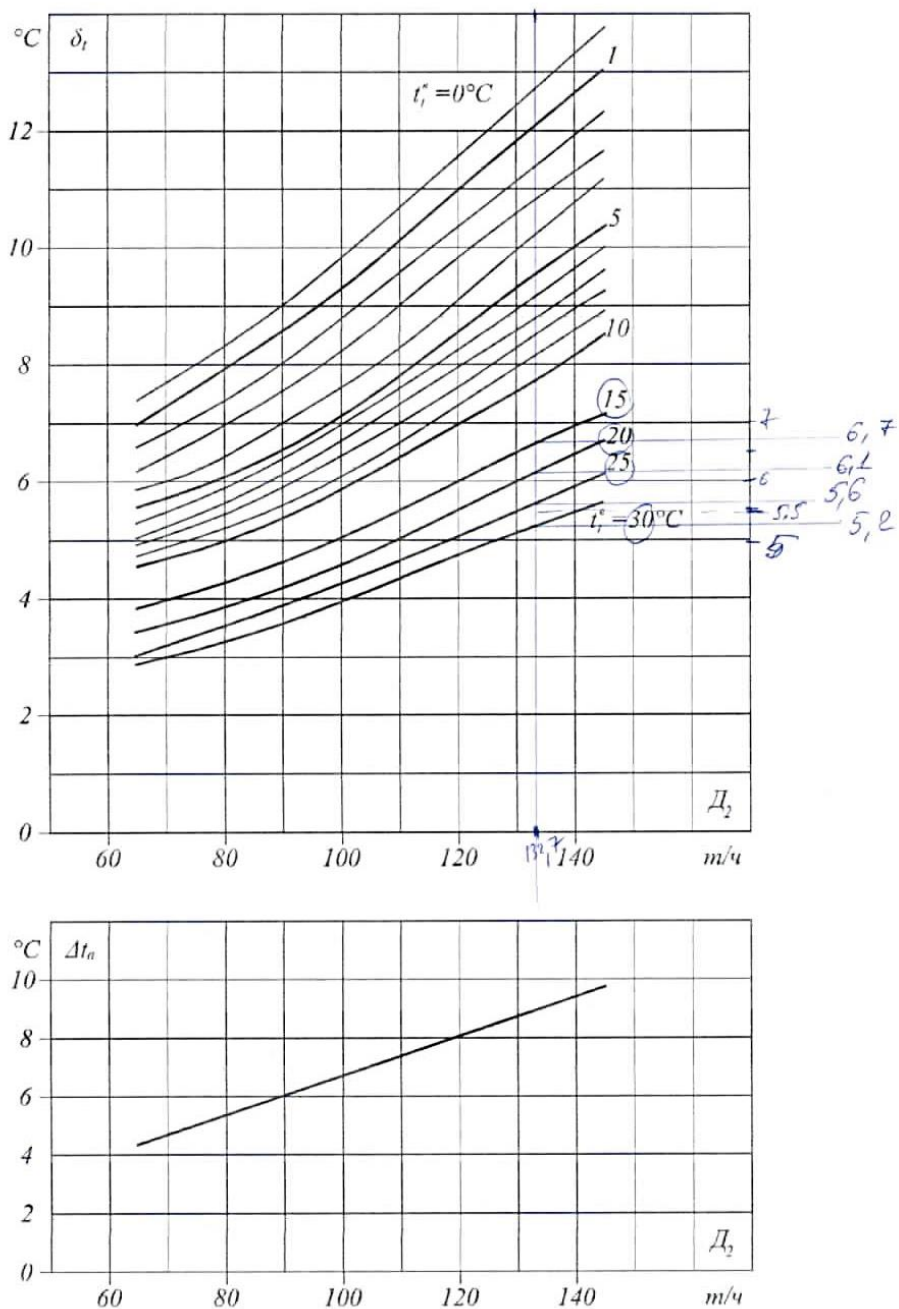


Рисунок 3.3 - Номограмма характеристики конденсатора 50-КЦС-5 ЛМЗ паровой турбины К-50-90

По представленным номограммам определяются графически значения температуры охлаждающей воды для каждой турбины, при которой температура  $t_n$  достигает допустимого значения (предельного для конденсатора). Эта точка будет являться граничной точкой – точкой перегиба, при превышении которой создается требование снижения расхода свежего

пара на турбину и соответственно происходит снижение электрической мощности.

Результаты сведены в таблице 3.7

Таблица 3.7 Результаты расчетов температур и определения температурного напора, значения bt (температурного напора)

| t <sub>2св</sub> | Т-41-90 |     |                  | К-50-90 |     |                  |
|------------------|---------|-----|------------------|---------|-----|------------------|
|                  | dt      | bt1 | t'' <sub>н</sub> | dt      | bt1 | t'' <sub>н</sub> |
| 15               | 7,86    | 4,1 | 26,96            | 9,64    | 5,2 | 29,84            |
| 20               | 7,86    | 4,4 | 32,26            | 9,64    | 5,6 | 35,24            |
| 25               | 7,86    | 4,6 | 37,46            | 9,64    | 6,1 | 40,74            |
| 30               | 7,86    | 4,8 | 42,66            | 9,64    | 6,7 | 46,34            |

По представленным расчетам и графически определенным значениям температур определяем, что для турбины Т-41-90 точкой перегиба будет являться точка +33°C, а для турбины К-50-90 – точка перегиба составит 27,5°C.

Исходя из этих величин определяются значения для ограничений турбин по выработке электрической энергии, а именно определяются допустимые значения расхода пара в конденсатор каждой турбины в точках перегиба. Расчет ведется с помощью коэффициента уменьшения паровой нагрузки конденсатора:

$$\chi_j = (t''_{пр} - t_2^{CB}) / (t''_н - t_2^{CB}) \quad (3.4)$$

Где:

$t''_{пр}$  - предельно допустимая температура насыщенного пара в конденсаторе, °С;

$t''_н$  - температура насыщенного пара в конденсаторе, °С;

$t_2^{CB}$  – средневзвешенная температура воды после охлаждения в градирне (на входе в конденсаторы турбин), °С.

При  $\chi_j \geq 1$   $D_{kj} = D_{kj}^p$ , при  $\chi_j < 1$   $D_{kj} = \chi_j \cdot D_{kj}^p$

По полученным значениям расхода пара рассчитываются значения удельной тепловой нагрузки для соответствующих значений температур в точках перегиба. Расчетные величины представлены в таблице 3.8.

Таблица 3.8 – Результаты расчета ограничений мощности турбин

| Параметры  | Температуры точек перегибов |            |
|--|-----------------------------|------------|
|  | при 33°C                    | при 27,5°C |
| коэф. уменьш. Тепл.нагрузки на К турбины Т-41-90       | 0,88                        | 1,30       |
| коэф. уменьш. Тепл.нагрузки на К турбины К-50-90       | 0,71                        | 1,05       |
| расход пара в конденсатор, т/ч для Т-41-90             | 95,58                       | 108,143    |
| расход пара в конденсатор, т/ч для К-50-90             | 94,19                       | 132,741    |
| удельная тепловая нагрузка градирен в точках перегибов | 63,25                       | 75,91      |
| определение расходов пара на голову турбины в точках   | т/ч                         | 136,54     |

| Параметры  | Температуры точек перегибов |            |
|--|-----------------------------|------------|
|  | при 33°C                    | при 27,5°C |
| перегибов для Т-41-90  |                             |            |
| определение расходов пара на голову турбины в точках перегибов для К-50-90 | т/ч                         | 134,56     |
| электрическая мощность Т-41-90 по характеристике                           | МВт                         | 32,20      |
| электрическая мощность К-50-90 по характеристике                           | МВт                         | 33,50      |
| снижение мощности в точке перегиба   | МВт                         | 39,90      |

Таким образом были получены значения фактически возомыжных электрических нагрузок с учетом возможностей циркуляционной системы. При этом учитывается, что для расчета приняты системы охлаждения (градирни), соответствующие требованиям полной загрузки электростанции.

В качестве утверждения необходимости повышения эффективности работы градирен далее представлен расчет температурного коэффициента градирен (тепловой КПД), где показано, что с реконструкцией системы и заменой градирни №5 с полным её включением в работу увеличивается эффективность работы станции и появляется возможность включить в работу все 4 турбины.

Таблица 3.9 – Результаты расчета теплового КПД (температурного коэффициента градирен)

| Расчетный параметр   | Ед.изм.   | Факт.  | После реконстр |
|--|-----------|--------|----------------|
| температурный коэффициент (тепловой КПД)                     | %         | 66,42  | 76,43          |
| исходные данные:   |           |        |                |
| температура окружающего воздуха (расчетн., летн.период)      | грС       | 30,00  | 30,00          |
| температура мокрого термометра на входе в градирню (Тм.т.н.) | грС       | 19,3   | 19,3           |
| температура воды на входе в градирню (Тн)                    | грС       | 32,7   | 35             |
| температура воды на выходе из градирни (Тк)                  | грС       | 23,8   | 23             |
| количество турбин в работе (n)                               | шт        | 3      | 3              |
| количество градирен в работе (n)                             | шт        | 4      | 5              |
| расчетное снижение температуры в градирнях                   | грС       | 8,9    | 12             |
| расход циркуляционной воды                                   | м3/ч      | 24000  | 32000          |
| расход пара в конденсатор турбины (для 1ой ТА)               | т/ч       | 140    | 160            |
| Разность теплосодержаний отработавшего пара и конденсата     | ккал/кг   | 525    | 525            |
| Тепловая нагрузка циркуляционной системы                     | Мкал/ч    | 220500 | 252000         |
| площадь орошения одной градирни                              | м2        | 547    | 547            |
| Удельная тепловая нагрузка одной градирни                    | Мкал/ч*м2 | 100,78 | 92,14          |
| Плотность орошения градирни                                  | м3/м2*ч   | 10,97  | 11,70          |

### **3.2 Возможности повышения эффективности работы вентиляторных градирен**

Эффективность систем циркуляции с вентиляторными градирнями достаточно сильно влияет на эффективность работы и возможности надежного функционирования станции в целом. В этой части можно выделить несколько разделов, по которым можно судить о различных способах возможного наращивания эффективности.

Если рассматривать опыт АТЭЦ-3 [15], то следует отметить, что низкая эффективность только одной из пяти градирен имеет значительные последствия. Так, неудовлетворительное состояние диффузоров, вентиляторов, водораспределительной системы привели к тому, что снижение температуры в градирне не превышает 3-4 °С. Такое низкое охлаждение, не позволяет использовать градирню в летний период, так как это приводит к снижению охлаждающей способности циркуляционной системы. Работа градирни в зимний период возможна, но ее охлаждающая способность также достаточно низка, кроме того, недостаточное улавливание капельного уноса приводит к существенному повышению воды на подпитку.

В первую очередь необходимо отметить, что ключевым показателем в эффективности таких систем будут выступать в первую очередь градирни. Для ТЭЦ-3, как и для других станций, имеющих вентиляторные градирни, можно выделить несколько направлений (условий), выполнение которых способствовало бы повышению энергоэффективности работы градирен [16]:

1. Соответствие градирни охлаждаемому объекту;
2. Техническое обслуживание градирни;
3. Реконструкция градирни.

Если рассматривать более детально, то необходимо в первую очередь отметить по уже существующим станционным системам требование соответствия конструктивных показателей градирен общим требованиям системы циркуляции.

Наряду с этим необходимо отметить, что очень важную роль в повышении энергоэффективности систем играет роль техническое и моральное состояние охладителей.

Приведем три основных элемента, которые определяют эффективное охлаждение воды в градирне, и соответственно эффективность ее работы [15, 16]:

- Равномерное распределение воды по поверхности оросителя градирни;
- Равномерный и достаточный по количеству поток воздуха;
- Высокоэффективный ороситель и каплеотделитель.

В части поддержания требований надежного и эффективного функционирования очень важным вопросом является своевременное и

полноценное техническое обслуживание и соответствующая эксплуатация систем циркуляции и градирен в частности.

Техническое обслуживание градирен обычно включает в себя ряд мероприятий, основными среди которых, являются работы по удалению загрязнений с основных элементов градирни. Загрязнение поверхности оросителя, засорение разбрызгивающих устройств (сопел-форсунок) и водораспределяющих трубопроводов приводит к значительному снижению эффективности процессов охлаждения воды в градирне [17]

Ключевыми работами технического обслуживания градирен согласно практическим наработкам и отчетам можно назвать следующие [16, 17]:

- Очистка внутренних поверхностей градирни и оросителя минимизирует потери давления при движении воды и воздуха;

- Очистка трубопроводов системы водораспределения и сопел-форсунок от попавшей ржавчины, органических отложений и т.п., обеспечит снижение гидравлического сопротивления;

- Обеспечение надежной фильтрации воды, поступающей в градирню и своевременная чистка фильтров, что способствует снижению гидравлического сопротивления.

