

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН  
Некоммерческое акционерное общество  
«АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ»

Кафедра Тепловых энергетических установок

«ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ»

Заведующий кафедрой

доцент к.т.н. Кибарик А.А.  
(ученая степень, звание, Ф.И.О.)

«   »     2018 г.

(подпись)

**ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ**

На тему: ТЭО строительства КЭС мощностью 1200  
МВт с блоками 300 МВт на Жибастузском угле

Специальность 5В071700 теплоэнергетика

Выполнил: Киселев Т.А.

(Ф.И.О.)

Группа ТЭС-14-3

Научный руководитель доцент Карашова Т.В.

(ученая степень, звание, Ф.И.О.)

    «10» июня

(подпись)

2018 г.

Рецензент: начальник ТЭ ТЭЦ-3 Валиков О.В.

(ученая степень, звание, Ф.И.О.)

«   »    

(подпись)

2018 г.

Консультанты:

по экономической части:

к.т.н. Абылдинова А.Ш.

(ученая степень, звание, Ф.И.О.)

    «5» июня

(подпись)

2018 г.

по безопасности жизнедеятельности:

ст. преподаватель Мамабаева С.С.

(ученая степень, звание, Ф.И.О.)

    «6» июня

(подпись)

2018 г.

Нормоконтролер: Олжабаева К.С. ст. препод доктор РНД

(ученая степень, звание, Ф.И.О.)

К.С. «14» 06

(подпись)

2018 г.

Алматы 2018

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН  
Некоммерческое акционерное общество  
«АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ»

Институт Теплоэнергетики и Теплотехники

Кафедра Тепловых энергетических установок

Специальность 5В071700 - Теплоэнергетика

### ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студенту Киселеву Т.А.

(Ф.И.О)

Тема проекта ТЭО строительства КЭС мощностью 1200 МВт с блоками 300 МВт на жидкостном желе

Утверждена приказом по университету № 155 от «23» 10 2017 г.

Срок сдачи законченного проекта «20» июня 2018 г.

Исходные данные к проекту (требуемые параметры результатов исследования (проектирования) и исходные данные объекта): Блоки с турбиной К-300 МВт, параметры блоков:  $p_0 = 23,5 \text{ МПа}$ ,  $t_0 = 565^\circ \text{C}$ ,  $p_k = 0,0045 \text{ МПа}$ ,  $t_k = 16^\circ \text{C}$ , Турбина имеет 3 регулируемых отбора пара,  $t_{п.в} = 250^\circ \text{C}$

Перечень вопросов, подлежащих разработке в дипломном проекте, или краткое содержание дипломного проекта: Технологическая часть  
расчет тепловой схемы энергоблока с турбиной К-300  
Выбор основного оборудования, выбор вспомогательного  
оборудования, выбор общетехнических объектов,  
описание основного оборудования, Экономическое  
обоснование строительства КЭС, Определение

Состоятельности отпуске электрической энергии  
КХ, Экономическая оценка строительства и  
эксплуатации КЭС, Специальный вопрос, нулевые  
потери топлива и энергии для К-300

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных  
чертежей): Продольный разрез турбины, Тепловая схема  
план энергоблока

Основная рекомендуемая литература: Ю. П. Соловьев  
Проектирование теплоснабжающих установок для  
промышленных предприятий.

Консультации по проекту с указанием относящихся к ним разделов  
проекта




Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
ОМД	Макамбаева С.В.	14.04-06.06	
Эконом. часть	Юильдина А.И.	15.06.18	
Спец. часть	Каримова Т.В.	10.05.18	

График  
подготовки дипломного проекта

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю	Примечание
1. Сбор библиотечной информации	05.03.18	
2. Расчет тепловой стены станции	05.04.18	
3. Анализ пусковых потерь топлива	18.04.18	
4. Расчет пусковых потерь топлива	03.05.18	
5. Выполнение раздела БЖД	30.05.18	
6. Выполнение жидкостной части	05.06.18	
7. Оформление пояснительной записки ДП	12.06.18	
8. Подготовка граф. материала	18.06.18	

Дата выдачи задания «03» марта 2018 г.

Заведующий кафедрой \_\_\_\_\_ (подпись) \_\_\_\_\_ (Ф.И.О)

Научный руководитель проекта \_\_\_\_\_ (подпись) Корашова Т.В. (Ф.И.О)

Задание принял к исполнению студент \_\_\_\_\_ (подпись) Кисель Л.А. (Ф.И.О)

## Аннотация

В данном дипломном проекте, целью которого было экономичное, безопасное и результативное возведение объекта КЭС мощностью 1200 МВт, рассматривается тепловой расчет блока 300МВт, а также подобрано основное и вспомогательное оборудование.

С помощью продуктивных расчетов и выверенного анализа, я получил объёмный и технико-красочный проект постройки КЭС. Благодаря доступности Экибастузского угля, затраты на рабочий процесс будут значительно снижены, что приведет к более эффективному и действенному распределению бюджета.

В разделе безопасность жизнедеятельности произведен анализ влияния КЭС на экологическую обстановку района.

Экономическая часть содержит бизнес план по строительству КЭС и срок окупаемости данного проекта.

Постройка данной КЭС помимо своей ударной плодотворности, сможет обеспечить рабочими местами множество людей, что определенно позитивно подействует на положительное развитие экономики как региона, так и страны в целом.

### Андатпа

Берілген дипломдық жобада, мақсаты 1200 МВт қуаттық КЭС нысанының экономикалық, қауіпсіздік және нәтижелік әрікеті болған 300 МВт білігінің жылулық есебі, және ерекше назармен, негізгі және көмекші қондырғылар қарастырылды. Өнемді есептеулер мен нақтыланған талдау көмегімен. Экибастуз көмерінің қолжетімділігінің арқасында, бюджетті аса тиімді және әрекеттік үлестіруге мүмкіндік беретін, жұмыс үрдісіне кететін шығын аз болды. Өміртіршілік қауіпсіздігі бөлімінде аймақтың экологиялық жағдайына КЭС әсерінің талдауы жүргізілді. Бұл КЭС құрылысының өнімділігінен басқа көптеген адамдарды жұмыс орындарымен қамтамасыздандыра алатындығын көрсетті, ол өз ретінде аймақтық, жіне толығында ел экономикасының дамуына оң әсер етеді

### Annotation

In this graduation project? Whose goal was economical, safe and efficient construction of an IES facility with a capacity of 1200 MW, the thermal calculation of the 300 MW unit is considered, and the main and auxiliary equipment is selected. With the help of productive calculations and technical-colorful design of the IES. Due to the availability of Ekibastuz coal, the cost of the work process will be significantly reduced, which will lead to more efficient budget allocation. In the section on life safety, an analysis was made of the influence of IES on the ecological situation in the district. The economic part contains the business plan for the construction of IES and payback period project. The construction of this IES in

—addition to its impactful fruitfulness, will be able to provide jobs for many people, which will definitely positively affect the positive development of the economy of the region and country as a whole.

Из

Рақ...

Руковод.	Ходанова		
Реценз.	Ваганов		
Зав.каф.	Кибарин		
Н.контр.	Олжабаева		

Содержание			

Литер	Лист	Листов

## Содержание

### Введение

1	Технологическая часть.....
1.1	Расчет тепловой схемы энергоблока с турбиной К-300 МВт.....
1.2	Выбор основного теплотехнического оборудования.....
1.3	Выбор вспомогательного теплотехнического оборудования.....
1.4	Выбор общестанционных объектов.....
1.5	Расчет годовой выработки электроэнергии.....
1.6	Описание основного оборудования.....
1.7	Описание вспомогательного оборудования.....
2	Экономическое обоснование строительства КЭС.....
2.1	Определение себестоимости отпуска электрической энергии КЭС....
2.2	Экономическая оценка строительства и эксплуатации КЭС.....
2.3	Метод расчёта внутренней нормы прибыли IRR.....
2.4	Метод расчёта окупаемости инвестиций РР.....
3	Раздел Безопасность жизнедеятельности.....
3.1	Анализ влияния КЭС на экологическую обстановку района.....
3.2	Расчет объемов золоотвала.....
4	Специальный вопрос.....
4.1	Пусковые потери топлива и энергии для К-300 МВт.....
4.2	Потери топлива при останове и простое блока.....
4.3	Потери топлива при подготовке блока к пуску.....
4.4	Потери топлива в периоды растопки котлоагрегата и разворота ротора турбины до включения генератора в сеть.....
4.5	Потери топлива при нагружении блока и стабилизации режима работы.
4.6	Результаты расчета пусковых потерь топлива блока 300 МВт.....
	Заключение.....
	Список литературы.....

## Введение

Энергетика Республики Казахстан вступила в сложный этап своего развития, определяющийся дальнейшим существенным ростом потребления электроэнергии. При этом происходит удорожание первичных энергоресурсов, ужесточение экологических требований к генерирующим источникам. Одновременно с выработкой оборудованием многих ТЭС своего расчетного ресурса, появляется недопустимое сокращение резерва мощностей энергосистем, а также снижением их маневренности.

В этих условиях во избежание серьезных срывов энергоснабжения, в том числе в коммунально-бытовой сфере, необходимо наряду с применяемыми мерами по экономии энергоресурсов, переосмысление стереотипных принципов развития энергетики, реализация нового подхода к достижению экономии топлива на выработку электроэнергии, повышению маневренности, продлению сроков службы, обеспечению необходимой надежности оборудования электростанций.

Современные энергосистемы характеризуются широким применением крупноблочных генерирующих агрегатов. Энергетический комплекс - одно из основных базовых звеньев экономики республики, обеспечивающий устойчивое социально-экономическое развитие нашего государства. Существующее состояние и технический уровень действующих мощностей становятся критическими. Исчерпали свой проектный ресурс 53% оборудования электроэнергетики. В связи с этим необходимо введение в эксплуатацию новых энергетических систем.

Дальнейшая тарифная и ценовая политика топливно-энергетического комплекса РК направлена на установление таких цен на топливо и энергию, которые будут отражать в полном объеме затраты на производство и распределение топливно-энергетических ресурсов.

Для реализации намеченной энергетической политики необходимо решение следующих первоочередных задач:

- дальнейшее снижение энергоемкости внутреннего валового продукта;
- нормализация расчетов потребителей за энергоресурсы;
- совершенствование законодательно-правовой базы для отраслей в условиях существующих монополий;
- создание условий государственной поддержки предприятиям;
- привлечение иностранных инвесторов;
- совершенствование управления отраслями.

Последовательное и успешное осуществление энергетической политики нашего государства обеспечит не только эффективное и надежное энергоснабжение народного хозяйства республики, но и решающим образом позволит повысить жизненный уровень ее населения.

В данном дипломном проекте предполагается технически и экономически обосновать сооружение КЭС вблизи города Экибастуз и выбрать оборудование.

Вопрос ввода новой КЭС встал в связи с ростом объема энергопотребления в сфере индустрии, строительства, жилищно-коммунального сектора.

Реализация проекта КЭС позволит увеличить темпы роста социально-экономического развития всего региона, улучшить качество услуг по обеспечению электрической энергией.

Строительство КЭС позволит избежать энергетического кризиса в стране, в связи с растущими индустриальными потребностями.



# 1 Технологическая часть

## 1.1 Расчет тепловой схемы энергоблока с турбиной К-300 МВт

Исходные данные:

Турбина К-300 рассчитана для работы при следующих параметрах:

Абсолютное давление перед стопорными клапанами  $p_o=23,5$  МПа

Температура перед стопорными клапанами  $t_o=565$  °С

Расчетное средневзвешенное абсолютное давление в конденсаторе  $p_k=0,0045$  МПа при температуре охлаждающей воды на входе в конденсаторы  $t_k=16$ °С.

Турбина имеет 8 нерегулируемых отборов пара, предназначенных для подогрева питательной воды до температуры  $t_{п.в}=250$ °С.

Таблица 1 - Исходные данные

Потребитель пара	Абсолютное давление в отборе, Мпа
ПВД-8	5,8
ПВД-7	4,2
ПВД-6	1,6
Деаэратор	1,56
ПНД-4	0,6
ПНД-3	0,22
ПНД-2	0,055
ПНД-1	0,024

Давление промежуточного перегрева составляет  $P_{п.п.}^{\prime}=4,05$  МПа

Утрата давления в системе промежуточного перегрева принимается равной 0,1 от  $P_{п.п.}^{\prime}$ . Поэтому давление пара после промежуточного перегрева равно:

$$P_{п.п.}^{\prime\prime}=0,9P_{п.п.}^{\prime}=0,9 \cdot 4,05=3,645 \text{ МПа.} \quad (1.1)$$

Получаем недогрев в подогревателе П8 ввиду присутствия охладителя пара  $v_{пв}=2$  °С. Тогда температура насыщения отборного пара в подогревателе П8 равна

$$t_{п8н}=t_{п8}+v_{п8}=250+2=252 \text{ °С.}$$

По таблицам водяного пара по температуре насыщения находим давление пара в подогревателе  $P_{п8}^{\prime}=4,11$  МПа.