- Обеспечить не возможность или снизить вероятность попадания теплого влажного воздуха выходящего из градирни на её всасывающую сторону, путем установки перегородок, экранов или более высоких камер выброса воздуха;

- Проверить правильность и равномерность распределения вода соплами-форсунками по поверхности оросителя, при неравномерной раздаче изменить расположение сопел-форсунок или заменить их более эффективными;

- При необходимости, восстановить целостность оросителя и каплеотделителя, причем применение разного типа оросителя и каплеотделителя в одном слое не рекомендуется;

- Восстановить наружную обшивку градирни, что бы исключить потери воды и обеспечить прохождение воздуха только через ороситель;

- Максимально герметизировать трубопроводы для снижения потерь воды из водооборотного цикла;

- Проверить правильность работы вентилятора (отсутствие вибраций, правильность направления вращения и т.п. согласно паспорту на вентилятор).

Проведение вышеперечисленных работ позволит обеспечить существенную экономию энергетических и материальных ресурсов на эксплуатирующихся градирнях.

#### 4. Экономические расчеты эффективности проекта модернизации градирен.

Данный бизнес план составлен для существующей АТЭЦ-3. Целью работы является модернизация градирен установленных на станции. Стоимость проекта по модернизации(первооружению) АТЭЦ-3 оценивается в 750 млн. тенге из которых 580 млн. идет на приобретение необходимого оборудования кабельной продукции, запорной арматуры и т.п., а остальные 170 млн. будут стоить строительные-монтажные работы для модернизации. Дальнейшие затраты на эксплуатацию будут входить в состав затрат на проведение текущего ремонта станции, т.к. оборудование проходит модернизацию, а не полную замену.

##### *Исходные данные до модернизации*

Мощность станции:  $N_y = 173 \text{ МВт}$ ;

Годовой объём выработки электрической энергии по отчетности составляет:  $\mathcal{E}_B = 1052,923 \text{ млн. кВт}\cdot\text{ч}$ ;

Годовой объём полезного отпуска тепловой энергии:  $Q_B = 2967,809 \text{ тыс. Гкал}$ ;

Удельный расход топлива на выработку одного кВт·ч электроэнергии:  $b_s = 523,43 \text{ г/кВт}\cdot\text{ч}$ ;

Удельный расход топлива на выработку одной Гкал тепловой энергии:  $b_T = 207,74 \text{ кг/Гкал}$ .

Цена топлива  $C_T(\text{Уголь}) = 12000 \text{ тенге/т}$ .

##### *Определение годового отпуска энергии до модернизации*

При работе электроцентрали, часть вырабатываемой энергии расходуется на собственные нужды. Этот расход электроэнергии зависит от типа оборудования и его единичной мощности агрегатов, вида используемого топлива, степени технического совершенствования основного и вспомогательного оборудования и правильного ведения технической и финансовой политики на станции. Современные тепловые электростанции превращают в электроэнергию в пределах 40 процентов теплоты, выделившейся при сгорании топлива, остальная сбрасывается в окружающую среду. В Европе многие тепловые электростанции используют отработанную теплоту для отопления близлежащих домов и предприятий. Комбинированная выработка тепла и электроэнергии увеличивает энергетическую отдачу электростанции до 80 процентов.

В расчетах примем расход электроэнергии на собственные нужды в размере 5,9% ( $\mathcal{E}_{CH}$ )

Рассчитаем годовой отпуск электрической энергии:

$$\mathcal{E}_{OT} = \mathcal{E}_B \cdot (1 - \mathcal{E}_{CH}) = 1052,923 \cdot (1 - 0,059) = 992,800 \text{ млн. кВт}\cdot\text{ч}$$



$$Q_{от} = Q_э \cdot (1 - Q_{сн}), \text{ тыс. Гкал}, \quad (4.1)$$

Расход тепла на собственные нужды в размере 3,5% ( $Q_{сн.т}$ )

$$Q_{от} = 2967,809 \cdot (1 - 0,035) = 2863,935 \text{ тыс. Гкал},$$

где  $Q_э$  и  $Q_э$  – годовая выработка электрической и тепловой энергии (см. таблицу 1).

#### *Определение затрат на топливо до модернизации*

Годовой расход топлива на выработку электрической энергии

$$B_э = Q_{от} \cdot b_э = 992,800 \cdot 523,43 = 519,661 \text{ тыс. т}$$

$$B_m = Q_{от} \cdot b_T, \text{ тыс. т.} \quad (4.2)$$

$$B_H = 2863,935 \cdot 207,74 = 595,698 \text{ тыс. т}$$

Итого расход топлива ТЭЦ составляет:

$$B_y = B_э + B_H, \text{ тыс. т.} \quad (4.3)$$

$$B_y = 519,661 + 595,698 = 1115,359 \text{ тыс. т}$$

В отпускной цене топлива учтены затраты на передачу и его отводу до станции.

Составляющая затрат на топливо определяется:

$$I_m = B_y \cdot C_m, \text{ млн. тенге.} \quad (4.4)$$

Составляющая затрат на топливо определяется

$$I_T = 1115,359 \cdot 12000 = 13384,308 \text{ млн. тенге}$$

#### *Расчет затрат на воду до модернизации*

Вода на электростанциях используется для заполнения контура паротурбинной установки и компенсации потерь пара и конденсата во время работы, подпитки тепловых сетей, а также для отвода теплоты в конденсаторах турбин и вспомогательных теплообменниках. Во всех случаях применяемая сырая вода проходит соответствующую обработку, однако наиболее высокие требования предъявляются к качеству воды, служащей для заполнения контура паротурбинной установки и подпитки его в процессе эксплуатации.

АТЭЦ-3 имеет затраты на водоснабжения равной 0,8 тенге/кВт·ч по партнерским соглашениям.

$$I_B = Q_B \cdot 0,8 = 1052,923 \cdot 0,8 = 842,338 \text{ млн. тенге}$$

### *Расчет затрат на заработную плату до модернизации*

К эксплуатационному персоналу ТЭЦ относятся оперативно-ремонтный персонал (ОРП) и инженерно-технические работники (ИТР), а административно - управленческий персонал (АУП) не относится.

Численность ППП можно определить через штатный коэффициент, показывающий, какое количество персонала приходится на 1 МВт установленной электрической мощности станции. Установленная электрическая мощность станции определяется через максимальное число часов использования установленной мощности и годовую выработку электрической энергии, т.е. Согласно литературных и фактических данных о численности работающих на некоторых станциях Казахстана, можно рекомендовать принимать следующие усредненные значения штатного коэффициента ( $K_{шт}$ ): для ТЭЦ 1,6чел/МВт.

Численность персонала станции определяется

$$ЧП = K_{шт} * N_y = 1,6 * 173 = 276,8 \text{ чел.}$$

Суммарный фонд заработной платы включает в себя:

- сумму оплаты труда в денежной и натуральной форме за отработанное и неотработанное время. Кроме того, в Ф.о.т. включаются стимулирующие доплаты и надбавки, премии, регулярные выплаты на питание, топливо;

$$И_{зпо} = 1,6 \cdot 276,8 = 442,88 \text{ млн. тенге}$$

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

$$И_{зпд} = 442,88 \cdot 0,15 = 66,432 \text{ млн. тенге}$$

Формула для определения суммарного фонда заработной платы

$$И_{зп} = И_{зпо} + И_{зпд} = 442,88 + 66,432 = 509,312 \text{ млн. тенге.}$$

### *Расчет амортизационных отчислений до модернизации*

Нормы амортизации устанавливаются и периодически пересматриваются государством, они едины для всех предприятий и организаций независимо от их форм собственности и форм хозяйствования.

В настоящее время капитальные вложения в АТЭЦ-3 можно оценить по восстановительной стоимости.

В расчетах примем величину  $K_{уд}$  для ТЭЦ 1500 \$/кВт, установленной мощности. Стоимость доллара США примем из расчета 430 тенге.

$$K = K_{уд} \cdot N_y = 1500 \cdot 430 \cdot 173 = 111,585 \text{ млрд. тенге}$$

Величина износа основных производственных фондов имеет границы от 40 до 60-ти процентов, так как имеет место длительное использование основного и вспомогательного оборудования. Поэтому, стоимость основных средств АТЭЦ-3 можно оценить величиной:

$$K_c = K \cdot (1 - 0,6) = 111,585 \cdot 0,40 = 44,634 \text{ млрд. тенге}$$

В среднем, в зависимости от мощности блоков и станции в целом, вида потребляемого топлива, норма амортизации находится в пределах 4-5%. Для проведения укрупненных расчетов, норму амортизационных отчислений примем в размере 4,5% от величины  $K$ .

$$I_{ao} = 0,045 \cdot K_c = 0,045 \cdot 44,634 = 2,008 \text{ млрд. тенге}$$

#### *Расчет затрат на проведение текущего ремонта до модернизации*

На ТЭЦ текущий ремонт и техническое обслуживание считается, как вспомогательное мероприятие, но имеет важное место в производственно-технической сфере станции. 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

$$I_{рем} = 0,25 \cdot I_{ao} = 0,25 \cdot 2,008 \cdot 1000 = 502,132 \text{ млн. тенге}$$

#### *Расчет платы за выбросы до модернизации*

В выбросах ТЭЦ содержится значительное количество металлов и их соединений. При пересчете на смертельные дозы в годовых выбросах ТЭЦ мощностью 1 млн. кВт содержится алюминия и его соединений свыше 100 млн. доз, железа-400 млн. доз, магния -1,5 млн. доз. Летальный эффект этих загрязнителей не проявляется только потому, что они попадают в организмы в незначительных количествах. Это, однако, не исключает их отрицательного влияния через воду, почвы и другие звенья экосистем.

При работе ТЭЦ на природном газе, величина оплаты за выбросы будет меньше, и ее можно принять в размере 250-300 тенге/т.н.т.

$$I_{выб} = 280 \cdot V_y = 280 \cdot 1115,359 = 312,300 \text{ млн. тенге}$$

#### *Расчет общестанционных и цеховых расходов до модернизации*

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

Для укрупненных расчетов можно пользоваться формулой

$$I_{\text{общ}} = 0,25 \cdot (I_{\text{ао}} + I_{\text{зп}} + I_{\text{рем}}) = 0,25 \cdot (2008 + 509,312 + 502,132)$$

$$I_{\text{общ}} = 754,861 \text{ млн. тенге}$$

*Расчет себестоимости отпуска энергии до модернизации*

Используем разнесение затрат на выработку электрической и тепловой энергии для АТЭЦ-3 до реконструкции на основе физического метода с помощью коэффициента:

$$K_p = \frac{B_z}{B_y}, \quad (4.5)$$

$$K_p = \frac{519,661}{1115,359} = 0,466$$

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

Следует разнести результаты расчетов на затраты по каждой составляющей согласно полученному коэффициенту по видам отпускаемой энергии и занести результаты в таблицу 4.1.

Составляющие затрат на производство электрической и тепловой энергии при 173 МВт выработки электрической энергии.

Таблица 4.1 – Расчеты затрат с составляющими для станции АТЭЦ-3

| Составляющие затрат                   | И, Всего млн тенге | И <sub>э</sub> , эл. энергия млн тенге | И <sub>т</sub> , тепл. энергия млн тенге |
|---------------------------------------|--------------------|--|--|
| Топливо И <sub>т</sub>                | 13384,308          | 6237,088                               | 7147,220                                 |
| Вода И <sub>в</sub>                   | 842,338            | 392,529                                | 449,808                                  |
| Фонд заработной платы И <sub>зп</sub> | 509,312            | 237,339                                | 271,973                                  |
| Аморт. отчисл. И <sub>ао</sub>        | 2008,000           | 935,728                                | 1072,272                                 |
| Ремонт И <sub>р</sub>                 | 502,132            | 233,993                                | 269,139                                  |
| Общестанц. И <sub>об</sub>            | 754,861            | 351,765                                | 403,096                                  |
| Плата за выбросы И <sub>выб</sub>     | 312,300            | 145,532                                | 166,768                                  |
| Итого затрат                          | 18313,251          | 8533,975                               | 9779,276                                 |

Себестоимость отпуска электрической энергии определяется:

$$S_z = \frac{I_m + I_v + I_{зп} + I_{ао} + I_p + I_{об} + I_{выб}}{\mathcal{E}_{ом}}, \text{ тенге / кВтч.} \quad (4.6)$$

Себестоимость отпуска тепловой энергии определяется :

$$S_m = \frac{I_m + I_г + I_{зп} + I_{ао} + I_p + I_{об} + I_{выб}}{Q_{от}}, \text{тенге / Гкал.} \quad (4.7)$$

Себестоимость отпуска электрической энергии определяется

$$S_э = (I_T + I_B + I_{зп} + I_{ао} + I_p + I_{об} + I_{выб}) / \mathcal{E}_{от} = 8533,975 / 992,800 = 8,6 \text{ тг/кВтч, -}$$

$$S_T = 9779,276 / 2863,935 = 3415 \text{ тенге/Гкал.}$$

Для определения эффективности модернизации нужно рассчитать себестоимость выпуска электрической и тепловой энергии после реконструкции.