Отбор на П7 берется после ЦВД при давлении промежуточного перегрева  $P_{п7}^{\prime}=P_{п.п.}^{\prime}=4,05$  МПа:

$$P_{п7}^{\prime\prime}=0,92P_{п7}^{\prime}=0,92 \cdot 4,05=3,726 \text{ МПа}$$

По таблицам водяного пара находим:  $t_{п7н}=246,06$ °С.

принимаем  $v_{п7}=2,8$  °С:

$$t_{п7}=t_{п7н}-v_{п7}=246,06-2,8=243,26^{\circ}\text{C}. \quad (1.2)$$

Таким образом, подогрев в П8 равен  $\Delta t_{п8}=t_{п8}-t_{п7}=250-243,26=6,74^{\circ}\text{C}$ .

Давление в отборе, питающем деаэратор, определяется с учетом давления в деаэраторе:

$$P_{д}^{\prime}=0,675 \text{ МПа}; \quad t_{д,н}=163,5^{\circ}\text{C}.$$

Из исходных данных знаем, что:

$$P_{д}=1,56 \text{ МПа}.$$

Таким образом, суммарный подогрев воды в П6, П7 и питательном насосе составляет:

$$\Delta t_{п7, п6} = t_{п7}-t_{д,н} = 243,26 - 163,5 = 80,1^{\circ}\text{C} \quad (1.3)$$

Следует отметить, что подогрев в П7 паром из холодной линии промежуточного перегрева целесообразно принять в 1,5-1,8 раз больше, чем в П6, который питается паром из отбора после промежуточного перегрева. Объясняется это тем, что на промежуточный перегрев пара было затрачено тепло, и экономичнее использовать значительный теплоперепад в ЧСД прежде, чем давать пар в отбор.

Тогда определяем:

$$t_{п6} = t_{д,н} + \frac{\Delta t_{п7, п6} - \Delta t_{п7}^*}{2.5} = 163.5 + \frac{80.1 - 6.0}{2.5} = 193.14 \quad (1.4)$$

принимаем  $v_{п6}=1,1$  °С. Тогда

$$t_{п6н} = t_{п6} + v_{п6} = 193,14 + 1,1 = 194,24 \quad (1.5)$$

Из исходных данных знаем, что:

$$P_{п6} = 1.6 \text{ Мпа}$$

Таким образом, осталось определить давления в отборах на ПНД.

Следует иметь в виду, что давление после ЧСД определяется конструктивными соображениями и обычно составляет 0,2-0,22 МПа.

Принимаем  $P_{п3}=0,22$  МПа;  $P_{п3}^{\prime}=0,2$  МПа;  $t_{п3н}=120,23^{\circ}\text{C}$ ;

$$t_{п3} = t_{п3н} - v_{п3} = 120,23 - 5 = 115,23^{\circ}\text{C}. \quad (1.6)$$

Недогрев в ПЗ принимаем равным  $5^{\circ}\text{C}$ , так как из всех ПНД предусматриваем охладитель пара только в П4. Для надежной работы деаэратора и его регулятора давления рекомендуется величина подогрева основного конденсата в деаэраторе порядка  $20$  °С. Это условие определяет выбор давления отбора на П4:

$$t_{п4} = t_{дн} - \Delta t_{д} = 163,5 - 20 = 143,5^{\circ}\text{C} \quad (1.7)$$

При  $v_{п4}=2$  °С (из-за наличия охладителя пара) имеем:

$$t_{п4н} = t_{п4} + v_{п4} = 143,5 + 2 = 145,5^{\circ}\text{C}; \quad P_{п4}^{\prime} = 0,41 \text{ МПа}; \quad P_{п4} = 0,6 \text{ МПа}; (0,45)$$

Для определения давлений двух отборов из ЦНД принимаем равномерное распределение подогрева воды между подогревателями ПЗ, П2, П1.

Температура основного конденсата на входе в П1 равна температуре конденсата после конденсатора плюс подогрев в сальниковом подогревателе:

$t_{c.n} = t_k + \Delta t_{c.n}$ . При  $P_k = 0,0045$  МПа,  $t_k = 31,4^\circ\text{C}$ . При  $\Delta t_{c.n} = 4 \div 5$   $^\circ\text{C}$ .  
 $t_{c.n} = 31,4 + 4,3 = 35,7^\circ\text{C}$ .

Подогрев, приходящийся на один из трех подогревателей низкого давления, равен:

$$\begin{aligned} \Delta t &= \frac{t_{n3} - t_{c.n}}{3} = \frac{115,23 - 35,7}{3} = 26,51^\circ\text{C}; \\ t_{n1} &= t_{c.n} + \Delta t = 35,7 + 26,51 = 62,21^\circ\text{C}; \\ t_{n1n} &= t_{n1} + \nu_{n1} = 62,21 + 5 = 67,21^\circ\text{C}; \\ P'_{n1} &= 0,023 \text{ МПа}; P_{n1} = 0,024 \text{ МПа}; \\ t_{n2} &= t_{n1} + \Delta t = 62,21 + 26,51 = 88,72^\circ\text{C}; \\ t_{n2n} &= t_{n2} + \nu_{n2} = 88,72 + 5 = 93,72^\circ\text{C}; \\ P'_{n2} &= 0,080 \text{ МПа}; P_{n2} = 0,055 \text{ МПа}. \end{aligned} \quad (1.8)$$

Таким образом, давления отборов определены с учетом имеющихся рекомендаций по оборудованию турбоустановки.

Для случая, когда отсутствует отдельный отбор пара на деаэратор, число отборов окажется меньше на единицу. При этом  $t_{п7} = 243,26^\circ\text{C}$ ;  $t_{п4} = 143,5^\circ\text{C}$ .

Подогрев в П7 принимаем в 1,6 больше, чем в П6 и в Д. Из величины подогрева  $\Delta t = t_{п7} - t_{п4} = 243,26 - 143,5 = 99,76^\circ\text{C}$ .

Необходимо вычесть повышение температуры в питательном насосе  $\Delta t_{п.н}$ .  
 Повышение энтальпии в питательном насосе:

$$\Delta t_{п.н} = \frac{\vartheta \Delta P_{п.н}}{\eta_{п.н}}; \quad (1.1.1)$$

где  $\nu'$  - удельный объем воды при температуре  $t_{п.д}$ ;

$\Delta P_{п.н}$  - повышение давления в питательном насосе, Н/м<sup>2</sup>.

$$\Delta i'_{п.н} = \frac{0,0011 \cdot 30,5 \cdot 10^6}{0,8 \cdot 10^3} = 42 \text{ кДж/кг}. \quad (1.1.2)$$

Это соответствует повышению температуры  $\Delta t_{п.н} = 6,0^\circ\text{C}$ . Тогда имеем:

$$\Delta t = \frac{t_{п7} - t_{п4} - \Delta t_{п.н}}{2,6} = \frac{243,26 - 143,5 - 6,0}{2,6} = 36,06^\circ\text{C};$$

$$t_{n6} = t_{n5} + \Delta t_{cm} + t_{п.н} = 143,5 + 36,45 + 6,0 = 185,95^\circ\text{C};$$

$$t_{п.н6} = t_{n6} + \vartheta_{n6} = 185,95 + 3,0 = 188,95^\circ\text{C}. \quad (1.9)$$

$$P'_{п6} = 1,226 \text{ МПа}; P_{п6} = 1,08 \cdot P'_{п6} = 1,08 \cdot 1,226 = 1,324 \text{ МПа}.$$

$$\Delta t_{п6} = 185,95 - 163,5 - 6 = 16,45^\circ\text{C}.$$

После определения давлений отборов переходим к построению процесса расширения пара в *is*-диаграмме (рис.1)

Начальная энтальпия пара при  $P_0 = 23,5$  МПа и  $t_0 = 565^\circ\text{C}$   $i_0 = 3403,1$  кДж/кг.

Построение процесса проводится от начальной точки 0 при постоянной энтальпии к точке 0' (начальное дросселирование пара в регулирующих клапанах):

$$\Delta P_0 = 0,05 \cdot P_0 = 0,05 \cdot 24 = -1,17 \text{ МПа. } P'_0 = 22,3 \text{ МПа.} \quad (1.10)$$

Принимаем изоэнтروпийное теплопадение в регулирующей ступени 100 кДж/кг.

Откладываем это теплопадение в is-диаграмме для водяного пара по вертикали и получаем точку пересечения с изобарой за регулирующей ступенью  $P_{p.c} = 17,97 \text{ МПа}$ . Принимаем КПД регулирующей ступени  $\eta_{oi}^{p.c} = 0,7$ , тогда:

$$i_{p.c} = i_0 - h_{a,p.c} \eta_{oi}^{p.c} = 3403,1 - 100 \cdot 0,7 = 3333,1 \text{ кДж/кг.} \quad (1.11)$$

Далее по изоэнтропе из точки p.c определяем располагаемое тепловыделение остальных ступеней ЦВД до  $P_{п.п}' = 4,05 \text{ Мпа}$ ;  $h_{a,v,d} = 402,8 \text{ кДж/кг}$ . Точка (3)

Энтальпия пара за ЦВД равна:

$$i_{п.п}' = i_{p.c} - h_{a,v,d} \eta_{oi}^{g,d} = 3333,1 - 402,8 \cdot 0,82 = 3003 \text{ кДж/кг} \quad (1.12)$$

Соединим точки p.c и п.п' на is-диаграмме прямой линией.

Пересечение линии расширения пара в ЦВД с изобарой  $P_{п8} = 5,8 \text{ МПа}$  дает значение энтальпии пара в отборе на П8:  $i_8 = 3015 \text{ кДж/кг}$ ;  $t_{п8п} = 338^\circ\text{C}$  – температура пара в отборе. Далее строим процесс расширения пара в ЦСД и ЦНД. Начальная точка имеет параметры пара

$$P''_{п.п} = 3,645 \text{ Мпа; } t''_{п.п} = 565^\circ\text{C; } i''_{п.п} = 3597 \text{ кДж/кг.} \quad (1.13)$$

Дросселирование пара в дроссельных клапанах на входе в ЦСД обычно принимают 0,1 МПа. Определяем изоэнтропийное теплопадение в ЦСД до давления 0,22 МПа:  $h_{a,c,d} = 792 \text{ кДж/кг}$ . Принимаем  $\eta_{oi}^{ЦСД} = 0,9$ :

$$i_3 = i''_{п.п} - \eta_{oi}^{ЦСД} \cdot h_{a,c,d} = 3597 - 792 \cdot 0,9 = 2884 \text{ кДж/кг} \quad (1.14)$$

Проводим линию расширения пара в ЦСД, соединяя точки п.п'' и п3. Пересечение с изобарами  $P_{п6}, P_{пд}, P_{п4}$  дает энтальпии

$$i_6 = 3311 \text{ кДж/кг; } i_d = 3303 \text{ кДж/кг; } i_4 = 3032 \text{ кДж/кг.} \quad (1.15)$$

Определяем изоэнтропийное теплопадение ЦНД до  $P_k = 0,0045 \text{ МПа}$ ;  $h_{a,n,d} = 635 \text{ кДж/кг}$ .

Принимаем  $\eta_{oi}^{p.c} = 0,8$ .

$$i_k = i_3 - h_{a,n,d} \eta_{oi}^{ЦНД} = 2868 - 1033 \cdot 0,8 = 2041 \text{ кДж/кг} \quad (1.16)$$

$$x_k = 0,922$$

Проводим в is-диаграмме линию расширения пара в ЦНД, соединяя точки П3 и К. Пересечение этой прямой линии с изобарами  $P_{п2}$  и  $P_{п1}$  дает энтальпии пара в отборах:  $i_2 = 2564 \text{ кДж/кг}$ ;  $i_1 = 2439 \text{ кДж/кг}$ .

Таким образом, все необходимое исходные данные получены. Для удобства последних расчетов сводим эти данные в таблицу параметров (таб.1.1)

Таблица 1.1 - Параметры пара и воды

Точка процесса	P	t	i	P'	i <sub>н</sub> '	i <sub>н</sub> <sup>0</sup>	t <sub>пн</sub>	i <sub>пн</sub>	t <sub>др</sub>	i <sub>др</sub>
	МПа	°С	кДж/кг	МПа	°С	кДж/кг	°С	кДж/кг	°С	кДж/кг
0	23,5	565	3403,1	-	-	-	-	-	-	-
0'	22,3	560	3403,1	-	-	-	-	-	-	-
РС	17,9	520	3333,1	-	-	-	-	-	-	-
П8	5,8	338	3015	4,11	252	1095	250	1085	245	1061,5
П7 (ПП')	4,05	290	2930	3,72	246	1066	243	1052	187,1	794,65
ПП''	3,645	565	3597	-	-	-	-	-	-	-
П6	1,6	426	3311	1,226	189	803	186	790	144,6	609,49
Д	1,56	422	3303	0,675	163,5	690,7	163,5	690,7	-	-
П4	0,6	285	3032	0,41	145,5	608,56	143,5	608	129,3	543,29
П3	0,22	202	2868,4	0,2	120,2	504,7	115,23	483,47	94	517,62
П2	0,055	83	2564	0,08	93,72	350,52	89	350,52	67,21	281,35
П1	0,024		2439	0,023	67,21	268,12	64	260,36	62,21	267,84
К	0,0045	16	2041,2 (x=0,922 )	-	-		35,7	-	-	

Надо построить также процесс расширения пара в приводной турбине питательного насоса. Пар берется из отбора на П6. Падение давления в паропроводе до турбины принимаем 0,1 от P<sub>п6</sub>

$$P_{т.н} = 0,9 \cdot P_{п6} = 0,9 \cdot 1,6 = 1,44 \text{ МПа.}$$

Противодавление равно 1,1 P<sub>п3</sub>;

$$P_{п.,т.н} = 1,1 \cdot 0,22 = 0,242 \text{ МПа}$$

Из is-диаграммы h<sub>а.т.н</sub> = 440 кДж/кг

Принимаем  $\eta_{oi}^{мн} = 0,85$

$$i_{н,т.н} = i_6 - i_{а,т.н} \eta_{oi}^{м.н} = 3311 - 440 \cdot 0,85 = 2937 \text{ кДж/кг} \quad (1.17)$$

Определение долей отборов (от расхода пара на турбину) из тепловых балансов подогревателей. Последние составляются последовательно от П8 до П1. Составление тепловых балансов подогревателей начинаем с ПВД. Расчет группы подогревателей высокого давления.

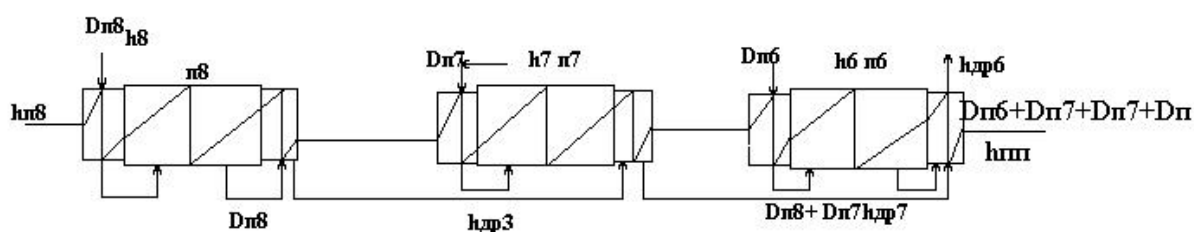


Рисунок 1 - Подогреватели высокого давления

Подогреватель П8

$$D_{n8}(i_8 - i_{dp8})\eta_{n8} = D(i_{n8} - i_{n7})$$

$$\alpha_{n8} = \frac{D_{n8}}{D} = \frac{i_{n8} - i_{n7}}{(i_8 - i_{dp8})\eta_{n8}} = \frac{1085,4 - 1052,136}{(3015 - 1061) \cdot 0,99} = 0,017 \quad (1.18)$$

Подогреватель П7 (в подогреватель сливается дренаж из П8 и поступает пар протечек уплотнений)

$$D_{n7}(i_7 - i_{dp7}) + D_{n7}^{np}(i_{n7}^{np} - i_{dp7}) + D_{ПВ}(i_{dp8} - i_{dp7}) = D(i_{n7} - i_{n6}) \frac{1}{\eta_{n7}};$$

$$\alpha_{n7} = \frac{(i_{n7} - i_{n6}) \frac{1}{0,99} - \alpha_{n8}(i_{dp8} - i_{dp7}) - \alpha_{n7}^{np}(i_{n7}^{np} - i_{dp7})}{(i_7 - i_{dp7})};$$

$$\alpha_{n7} = \frac{(1052,136 - 790) \frac{1}{0,99} - 0,017(1061 - 794,65) - 0,007(3303 - 794,65)}{(2930 - 790)} = 0,113$$

(1.19)

Подогреватель П6 (в подогреватель входит питательная вода после питательного насоса с температурой  $t_{п.н}=170,2^{\circ}\text{C}$ )

Принимаем  $t_{dp6} = t_{п.н} + 12 = 170,2 + 12 = 182,2^{\circ}\text{C}$ .

$i_{п.н} = 719,98 \text{ кДж/кг}$ ,  $i_{dp6} = 609,49 \text{ кДж/кг}$ .

$$D_{n6}(i_6 - i_{dp6}) + (D_{n8} + D_{n7} + D_{n7}^{np})(i_{dp7} - i_{dp6}) = D(i_{n6} - i_{п.н}) \frac{1}{\eta_n};$$

$$\alpha_{n6} = \frac{(790 - 719,98) \frac{1}{0,99} - (0,017 + 0,113 + 0,007)(794,65 - 609,49)}{(3311 - 609,65)} = 0,016 \quad (1.20)$$

Деаэратор

В деаэраторе сливаются дренажи ПВД, а также подается греющий пар - протечки штоков клапанов ЦВД –  $D_{шт}$ , протечки уплотнений  $D_{пр}^д$  и пар из отбора. Из ПНД в деаэратор поступает поток конденсата  $D_{к.д}$ .

$$\alpha_{к.у} = \alpha_{с.н} + \alpha_{к}^{np};$$

$$\alpha_{к.у} = 0,003; \alpha_{с.н} = 0,0016; \alpha_{к}^{np} = 0,0014.$$

Энтальпия пара протечек берется как средняя величина, так как протечки разных уплотнений имеют разную энтальпию:  $i_{dp}^{np} = 3303 \text{ кДж/кг}$ .

В уравнение теплового баланса введем только количество греющего пара  $\alpha_d$  и протечки штоков:

$$\alpha_d i_d + \alpha_{шт} i_0 + (\alpha_{n8} + \alpha_{n7} + \alpha_{n7}^{np} + \alpha_{n6}) i_{dp6} + \alpha_{к.д} i_{н4} = i_d' \cdot \frac{1}{\eta_d} \quad (1.21)$$

Выразим  $\alpha_{к.д}$  из весового баланса:

$$\begin{aligned} \alpha_{\kappa\delta} &= 1 - \alpha_{um} - \alpha_{n7}^{np} - \alpha_{n8} - \alpha_{n7} - \alpha_{n6} - \alpha_{\delta}' = \\ &= 1 - 0,003 - 0,007 - 0,017 - 0,113 - 0,016 - \alpha_{\delta}' = 0,7877 - \alpha_{\delta}' = 0,8426 - \alpha_{\delta}' \\ \alpha_{\delta}' &= \frac{690,7 \frac{1}{0,99} - 0,003 \cdot 3403,1 - 0,205 \cdot 609,49 - 0,8426 \cdot 608}{3303 - 690,7} = 0,018671 \end{aligned}$$

(1.22)

Баланс пара:

приход	$\alpha_{д}^{np} = 0,014$	расход	$\alpha_{д}' = 0,018632$
$\alpha_{шт} = 0,003$		$\alpha_{к.у} = 0,0030$	
0,017		0,022671	

Следовательно, из отбора турбины на деаэратор берется  $\alpha_{д} = 0,005671$ .

Тогда имеем:  $\alpha_{к.д} = 0,842609 - 0,005671 = 0,836938$

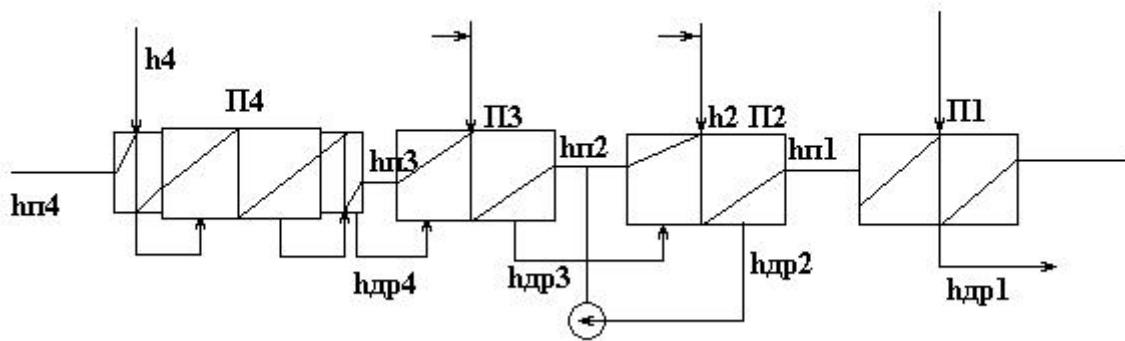


Рисунок 2 - Подогреватели низкого давления

Тепловой баланс ПНД:

Расчет группы подогревателей низкого давления.

Подогреватель П4

$$\begin{aligned} \alpha_{n4} (i_4 - i_{dp4}) &= \alpha_{\kappa,\delta} (i_{n4} - i_{n3}) \frac{1}{\eta_{n4}}; \\ \alpha_{n4} &= \frac{0,8369(608 - 483,47) \frac{1}{0,99}}{3032 - 543,29} = 0,0423 \end{aligned} \quad (1.23)$$

Подогреватель П3

Так как по ходу конденсата перед П3 имеется смеситель двух потоков – основного конденсата из конденсатора  $\alpha_{к}' = \alpha_{к.д} - \alpha_{п4} - \alpha_{п3} - \alpha_{42}$  и дренажа из П2  $\alpha_{п4} + \alpha_{п3} + \alpha_{п2}$ , в уравнении теплового баланса для П3 запишем отдельно подогрев каждого из этих потоков:

$$\begin{aligned} [\alpha_{n3}' (i_{n.м.н} - i_{dp3}) + \alpha_{n4} (i_{dp4} - i_{dp3})] \eta_{n3} = \\ \alpha_{к}' (i_{n3} - i_{n2}) + (\alpha_{n4} + \alpha_{n3} + \alpha_{n2}') (i_{n3} - i_{dp2}). \end{aligned} \quad (1.24)$$

где  $\alpha_{п3}'$  доля пара на П3 из противодействия паровой турбины питательного насоса:

Уравнение содержит два неизвестных и решается совместно с уравнением теплового баланса для П2.

Подогреватель П2

$$\alpha'_{n2} = \alpha_{n2}^{np} + \alpha_{n2} = 0,008 + \alpha_{n2};$$

$$\alpha_{n2} = (i_2 - i_{dp2}) + \alpha_{n2}^{np} (i_{n2}^{np} - i_{dp2}) = \alpha'_k (i_{n2} - i_{n1}) \frac{1}{\eta_{n2}};$$

$$\alpha'_k = \alpha_{к.д} - \alpha_{n4} - \alpha_{n3} - \alpha_{n2}^{np} - \alpha_{n2};$$

$$\alpha'_k = 0,836938 - 0,04230171 - 0,04761 - 0,10406\alpha_{n2} - \alpha_{n2} = 0,709778 - 1,09406\alpha_{n2} \quad (1.25)$$

-доля потока, проходящего через П2.

Подставляем значения  $\alpha'_k$  в уравнение теплового баланса П2:

$$\alpha_{n2} (2564 - 285.35) + 0,008(3303 - 285.35) = (0,709778 - 1,09406\alpha_{n2})(350.52 - 246,91) \frac{1}{0,99};$$

$$2278.65\alpha_{n2} + 26.22 = 74,28683 - 114.07\alpha_{n2}$$

$$2392.72\alpha_{n2} = 48.06$$

$$\alpha_{n2} = 0,02$$

$$\alpha'_{n2} = 0,008 + 0,02 = 0,028; \quad (1.26)$$

$$\alpha'_{n3} = 0,04761 + 0,10406\alpha'_{n2} = 0,04761 + 0,10406 \cdot 0,028 = 0,0505$$

$$\alpha'_k = 0,709778 - 1,09406 \cdot \alpha_{П2} = 0,709778 - 1,09406 \cdot 0,028 = 0,679$$

Подогреватель П1 совместно с СП:

$$\alpha_{n1} (i_1 - i_{dp1}) + \alpha_{c.n} (i_{c.n} - i_{dp.c.n}) = \alpha'_k (i_{g1} - i'_k);$$

$$\alpha_{n1} (2439 - 267,84) + 0,0016 \cdot 2300 = 0,679(260.36 - 35,7 \cdot 4,19)$$

$$\alpha_{n1} = 0,03294;$$

$$\alpha_k = \alpha'_k - \alpha_{n1} - \alpha_{c.n} - \alpha_k^{np} = 0,679 - 0,03294 - 0,0016 - 0,0014 = 0,64306$$

-доля потока пара, поступающего в конденсатор.

Для определения расхода пара на турбину найдем приведенное теплопадение для всей турбины, как сумму произведений долей расхода пара на теплопадения отсеков турбины.