#### *Расчет себестоимости после реконструкции*

##### 1. Исходные данные после модернизации

- Стоимость проекта по модернизации(переворужению) АТЭЦ-3 оценивается в 750 млн. тенге из которых 580 млн. идет на приобретение необходимого оборудования кабельной продукции, запорной арматуры и т.п., а остальные 170 млн. будут стоить строительно-монтажные работы для модернизации. Дальнейшие затраты на эксплуатацию будут входить в состав затрат на проведение текущего ремонта станции, т.к. оборудование проходит модернизацию, а не полную замену.

Мощность станции:  $N_y = 173 \text{ МВт};$

Годовой объём выработки электрической энергии по отчетности составляет:  $\mathcal{E}_B = 1052,923 \text{ млн. кВт}\cdot\text{ч};$

Годовой объём полезного отпуска тепловой энергии:  $Q_B = 2967,809 \text{ тыс. Гкал};$

Удельный расход топлива на выработку одного кВт·ч электроэнергии:  $b_э = 516,33 \text{ г/кВт}\cdot\text{ч};$

Удельный расход топлива на выработку одной Гкал тепловой энергии:  $b_T = 199,34 \text{ кг/Гкал.}$

Цена топлива  $C_T(\text{Уголь}) = 12000 \text{ тенге/т.}$

##### 2. Определение годового отпуска энергии после реконструкции:

Расход электроэнергии на собственные нужды после модернизации снизится до 5,3% ( $\mathcal{E}_{сн.э}$ )

Годовой отпуск электрической энергии после реконструкции:

$$\mathcal{E}_{от} = 1052,923 * (1 - 0,053) = 997,118 \text{ млн. кВт}\cdot\text{ч}$$

Расход тепла на собственные нужды остался неизменным в размере 3,5% ( $\mathcal{E}_{сн.т}$ )

$$Q_{от}=2967,809 \cdot (1-0,035)=2863,935 \text{ тыс.Гкал,}$$

### 3. Определение затрат на топливо после модернизации

Годовой расход топлива на выработку электрической энергии

$$B_э = Э_в \cdot b_э = 997,118 \cdot 516,33 = 514,842 \text{ тыс. т}$$

$$B_m = Q_e \cdot b_T, \text{ тыс.м}$$

$$B_T = 2863,935 \cdot 199,34 = 570,897 \text{ тыс.т}$$

Итого расход топлива ТЭЦ составляет:

$$B_y = B_э + B_m, \text{ тыс.тут.}$$

$$B_y = 514,842 + 570,897 = 1085,739 \text{ тыс.т}$$

В отпускной цене топлива учтены затраты на передачу и его отводу до станции.

Составляющая затрат на топливо определяется:

$$И_T = 1085,739 \cdot 12000 = 13028,868 \text{ млн. тенге}$$

### 4. Расчет затрат на воду после модернизации:

Для АТЭЦ-3 затраты на водоснабжения после модернизации остались равной 0,8 тенге/кВт·ч по партнерским соглашениям.

$$И_в = Э_в \cdot 0,8 = 1052,923 \cdot 0,8 = 842,338 \text{ млн. тенге}$$

### 5. Расчет затрат на заработную плату после модернизации:

Численность персонала станции определяется

$$ЧП = K_{ш} \cdot N_y = 1,6 \cdot 173 = 276,8 \text{ чел.}$$

Т.к. на станции уже имеется необходимый персонал для ремонтов и эксплуатации модернизированного оборудования, то нет необходимости для увеличения числа работников станции.

Суммарный фонд заработной платы включает в себя:

$$И_{зпо} = 1,6 \cdot 276,8 = 442,88 \text{ млн. тенге}$$

$$И_{зпд} = 442,88 \cdot 0,15 = 66,432 \text{ млн. тенге}$$

Формула для определения суммарного фонда заработной платы

$$И_{зп} = И_{зпо} + И_{зпд} = 442,88 + 66,432 = 509,312 \text{ млн. тенге.}$$

6. Расчет амортизационных отчислений после модернизации:

Расчет величины К для ТЭЦ после модернизации:

$$K = K_{уд} \cdot N_y = 1500 \cdot 430 \cdot 173 = 111,585 \text{ млрд. тенге}$$

В амортизационных отчисления учтены затраты за установку, проверку и ввод в работу модернизированного оборудования.

Амортизационные издержки после модернизации:

$$K_c = K \cdot (1 - 0,6) = 111,585 \cdot 0,4 = 44,634 \text{ млрд. тенге}$$

$$I_{ао} = 0,045 \cdot K_c = 0,045 \cdot 44,634 = 2,008 \text{ млрд. тенге}$$

7. Расчет затрат на проведение текущего ремонта после модернизации

Текущий ремонт и техническое обслуживание:

$$I_{рем} = 0,25 \cdot I_{ао} = 0,25 \cdot 2,008 \cdot 1000 = 502,132 \text{ млн. тенге}$$

8. Расчет платы за выбросы после модернизации:

$$I_{выб} = 280 \cdot V_y = 280 \cdot 1085,739 = 304,006 \text{ млн. тенге}$$

9. Расчет общестанционных и цеховых расходов после модернизации:

$$I_{общ} = 0,25 \cdot (I_{ао} + I_{зп} + I_{рем}) = 0,25 \cdot (2008 + 509,312 + 502,132)$$

$$I_{общ} = 754,861 \text{ млн. тенге}$$

$$K_p = \frac{B_z}{B_y},$$

$$K_p = \frac{514,842}{1085,739} = 0,474$$

10. Расчет себестоимости отпуска энергии после модернизации:

Составляющие затрат на производство электрической и тепловой энергии после модернизации.

Таблица 4.2 – Расчеты затрат после модернизации для АТЭЦ-3

| Составляющие затрат                   | И, Всего млн. тенге | И <sub>э</sub> , эл. энергия млн. тенге | И <sub>т</sub> , тепл. энергия млн. тенге |
|---------------------------------------|---------------------|---|---|
| Топливо И <sub>т</sub>                | 13028,868           | 6175,683                                | 6853,185                                  |
| Вода И <sub>в</sub>                   | 842,338             | 399,268                                 | 443,069                                   |
| Фонд заработной платы И <sub>зп</sub> | 509,312             | 241,414                                 | 267,898                                   |
| Аморт. отчисл. И <sub>ао</sub>        | 2008,000            | 951,792                                 | 1056,208                                  |
| Ремонт И <sub>р</sub>                 | 502,132             | 238011                                  | 264,121                                   |
| Общестанц. И <sub>об</sub>            | 754,861             | 357,804                                 | 397,057                                   |
| Плата за выбросы И <sub>выб</sub>     | 304,006             | 144,099                                 | 159,907                                   |
| Итого затрат                          | 17949,517           | 8508,071                                | 9441,446                                  |

Себестоимость отпуска электрической энергии с издержками на модернизацию ТЭЦ составит:

$$S_э = (I_T + I_B + I_{зп} + I_{ао} + I_p + I_{оо} + I_{выб}) + R / \mathcal{E}_{от} = 8508,071 / 997,118 = 8,52 \text{ тг/кВтч}$$

$$S_T = 9441,446 / 2863,935 = 3296,7 \text{ тенге/Гкал.}$$

### *Экономическая оценка модернизации и эксплуатации ТЭЦ*

В расчетах, долевое распределение капитала (К) на строительство ТЭЦ следующее: 90% вкладывает государство и 10% обеспечивает АО «Энергоинвест». Эти денежные средства идут только на модернизацию станции в нашем случае. Суммарные эксплуатационные расходы заложены в себестоимости электрической и тепловой энергии, а значит и в тарифе на них, и для начала работы необходимы и оборотные средства. Здесь 70% эксплуатационных затрат оплачивает государство, а остальные 30% - АО «Энергоинвест».

Таким образом, объем инвестиций  $I_0$ , которые АО «Энергоинвест» берет в банке под льготный кредит (10%) будет составлять 10% от суммарных капвложений в строительство ТЭЦ и 30% от суммарных эксплуатационных расходов.

Известно, что при оценке инвестиционного проекта используются всего четыре показателя:

$I_0$  – первоначальные инвестиции;

$CF$  – денежный поток, направляемый на возврат кредита;

$r$  – процентная ставка банка по кредиту (10%);

$n$  – календарный год кредита.

$$I_0 = 0.1 \cdot K + 0.3 \cdot I, \text{ итого, млн.тенге.}$$

$$I_0 = 0,1 \cdot 750 + 0,3 \cdot 17949,517 = 5459,855 \text{ млн.тенге}$$

При разработке и анализе инвестиционных проектов наиболее сложным является расчет прибыли и денежного потока  $CF$ , направляемого на возврат кредита.

Определимся, что отпускной тариф на электрическую и тепловую энергию от нашей ТЭЦ будет иметь рентабельность 30%, т.е.

$$T_{ос} = S_э \cdot 1,3 \text{ тенге/кВтч,}$$



$$T_{03}=8,52 \cdot 1,3=11,076 \text{ тенге/кВтч}$$

$$T_{om} = S_m \cdot 1,3 \text{ тенге/Гкал.}$$

$$T_{от}=3296,71 \cdot 1,3=4285,71 \text{ тенге/Гкал}$$

Доход от реализации электрической и тепловой энергии от ТЭЦ составит:

$$D = T_{03} \cdot \mathcal{E}_{om} + T_{om} \cdot Q_{om}, \text{ млн.тенге,}$$

$$D=11,076 \cdot 997,118 \cdot 10^6 + 4285,712 \cdot 2863,935 \cdot 10^3 = 23317,079 \text{ млн. тенге}$$

а суммарные затраты определяются по выражению:

$$Z = S_3 \cdot \mathcal{E}_{om} + S_m \cdot Q_{om}, \text{ млн.тенге.}$$

$$Z=8,52 \cdot 997,118 + 3296,71 \cdot 2863,935 = 17936,979 \text{ млн. тенге}$$

Разница между ними даст прибыль:

$$PP = D - Z, \text{ млн.тенге.}$$

$$PP=23317,079 - 17936,979 = 5380,100 \text{ млн. тенге}$$

После оплаты налога на прибыль, в размере 20%, образуется чистая прибыль:

$$ЧП = PP \cdot (1 - 0,2), \text{ млн.тенге,}$$

$$ЧП=5380,100 \cdot (1-0,2)=4304,080 \text{ млн. тенге}$$

Естественно, что чистая прибыль распределяется по четырем фондам, но в работе сделаем допущение, что вся чистая прибыль целиком идет на возврат кредита в банк, т.е. это и будет денежный поток  $CF$ .

$$CF=4304,080 \text{ млн. тенге}$$

*Метод определения чистой текущей стоимости NPV*

Это метод анализа инвестиций, показывающий, на какую ценность фирма может прирасти в результате реализации инвестиционного проекта и определяется:

$$NPV = \frac{CF_1}{(1+r)^1} + \frac{CF_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{CF_n}{(1+r)^n} - I_0 = \sum_1^n \frac{CF_n}{(1+r)^n} - I_0, \quad (4.8)$$

$I_0$  – первоначальное вложение средств.

Результаты расчета занести в таблицу, аналогичную таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Результаты расчета NPV

| Год | CF       | R15  | PV15     |
|-----|----------|------|----------|
| 0   | -5454,86 | 1,00 | -5454,86 |
| 1   | 4304,08  | 0,87 | 3742,68  |
| 2   | 4304,08  | 0,76 | 3254,50  |
| NPV |          |      | 1542,33  |

$$R = \frac{1}{(1+r)^n} \quad (4.10)$$

Расчёт NPV идёт до первого положительного значения PV. Из расчета видно что NPV становится положительным через 2 года.

*Метод расчёта внутренней нормы прибыли IRR*

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

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

IRR при  $NPV=0$ , - это проект не обеспечивает роста ценности фирмы, но и не ведёт к её снижению. Этот коэффициент дисконта ( $R= 1: (1+r)^n$ ) разделяет инвестиции на приемлемые и невыгодные. IRR сравнивают с тем уровнем окупаемости вложений, которые фирма выбирает для себя с учётом того, по какой цене сама получила капитал для инвестирования и какой чистый уровень прибыльности хотела бы иметь при его использовании (барьерный коэффициент).

Результаты расчета занести в таблицу, аналогичную таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Расчет IRR

| Год | CF       | R15  | PV15     | R20  | PV20     |
|-----|----------|------|----------|------|----------|
| 0   | -5454,86 | 1,00 | -5454,86 | 1,00 | -5454,86 |
| 1   | 4304,08  | 0,87 | 3742,68  | 0,83 | 3586,73  |
| 2   | 4304,08  | 0,76 | 3254,50  | 0,69 | 2988,94  |
| NPV |          |      | 1542,33  |      | 1120,82  |

Величина IRR определяется по формуле:

$$IRR = r_1 + \frac{NPV_{r_1}}{NPV_{r_1} - NPV_{r_2}} \cdot (r_2 - r_1) = 15 + \frac{1542,33}{1542,33 - 1120,82} \cdot (20 - 15) = 33,3\%.$$

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

денежных поступлений. Из расчетов видно что  $IRR=33,3\%$  что составляет довольно высокий показатель.