1. Отсек ЦВД до левого уплотнения:

$$\alpha_1 = 1 - \alpha_{итт} - \alpha_{вн}^{np} = 1 - 0,003 - 0,018 = 0,9;$$

$$\Delta h_{i1} = i_0 - i_{np.цвд}^{лев} = 3403.1 - 3100 = 303.1 \text{ кДж / кг}; \quad (1.27)$$

$$\alpha_1 \Delta h_{i1} = 0,9 \cdot 303.1 = 281.7 \text{ кДж / кг}.$$

2. Отсек ЦВД до отбора на П8:

$$\alpha_2 = \alpha_1 - \alpha_{np.цвд}^{лев} + \alpha_{вн}^{np} = 0,979 - 0,015 + 0,018 = 0,89;$$

$$h_{i2} = i_{np.цвд}^{лев} - i_8 = 3100 - 3015 = 85 \text{ кДж / кг}; \quad (1.28)$$

$$\alpha_2 \Delta h_{i2} = 0,89 \cdot 85 = 73.47 \text{ кДж / кг}.$$

3. Отсек ЦВД до отбора на П7:



$$\alpha_3 = \alpha_2 - \alpha_{n8} = 0,982 - 0,017063 = 0,96493$$

$$\Delta h_{i3} = i_8 - i_7 = 3015 - 2930 = 82,241 \text{ кДж / кг};$$

$$\alpha_3 \Delta h_{i3} = 0,9157 \cdot 82,241 = 72,01 \text{ кДж / кг}.$$

4. Первый отсек ЦСД (до отбора на П6):

$$\alpha_4 = \alpha_3 - \alpha_{np}^{прав} - \alpha_{np}^{ЦСД} - \alpha_{n7} = 0,964937 - 0,008 - 0,006 - 0,098162 = 0,9509;$$

$$\Delta h_{i4} = i_{n,n} - i_6 = 3573,39 - 3311 = 286 \text{ кДж / кг};$$

$$\alpha_4 \Delta h_{i4} = 0,9509 \cdot 286 = 271,9 \text{ кДж / кг}.$$

5. Второй отсек ЦСД (до отбора на Д) :

$$\alpha_5 = \alpha_4 - \alpha_{n6} - \alpha_{m,n}$$

Определяем расход пара на турбонасос из баланса мощности:

$$\alpha_{m,n} \Delta h_{m,n} \eta_{m,n} = \Delta i'_{n,n}$$

$$\alpha_{m,n} = \frac{\Delta i'_{n,n}}{\Delta h_{m,n}} = \frac{42}{362 \cdot 0,98} = 0,1184;$$

$$\alpha_5 = 0,950 - 0,01706 - 0,1184 = 0,815;$$

(1.29)

$$\Delta h_{i5} = i_6 - i_g = 3311 - 3303 = 8 \text{ кДж / кг};$$

$$\alpha_5 \Delta h_{i5} = 0,6516 \cdot 8 = 6,52 \text{ кДж / кг}.$$

6. Третий отсек ЦСД (до отбора на П4):

$$\alpha_6 = \alpha_5 - \alpha_\delta = 0,815 - 0,005671 = 0,8101;$$

$$\Delta h_{i6} = i_g - i_4 = 3303 - 3032 = 271 \text{ кДж / кг};$$

$$\alpha_6 \Delta h_{i6} = 0,8101 \cdot 271 = 209,5 \text{ кДж / кг}.$$

7. Четвертый отсек ЦСД (до отбора на П3).

$$\alpha_7 = \alpha_6 - \alpha_4 = 0,815 - 0,0423 = 0,7678;$$

$$\Delta h_{i7} = i_4 - i_3 = 3032 - 2868,4 = 163,6 \text{ кДж / кг};$$

$$\alpha_7 \Delta h_{i7} = 0,7678 \cdot 163,6 = 115 \text{ кДж / кг}.$$

8. Первый отсек ЦНД:

Часть пара из противодавления приводной турбины питательного насоса в количестве  $\alpha'_{n3} = 0,0505$  поступает в ПЗ, а остальной пар в количестве

$\alpha_{m,n}^{цнд} = \alpha_{m,n} - \alpha'_{n3} = 0,1184 - 0,0505 = 0,0679$  подается в ЦНД с энтальпией

$$i_{n,m,n} = 2937 \text{ кДж / кг}$$

Энтальпия пара на входе в ЦНД определяется как средневзвешенная из энтальпий двух потоков пара:

$$\alpha_7 i_3 + \alpha_{m,n}^{цнд} i_{n,m,n} = i_{цнд} \cdot \alpha_8$$

$$\alpha_8 = \alpha_7 + \alpha_{m,n}^{цнд} = 0,767 + 0,0679 = 0,83571;$$

$$i_{цнд} = \frac{0,767 \cdot 2868,4 + 0,0679 \cdot 2937}{0,8571} = 2590,4 \text{ кДж / кг}.$$

Таким образом, получаем, что повышение энтальпии пара на входе в ЦНД в результате возврата более горячего пара из приводной турбины питательного насоса незначительно составляет всего  $\Delta h_i = 24 \text{ кДж/кг}$  : \*

$$\alpha_8 \Delta h_{i8} = 0,835 \cdot (2868,4 - 2564) = 254,4 \text{ кДж/кг} \quad (1.30)$$

9. Второй отсек ЦНД:

$$\alpha_9 = \alpha_8 - \alpha_{n2} = 0,835 - 0,0249 = 0,81;$$

$$\Delta h_{i9} = i_2 - i_1 = 2727 - 2600 = 125 \text{ кДж/кг}; ***$$

$$\alpha_9 \Delta h_{i9} = 0,81 \cdot 125 = 91 \text{ кДж/кг}.$$

10. Третий отсек ЦНД:

$$\alpha_k = \alpha_{10} = \alpha_9 - \alpha_{n1} = 0,81 - 0,0329 = 0,777;$$

$$\Delta h_{i10} = i_1 - i_k = 2439 - 2041 = 397 \text{ кДж/кг};$$

$$\alpha_{10} \Delta h_{i10} = 0,7 \cdot 397 = 299 \text{ кДж/кг}.$$

Суммарное приведенное теплопадение равно:

$$\sum_1^{10} \alpha_j \Delta h_{ij} = 299 + 91 + 244 + 115 + 209 + 6,5 + 253 + 72,01 + 73,47 + 281,73 = 1632 \text{ кДж/кг}$$

Расход пара на турбину равен:

$$D = \frac{N_s + \Delta N_{м.э}}{\sum_1^{10} \alpha_i \Delta h_{ij}} = \frac{300 \cdot 10^3 + 5 \cdot 10^3}{1632} = 186,0,8 \text{ кг/с} \quad (1.31)$$

Зная расход пара на турбину, определяем отдельные потоки пара и воды (кг/с), используя полученные выше значения  $\alpha$  :

$$D_{n8} = \alpha_{n8} \cdot D = 0,017 \cdot 181,64 = 3,1; \quad (1.32)$$

$$D_{n7} = \alpha_{n7} \cdot D = 0,113 \cdot 181,64 = 21,6;$$

$$D_{n7}^{np} = \alpha_{n7}^{np} D = 0,007 \cdot 181,64 = 1,3;$$

$$D_{n6} = \alpha_{n6} D = 0,016 \cdot 181,64 = 3,1;$$

$$D_g' = \alpha_g' D = 0,018 \cdot 181,64 = 3,4;$$

$$D_g = \alpha_g D = 0,005671 \cdot 181,64 = 1,05;$$

$$D_{n4}^g = \alpha_{n4}^g D = 0,042 \cdot 181,64 = 7,9;$$

$$D_{n3} = \alpha_{n3} D = 0,0505 \cdot 181,64 = 9,43\Phi; \quad (1.33)$$

$$D_{n2} = \alpha_{n2} D = 0,0249 \cdot 181,64 = 3,64;$$

$$D_{n2}^{np} = \alpha_{n2}^{np} D = 0,008 \cdot 181,64 = 1,45;$$

$$D_{n1} = \alpha_{n1} D = 0,0329 \cdot 181,64 = 5,9;$$

$$D_{\kappa} = \alpha_{\kappa} D = 0,64156 \cdot 181,64 = 120;$$

$$D_{n.n} = \alpha_{n.n} D = (\alpha_4 + \alpha_{np}^{ICD}) D = (0,95 + 0,006) \cdot 181,64 = 178;$$

$$D_{m.n} = \alpha_{m.n} D = 0,1184 \cdot 181,64 = 22,1.$$

Мощность турбопривода питательного насоса:

$$N_{m.n} = D_{m.n} \Delta h_{i,m.n} \cdot \eta_{m.n} = 22,1 \cdot 362 \cdot 0,98 = 10662,8 \text{ кВт} = 7,84 \text{ МВт} \quad (1.34)$$

Для проверки правильности расчета определим мощность турбоустановки по работающим потокам пара:

$$N_{n1} = 10^{-3} D_{n1} (i_o - i_1) \cdot \eta_{mex} \cdot \eta_z = \\ = 10^{-3} \cdot 3,1 (3403 - 3015) \cdot 0,993 \cdot 0,99 = 1,21 \text{ МВт}; \quad (1.35)$$

$$N_{n2} = 10^{-3} D_{n2} (i_o - i'_{n.n}) \cdot \eta_{mex} \cdot \eta_z = \\ = 10^{-3} \cdot 21,2 (3403 - 2930) \cdot 0,993 \cdot 0,99 = 9,87 \text{ МВт};$$

$$N_{n3} = 10^{-3} D_{n3} (i_o - i'_{n.n} + i''_{n.n} - i_3) \cdot \eta_{mex} \cdot \eta_z = \\ = 10^{-3} \cdot 3,12 (3403 - 22930 + 3597 - 3311) \cdot 0,993 \cdot 0,99 = 2,33 \text{ МВт};$$

$$N_{\delta} + N_{m.n} = 10^{-3} (D_{\delta 4} + D_{m.n 4}) (i_o - i'_{n.n} + i''_{n.n} - i_4) \cdot \eta_{mex} \cdot \eta_z = \\ = 10^{-3} \cdot (7,9 + 3,1) (3403 - 2930 + 3597 - 3303) \cdot 0,993 \cdot 0,99 = 8,3 \text{ МВт};$$

$$N_{n5} = 10^{-3} (D_{n5} + D_{u5}) (i_o - i'_{n.n} + i''_{n.n} - i_5) \cdot \eta_{mex} \cdot \eta_z = \\ = 10^{-3} \cdot (3,4 + 7,9) (3403 - 2930 + 3597 - 3032) \cdot 0,993 \cdot 0,99 = 11,6 \text{ МВт};$$

$$N_{n6} = 10^{-3} D_{n6} (i_o - i'_{n.n} + i''_{n.n} - i_6) \cdot \eta_{mex} \cdot \eta_z = \\ = 10^{-3} \cdot 9,4 \cdot (3403 - 2930 + 3597 - 2868,4) \cdot 0,993 \cdot 0,99 = 11,14 \text{ МВт};$$

$$N_{n7} = 10^{-3} D_{n7} (i_o - i'_{n.n} + i''_{n.n} - i_7) \cdot \eta_{mex} \cdot \eta_z = \\ = 10^{-3} \cdot 3,73 \cdot (3403 - 2930 + 3597 - 2564) \cdot 0,993 \cdot 0,99 = 5,3 \text{ МВт};$$

$$N_{n8} = 10^{-3} D_{n8} (i_o - i'_{n.n} + i''_{n.n} - i_7) \cdot \eta_{mex} \cdot \eta_z = \\ = 10^{-3} \cdot 9,8 \cdot (3403 - 2930 + 3597 - 2439) \cdot 0,993 \cdot 0,99 = 9,8 \text{ МВт}$$

$$N_{\kappa} = 10^{-3} D_{\kappa} (i_o - i'_{n.n} + i''_{n.n} - i_{\kappa}) \cdot \eta_{mex} \cdot \eta_z = \\ = 10^{-3} \cdot 120,16 \cdot (3403 - 2930 + 3597 - 2041) \cdot 0,993 \cdot 0,99 = 239,6 \text{ МВт}.$$

Суммарная мощность потоков пара в турбине  $\Sigma N_i = 299,7 \text{ МВт}$ .

Контроль: 0,1 %.

Определим расход тепла на турбоустановку:

$$Q_3 = D(i_0 - i'_{n8}) + D_{n.n}(i''_{n.n} - i'_{n.n}) = 182,08 \cdot (3403,1 - 1085) + 174,24(3597 - 2930) = 0,538297 \cdot 10^6 \text{ кВт} = 538,297 \text{ МВт}. \quad (1.36)$$

$$\eta_3^{6p} = \frac{N_3 + N_{m.n}}{\theta_3} = \frac{300 + 7,84}{538,29} = 0,57$$

Коэффициент полезного действия турбинной установки составляет:  
 $\eta_{т.у} = N/Q_{т.у} = 300000/538297 = 0,55. \quad (1.37)$

## 1.2 Выбор основного теплотехнического оборудования

В тепловой части проектируемой станции используется моноблочная структура с применением на всех блоках однотипного оборудования. Выбор турбины для генератора производится по номинальной мощности турбогенератора. По / 2 /, выбираем паровую турбину типа К-300-240 производства ПОТ ЛМЗ, параметры которой представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.2 – Параметры паровой турбины К-300-240 производства ПОТ ЛМЗ

Параметр	Ед.изм.	Величина
Мощность: номинальная	МВт	300
максимальная	МВт	330
Давление:		
свежего пара	МПа	23.54
пара после промежуточного перегрева	МПа	3.53
отработавшего пара	кПа	3.43
Температура:		
свежего пара	°С	560
пара после промежуточного перегрева	°С	565
охлаждающей воды	°С	12
питательной воды	°С	265
Расход пара на турбину:		
номинальный	т/ч	890
максимальный	т/ч	930
Пропуск пара в конденсатор	т/ч	520

Турбина состоит из трех цилиндров. Цилиндр высокого давления (ЦВД) выполнен с петлевым потоком пара. После ЦВД пар поступает в

промежуточный пароперегреватель, откуда возвращается обратно в турбину в совмещенный цилиндр среднего давления с одним потоком низкого давления (ЦСНД), через который проходит 1/3 расхода пара, выходящего из части среднего давления. Оставшиеся 2/3 пара попадают в двухпоточный цилиндр низкого давления (ЦНД). Отработавший пар отводится в конденсатор. Параметры пара в камерах нерегулируемых отборов представлены в таблице 1.2

Таблица 1.2 – Параметры пара в камерах нерегулируемых отборов турбины К-300-240

Номер отбора	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII
Давление, МПа	6.120	3.920	1.559	1.039	0.505	0.235	0.087	0.017
Температура, °С	375	315	450	395	300	240	140	56
Количество отбираемого пара, кг/с	15.97	23.5	31.88	5.0	9.72	8.33	8.77	6.3

Учитывая параметры турбины и применяемое на проектируемой КЭС, выбираем энергетический паровой котел Пп–1000–255ГМ производства ПО “Красный котельщик” параметры которого представлены в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Параметры парового котла Пп–1000–255ГМ

Параметр	Ед. изм.	Величина
Паропроизводительность	т/ч	1000
Давление свежего пара	МПа	25
Пар после промежуточного перегрева	МПа	3.62
Температура свежего пара	°С	565
Пар после промежуточного перегрева	°С	570
Коэффициент полезного действия котла	%	94.7

### 1.3 Выбор вспомогательного теплотехнического оборудования

Все теплотехническое оборудование, устанавливаемое в турбинном отделении, выбирается в соответствии с типовым списком оборудования для турбины типа К-300-240 производства ПОТ ЛМЗ. Для конденсации отработавшего в турбине пара используется конденсатор типа 300КЦС-1, параметры которого приведены в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Параметры конденсатора 300КЦС-1

Параметр	Единица измерения	Величина
Поверхность охлаждения	м <sup>2</sup>	15400
Температура охлаждающей воды	°С	12
Давление: в паровом пространстве	кПа	3,43
в водяном пространстве	МПа	0,2
Расход охлаждающей воды	м <sup>3</sup> /ч	36000
Удельная паровая нагрузка	кг/(м <sup>2</sup> ·ч)	30,2
Кратность охлаждения	о.е.	36,0
Число ходов воды	–	2

Конденсатор дополняется вспомогательным оборудованием: два основных эжектора с холодильниками типа ЭВ-4-1100, параметры которого представлены в таблице 1.5, и по два конденсатных насоса первого и второго подъемов типа КсВ-320-160 и КсВ-320-210 соответственно (таблица 1.6).

Таблица 1.5 – Параметры эжектора с холодильником типа ЭВ-4-1100 ПОТ ЛМЗ

Параметр	Единица измерения	Величина
Объемная производительность	м <sup>3</sup> /ч	2000
Массовый расход воздуха	кг/ч	65
Давление всасывания	кПа	6.77
Давление рабочей воды	МПа	0.441
Температура рабочей воды	°С	26.5
Расход рабочей воды	кг/ч	1260

Таблица 1.6 – Параметры конденсатных насосов

Параметр	Единица измерения	Величина	
		КсВ-320-160	КсВ-320-210
Подача воды	м <sup>3</sup> /ч	320	320
Напор	м	160	210
Частота вращения	об/мин	1500	1500
Мощность	кВт	186	255
к.п.д.	%	75	75

Для нагрева основного конденсата паром, поступающим с концевых уплотнений вала турбины, используется сальниковый подогреватель типа ПС-115 с эжектором (таблица 1.7).

Таблица 1.7 – Параметры сальникового подогревателя ПС-115

Параметр	Единица измерения	Величина
Площадь поверхности теплообмена	м <sup>2</sup>	115
Расход конденсата	м <sup>3</sup> /ч	700
Максимальная температура пара	°С	100

Для удаления из конденсата растворенных в нем газов, а также в качестве самостоятельной ступени регенеративного подогрева используется деаэратор повышенного давления типа ДП-1000, параметры которого представлены в таблице 1.8. Для подачи питательной воды из деаэратора в котел используется питательный насос СВПТ-340-1000 с турбоприводом Р-12-15П, а также резервный электронасос СВПЭ-320-550. Параметры питательных насосов представлены в таблице 1.9, параметры приводной турбины в таблице 1.10.

Таблица 1.8 – Параметры деаэратора ДП-1000

Параметр	Единица измерения	Величина
Номинальная производительность	кг/с	277.8
Рабочее давление	МПа	0.69
Рабочая температура	°С	164.2
Емкость аккумуляторного бака	м <sup>3</sup>	120

Таблица 1.9 – Параметры питательных насосов

Параметр	Единица измерения	Величина	
		СВПТ-340-1000	СВПЭ-320-550
Подача воды	м <sup>3</sup> /ч	1100	600
Напор	м	3400	3200
Частота вращения	об/мин	6000	7500
Мощность	кВт	12500	8000
к.п.д.	%	80	78

Таблица 1.10 – Параметры приводной турбины Р-12-15П

Параметр	Единица измерения	Величина
1	2	3
Номинальная мощность	кВт	12500
Номинальная частота вращения	об/мин	6000
Диапазон изменения частоты вращения	об/мин	5262-6000
Расход пара через стопорный клапан	кг/с	31.7
Номинальное давление	МПа	1.52
Номинальная температура	°С	450

Для нагрева основного конденсата паром из отборов турбины используются четыре подогревателя низкого давления, параметры которых представлены в таблице 1.11 и три подогревателя высокого давления, параметры которых представлены в таблице 1.12.

Таблица 1.11 – Параметры подогревателей низкого давления

Параметр	Ед. изм.	Величина			
		ПН-400-26-2-IV (П1)	ПН-400-26-2-III (П2)	ПН-400-26-7-II (П3)	ПН-400-26-7-I (П4)
Площадь поверхности теплообмена	м <sup>2</sup>	400	380	400	478
Номинальный расход воды	кг/с	208.3	208.3	208.3	208.3
Расчетный тепловой поток	МВт	15.7	15.5	26.7	20.9
Рабочее давление воды	кгс/см <sup>2</sup>	26	26	26	26
Рабочее давление воды	кгс/см <sup>2</sup>	2	2	7	7
Максимальная температура пара	°С	300	400	400	400



Таблица 1.12 – Параметры подогревателей высокого давления

Параметр	Ед. изм.	Величина		
		ПВ-900-380-18-I (П5)	ПВ-1200-380-43-I (П6)	ПВ-900-380-66-I (П7)
Площадь поверхности теплообмена	м <sup>2</sup>	900	1200	900
Номинальный расход воды	кг/с	263.9	263.9	263.9
Расчетный тепловой поток	МВт	27.2	25.9	46.9
Рабочее давление воды	кгс/см <sup>2</sup>	380	380	380
Рабочее давление пара	кгс/см <sup>2</sup>	18	43	66
Максимальная температура пара	°С	475	390	335

Дренаж П2 закачивается в линию основного конденсата дренажным насосом КсВ-200-220, параметры которого приведены в таблице 1.13.

Таблица 1.13 – Параметры дренажного насоса КсВ-200-220

Параметр	Единица измерения	Величина
1	2	3
Подача воды	м <sup>3</sup> /ч	200
Напор	м	220
Частота вращения	об/мин	1500
Мощность	кВт	164
к.п.д.	%	73

В качестве тягодутьевых машин котла Пп-950-255, работающего на угле в режиме уравновешенной тяги, применяются два двухскоростных дутьевых вентилятора типа ВДОД-31.5 и два двухскоростных дымососа типа ДОД-41. Параметры тягодутьевых машин указаны в таблице 1.14.

Таблица 1.14 – Параметры тягодутьевых машин котла Пп-950-255

Параметр	Единица измерения	ВДОД-31.5	ДОД-41
Производительность	10 <sup>3</sup> · м <sup>3</sup> /ч	800 / 500	1080 / 1220
Давление	кПа	5550 / 6250	3150 / 4100
Температура воздуха	°С	30	100
Частота вращения	об/мин	596	370
Мощность	кВт	1540 / 2000	1150 / 1880
к.п.д.	%	82.7	82.5

## 1.5 Выбор общестанционных объектов

К общестанционным объектам КЭС относятся:

- система технического водоснабжения;
- система водоподготовки;
- топливное хозяйство;
- система удаления продуктов сгорания топлива.

Тепловые электростанции являются крупнейшими потребителями технической воды. Основная доля последней используется для конденсации отработавшего пара турбин, что дает возможность многократного использования технической воды при отводе теплоты конденсации в окружающую среду. Поскольку проектируемая электростанция сооружается в непосредственной близости от реки, что позволит без значительных затруднений организовать пруд-охладитель путём сооружения плотины и затопления необходимой территории, то систему оборотного водоснабжения с прудом-охладителем можно считать наиболее подходящей в рассматриваемом случае. Необходимая площадь водохранилища, км<sup>2</sup>,

$$F_{\text{охл}} = f_{\text{уд}} \cdot P_{\text{уст}}, \quad (1.5.1)$$

где  $f_{\text{уд}}$  – удельная площадь охлаждения, км<sup>2</sup>/МВт; по [2],

$$f_{\text{уд}} = 8 \cdot 10^{-3} \text{ км}^2/\text{МВт};$$

$$F_{\text{охл}} = (8 \cdot 10^{-3}) \cdot 1200 = 9.60 \text{ км}^2.$$

Водоподготовка на КЭС предназначена для компенсации потерь пара и конденсата в цикле КЭС. Оптимальная схема водоподготовительной установки выбирается на основе данных о мощности КЭС, типе основных агрегатов, величине потерь пара и воды, качестве исходной воды и требований, которым должна удовлетворять обработанная вода. При проектировании водоподготовительной установки необходимо иметь данные о гидрохимическом режиме данного источника водоснабжения, т.е. данные об изменении по временам года и по отдельным годам основных показателей качества воды: содержание взвешенных веществ, сухого остатка, окисляемости, жесткости общей, жесткости карбонатной, щелочности бикарбонатной, соледержания, концентрации ионов кальция, магния, натрия, хлоридов, сульфатов, кремниевой кислоты, концентрации свободной углекислоты.

Одним из основных средств уменьшения загрязнения атмосферы вредными примесями, выбрасываемыми через дымовые трубы электростанций, является улучшение рассеивания дымовых газов. Этому способствует уменьшение числа дымовых труб на электростанции (источников выбросов) и увеличение их высоты, а также скорости газов на выходе из устья трубы, что препятствует отклонению потока дымовых газов вниз. На проектируемой КЭС устанавливается одна многоствольная дымовая труба 240 м. Продукты сгорания

дымососами котлоагрегатов по системе газоходов направляются через дымовую трубу в атмосферу.

### 1.6 Расчет годовой выработки электроэнергии

Фактическая среднегодовая электрическая мощность турбоустановки, МВт,

$$N_{\text{э}} = \beta N_{\text{ном}} - \Delta N_{\text{э}}, \quad (1.6.1)$$
$$N_{\text{э}} = 0.88 \cdot 300 - 5.36 = 258.64 \text{ МВт.}$$

Удельный расход теплоты (брутто) на выработку электроэнергии турбоустановкой,

$$q_{\text{ТА}}^{\text{э}} = \frac{Q_{\text{ТА}}^{\text{э}}}{N_{\text{э}} - \beta N_{\text{П}}}, \quad (1.6.2)$$

где  $N_{\text{П}}$  – мощность турбопривода питательного насоса, МВт,

$$N_{\text{П}} = 12.50 \text{ МВт};$$

$$q_{\text{ТА}}^{\text{э}} = \frac{599.43}{300 - 0.88 \cdot 12.50} = 2.0742.$$

К.п.д. турбоустановки по выработке электроэнергии,

$$\eta_{\text{ТУ}}^{\text{э}} = (q_{\text{ТА}}^{\text{э}})^{-1}, \quad (1.6.3)$$
$$\eta_{\text{ТУ}}^{\text{э}} = 2.0742^{-1} = 0.4821.$$

Суммарный расход теплоты котлоагрегатом, МВт,

$$Q_{\text{КА}} = \frac{Q_{\text{ТА}}}{\eta_{\text{ТТ}}}, \quad (1.6.4)$$

где  $\eta_{\text{ТТ}}$  – к.п.д. транспорта теплоты;

$$\eta_{\text{ТТ}} = 0.98;$$
$$Q_{\text{КА}} = \frac{624.17}{0.98} = 636.91 \text{ МВт.}$$

Суммарный расход теплоты на блок, МВт,

$$Q_{\text{КА}} = \frac{Q_{\text{КА}}}{\eta_{\text{КА}}}, \quad (1.6.5)$$

где  $\eta_{\text{КА}}$  – к.п.д. котлоагрегата,

$$\eta_{KA} = 0.945;$$

$$Q_{KA} = \frac{636.91}{0.945} = 673.98 \text{ МВт.}$$

К.п.д. станции по выработке электроэнергии,

$$\eta_c^{\text{э}} = \eta_{\text{ТУ}} \eta_{\text{ТТ}} \eta_{KA}, \quad (1.6.6)$$

$$\eta_c^{\text{э}} = 0.4821 \cdot 0.98 \cdot 0.945 = 0.4465.$$

Удельный расход топлива на ГРЭС на выработку электроэнергии, кг.у.т./кВт·ч,

$$b_{\text{э}} = \frac{0.123}{\eta_c^{\text{э}}}, \quad (1.6.7)$$

$$b_{\text{э}} = \frac{0.123}{0.4465} = 0.2755 \text{ кг.у.т./кВт·ч.}$$

Годовой отпуск электроэнергии с шин станции, кВт·ч,

$$\text{Э} = n_{\text{ТА}} N_{\text{э}} T_p \cdot 10^3, \quad (1.6.8)$$

$$\text{Э} = 4 \cdot 258.64 \cdot 8060 \cdot 10^3 = 8.34 \cdot 10^9 \text{ кВт·ч.}$$

## 1.7 Описание основного оборудования

### 1.7.1 Описание турбины

Для энергоблока 300 МВт на параметры пара 23,5 МПа, 540/540 °С принимаем турбину К-300-240 ЛМЗ.