*Метод расчёта окупаемости инвестиций PP*

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

$$PP = \frac{I_0}{CF_n} \quad (4.11)$$

$$PP = \frac{5454,855}{4304,080} = 1,27 \text{ лет} \approx 1 \text{ лет, } 3 \text{ месяца}$$

В нашем случае, денежные потоки по годам будут одинаковы и следует пользоваться первым примером расчета.

*Вывод по экономической части*

Результатом расчета по увеличению эффективности вспомогательного оборудования АТЭЦ-3 показали, что объем отпуска электрической энергии увеличелось с 992,800 до 997,118 млн. кВтч, а себестоимость отпуска электрической энергии снизилась с 8,6 до 8,52 тенге/кВтч, также снизилась стоимость тепловой энергии с 3415 до 3296,7 тенге/Гкал . Срок окупаемости нашего проекта составляет менее 2 лет, что следовательно очень хороший показатель для проекта. Видно, что предполагаемая модернизация АТЭЦ-3 приведет к повышению экономической эффективности работы станции.

## 5 Безопасность жизнедеятельности

### 5.1 Очистка уходящих продуктов сгорания котельных установок

В связи с широким использованием твердых топлив на ТЭС и повышением требований к охране окружающей среды все большее значение приобретают вопросы золоулавливания. Очистка дымовых газов способствует снижению выбросов золы в атмосферу и одновременно приводит к повышению надежности эксплуатации рабочих колес дымососов, особенно осевых.

Уходящие продукты сгорания (газы) сжигаемого на ТЭС органического топлива содержат летучую золу, частицы несгоревшего пылевидного топлива, сернистый и серный ангидрид ( $SO_2$  и  $SO_3$ ), оксиды азота, соединения ванадия, соли натрия, кокс, частицы сажи и газообразные продукты неполного сгорания, оказывающие при определенных концентрациях вредное влияние на человеческий организм и растительный мир. Летучая зола вызывает также износ газоходов и дымососов, а  $SO_2$ -коррозию металла.

Строительство электростанций производится с соблюдением требований по предельно допустимым концентрациям вредных выбросов (на уровне 1,5м от поверхности земли), выделяющихся из уходящих продуктов сгорания и загрязняющих атмосферу.

На ТЭС сооружают дымовые трубы, позволяющие рассеивать уходящие газы и снижать локальное твердое топливо, дополнительно устанавливают золоуловители для очистки дымовых газов от летучей золы.

Проблема улавливания из продуктов сгорания летучей золы в настоящее время в основном решена. В качестве золоуловителей применяют сухие и мокрые инерционные аппараты (батареи циклонов, мокрые инерционные золоуловитель) и электрофильтры, а также комбинированные золоулавливающие установки. Основным показателем работы золоуловителя является степень очистки газов или коэффициент золоулавливания  $\eta_{з.у.}$  (отношение массы уловленных частиц золы к массе золы в газах на входе в золоуловитель).

Надежность и эффективность работы систем газоочистки зависят от физико-химических свойств частиц, подлежащих улавливанию, и от основных параметров пылегазовых потоков.

В технике пыле- и золоулавливания принято различать истинную, кажущуюся и насыпную плотность твердых частиц. *Истинная плотность* твердой частицы определяется как отношение массы ее вещества к занимаемому ею объему за вычетом объема пор и газовых включений, которые может иметь частица. *Кажущаяся плотность* углеродных материалов- это отношение массы образца к его объему, включая поры. Так как кажущаяся плотность выражает среднюю величину относительно всего объема тела, ее иногда называют средней плотностью или объемной массой. *Насыпная плотность* углеродных материалов- это отношение массы

материала к определенному его объему при нормированном уплотнении. Она является важной физической и технологической характеристикой.

*Золой* при определении характеристик топлива считается остаток, получающийся при прокаливании до постоянной массы навески топлива в присутствии кислорода при 800 °С. Что касается, экибастузского угля, то характеристики приведены в таблице 5.1

Таблица 5.1- Характеристика экибастузского угля

| Состав угля  | Значения     |
|--|--------------|
| Экибастузский 1СС<br>Высокозольный с относительно высоким содержанием примесей | более 40%    |
| Общая влага в рабочем состоянии топлива, W                                     | 6,5%         |
| Влага гигроскопическая, W  | 4%           |
| Зольность в сухом состоянии топлива, Ad  | 36,9%        |
| Сера общая в сухом состоянии топлива, S  | 0,7%         |
| Летучие вещества в сухом беззольном состоянии топлива V                        | 25%          |
| Низшая теплота сгорания в рабочем состоянии топлива, Q                         | 17,56 МДж/кг |
| Сера колчеданная в сухом беззольном состоянии топлива, S                       | 0,4%         |
| Углерод в сухом беззольном состоянии топлива, C                                | 44,8%        |
| Водород в сухом беззольном состоянии топлива, H                                | 3%           |
| Азот в сухом беззольном состоянии топлива, N                                   | 0,8%         |
| Кислород (по разности) в сухом беззольном состоянии топлива, O                 | 7,3%         |

*Дисперсный состав золы* зависит как от природы топлива, так и от технологических процессов пылеприготовления и пыле сжигания. Топлива, содержащие примеси трудно размалываемой породы, образуют в результате размола и сжигания более крупнодисперсную летучую золу, чем топлива, месторождениям которых сопутствуют глинистые породы. Малозольные топлива, как правило, имеют более мелкодисперсную золу, чем многозольные. *Процентное содержание золы* в топливе обозначают  $A^P$ , если за исходную массу навески принимается масса рабочего топлива, и  $A^c$ , если зольность относят к сухой массе топлива

Связь между этими величинами устанавливается соотношением:

$$A^p = \frac{(A^c \cdot (100 - W^p))}{100} \quad (5.1)$$

где  $W^P$  - влажность рабочего топлива, %.

Для сравнительной оценки количества золы, получающейся при сжигании различных видов топлива с целью получения одного и того же количества теплоты, пользуются приведенной зольностью  $A^{пр.}$ , % · МДж/кг,

$$A^{пр.} = A^P / Q_H^p \quad (5.2)$$

где  $Q_n^p$  - низшая теплота сгорания рабочего топлива, МДж/кг.

В зависимости от содержания летучих веществ в топливе, тонкости его размола и режима горения вместе с летучей золой из топки уносится различное количество не полностью сгоревших частиц топлива изменивших состав и форму под действием высокой температуры

## 5.2 Анализ условий труда в котельном цехе АТЭЦ – 3

Все ТЭЦ относятся к разряду опасных и вредных производств. *Опасным производственным фактором* называется такой производственный фактор, воздействие которого приводит к травме или к другому внезапному, резкому ухудшению здоровья. *Вредным производственным фактором* называется такой производственный фактор, воздействие которого в определенных условиях приводит к заболеванию работающего или снижению трудоспособности. Примерами опасных факторов могут служить открытые токоведущие части оборудования, движущиеся детали машин и механизмов, раскаленные тела, наличие емкостей со сжатыми или вредными веществами и т.п. Примерами вредных факторов являются вредные примеси в воздухе, неблагоприятные метеорологические условия, лучистая теплота, недостаточное освещение, вибрации, шум, ионизирующие и лазерные излучения и т.д.

Вредные примеси в воздухе котельного цеха это непосредственно оксиды углерода, азота, серы и угольная пыль.

Оксид углерода (II) – высоко токсичное вещество. Уже при концентрации CO в воздухе порядка 0,01 - 0,02 % при вдыхании в течение нескольких часов возможно отравление, а концентрация 2,4 мг/м<sup>3</sup> через 30 минут приводит к обморочному состоянию. Оксид углерода вступает в реакцию с гемоглобином крови, наступает кислородное голодание, поражающее кору головного мозга и вызывающее расстройство высшей нервной деятельности.

Оксид азота (IV) – общий характер действия на работников цеха зависит от содержания в газовых смесях различных оксидов азота. При контакте с влажной поверхностью легких образуется азотная и азотистая кислоты, что приводит к отеку легких и сложным рефлекторным расстройствам. Действуя на кровеносную систему, приводит к кислородной недостаточности, оказывает прямое действие на центральную нервную систему. Даже при небольших концентрациях от 5 мг/м<sup>3</sup> до ПДК, при постоянном воздействии снижается иммуноустойчивость.

Оксид серы (IV) – оказывает многостороннее общетоксичное действие, вызывает острые и хронические отравления. Вызывает расстройство сердечно-сосудистой системы, легочно-сердечную недостаточность, нарушает деятельность почек. Общетоксическое действие SO<sub>2</sub> связано с нарушением иммунного статуса организма с понижением сопротивляемости инфекции. Наибольшую опасность представляет мелкодисперсная пыль. Такая пыль в отличие от крупнодисперсной практически не оседает в воздухе производственных помещений, находится во взвешенном состоянии и легко

проникает в легкие. При высокой дисперсности пыль отличается повышенной химической активностью из-за большой поверхности. Так, в угольной пыли содержится 90% частиц размером менее 5 мкм, что делает ее особо вредной для организма человека. Действие вредных веществ в условиях высоких температур, шума и вибраций значительно усугубляется. Так, при высокой температуре воздуха расширяются сосуды кожи, усиливается потоотделение, учащается дыхание, что ускоряет проникновение вредных веществ в организм. Пыль, образующаяся в котельном цехе, может быть причиной заболевания пневмокониозом.

Для поддержания нормальных условий труда в котельном цехе разработан ряд следующих мер. На щитах управления, в залах вычислительной техники, кабинах, пультах и постах управлением технологическими процессами поддерживается температура воздуха 22-24 °С, относительная влажность 60-40 % и скорость движения ветра не более 0,1 м/с в соответствии с санитарными нормами микроклимата в производственных помещениях СН № 4083-86. В производственных помещениях, в которых допустимые нормативные величины микроклимата не представляется возможным установить из-за технической недостижимости предусмотрены мероприятия по защите работающих от возможного перегрева: система местного кондиционирования, воздушное душирование, средства индивидуальной защиты.

На ТЭЦ размещается большое количество оборудования, эксплуатация которого связана со значительным шумоизлучением. В здании котельного цеха находятся следующие источники шума: генераторы, котлы, углеразмольные устройства и тягодутьевые машины, насосы, паропроводы. Установлены допустимые уровни шума (20) на рабочих местах и на территории предприятия, которые не должны превышать 85дБ. Для выполнения санитарных норм по уровням шума на ТЭЦ предусмотрены следующие мероприятия.

К опасным факторам в котельном цехе относятся сосуды под давлением. Безопасность эксплуатации систем, работающих под давлением, обеспечивается соблюдением «правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов работающих под давлением», утвержденных приказом. Для обеспечения безопасности при эксплуатации сосудов в зависимости от их назначения оснащаются: предохранительными клапанами, запорной или запорно-регулирующей арматурой, приборами для измерения давления, приборами для измерения температуры, указателями уровня жидкости. Применению защиты от недопустимого повышения давления рабочей среды на ТЭЦ подлежат: пароводяной и газовый тракт котлов, паровые пространства теплообменников, трубопроводы, насосы, расширительные баки. В качестве предохранительных устройств применяются: пружинные предохранительные клапаны, рычажные – грузовые предохранительные клапаны, импульсные предохранительные устройства, предохранительные устройства с разрушающимися мембранами.

Каждый котел паропроизводительностью более 100 кг/ч снабжен не менее чем двумя предохранительными клапанами, один из которых должен быть контрольным. Суммарная пропускная способность предохранительных клапанов, устанавливаемых на котел, должна быть не менее часовой производительности котлов.

### 5.3 Влияние АТЭЦ-3 на экологическую обстановку района

Алматинская ТЭЦ-3 расположена в пригороде и является одним из основных источников централизованного теплоснабжения промышленности и жилищно-коммунального сектора находящегося рядом.

Оборудование, установленное на АТЭЦ-3, находится в эксплуатации более 40 лет. Весь объём в годовом балансе топлива – 100% составляют экологически "грязные" виды топлива: уголь и мазут. Котлы ТЭЦ оборудованы системами золоочистки, эксплуатационная эффективность которых до 2010 года в среднем по станции составляла 96,0%. Газоочистка по другим вредным веществам не производится. Высота дымовых труб для отвода газов не превышает 100 м.