При  $N_{\text{э}}=300$  МВт гарантийный удельный расход теплоты при  $t_{\text{п.в.}}=265$  °С и  $D=930$  т/ч,  $t_{\text{о.в.}}=12$ °С составляет  $q_{\text{э}}=7800$  кДж/(кВт·ч).

Максимальный пропуск пара при номинальных параметрах свежего пара равен  $D_{\text{макс}}=975$  т/ч.

Турбоустановка снабжена сетевой подогревательной установкой, состоящей из основного подогревателя, питаемого паром из выхлопа турбонасоса давлением 0,22 МПа, и пикового подогревателя, питаемого отборным паром 0,67 МПа, с максимальным отпуском теплоты 17,5 МВт. Кроме того, из отбора 0,22 МПа допускается без снижения мощности отбор пара на калориферы для подогрева воздуха с 5 °С до 30 °С.

Основные расчетные характеристики турбины К-300-240-2.

Номинальная мощность, МВт	300
Максимальная мощность, МВт	330
Номинальный расход свежего пара, т/ч	930
Максимальный расход свежего пара, т/ч	975
Расход пара на промперегрев т/ч	1364

Температура питательной воды, °С	270
Давление пара перед ЦСД, МПа	0,25
Давление пара в конденсаторе, МПа	0,0035
Расход охлаждающей воды через конденсатор, м <sup>3</sup> /ч	36000
Номинальная температура охлаждающей воды, °С	12
Максимальная температура охлаждающей воды, °С	33
Общая длина турбины (без конденсатора), м	22

Турбина имеет 8 нерегулируемых отборов, предназначенных для подогрева питательной воды в ПНД и для питания приводных турбин питательных насосов, бойлеров и воздухоподогревателя котла.

Давление в маслосистеме благодаря отделению системы регулирования на уровне оси турбины снижено до 0,170-0,176 МПа. Это вместе с отсутствием в ней гидроударов, свойственных работе системы регулирования, значительно повысило надежность работы маслосистемы, в том числе ее пожаробезопасность. Система маслоснабжения всех агрегатов выполнена централизованной.

Максимальный расход пара на турбину составляет 960 т/ч (266,67 кг/с). При этом расходе, включенных отборах сверх регенерации, номинальных параметрах пара и температуре охлаждающей воды 12°С может быть получена мощность около 330 МВт. Отработанный в турбине пар поступает в двухходовый конденсатор К-15240, площадью 15240 м<sup>2</sup>.

На основании произведенного теплового расчета производим выбор котлоагрегата для работы в блоке с турбиной К-300-240-2, в котором в качестве топлива будет сжигаться Экибастузский уголь.

#### *Описание котлоагрегата*

На КЭС с промежуточным перегревом пара применяются блочные схемы котел - турбина. Паропроизводительность энергетических котлов для таких моноблоков согласно "Нормам технологического проектирования тепловых электрических станций и тепловых сетей" выбирается по максимальному пропуску пара через турбину с учетом расхода пара на собственные нужды и запасом в размере 3 %.

Параметры котла определяется выбранным типом турбины.

$$D_{\text{кт}} = D_{\text{max}} + 0,03 \cdot D_0 + D_{\text{сх}},$$

$$\text{где } D_{\text{сх}} = 1\%, D_{\text{max}} = 935,661 \text{ т / ч}$$

$$D_{\text{кт}} = 935,661 + 28,07 + 9,357 = 973,088 \text{ т / ч}$$

С помощью [3] выбран котел типа Пп-1000-255ж (тип-312А). Технические характеристики котлоагрегата приведены в табл. 3.5.

Таблица 3.5 - Параметры котлоагрегата

Паропроизводительность, т/ч	Давление на выходе из котла, МПа	Температура пара, оС	Температура промперегрева, оС	Топливо	КПД бр, %
1000	25	545	545	уголь	93,8

### 1.7 Описание вспомогательного оборудования

#### Регенеративные подогреватели

Тип и мощность турбины предопределяет тип отдельных элементов вспомогательного оборудования, так как завод - изготовитель турбины поставляет ее вместе со вспомогательным оборудованием в комплекте.

Производительность и число регенеративных подогревателей для основного конденсата определяется числом имеющихся у турбины для этих целей отборов пара. При этом каждому отбору соответствует один корпус.

Регенеративные подогреватели устанавливаются без резерва.

Основными параметрами выбора регенеративных подогревателей служат:

Пропускная способность, т/ч ;

давление греющего пара, МПа;

давление воды, МПа;

температура воды на входе и выходе подогревателя, оС;

Исходя из вышесказанного выбрана группа ПВД:

П1 ПВ-1250-380-17-1

П2 ПВ-1700--380-45

П3 ПВ-1550-380-70

Подогреватели низкого давления

П5 ПН-550-26-7-Инж

П6 ПН-550-26-7-Инж

П7 ПНСГ-800-2

П8 ПНСГ-800-1

Все подогреватели устанавливаются в одну нитку.

Деаэратор питательной воды

Деаэратор предусмотрен на давление 0,69 МПа с двумя деаэрационными колонками ДСП-500 производительностью по 500 т/ч и с аккумуляторным баком вместимостью 120 м<sup>3</sup>. Основное питание паром производится из специального отбора давления 1,07 МПа с переключением при пониженных нагрузках на отбор 1,6 МПа.

Предусмотрен также подвод пара из магистрали собственных нужд 1,3 МПа в период пуска установки и при сбросе нагрузки, а также подвод пара из растопочного сепаратора.

Суммарная производительность деаэратора питательной воды выбирается по максимальному расходу воды.

На каждый блок устанавливается, по возможности, один деаэратор.

Суммарный запас питательной воды в баках основного деаэратора должен обеспечить работу блочных электростанций в течении пяти минут.

Для блока 300 МВт деаэратор с рабочим давлением 0,69 МПа устанавливается в одну деаэрационную колонку типа ДП-1000, техническая характеристика которой приведена в табл. 3.6.

Таблица 3.6. Параметры деаэратора

Производительность, т/ч	Рабочее давление, МПа	Температура, оС	Наружный диаметр, мм	Высота, мм	Вес, кг
1000	0,69	164,2	2432	3150	7100

#### *Сетевые подогреватели*

Тепловой схемой турбины предусмотрена подача пара на установку сетевых подогревателей (основного и пикового бойлеров), предназначенную для снабжения горячей водой с температурой до 130 °С (обратная подача – с температурой 70°С). При этом тепловая производительность бойлерной установки составляет 62,8 МДж/ч. Основной подогреватель ПСВ-126-7-15, пиковый подогреватель ПСВ-63-7-15. Подогреватели вертикального типа.

#### *Питательный насос*

На блоках с критическим давлением устанавливаются питательные насосы с турбоприводами, один - подачей 100 % или два по 50 %.

Необходимое давление в напорном патрубке насоса:

$$P_x = 1,3 \cdot P_0 = 1,3 \cdot 24 = 31,2 \text{ МПа}$$

Номинальная паропроизводительность котла 1000 т/ч, а расход питательной воды при максимальной нагрузке станции с запасом 5 - 8 %:

$$D_{\text{наг}} = 1,05 \cdot 1000 = 1050 \text{ т/ч}$$

Резервом служит электронасос производительностью 50 % полной подачи. Основное назначение этого насоса - участие в операциях пуска и останова блока, поэтому он называется пуско-резервным.

Для предотвращения кавитации и повышения надежности работы высокооборотных питательных насосов с турбоприводом между ними и деаэратором устанавливают предвключенные низкооборотные бустерные насосы.

По подсчитанной необходимой производительности и необходимому напору подобраны:

питательный турбонасос - СВПТ-350-1350;

питательный электронасос - СВПЭ-320-550

Приводная турбина турбонасоса - Р-12-15П

Технические характеристики питательного турбонасоса и приводной турбины приведены в табл. 3.7. и 3.8.

Таблица 3.7 - Параметры питательного турбонасоса

Производительность, м <sup>3</sup> /ч	Давление в нагнетательном патрубке, МПа	Частота вращения, об/мин	КПД насоса, %
1350	34,3	5270	83

Таблица 3.8 - Параметры турбины турбонасоса

Давление пара перед турбиной, МПа	Температура пара перед турбиной, оС	Давление отработавшего пара, МПа	Расход пара, т/ч	Номинальная мощность, МВт
1,52	450	0,12	114,12	12,5

#### *ПСБУ и РОУ*

Предусмотрено пуско-сбросное устройство, дросселирующее свежий пар с 23,75 до 0,6 МПа со снижением температуры пара 545 до 200 °С за счет впрыска конденсата. Пропускная способность 300 т/ч. Редукционно-охладительная установка для прогрева системы промперегрева 23,75/0,6 МПа, 545/200 °С, 150 т/ч.

Для обеспечения собственных нужд энергоблока и пусковых расходов паром установлены три РОУ: РОУ 4/1,3 МПа производительностью 20 т/ч, пар берется из холодной нитки промперегрева и подается в стационарную магистраль 1,3 МПа; РОУ 1,06/0,6 МПа, 370/200 °С, 20 т/ч, пар берется из отбора 1,06 МПа на деаэратор и после РОУ поступает в стационарную магистраль 0,6 МПа. Для резервирования этих РОУ предусмотрена РОУ 1,3/0,6 МПа. Две такие РОУ включаются между магистралями 1,3 и 0,6 МПа, производительность каждой по 40 т/ч.

#### *Конденсатор и конденсатный насос*

Для турбоагрегата К-300-240 ЛМЗ ставится конденсатор типа 300-КЦС-1. Основные характеристики конденсатора приведены в табл. 3.9.



Таблица 3.9 - Техническая характеристика конденсатора

Поверхность охлаждения, м <sup>2</sup>	Число ходов	Расход охлажденной воды, м <sup>3</sup> / ч
15400	2	36000

Для поддержания вакуума в качестве основных используются водоструйные эжекторы типа ЭВ-4-1400; в качестве пусковых - пароструйные эжекторы типа ЭП-1-600-3.

Конденсатные насосы служат для подачи конденсата через подогреватели низкого давления в деаэрактор. Они устанавливаются в две ступени. I ступень - насосы подают воду через конденсатоочистку - блочную обессоливающую установку, подогреватель уплотнений и регенеративный подогреватель смешивающего типа П8. II ступень - насос подают воду через регенеративные подогреватели поверхностного типа П5 и П6 в деаэрактор.

Для подачи воды из подогревателя П8 через подогреватель П7 используется гравитационный принцип. Подогреватель П8 должен быть установлен на  $\Delta H$  метров выше подогревателя П7. Эта высота определяется по выражению:

$$\Delta H = \frac{\Delta P \cdot 10^6}{\rho \cdot g}, \quad (1.7.1)$$

где  $\Delta P$  - необходимая разность давлений;

$\rho$  - плотность воды;

$g$  - ускорение свободного падения.

Итак

$$\Delta H = \frac{0,039 \cdot 10^6}{999 \cdot 9,81} = 3,98 \text{ м}$$

Конденсатные насосы должны иметь резерв. В зависимости от мощности турбоагрегата устанавливается два, три или даже четыре конденсатных насоса, один из них является резервным.

Мощность конденсатного насоса, кВт:

$$P_{кн} = \frac{D_{кн} \cdot v \cdot P_{кн} \cdot 10^3}{z \cdot \eta_{кн}}, \quad (1.7.2)$$

где  $D_{кн}$  - расход конденсата, кг/с;

$P_{кн}$  - расчетное давление, развиваемое конденсатным насосом, МПа;

$z$  - количество конденсатных насосов;

$\eta_{кн} = 0,85$  - КПД насоса.

Результаты выбора конденсатных насосов и приводных двигателей в соответствии с [4] сведены в табл. 3.10.

Таблица 3.10 - Выбор конденсаторных насосов

Ступень	1	3
Расход конденсата, кг/с	166,08	201,687
Разница давлений до насоса и после, МПа	0,8	1.072
Мощность насоса, кВт	95,911	146,985
Тип насоса	КсВ1000-95	КсВ1500-120
Номинальная частота вращения, об/мин	1000	740
Тип приводного двигателя	АК-12-35-6У4	А3-12-35-8У4
Мощность двигателя, кВт	250	200

В каждой ступени устанавливается два рабочих и один резервный насос.

Циркуляционные насосы

На турбины устанавливается два циркуляционных насоса производительностью 50 %. Резервные циркуляционные насосы не используются.

Мощность циркуляционного насоса, кВт:

$$P_{\text{цн}} = \frac{D_{\text{цн}} \cdot v \cdot P_{\text{цн}} \cdot 10^3}{z \cdot \eta_{\text{н}}} \quad (1.7.2)$$

где  $D_{\text{цн}}$  - расход циркуляционной воды, кг/с (принимается равным расходу конденсата через конденсатор увеличенный в 70 раз);

$P_{\text{цн}}$  - расчетное давление, развиваемое циркуляционным насосом, МПа;

$z$  - количество циркуляционных насосов;

$\eta_{\text{н}} = 0,85$  - КПД насоса.

Итак:

$$P_{\text{цн}} = \frac{166,08 \cdot 50 \cdot 0,150 \cdot 1000 \cdot 0,0011}{2 \cdot 0,85} = 805,976 \text{ кВт}$$

Выбраны два циркуляционных насоса типа Д12500-24 ,а к ним в электропривод АКНЗ-2-17-48-12У3 мощностью 1000 кВт.

Дутьевые вентиляторы и дымососы

Крупные котлы оснащают двумя дымососами и двумя дутьевыми вентиляторами. Отсос дымовых газов параллельно работающим дымососам и подача воздуха должны обеспечивать полную производительность котла с запасом 10 %. Один дымосос и один вентилятор должны обеспечивать не менее половинной нагрузки котла.

Объемный расход холодного воздуха, подаваемый вентиляторами определяется выражением:

$$V_{\text{воз}} = B_p \cdot V^0 \cdot (\alpha_r - \Delta\alpha_r + \Delta\alpha_{\text{вп}}) \cdot \frac{t_{\text{вз}} + 273}{273}, \quad (1.7.3)$$

где  $B_p$  - расчетный расход топлива, кг/с;  
 $V^0$  - теоретическое количество воздуха, необходимое для сгорания 1 кг топлива,  $\text{м}^3 / \text{кг}$ ;

$\alpha_r$  - избыток воздуха в топке, о.е.;

$\Delta\alpha_r$  - присос воздуха в топке, о.е.;

$\Delta\alpha_{\text{вп}}$  - перетечки воздуха в воздухоподогревателе, о.е.;

$t_{\text{хв}}$  - температура холодного воздуха.

С учетом установки двух рабочих дутьевых вентиляторов расход воздуха для одного вентилятора составит:

$$474372 \text{ м}^3 / \text{ч};$$

Таким образом, выбирается по производительности дутьевого вентилятора, равной 450 тыс.  $\text{м}^3/\text{ч}$  вентилятор типа ВДН-24Х2-11у, потребляемая мощность которого равна 650 кВт.

К вентилятору также подбирается асинхронный двигатель типа ДАЗО-2-17-44-8У1 с  $P_{\text{ном}} = 800$  кВт.

По производительности дымососа, равной 958 тыс.  $\text{м}^3/\text{ч}$ , выбирается дымосос типа ДОД-41, потребляемая мощность которого равна 1880 кВт.

К данному дымососу выбирается асинхронный двигатель типа АО2-21-39-16У1 мощностью 2000 кВт.

Окончательные результаты выбора вспомогательного оборудования сведены в табл. 3.11.

Таблица 3.11 - Результаты выбора вспомогательного оборудования

Тип оборудования	Тип приводного двигателя	Мощность, кВт	Количество двигателей	Суммарная мощность, кВт
Конденсатный насос I ступень	АК-12-35-6У4	250	2	500
Конденсатный насос II ступень	А3-12-35-8У4	200	2	400
Циркуляционный насос	АКНЗ-2-17-48-12У3	1000	2	2000
Дутьевой вентилятор	ДАЗО-2-17-44-8У1	650	2	1300
Дымосос	АО2-21-39-16У1	2000	2	4000

Суммарная потребляемая мощность данного оборудования составляет 8200 кВт. С учетом мощности мелких потребителей расход электроэнергии на собственные нужды составит в процентах от мощности генератора 3,

## 2 Экономическое обоснование строительства КЭС

### 2.1 Определение себестоимости отпуска электрической энергии КЭС

Таблица 2.1 Исходные данные к расчету

Годовая выработка электроэнергии, Эв, млн. кВт ч	7200
Теплотворная способность топлива, Qp, ккал/кг	4300
Цена топлива, Цт, тенге/тнт	3800
Удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии, бэ, гут/кВт ч	250
Расход энергии на собственные нужды электроэнергии, эсн, %	8
Максимальное число часов использования установленной мощности, Тм, час	600

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

В расчетах принимать расход электроэнергии на собственные нужды в размере 7-9% ( $\mathcal{E}_{сн}$ ), а тепловой энергии 0,5-1% ( $Q_{сн}$ ).

Годовой отпуск электрической энергии по формуле:

$$\mathcal{E}_{от} = \mathcal{E}_в \cdot (1 - \mathcal{E}_{сн}), \text{ млн. кВт ч}; \quad (2.1)$$

$$\mathcal{E}_{от} = \mathcal{E}_в \cdot (1 - \mathcal{E}_{сн}) = 7200 \cdot (1 - 0,08) = 6\,624 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч};$$

#### Определение затрат на топливо

Годовой расход топлива на выработку электрической энергии определяется по формулам:

$$B_э = \mathcal{E}_в \cdot b_э, \text{ тыс. туг};$$

$$B_э = \mathcal{E}_в \cdot b_э = 7200 \cdot 250/1000 = 1800 \text{ тыс. туг}; \quad (2.2)$$

В связи с тем, что затраты на оплату топлива и его транспортировку осуществляются по натуральному топливу, то полученные величины расхода топлива необходимо перевести в натуральное топливо.

Расход натурального топлива будет:

$$B_n = B_э \cdot Q_{усл} / Q_p, \text{ тыс. тнт};$$

$$B_n = B_э \cdot Q_{усл} / Q_p = 1800 \cdot 7000/4300 = 2\,930 \text{ тыс. тнт}. \quad (2.3)$$

Стоимость топлива с учетом транспортировки составит 3 800 тг./тнт. Тогда:  
 $I_T = 11\,130$  млн. тенге

### *Расчет КПД использования топлива*

Известно, что для получения 1 кВтч электроэнергии необходимо 123 гут. Коэффициент полезного использования топлива, с учетом расхода электроэнергии на собственные нужды определяется:

$$КПД_3 = 123 : b_3 \cdot 100\% ;$$

$$КПД_3 = 123 : b_3 \cdot 100\% , = 123/250 \cdot 100 = 49,2\% ; \quad (2.4)$$

### *Расчет затрат на воду*

Вода на КЭС расходуется на охлаждение пара в конденсаторах турбин, пополнение системы теплофикации, охлаждения генераторов и трансформаторов, гидрозолоудаления и т.д. В зависимости от системы водоснабжения станции, зависит и величина затрат на воду. В последнее время затраты конденсационных электростанций на воду существенно возросли и в отдельных случаях могут достигать величины 0,4-1,4 тенге/кВт·ч. Для укрупненных расчетов затраты на водоснабжение можно принять:

$$И_в = Э_{\text{выр}} \cdot (0,4-1,4) \text{ млн.тг};$$

$$И_в = Э_{\text{выр}} \cdot (0,4-1,4) = 7200 \cdot 0,7 = 5040 \text{ млн. тенге.} \quad (2.5)$$

### *Расчет затрат на заработную плату*

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

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

$$N_y = \frac{Э_г}{T_m}, \text{ МВт}; \quad (2.6)$$

$$N_y = \frac{Э_г}{T_m} = \frac{7200 \cdot 10^3}{6000} = 1200 \text{ МВт.}$$

Согласно литературных и фактических данных о численности работающих на некоторых станциях Казахстана, можно рекомендовать принимать следующие усредненные значения штатного коэффициента ( $K_{ш}$ ): для ТЭЦ установленной мощностью более 500 МВт – 1,3 – 1,5 чел./МВт, для ТЭЦ меньшей мощности – 1,6 – 1,8 чел./МВт. При работе ТЭЦ на природном газе, величина  $K_{ш}$  уменьшается на 15-20%.

Численность персонала станции определяется:

$$ЧП = K_{ш} \cdot N_y, чел;$$

$$ЧП = K_{ш} \cdot N_y = 1,3 \cdot 1200 = 1560 \text{ человек.}$$

Суммарный фонд заработной платы включает в себя:

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

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

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

Формула для определения суммарного фонда заработной платы, будет следующей:

$$I_{зп} = I_{зпо} + I_{знд} + I_{зпн}, \text{ млн. тенге}; \quad (2.7)$$

$$I_{зпо} = 1560 \cdot 1000\,000 = 1\,560\,000\,000 \text{ тенге} = 1\,560 \text{ млн. тенге};$$

$$I_{знд} = 0,1 \cdot 1\,560 = 156 \text{ млн. тенге};$$

$$I_{зпн} = 0,21 \cdot (1560 + 156) = 360,36 \text{ млн. тенге};$$

$$I_{зп} = 1560 + 156 + 360,36 = 2\,076 \text{ млн. тенге.}$$

Величина среднегодовой основной заработной платы  $I_{зпо}$  принимается в размере 1,0 – 1,5 млн тенге на одного работающего. Величина  $I_{знд}$  берется в размере 10-15% от значения  $I_{зпо}$ .

#### *Определение капитальных вложений на строительство КЭС*

Для строительства и эксплуатации КЭС необходимы денежные средства. Для строительства станции используются, так называемые, капитальные вложения, составляющие основные производственные фонды, а для ее эксплуатации требуются оборотные средства.

В настоящее время, в связи с резкими колебаниями курса валют весьма сложно рекомендовать точные значения удельных капитальных вложений на строительство электростанций. Увеличение курса со 185 до 380 тенге за доллар США и последующее снижение до 340 тенге не означает, что стоимость производства всех видов энергетического оборудования, металла, цемента и т. д. произошла пропорционально курсу валют, тем более что много оборудования производится за пределами Казахстана.

В расчетах можно принимать величину  $K_{уд}$  для КЭС мощностью 800 МВт в пределах 1200 \$/кВт, для ТЭЦ 200 МВт – 1600 \$/кВт установленной мощности. Для станций, лежащих в этом диапазоне мощностей,  $K_{уд}$  принимать в соответствующей пропорции. Стоимость доллара США принимать из расчета нынешнего курса – 340 тенге.

Капитальные вложения в строительство новой КЭС

будут составлять:

$$K = K_{уд} \cdot N_y, \text{ млн.тенге} \quad (2.8)$$

$$K_{уд} = 1000 \text{ \$/кВт} = 340 \text{ тыс. тенге/кВт};$$

$$K = 340\,000 \cdot 1200 = 408\,000 \text{ млн. тенге.}$$

Расчеты показывают, что в зависимости от типа станций, мощности единичных блоков и станции в целом, вида потребляемого топлива, норма амортизации в среднем по станции может находиться в пределах 4,0-5,0%. Для проведения укрупненных расчетов, норму амортизационных отчислений принимать в размере 4,5% от величины K:

$$I_{ао} = 0,045 \cdot K, \text{ млн. тенге}; \quad (2.9)$$

$$I_{ао} = 0,045 \cdot 408\,000 = 18\,360 \text{ млн. тенге.}$$

Полученная величина амортизационных отчислений (доля участия основных производственных фондов в производственном процессе) будет входить в суммарные эксплуатационные затраты станции.

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

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

$$I_{тр} = 0,15 \cdot I_{ао}, \text{ млн. тенге};$$

$$I_{тр} = 0,15 \cdot 18\,360 = 2\,754 \text{ млн. тенге.} \quad (2.10)$$

#### *Расчет платы за выбросы*

Величина оплаты за выбросы вредных веществ, зависит от объема выбросов, которые, в свою очередь, зависят от вида сжигаемого топлива (уголь, газ, мазут), его количества и способа улавливания вредных веществ (электрофильтры, эмульгаторы). В нашем случае, эту составляющую целесообразнее всего определять методом аналогий по сравнению с действующими станциями. Установлено, что при сжигании Экибастузского угля, величина платы за выбросы находится в пределах 200-250 тенге за тнт, следовательно:

$$I_{выб} = (200-250) \cdot V_{тнт}, \text{ млн. тенге};$$

$$I_{выб} = 230 \cdot 2\,930 = 673 \text{ млн. тенге.} \quad (2.11)$$

#### *Общестанционные и цеховые расходы*

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

Для укрупненных расчетов можно пользоваться формулой:

$$I_{\text{общ}} = 0,2 \cdot (I_{\text{ао}} + I_{\text{зн}} + I_{\text{тр}}), \text{ млн. тенге};$$

$$I_{\text{общ}} = 0,2 \cdot (18,360 + 2,076 + 2,754) = 4,638 \text{ млн. тенге}. \quad (2.12)$$

#### Расчет себестоимости отпуска энергии

Известно, что если КЭС вырабатывается один вид энергии – электрическая, и все затраты станции относятся на нее.