Дымовая труба №1 АТЭЦ-3 построена высотой 60 м с учётом обеспечения работы двух котлов БКЗ 160-100. В настоящий момент на дымовую трубу №1 работает только один котёл. Дымовая труба №2 была построена для обеспечения работы пяти котлов №2 - 6, монтажная высота дымовой трубы составляет 100 м. От этой производной начнём определение максимальных концентраций вредных веществ[7]

1. Величина максимальной приземной концентрации вредных веществ:

$$C_{\Sigma} = \frac{A \cdot M_{\Sigma} \cdot F \cdot m \cdot n \cdot \eta}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V_G \cdot \Delta T}} = \frac{200 \cdot 3946,84 \cdot 2 \cdot 0,765 \cdot 1 \cdot 1}{100 \cdot 100 \cdot \sqrt[3]{510,895 \cdot 85}} = 3,44 \text{ мг} / \text{м}^3, \quad (5.3)$$

$$M_{\Sigma} = M_{SO_2} + 5,88 \cdot M_{NO_x} = 1489 + 5,88 \cdot 418 = 3946,84 \text{ г} / \text{с} \quad (5.4)$$

$$C_{M_{TB}} = \frac{A \cdot M_{TB} \cdot F \cdot m \cdot n \cdot \eta}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V_G \cdot \Delta T}} = \frac{200 \cdot 2105 \cdot 2 \cdot 0,765 \cdot 1 \cdot 1}{100^2 \cdot \sqrt[3]{510,895 \cdot 85}} = 1,834 \text{ мг} / \text{м}^3,$$

$$C_{M_{SO_2}} = \frac{A \cdot M_{SO_2} \cdot F \cdot m \cdot n \cdot \eta}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V_G \cdot \Delta T}} = \frac{200 \cdot 1489 \cdot 2 \cdot 0,765 \cdot 1 \cdot 1}{100 \cdot 100 \cdot \sqrt[3]{510,895 \cdot 85}} = 1,19 \text{ мг} / \text{м}^3,$$

$$C_{M_{NO_x}} = \frac{A \cdot M_{NO_x} \cdot F \cdot m \cdot n \cdot \eta}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V_G \cdot \Delta T}} = \frac{200 \cdot 418 \cdot 2 \cdot 0,765 \cdot 1 \cdot 1}{100 \cdot 100 \cdot \sqrt[3]{510,895 \cdot 85}} = 0,364 \text{ мг} / \text{м}^3.$$

Полученные значения максимальных приземных концентраций, значительно превышают допустимые нормы.

Определение расстояния от дымовой трубы, на котором достигается максимальное значение приземной концентрации вредных веществ:

$$\chi_m = d \cdot \frac{5-F}{4} \cdot H = 21,52 \cdot \frac{5-2}{4} \cdot 100 = 2244,407 \text{ м}, \quad (5.5)$$

$$\text{где } d = 7 \cdot \sqrt{v_m} \cdot (1 + 0,28 \cdot \sqrt[3]{f}) = 7 \cdot \sqrt{4,9} \cdot (1 + 0,28 \cdot \sqrt[3]{2,68}) = 23,198 \text{ м} \quad (5.6)$$



$$f = 1000 \cdot \frac{W_0^2 \cdot D}{H^2 \cdot \Delta T} = 1000 \cdot \frac{20 \cdot 20 \cdot 5,7}{100 \cdot 100 \cdot 85} = 2,68$$

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{V_r \cdot \Delta T}{H}} = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{510,895 \cdot 85}{100}} = 4,9. \quad (5.7)$$

Для того чтобы снизить концентрации вредных выбросов, применяется безмазутный розжиг котельного агрегата и использование плазменной технологии сжигания.

#### 5.4 Влияние технологии плазменного сжигания углей на выбросы

Рассматриваемая технология плазменного сжигания угольной пыли при помощи СВЧ-плазмотронов дает ряд преимуществ для экологического баланса станции. Использование плазменно-топливных систем на тепловых электростанциях снижает механический недожог на 40-50%, образование оксидов азота - на 50-60%, при этом выход диоксида углерода может быть снижен на 1-2%. Отсутствие ванадия в процессе полностью исключает образование  $V_2O_5$ . А также при плазменной газификации в газообразных продуктах отсутствуют смолы, фенолы и углеводороды, загрязняющие продукты обычной газификации угля. При переработке твердых топлив в плазме водяного пара газообразные продукты состоят более чем на 95 % из CO и  $H_2$ , причем объемное содержание водорода выше содержания оксида углерода

1. *Снижение механического недожога  $q_4$ .* При применении СВЧ-плазмотронов твердое топливо выгорает на 100 %. Плазменная технология сжигания характеризуется образованием радикалов и ионов при диссоциации плазмообразующего газа, что обуславливает высокую скорость протекания физико-химических процессов при высокой концентрации энергии в единице объема. При контакте потока «холодной» аэроsmеси ( $T_a=350-400$  К) с плазменным потоком одновременно нагреваются угольные частицы и воздух. При этом угольные частицы размером до 250 мкм при темпах нагрева  $10^4 - 10^5$  град/с. из-за возникающих термических напряжений в их объеме претерпевают тепловой удар, в результате которого частицы угля дробятся на 8-10 осколков размером 5-30 мкм за время 0,01-0,05 с.

2. *Снижение выбросов  $NO_x$ .* Во-первых, так как основной источник образования  $NO_x$  азот топлива  $N_p$  преобразуется в газообразный  $N_2$ , который при этих температурах инертен и не образует окислов азота. Во-вторых, уменьшение коэффициента избытка воздуха, помимо снижения потерь теплоты с уходящими газами, является эффективным методом подавления образования оксидов азота. В-третьих, благодаря двухступенчатому режиму сжигания топлива (плазменно-топливная система и топка котла). На рисунке 5.1 показаны результаты экспериментов по снижению выбросов  $NO_x$  и механического недожога при плазменном воспламенении углей. (возможности

получения экспериментальных данных на АТЭЦ-3 не представилось, так как данная технология там не используется). Из рисунка видно, что при работающих ПТС (в режиме плазменной стабилизации горения факела) выбросы  $\text{NO}_x$  снижаются в два раза, а механический недожог топлива в 4 раза.

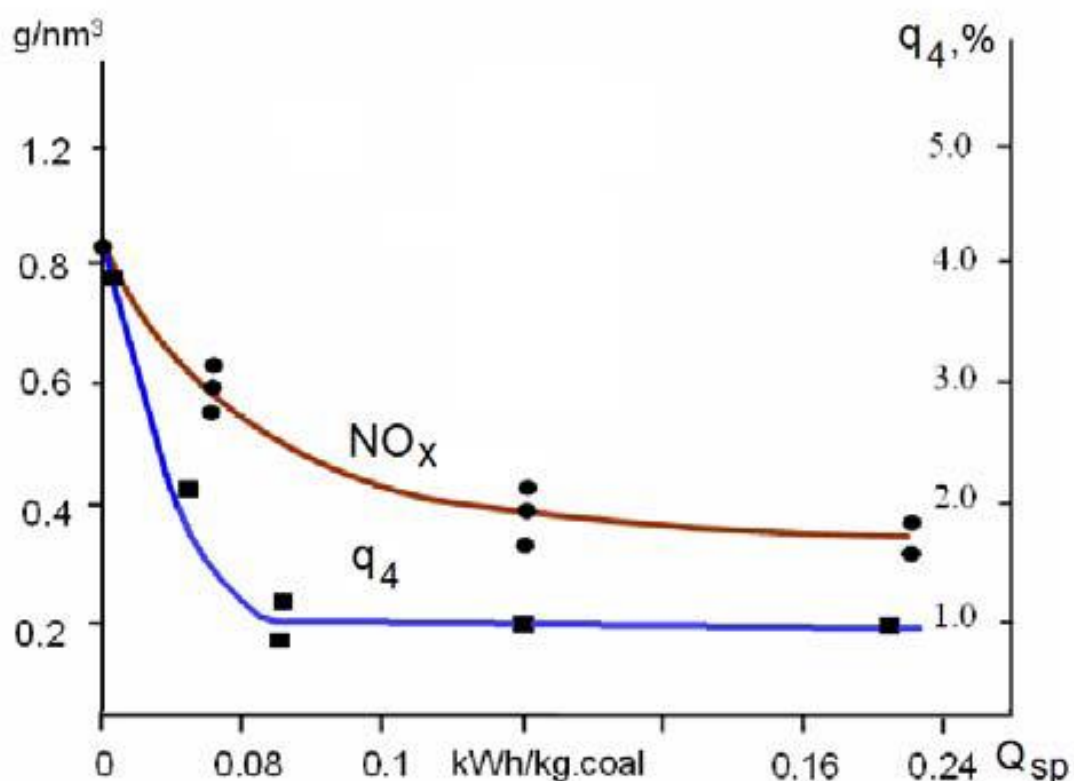


Рисунок 5.1 - Влияние на образование  $\text{NO}_x$  и механического недожога топлива ( $q_4$ ) удельных энергозатрат ( $Q_{sp}$ ) при плазменном сжигании аэросмеси

Таблица 5.2 – Сведения о качестве и количестве сжигаемого топлива

| Вид топлива | Израсходов. в 2010 г., тыс.тут. | В%, от общего кол-ва. | Качество сжигаемого топлива |                    |                     |                |
|-------------|---------------------------------|-----------------------|-----------------------------|--------------------|---------------------|----------------|
|             |                                 |                       | $Q_{н}$ ккал/кг; ккал/м³.   | Влажность $W_p$ %. | Зольность, $A_p$ %. | Сера, $S_p$ %. |
| Всего       | 170,639                         | 100                   | —                           | —                  | —                   | —              |
| Мазут       | 4,205                           | 2,5                   | 9790                        | 1,97               | 0,032               | 0,11           |
| Уголь.      | 166,434                         | 97,5                  | 4360                        | 5                  | 38                  | 0,55           |
| Мазут       | 4,205<br>166,4341<br>66,434     | 2,5                   | 9790<br>436043<br>60        | 1,97               | 0,032               | 0,11           |
| Уголь       | 166,434                         | 97,5                  | 4360                        | 5                  | 38                  | 0,55           |

Средняя эксплуатационная степень очистки от золы в целом по ТЭЦ в 2006 году составила 95,8%. Отвод уходящих газов от котлов осуществляется по двум дымовым трубам. Параметры дымовых труб и подключение к ним котлов представлены приведены в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Характеристики дымовых труб

| № дымовой трубы | Характеристики |                    | Количество и тип котлов |
|-----------------|----------------|--------------------|-------------------------|
|                 | Н, м.          | Д <sub>у</sub> , м |                         |
| 1               | 60,0           | 4,3                | БКЗ-160-100 ст.№1       |
| 2               | 100,0          | 4,9                | БКЗ-160-100 ст.№2-6     |

В соответствии с отчетными данными ТЭЦ по форме 2-ТП (воздух) в атмосферу города за год выброшено вредных веществ табл.6.3

Таблица 5.4 – Годовые выбросы вредных веществ ТЭЦ-3

| Выбросы вредных веществ ТЭЦ-3    | Масса, тыс.т. |
|----------------------------------|---------------|
| Выброшено вредных веществ за год | 7,604         |
| В том числе:                     |               |
| зола                             | 4,27          |
| диоксида серы                    | 2,59          |
| Диоксида азота                   | 0,544         |
| оксида углерода                  | 0,111         |
| оксида азота                     | 0,089         |

### 5.5 Расчёт выбросов дымовых газов в атмосферу

Дано: Характеристики дымовых труб (представлены в таблице 5.3)

Проведем расчет вредных выбросов дымовых газов при сжигании угля на станции АТЭЦ-3.

Исходные данные для расчета приведены в табл.5.5

Таблица 5.5-Состав топлива по сертификату поставщика

| Содержание топлива в рабочей массе  | В процентах          |
|---|----------------------|
| Углерода, С <sup>p</sup>  | 42,0 %               |
| Водорода, Н <sup>p</sup>  | 5,0 %                |
| Азота, N <sup>p</sup>   | 1,5 %                |
| Серы, S <sup>p</sup>  | 0,55 %               |
| Кислорода, O <sup>p</sup>   | 11,9 %               |
| Зольность, A <sup>p</sup>   | 38,0 %               |
| Влажность, W <sup>p</sup>   | 5,0 %                |
| Низшая теплота сгорания, Q <sub>н</sub> <sup>p</sup>                      | 18268,4 кДж/кг       |
| Расход топлива, В <sub>т</sub>  | 28,5 т/ч (7,92 кг/с) |
| Температура уходящих газов, T <sub>ух</sub>                               | 120 °C+273=393 К     |
| Потери от механического недожога, q <sub>4</sub>                          | 1,5 %                |
| Производительность котла, D   | 160 т/ч              |
| Степень очистки дымовых газов в золоуловителе, η                          | 0,96                 |
| Степень рециркуляции, γ   | 0.0001               |
| Доля твердых частиц, уносимых из топки с дымовыми газами, α <sub>ун</sub> | 0,95                 |
| Коэффициент избытка воздуха, α <sub>т</sub>                               | 1,2                  |

Котел БКЗ-160-100, топливо – экибастузский уголь.

1. Теоретическое количество сухого воздуха ( $\text{м}^3/\text{кг}$ ), необходимое для сгорания твердого и жидкого топлива при  $\alpha = 1$ :

$$V^0 = 0,0889 \cdot (C^P + (0,3755 \cdot S^P)) + 0,265 \cdot H^P - 0,0333 \cdot O^P \quad (5.8)$$

$$V^0 = 0,0889 \cdot (42,0 + (0,3755 \cdot 0,55)) + 0,265 \cdot 5,0 - 0,0333 \cdot 11,5 = 4,694 \text{ м}^3/\text{кг}$$

2. Теоретические объемы продуктов сгорания, полученные при полном сгорании топлива с теоретически необходимым количеством воздуха  $\alpha \neq 1$ :

$$V_r = V_{\text{RO}_2} + V^0_{\text{N}_2} + V_{\text{H}_2\text{O}} + (\alpha - 1) \cdot V^0 \quad (5.9)$$

$$V_r = 0,788 + 3,715 + 0,7076 + (1,2 - 1) \cdot 4,694 = 6,149 \text{ м}^3/\text{кг}$$

Объем трехатомных газов:

$$V_{\text{RO}_2} = 1,866 \cdot [(C^P + (0,375 \cdot S^P))/100] \quad (5.10)$$

$$V_{\text{RO}_2} = 1,866 \cdot ((42,0 + 0,375 \cdot 0,55)/100) = 0,788 \text{ м}^3/\text{кг}$$

Теоретический объем азота:

$$V^0_{\text{N}_2} = 0,79 \cdot V^0 + 0,8 \cdot (N^P/100) \quad (5.11)$$

$$V^0_{\text{N}_2} = 0,79 \cdot 4,694 + 0,8 \cdot (1,5/100) = 3,715 \text{ м}^3/\text{кг}$$

Теоретический объем водяных паров:

$$V^0_{\text{H}_2\text{O}} = 0,111 \cdot H^P + 0,0124 \cdot W^P + 0,0161 \cdot V^0 \quad (5.12)$$

$$V^0_{\text{H}_2\text{O}} = 0,111 \cdot 5,0 + 0,0124 \cdot 5,0 + 0,0161 \cdot 4,694 = 0,692 \text{ м}^3/\text{кг}$$

$$V_{\text{H}_2\text{O}} = V^0_{\text{H}_2\text{O}} + 0,0161 \cdot (\alpha - 1) \cdot V^0 \quad (5.13)$$

$$V_{\text{H}_2\text{O}} = 0,692 + 0,0161 \cdot (1,2 - 1) \cdot 4,694 = 0,708 \text{ м}^3/\text{кг}$$

3. Расход дымовых газов:

$$V_r = (B \cdot (V^0_r + (\alpha_r - 1) \cdot V^0) \cdot T_{\text{yx}}) / (3,6 \cdot 273) \text{ м}^3/\text{с} \quad (5.14)$$

а) При условии работы одного котла на дымовую трубу:

$$V_r = (28,5 \cdot [6,1494 + (1,6 - 1) \cdot 4,694] \cdot 393) / (3,6 \cdot 273) = 102,179 \text{ м}^3/\text{с}$$

б) При условии работы пяти котлов на дымовую трубу:

$$V_r = (142,5 \cdot [6,1494 + (1,6 - 1) \cdot 4,694] \cdot 393) / (3,6 \cdot 273) = 510,895 \text{ м}^3/\text{с}$$

4. Количество золы, выбрасываемое в атмосферу с продуктами сгорания:

$$M_3 = 0,01B \cdot [(\alpha_{\text{yH}} \cdot A^P) + q_4 \cdot (Q_{\text{H}}^P / 32680)] \cdot (1 - \eta), \text{ т/ч} \quad (5.15)$$

а) При условии работы одного котла на дымовую трубу:

$$M_3 = 0,01 \cdot 28,5 \cdot [(0,95 \cdot 38,0) + 1,5 \cdot (18268,4 / 32680)] \cdot (1 - 0,96) = 0,421 \text{ кг/с} = 1,516 \text{ т/ч}$$

б) При условии работы пяти котлов на дымовую трубу:

$$M_3 = 0,01 \cdot 142,5 \cdot [(0,95 \cdot 38,0) + 1,5 \cdot (18268,4 / 32680)] \cdot (1 - 0,96) = 2,105 \text{ кг/с} = 7,578 \text{ т/ч}$$

5. Масса оксидов азота, выбрасываемых в атмосферу:

$$M_{\text{NOx}} = 0,34 \cdot 10^{-7} \cdot B \cdot K \cdot Q_{\text{H}}^P [1 - (q_4 / 100)] + \beta_1 \cdot [1 - (\varepsilon_1 \cdot r)] \cdot \beta_3 \cdot \beta_2 \cdot \varepsilon_2, \text{ т/ч} \quad (5.16)$$

а) При условии работы одного котла на дымовую трубу:

$$M_{\text{NOx}} = 0,3 \cdot 10^{-7} \cdot 5,33 \cdot 28,5 \cdot 18268,4 \cdot (1 - 1,5 / 100) \cdot 0,883 \cdot [1 - (0,01 \cdot 0,0001)] \cdot 0,85 \cdot 1 \cdot 0,99 = 0,084 \text{ кг/с} = 0,302 \text{ т/ч}$$

б) При условии работы пяти котлов на дымовую трубу:

$$M_{\text{NOx}} = 0,3 \cdot 10^{-7} \cdot 5,33 \cdot 142,5 \cdot 18268,4 \cdot (1 - 1,5 / 100) \cdot 0,883 \cdot [1 - (0,01 \cdot 0,0001)] \cdot 0,85 \cdot 1 \cdot 0,99 = 0,418 \text{ кг/с} = 1,505 \text{ т/ч}$$

$$\text{где } \beta_1 = 0,178 + (0,47 \cdot N^P) = 0,178 + (0,47 \cdot 1,5) = 0,883;$$

$\beta_1$  — безразмерный поправочный коэффициент, учитывающий влияние на выход окислов азота качества сжигаемого топлива и способа шлакоудаления;

$\beta_2 = 0,85$ ,  $\beta_2$  — коэффициент, характеризующий эффективность рециркулирующих газов в зависимости от условий подачи их в топку;

$\beta_3 = 1,0$ ,  $\beta_3$  — коэффициент, учитывающий конструкцию горелок;

$\varepsilon_1 = 0,010$  — коэффициент, характеризующий эффективность воздействия рециркулирующих газов в зависимости от условий подачи их в топку;

$\varepsilon_2 = 0,99$  — коэффициент, характеризующий снижение выброса оксидов азота при подаче части воздуха помимо основных горелок

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

$$K = (12 \cdot D_{\text{H}}) / (200 + D_{\text{ф}}) = \frac{12 \cdot 160}{200 + 160} = 5,33 \quad (5.17)$$

$D_{\text{H}}$  и  $D_{\text{ф}}$  — производительность котлов номинальная и фактическая.

6. Масса окислов серы, выбрасываемых в атмосферу:

$$M_{SO_2} = 0,02 \cdot S^P \cdot B \cdot (1 - \eta'_{SO_2}) \cdot (1 - \eta''_{SO_2}), \text{ т/ч} \quad (5.18)$$

а) При условии работы одного котла на дымовую трубу:

$$M_{SO_2} = 0,02 \cdot 0,55 \cdot 28,5 \cdot (1 - 0,05) = 0,298 \text{ кг/с} = 1,073 \text{ т/ч}$$

б) При условии работы пяти котлов на дымовую трубу:

$$M_{SO_2} = 0,02 \cdot 0,55 \cdot 142,5 \cdot (1 - 0,05) = 1,489 \text{ кг/с} = 5,361 \text{ т/ч}$$

где  $\eta''_{SO_2}$  – доля окислов серы, улавливаемых в золоуловителе.

7. Количество выбросов оксидов ванадия

$$M_{V_2O_5} = 10^{-6} \cdot q_{V_2O_5} \cdot B \cdot (1 - \eta_{OC}) \cdot (1 - \eta_y) = 10^{-6} \cdot 159,2 \cdot 1333 \cdot (1 - 0,007) = 0,211 \quad (5.19)$$

Выбросы происходят только при растопке котла и для поддержания постоянства величины факела. Для растопки 1-го котла предусмотрены 6 механических мазутных форсунок, производительностью по 0,8 т/ч.

$$B = 6 \cdot 0,8 = 0,48 \text{ т/ч} = 1333 \text{ г/с}$$

Мазут, используемый на АТЭЦ-3 Шымкентского и Атырауского нефтеперегонных заводов –  $S_p = 2\%$ .

$q_{V_2O_5} = 95,4 \cdot S_p - 31,6 = 95,4 \cdot 2 - 31,6 = 159,2 \text{ г/т}$  - содержание оксидов ванадия в жидком топливе в пересчёте на  $V_2O_5 \text{ г/т}$ ,

$\eta_{OC}$  – коэффициент оседания  $V_2O_5$  на поверхностях котельного агрегата,

$\eta_y$  – доля твёрдых частиц продуктов сгорания мазута улавливаемых в устройствах для очистки газов мазутных котлов  $\approx 0$ .

## 5.6 Расчёт максимальной концентрации вредных веществ

Для начала приведу значения ПДК по на табл.5.6

Таблица 5.6-Значения ПДК

| Наименование примесей | Значения ПДК, мг/м <sup>3</sup> |                |
|-----------------------|---------------------------------|----------------|
|                       | Максимально разовая             | Среднесуточная |
| Взвешенные вещества   | 0,5                             | 0,05           |
| Диоксид серы          | 0,5                             | 0,05           |
| Оксид углерода        | 5,0                             | 3,0            |
| Диоксид азота         | 0,2                             | 0,04           |
| Оксид азота           | 0,4                             | 0,06           |
| Озон                  | 0,16                            | 0,03           |

Дымовая труба №1 АТЭЦ-3 построена высотой 60 м с учётом обеспечения работы двух котлов БКЗ 160-100. В настоящий момент на дымовую трубу №1 работает только один котёл. Дымовая труба №2 была построена для обеспечения работы пяти котлов №2 - 6, монтажная высота дымовой трубы составляет 100 м. От этой производной начнём определение максимальных концентраций вредных веществ.

1. Величина максимальной приземной концентрации вредных веществ:

$$C_{\Sigma} = \frac{A \cdot M_{\Sigma} \cdot F \cdot m \cdot n \cdot \eta}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V_{\Gamma} \cdot \Delta T}} = \frac{200 \cdot 3946,84 \cdot 2 \cdot 0,765 \cdot 1 \cdot 1}{100 \cdot 100 \cdot \sqrt[3]{510,895 \cdot 85}} = 3,44 \text{ мг} / \text{м}^3,$$

$$M_{\Sigma} = M_{SO_2} + 5,88 \cdot M_{NO_x} = 1489 + 5,88 \cdot 418 = 3946,84 \text{ г} / \text{с}$$

$$C_{M_{TB}} = \frac{A \cdot M_{TB} \cdot F \cdot m \cdot n \cdot \eta}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V_{\Gamma} \cdot \Delta T}} = \frac{200 \cdot 2105 \cdot 2 \cdot 0,765 \cdot 1 \cdot 1}{100^2 \cdot \sqrt[3]{510,895 \cdot 85}} = 1,834 \text{ мг} / \text{м}^3,$$

$$C_{M_{SO_2}} = \frac{A \cdot M_{SO_2} \cdot F \cdot m \cdot n \cdot \eta}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V_{\Gamma} \cdot \Delta T}} = \frac{200 \cdot 1489 \cdot 2 \cdot 0,765 \cdot 1 \cdot 1}{100 \cdot 100 \cdot \sqrt[3]{510,895 \cdot 85}} = 1,19 \text{ мг} / \text{м}^3,$$

$$C_{M_{NO_x}} = \frac{A \cdot M_{NO_x} \cdot F \cdot m \cdot n \cdot \eta}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V_{\Gamma} \cdot \Delta T}} = \frac{200 \cdot 418 \cdot 2 \cdot 0,765 \cdot 1 \cdot 1}{100 \cdot 100 \cdot \sqrt[3]{510,895 \cdot 85}} = 0,364 \text{ мг} / \text{м}^3.$$

Полученные значения максимальных приземных концентраций, значительно превышают допустимые нормы.

Определение расстояния от дымовой трубы, на котором достигается максимальное значение приземной концентрации вредных веществ.

$$x_m = d \cdot \frac{5-F}{4} \cdot H = 21,52 \cdot \frac{5-2}{4} \cdot 100 = 2244,407 \text{ м},$$

$$\text{где } d = 7 \cdot \sqrt{v_m} \cdot (1 + 0,28 \cdot \sqrt[3]{f}) = 7 \cdot \sqrt{4,9} \cdot (1 + 0,28 \cdot \sqrt[3]{2,68}) = 23,198 \text{ м}$$

$$f = 1000 \cdot \frac{W_0^2 \cdot D}{H^2 \cdot \Delta T} = 1000 \cdot \frac{20 \cdot 20 \cdot 5,7}{100 \cdot 100 \cdot 85} = 2,68$$

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{V_{\Gamma} \cdot \Delta T}{H}} = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{510,895 \cdot 85}{100}} = 4,9.$$

Для того чтобы снизить концентрации вредных выбросов, применяется безмазутный розжиг котельного агрегата и использование плазменной технологии сжигания.

Величины приземных концентраций вредных веществ  $C$  в атмосфере по оси факела выброса на различных расстояниях от источника выброса определяются по формуле

$$C = S_1 \cdot C_m \quad (5.20)$$

Безразмерный коэффициент  $S_1$  определяется в зависимости от отношения  $x / x_m$  по формулам:

$$S_1 = 3 \cdot \left(\frac{x}{x_m}\right)^4 - 8 \cdot \left(\frac{x}{x_m}\right)^3 + 6 \cdot \left(\frac{x}{x_m}\right)^2 = 3 \cdot 0,445^4 - 8 \cdot 0,445^3 + 6 \cdot 0,445^2 = 0,60082$$

$$\text{При } x = 1000 \text{ м, и } \frac{x}{x_m} = \frac{1000}{2244,407} = 0,445$$

$$S_1 = \frac{1,13}{0,13 \cdot \left(\frac{x}{x_m}\right)^2 + 1} = \frac{1,13}{0,13 \cdot (1,3367)^2 + 1} = 0,917$$

$$\text{При } x = 3000 \text{ м, и } \frac{x}{x_m} = \frac{3000}{2244,407} = 1,3367$$

$$S_1 = \frac{1,13}{0,13 \cdot \left(\frac{x}{x_m}\right)^2 + 1} = \frac{1,13}{0,13 \cdot (2,228)^2 + 1} = 0,687$$

При  $x = 5000\text{м}$ , и  $\frac{x}{x_m} = \frac{5000}{2244,407} = 2,228$

При  $x = 7000\text{м}$ , и  $\frac{x}{x_m} = \frac{7000}{2244,407} = 3,119$ ,  $S_1 = 0,499$

При  $x = 10000\text{м}$ , и  $\frac{x}{x_m} = \frac{10000}{2244,407} = 4,455$ ,  $S_1 = 0,316$

При  $x = 2244,407\text{ м}$ , и  $\frac{x}{x_m} = \frac{2244,407}{2244,407} = 1$ ,  $S_1 = 1$

По результатам расчета составим сводную таблицу:

Таблица 5.7 – Сводная таблица расчетов

| C <sub>i</sub> . мг/м <sup>3</sup> | X <sub>i</sub> . м |         |       |       |       |        |
|------------------------------------|--------------------|---------|-------|-------|-------|--------|
|                                    | 1000               | 2244,41 | 3000  | 5000  | 7000  | 10000  |
| C <sub>SO2+NO2</sub>               | 1.069              | 1.78    | 1.632 | 1.223 | 0.888 | 0.562  |
| C <sub>ЗОЛ(ТВ)</sub>               | 0.389              | 0.647   | 0.593 | 0.444 | 0.323 | 0.204  |
| C <sub>SO2</sub>                   | 0.496              | 0.825   | 0.756 | 0.567 | 0.412 | 0.2607 |
| C <sub>NOx</sub>                   | 0.123              | 0.204   | 0.187 | 0.140 | 0.102 | 0.064  |

По результатам расчётов строим график зависимости концентрации вредных веществ в приземном слое атмосферы от расстояния источников выбросов.

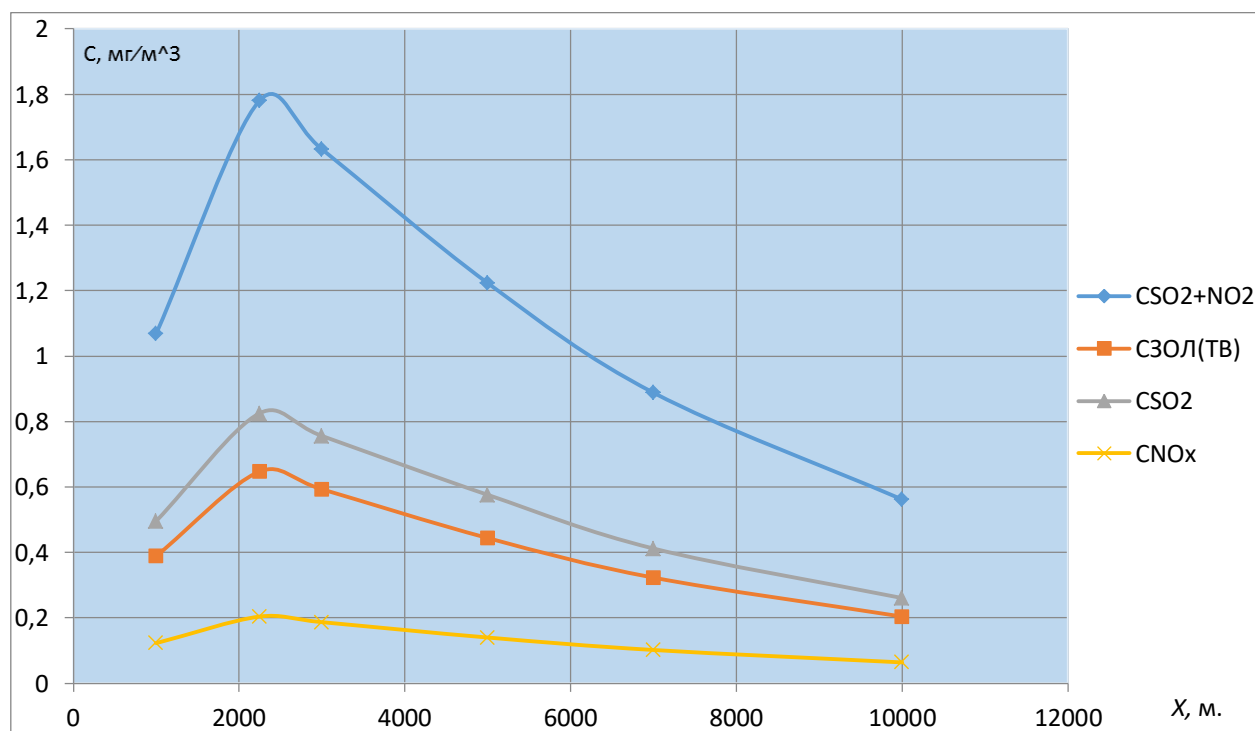


Рисунок 5.2-Зависимость концентрации вредного вещества в приземном слое атмосферы от расстояния источников выбросов



Определение границ санитарной защитной зоны.

$$l = L_0 \cdot \frac{P}{P_0}, \text{ м}$$

где  $L_0(\text{м})$ - расчетный размер участка местности в данном направлении, где концентрация вредных веществ( с учетом фоновой концентрации от других источников) превышает ПДК.

$P(\%)$ - среднегодовая повторяемость направления ветров рассматриваемого румба.

$P_0(\%)$ - повторяемость направлении ветров одного румба при годовой розе ветров.

$l_0(\text{м})$ - размер СЗЗ установленный в санитарных нормах проектирования промышленных предприятий.

Среднегодовая роза ветров характеризуемая значениями  $P$  для разных румбов принимается по данным СП РК 2.04-01-2017 [ddddd].

Таблица 5.8 - Построение розы ветров для АТЭЦ-3

| Характеристики                    | Направление ветров |    |   |    |    |    |    |    |
|-----------------------------------|--------------------|----|---|----|----|----|----|----|
|                                   | С                  | СВ | В | ЮВ | Ю  | ЮЗ | З  | СЗ |
| Повторяемость направлений $P(\%)$ | 14                 | 8  | 7 | 14 | 30 | 9  | 10 | 8  |

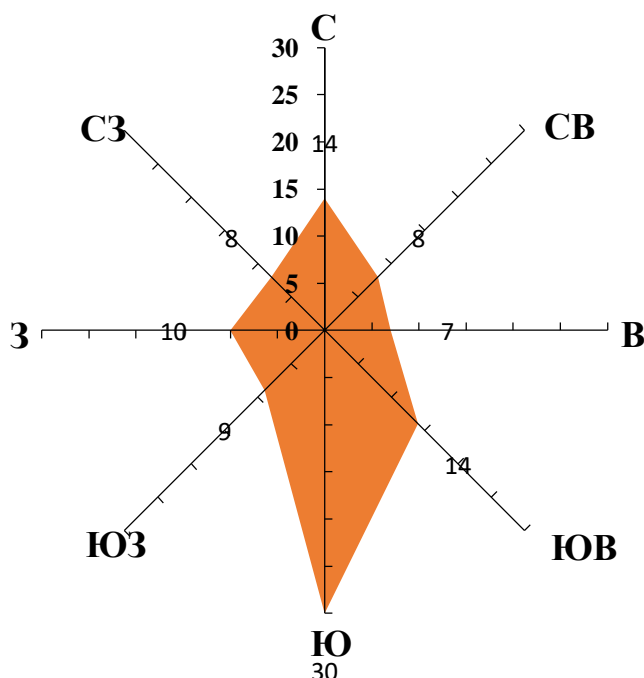


Рисунок 5.3 – Роза ветров АТЭЦ-3

Таблица 5.9 - Уточнение размеров СЗ с учетом розы ветров.

| Характеристики   | Направление ветров |      |      |      |      |      |     |      |
|--|--------------------|------|------|------|------|------|-----|------|
|  | С                  | СВ   | В    | ЮВ   | Ю    | ЮЗ   | З   | СЗ   |
| Повторяемость направлений Р(%)   | 14                 | 8    | 7    | 14   | 30   | 9    | 10  | 8    |
| Повторяемость напр.ветров<br>Одного направления<br>румба или<br>круговой розе<br>ветров P <sub>0</sub> (%) | 12,5               |      |      |      |      |      |     |      |
| Отношение P/P <sub>0</sub>   | 1,12               | 0,64 | 0,56 | 1,12 | 2,4  | 0,72 | 0,8 | 0,64 |
| Величина СЗ L <sub>0</sub> ,<br>м  | 1000               |      |      |      |      |      |     |      |
| $l=L_0 \cdot P/P_0$  | 1120               | 640  | 560  | 1120 | 2400 | 720  | 800 | 640  |

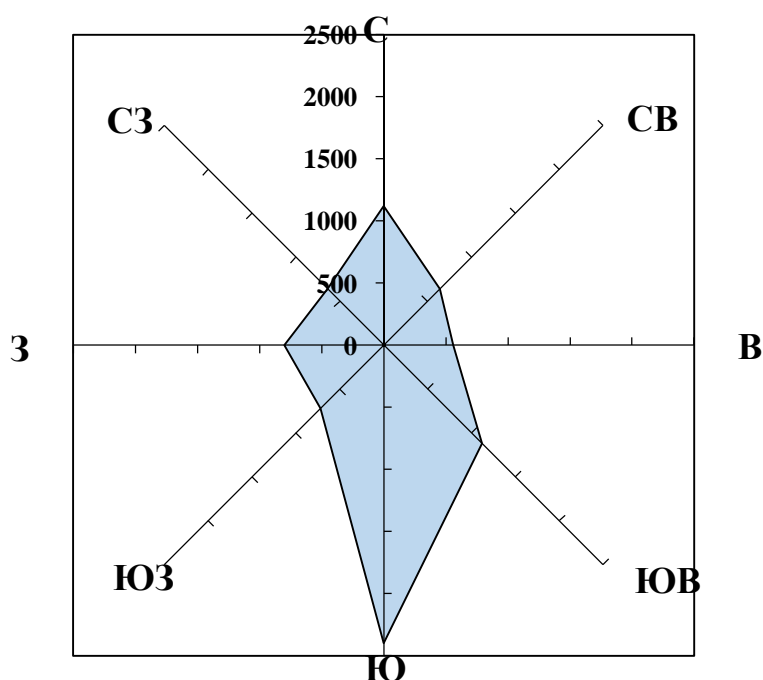


Рисунок 5.4 – Санитарно-защитная зона АТЭЦ-3

По проведенному расчету мы видим что АТЭЦ-3 относится к 1 классу - с СЗЗ 1000м, т.е. для ТЭС эквивалентной мощностью 600 МВт и выше при работе на угле и мазуте. Направление удлинения нашей СЗЗ зависит от розы ветров(чем больше повторяемость направления ветра в одном направлении тем больше в ту сторону будут уноситься вредные вещества от дымовой трубы), т.к. размер участка местности будет увеличиваться параллельно с повторяемостью направлений ветра за год, что видно по розе ветров.

## **5.6 Пожарная безопасность. Меры предосторожности при транспортировке угольной пыли.**

В целях пожарной безопасности на рабочих местах предусмотрены:

- средства сигнализации, представляющие собой тепловые извещатели максимального действия - АТИМ-3, которые срабатывают вследствие деформации биметаллической пластины при нагревании ее до 60 градусов или дымовые извещатели типа ДИ-1, которые реагируют на возникновение дыма;
- огнетушители порошковые ОП-10;
- огнетушители углекислотные типа ОУ-5;
- краны противопожарного водопровода, которые размещены в непосредственной близости от помещения, в коридоре.

В КТЦ предусматриваются локальные системы пожаротушения высокократной воздушно-механической пеной из расчета обеспечения тушения пожара в районе одного котлоагрегата или турбоагрегата. Стационарные пеногенераторы в этих системах устанавливаются возле ёмкостей с горючими жидкостями и масляных насосов, а также в местах установки арматуры на мазутопроводах. В остальных местах на отметках обслуживания располагаются переносные пеногенераторы со свободным напором не менее 0,4, но не более 0,6 МПа.

Управление стационарными системами пожаротушения - дистанционное и осуществляется из помещений главного щита управления (ГЩУ) и от мест расположения переносных пеногенераторов, установленных у входа в здание. В котельном отделении в местах расположения мазутопроводов, задвижек к горелкам установлены автоматические тепловые датчики пожарной сигнализации с приемом сигналов на ГЩУ.

На котле предусматривается система пожаротушения регенеративных воздухоподогревателей (РВП). Пожаротушение баков масла в турбинном отделении предусмотрено высокократной воздушно-механической пеной или распыленной водой. Для тушения турбогенератора с водородным охлаждением предусмотрены стационарные углекислотные установки с дистанционным и дублирующим управлением и передвижные углекислотные установки. В качестве импульсов для системы пожаротушения используется продольная и поперечная защита турбогенератора.

Для защиты от прямых ударов молнии служит молниеотвод, который устанавливается на дымовой трубе. Так как мазутохранилище и ГРП относятся к объектам с постоянной взрывоопасностью и находятся на некотором расстоянии от дымовой трубы, то они оборудованы отдельно стоящими молниеотводами.

Металлические конструкции и корпуса всего оборудования и аппаратов, находящиеся в зданиях, присоединены к заземляющему устройству электроустановок или к железобетонному фундаменту здания.

Устройство котельных установок отвечают техническим требованиям по взрывобезопасности [20]. Запрещается начинать операции по растопке котла в следующих случаях:

- технологическое оборудование имеет дефекты, могущие вызвать пожар.
- имеются неисправности цепей управления, а также технологических защит и блокировок, действующих на останов котла,
- если не закончены изоляционные работы и не сняты строительные леса.

Перед растопкой, после погасания факела и после остановки котла топки и газоходы вентилируются в соответствии с требованиями правил технической эксплуатации и местной эксплуатационной инструкции. Персонал обязан строго контролироваться соблюдение установленного топочного режима котельных установок, что обеспечивает безопасность работы.

При поступлении сигнала о загорании отложений в газоходе (воздухоподогревателе) котла необходимо:

- сообщить начальнику котельного цеха о возникновении загорания в воздуховоде или воздухоподогревателе,
- остановить котёл,
- открыть задвижки подачи воды с коллектора.

Если температура за воздухоподогревателем будет продолжать расти, действуем в соответствии с оперативным планом пожаротушения. При возникновении пожара в котельном отделении котёл немедленно останавливается, если огонь или продукты горения угрожают жизни обслуживающего персонала, а также, если имеется непосредственная угроза повреждения оборудования, цепей управления и защит котла.

При загорании или пожаре в помещении котельного цеха немедленно вызывается пожарная охрана и отключаются участки мазутопровода, находящиеся в зоне непосредственного воздействия огня или высоких температур. Внутри котельных отделений на вводных задвижках, напорных и обратных линиях мазутопроводов вешены таблички «Закрывать при пожаре». Мазут, разлитый или протёкший из-за нарушения плотности сальников арматуры, форсунок или трубопроводов, присыпаются сыпучими материалами (песок и т.п.) и немедленно убираются. Места, где был пролит мазут, тщательно протираются. На мазутопроводах и паропроводах применяются и эксплуатируются только несгораемая теплоизоляция. Исключаются попадание масла и мазута на теплоизоляцию горячих трубопроводов, а также на горячие поверхности. При попадании в аварийных случаях масла или мазута на теплоизоляцию горячих трубопроводов немедленно принимаются меры по удалению горючих жидкостей с теплоизоляции.

В этих случаях участки теплоизоляции следует очищать горячей водой или паром, а если эта мера не помогает (при глубокой пропитке

теплоизоляции), этот участок теплоизоляции должен быть полностью заменен. Запрещается проводить сварочные и другие огнеопасные работы на действующем взрыво- и пожароопасном оборудовании котельных установок.

В целях повышения надёжности мазутопроводы в зданиях выполняются из усиленных бесшовных стальных труб повышенного класса с минимальным количеством фланцевых соединений. Все трубопроводы в котельном отделении имеют опознавательную окраску и обозначающие цветные кольца в зависимости от свойств транспортируемых веществ в соответствии действующим государственным стандартом, а в помещениях и на оборудовании должны быть знаки безопасности. Мазутопроводы окрашиваются в коричневый опознавательный цвет. Резервный комплект мазутных форсунок, предварительно проверенный на стенде, хранятся на специальном стеллаже в непосредственной близости от котла.

## **6. Выводы**

Поставленной задачей являлась оценка воздействия выбросов при использовании твердого топлива и расчет предельно допустимой концентрации. Была выбрана станция АТЭЦ-3 и на примере используемого органического топлива являлась-Экибастузский уголь. Добыча высокозольных углей Экибастузского месторождения и использования их без предварительного обогащения природная среда испытывает значительную антропогенную нагрузку. Данный вид угля также считается высокозольным (более 40%). Выполненные расчеты показали, что необходимо принимать другие меры для снижения этих выбросов, такие как пылеулавливание, метод рециркуляции дымовых газов, ступенчатое сжигание топлива и так далее так как в настоящее время в Казахстане разведано более чем 100 угольных депозитов с полными геологическими запасами приблизительно 176,7 миллиардов тонн. А это означает что при современном уровне потребления этих запасов хватит на 250 лет. Также, важно отметить, что каменные угли Казахстана являются хорошим малосернистым энергетическим топливом и при рациональной организации топочного процесса вред наносимый окружающей среде может быть сведен к минимуму.

В экологической части были рассчитаны предельно допустимые концентрации выбросов на ТЭЦ-3, концентрация золы составляет 1,834 мг/м<sup>3</sup>, оксида серы составляет 1,19 мг/м<sup>3</sup>, оксида азота 0,364 мг/м<sup>3</sup>.

## 7. Заключение

В данной дипломной работе рассматривалась перевооружения основного вспомогательного оборудования, произвелись расчёты технико-экономического показателя до и после перевооружения. Расчеты показали эффективность данного мероприятия со снижением удельного расхода условного топлива на 10 г/кВтч. 3. Выполнен полный расчет обеспеченности электрической мощности АТЭЦ-3 циркуляционными системами технического водоснабжения. В разделе по оценке возможности повышения эффективности работы башенных градирен, приведены мероприятия, которые позволит обеспечить существенную экономию энергетических и материальных ресурсов на эксплуатирующихся градирнях.

В разделе экономического расчета по увеличению эффективности вспомогательного оборудования АТЭЦ-3 показали, что объем отпуска электрической энергии увеличелось с 992,800 до 997,118 млн. кВтч, а себестоимость отпуска электрической энергии снизилась с 8,6 до 8,52 тенге/кВтч, также снижалась стоимость тепловой энергии с 3415 до 3296,7 тенге/Гкал . Срок окупаемости нашего проекта составляет менее 2 лет, что следовательно очень хороший показатель для проекта. Видно, что предполагаемая модернизация АТЭЦ-3 приведет к повышению экономической эффективности работы станции.

В разделе безопасность жизнедеятельности выполнены расчеты показателей и выявилось, что необходимо принимать другие меры для снижения этих выбросов, такие как пылеулавливание, метод рециркуляции дымовых газов, ступенчатое сжигание топлива и так далее. В настоящее время в Казахстане разведано более чем 100 угольных депозитов с полными геологическими запасами приблизительно 176,7 миллиардов тонн. А это означает что при современном уровне потребления этих запасов хватит на 250 лет. Также, важно отметить, что каменные угли Казахстана являются хорошим малосернистым энергетическим топливом и при рациональной организации топочного процесса вред наносимый окружающей среде может быть сведен к минимуму.

В экологической части были рассчитаны предельно допустимые концентрации выбросов на ТЭЦ-3, концентрация золы составляет 1,834 мг/м<sup>3</sup>, оксида серы составляет 1,19 мг/м<sup>3</sup>, оксида азота 0,364 мг/м<sup>3</sup>

## 8. СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. РД 34.09.453 Типовой алгоритм расчета технико-экономических показателей мощных отопительных ТЭЦ. Часть 3. Алгоритмы расчета показателей для анализа экономичности энергоблоков и ТЭЦ в целом
2. Расчет показателей работы электростанций. Методические указания для студентов направления 550900 "Теплоэнергетика", специальностей 100500 «Тепловые электрические станции» и 101000 «Атомные электрические станции и установки». - Томск: Изд. ТПУ, 2001.- 44 с.
3. Техничко-экономические показатели тепловых электрических станций [Текст] / А. С. Горшков. - 3-е изд., перераб. и доп. - М. : Энергоатомиздат, 1984. - 239 с. : ил, табл., схем.
4. Ривкин С. Л., Александров А. А. Термодинамические свойства воды и водяного пара: Справочник. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 80 с.
5. Дукумбаев К. - Энергетика Казахстана. Условия и механизмы ее устойчивого развития, 2002 г.;
6. Об энергосбережении и повышении энергоэффективности. Закон Республики Казахстан от 13 января 2012 года № 541-IV.
7. Данилов Н.И., Щелоков Я.М. Основы энергосбережения. Учебник. — Екатеринбург: Уральский государственный университет - УПИ, 2006. — 569 с.: ил. — ISBN 5-321-00657-1.
8. Данилов О.Л., Костюченко П.А. - Практическое пособие по выбору и разработке энергосберегающих проектов. - М.: "Технопромстрой", 2006. - 668 с., ил.
9. Орлов М.Е. Повышение эффективности ТЭЦ и подключенных к ним городских теплофикационных систем за счет структурно-технологической модернизации. Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук. ФГАОУ ВО «УГТУ», Ульяновск – 2017г.
10. Рыжкин В.Я. - Тепловые электрические станции, М.—Л., 1967.
11. Рихтер Л.А. и др. Вспомогательное оборудование тепловых электростанций: Учебное пособие для вузов / Л. А. Рихтер, Д. П. Елизаров, В. М. Лавыгин. — М.: Энергоатомиздат, 1987. — 216 с, ил.
12. РД 153-34.1-22.508-2001. СО 34.22.508-2001. Методические указания по определению обеспеченности электрической мощности электростанций циркуляционными системами водоснабжения. Служба передового опыта ОРГРЭС. М. – 2001.
13. РД 34.09.212. Указания по нормированию показателей работы гидроохладителей в энергетике. СПО Союзтехэнерго, 1981г.
14. СП РК 2.04.01-2017. Строительная климатология. Утвержден и введен в действие Приказом Комитета по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства Министерства по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 20 декабря 2017 года №312-НҚ. Издание официальное, Астана, - 2017.

15. Расчеты вентиляторных градиен. Методические указания для курсового и дипломного проектирования для студентов специальности 144 «теплоэнергетика» всех форм обучения / Под ред. О.Р. Переселкова, О.В. Кругляковой. – Харьков: НТУ «ХПИ», 2016 – 56с.

16. А.Н. Козлов, В.А. Козлов, А.Г. Ротачева Собственные нужды тепловых, атомных и гидравлических станций и подстанций: учебное пособие / Изд. 2-е испр. и доп. – Благовещенск, Изд-во АмГУ, 2013 – 315с.

17. Берман Л.Д. Испарительное охлаждение циркуляционной воды. 2-е изд., перераб. — М.—Л.: Госэнергоиздат, 1957. — 320 с.: ил.

18. Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 358. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 20 февраля 2015 года № 10303

19. Уголь-самыйраспространенныйвмиреэнергетическийресурс. Угольсталпервымвидомископаемоготоплива, используемымчеловеком(<http://www.rb.ru/biz/markets/show/90/>).

20. Парамонов С.Г. Методические указания к выполнению курсовой работы для студентов специальности 5В071700 - Теплоэнергетика специализации «Тепловые электрические станции», «Промышленная теплоэнергетика». - Алматы: АУЭС, 2016. — 17 стр.

21. Горение органического топлива: Учебное пособие / Кудинов А.А. - М.:НИЦ ИНФРА-М, 2015. - 390 с.

22.Техническая документация .

23. Ю.М. Липов, Ю.М. Третьяков Котельные установки и парогенераторы. Москва – Ижевск: НИЦ «Регулярнаяихаотичнаядинамика».- 2003.- 592 с.

24.СН РК 2.02-01-2014.

25.СН РК 2.04-02-2011.