На территории Казахстана наибольшее распространение получил физический метод.

Таблица 2 – Суммарные эксплуатационные издержки (составляющие затрат на производство электрической энергии)

Составляющие затрат	И <sub>всего</sub> , млн. тенге
Топливо, И <sub>т</sub>	11 130
Вода, И <sub>в</sub>	5 040
Фонд заработной платы, И <sub>зп</sub>	2 076
Амортизационные отчисления, И <sub>ао</sub>	18 360
Ремонт, И <sub>р</sub>	2 754
Общестанционные, И <sub>об</sub>	4 638
Плата за выбросы, И <sub>выб</sub>	673
Итого затрат $\Sigma$ И	44 671

Себестоимость отпуска электрической энергии определяется:

$$S_{\text{э}} = \frac{I_{\text{т}} + I_{\text{в}} + I_{\text{зн}} + I_{\text{ао}} + I_{\text{р}} + I_{\text{об}} + I_{\text{выб}}}{\text{Э}_{\text{от}}} = \quad (2.13)$$

$$= \frac{44671}{6624} = 6,74 \text{ тенге/кВт.}$$



## 2.2 Экономическая оценка строительства и эксплуатации КЭС

*Определение первоначальных инвестиций и денежного потока на возврат кредита*

Экономическая оценка строительства и эксплуатации КЭС на предварительных этапах принятия решений обычно производится на основе составления бизнес-плана, а в случае его положительного вывода, разрабатывается инвестиционный проект. Это современный метод оценки принятия технико-экономических решений, учитывающий изменение стоимости денег по времени и весь комплекс затрат на реализацию проекта: цены и ценовая политика на перспективу; объем реализации продукции; доход и прибыль от реализации проекта; часть прибыли, идущая на возврат кредита; процентная ставка банка, под которую предприятие берет кредит; срок кредита.

В расчетах, долевое распределение капитала (К) на строительство КЭС следующее: 90% вкладывает государство и 10% обеспечивает АО «Самрукэнерго». Эти денежные средства идут только на строительство станции. Суммарные эксплуатационные расходы заложены в себестоимости электрической. Здесь 70% эксплуатационных затрат оплачивает государство, а остальные 30% - АО «Самрукэнерго».

Таким образом, объем инвестиций  $I_0$ , которые АО «Самрукэнерго» берет в банке под льготный кредит (10%) будет составлять 10% от суммарных капвложений в строительство КЭС 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.

$$I_0 = 0,1 \cdot K + 0,3 I_{\text{итого}}, \text{ млн. тенге};$$

$$I_0 = 0,1 \cdot 408\,000 + 0,3 \cdot 44\,671 = 54\,201 \text{ млн. тенге.}$$

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 энергию от нашей КЭС будет иметь рентабельность 30%, т.е.

$$T_{\text{оз}} = S_3 \cdot 1,3 \text{ тенге/кВт} \cdot \text{ч};$$

$$T_{\text{оз}} = 6,74 \cdot 1,3 = 8,76 \text{ тенге/кВт} \cdot \text{ч}; \quad (2.14)$$

Доход от реализации электрической энергии КЭС составит:

$$D = T_{\text{оз}} \cdot \mathcal{E}_{\text{от}}, \text{ млн. тенге};$$

$$D = 8,76 \cdot 6\,624 = 58\,039 \text{ млн. тенге.} \quad (2.15)$$

а суммарные затраты определяются по выражению:

$$Z = S_3 \cdot \mathcal{E}_{\text{от}}, \text{ млн. тенге}; \quad (2.16)$$

$Z = 6,74 \cdot 6\,624 = 44\,646$  млн. тенге.

Разница между ними даст прибыль:

$$PP = D - Z, \text{ млн.тенге};$$

$PP = 58\,039 - 44\,646 = 13\,393$  млн. тенге.

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

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

$ЧП = 13\,393 \cdot (1 - 0,2) = 10\,714$  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.

$CF = 10\,714$  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:

$$NPV = \frac{CF_1}{(1+r)^1} + \frac{CF_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{CF_n}{(1+r)^n} - I_0 = \sum_1^n \frac{CF_n}{(1+r)^n} - I_0, \quad (2.17)$$

Результаты расчета занести в таблицу, аналогичную таблице 3.

Рассчитаю под 10 % годовых.

Таблица 3 – Чистая текущая стоимость NPV

Год	CF	R <sub>10</sub>	PV <sub>10</sub>
0	-	1	-
1	54201		54201
1	10714	0,909	9740
2	10714	0,826	8855
3	10714	0,751	8050
4	10714	0,683	7318
5	10714	0,621	6653
6	10714	0,564	6048
7	10714	0,513	5498
8	10714	0,467	4998
		$\Sigma_{10}$	<b>57158</b>
		<b>NPV<sub>10</sub></b>	<b>2957</b>

NPV за 8 лет станет положительным, если данные сроки устраивают фирму, его следует принять.

## 2.3 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.

Таблица 4

Год	CF	R <sub>10</sub>	PV <sub>10</sub>	R <sub>20</sub>	PV <sub>20</sub>
0	- 54201	1	- 54201	1	- 54201
1	10714	0,909	9740	0,833	8928
2	10714	0,826	8855	0,694	7440
3	10714	0,751	8050	0,579	6200
4	10714	0,683	7318	0,482	5167
5	10714	0,621	6653	0,402	4306
6	10714	0,564	6048	0,335	3588
7	10714	0,513	5498	0,279	2990
8	10714	0,467	4998	0,233	2492
		<b>∑<sub>10</sub></b>	<b>57158</b>	<b>∑<sub>20</sub></b>	<b>41111</b>
		<b>NPV<sub>10</sub></b>	<b>2957</b>	<b>NPV<sub>20</sub></b>	<b>- 13090</b>

Величина IRR определяется по формуле:

$$IRR = r_1 + \frac{NPV_{r_1}}{NPV_{r_1} - NPV_{r_2}} \cdot (r_2 - r_1) = 10 + \frac{2957}{2957 + 13090} \cdot (20 - 10) = 12\%. \quad (2.18)$$

## 2.4 Метод расчёта окупаемости инвестиций РР

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

Есть два метода: когда CF равен по годам и когда CF идёт различными суммами, то есть неравномерно  $PP = \frac{I_0}{CF_n}$ ;

В нашем случае, денежные потоки по годам будут одинаковы и следует пользоваться первым методом:

$$PP = \frac{54201}{10714} = 5,05 \text{ лет} \approx 5 \text{ лет, } 18 \text{ дней.} \quad (2.19)$$

### 3 РАЗДЕЛ БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

#### 3.1 Анализ влияния КЭС на экологическую обстановку района

КЭС-1200МВт будет расположена в пригороде и является одним из основных источников электроэнергии Павлодарской области.

Весь объём в годовом балансе топлива – 100% составляют экологически "грязные" виды топлива: уголь и мазут. Котлы КЭС оборудованы эмульгаторами второго поколения, эксплуатационная эффективность которых составила 99,2%. Газоочистка по другим вредным веществам не производится.

Основным видом топлива для энергетических котлов является Экибастузский уголь, растопочным топливом является топочный мазут.

Описание золошлакоудаления:

Система золошлакоудаления гидравлическая, обратная с совместным удалением золы и шлака. Удаление шлака из холодных воронок котлов ст. №1-№4 осуществляется шнеками в золошлаковые каналы и затем, шлак транспортируется с помощью побудительных сопел в приемную ёмкость багерной насосной. Туда же транспортируется и уловленная в скрубберах зола, которая затем направляется на золоотвал.

На станции преимущественно сжигаются высокозольные угли Экибастузского месторождений.

Фактический часовой выход золы и шлака составляет: 65 т/ч и 5 т/ч, соответственно, при номинальной производительности котлов.

Проектный годовой выход золошлаковых отходов – 370 тыс. м<sup>3</sup> в год, часовой выход золошлаковой пульпы - 775 тыс. м<sup>3</sup>.

Подача золошлаковой пульпы на золоотвал осуществляется багерной насосной станцией, расположенной на площадке, по двум золопроводам диаметром 350 и 400 мм.

Забор осветленной воды осуществляется через шахтные колодцы, возврат осветленной воды с помощью двух насосных станций осветленной воды (НОВ-1 и НОВ-2) по напорным трубопроводам осветленной воды диаметром 350 и 400 мм.

Круговая ограждающая дамба четвертой секции состоит из основной дамбы и дамб первого и второго яруса наращивания.

В качестве противодиффузионной защиты была выполнена гидроизоляция всей площади ложа золоотвала экраном из уплотнённого суглинка толщиной один метр.

Для понижения депрессионной кривой в теле дамбы выполнена дренажная система, состоящая из перфорированных асбестоцементных труб диаметром 150 мм с обсыпкой обратным фильтром, дренажных выпусков и кольцевого коллектора из асбестоцементных труб диаметром 200-400 мм, подводящего воду к дренажной насосной станции. Вдоль верхового откоса основной дамбы был выполнен двух ленточный дренаж осушения из

перфорированных асбестоцементных труб диаметром 200 мм с фильтрующей обсыпкой и выпусков, подключаемых к дренажному коллектору.

Откачка дренажных вод осуществляется дренажной насосной станцией производительностью 160 м<sup>3</sup>/ч.

Подача дренажных вод осуществляется напорным трубопроводом диаметром 300 мм в самотечный дренажный коллектор и далее в водоприёмную ёмкость насосной станции осветлённой воды.

Четвертая секция золоотвала образована возведением с трех сторон первичных дамб обвалования и примыканием к третьей секции.

Система сухого складирования (секция №5) с промежуточным гидро-золоотвалом (секция №4) работает по схеме комбинированного золоудаления.

Золошлаковая пульпа подается багерной насосной на гидрозолоотвал, работающий по оборотной схеме с возвратом осветленной воды.

Для периодического перемещения золы на секцию №5 сухого складирования, гидрозолоотвал (секция №4) принят из двух поочередно работающих полей. Одно из полей должно опорожняться от золы во время работы второй и наоборот. Система смешанного золоудаления имеет характеристики, обеспечивающие работу станции на 11,5 лет при выходе золы 370 тыс. м<sup>3</sup>/год. Схема внутростанционного золоудаления остается без изменения. Магистральные золопроводы от багерной насосной до золоотвала (Ø 350, и Ø 400 мм). Согласно заданного выхода золы период работы большого поля составляет - 1,6 года, малого - 1 год.

Время на осушение секции перед опорожнением ее с помощью землеройных механизмов определено в 180 дней. Из этого расчета задана интенсивность выгрузки золы из каждой секции. Большая секция должна быть очищена от золы за 185 суток, а период очистки малого поля может быть до 1 года. Разгрузка осушенной секции от золы принята одноковшовыми экскаваторами. Транспортировка золы на секцию сухого складирования принята автосамосвалами. За назначенный период эксплуатации большое поле разгружается 4 раза, а малое 3 раза.

После готовности ложа золоотвала секции № 5 под прием золы приступают к разработке котлована большого поля 4<sup>й</sup> секции. Вынутая из большого поля зола укладывается в I ярус первого этапа пятой секции.

Площадь зеркала 4-го большого поля (низ экрана)- S -17,5 га

Площадь зеркала 4-го большого поля (верх экрана)- S - 21,1 га

Площадь зеркала 4-го малого поля (низ экрана)- S - 16,9 га

Площадь зеркала 4-го малого поля (верх экрана)- S - 20,8 га

Площадь 5-го поля общая- S - 44 га

Площадь 5-го поля не разработанная-S-18,45 га

Вместимость заполнения 5-го поля общий (полный объем) - V - 5893000

м<sup>3</sup>

Вместимость левой половины 5-го поля - V – 2838000 м<sup>3</sup>- V - 2 838 000 м<sup>3</sup>

Объем складированной золы на правую половину 5-го поля - V - 2293000

м<sup>3</sup>

### 3.2 Расчет объемов золоотвала

Расчет месячных объемов золошлака на один котельный агрегат при номинальном режиме работы:

Расчет объемов шлака:

$$M = B \cdot A_y \cdot a_{\text{шл}} / (100 - G_{\text{шл}}) = 15468,251 \cdot 39,9 \cdot 0,05 / (100 - 7,8) = 334,698 \text{ т.}$$

(5.1.1)

Расчет месячных объемов золы:

$$M = B_y \cdot (A_y / (100 - G_{\text{шл}})) \cdot a_{\text{шл}} \cdot \eta_{\text{зy}} =$$
$$= 15468,251 \cdot (39,9 / (100 - 7,8)) \cdot 0,95 \cdot 0,992 = 6122,457 \quad (3.1)$$

Расчет месячного объема золошлака:

$$M_{\text{обр}} = M + M_{\text{зл}} = 334,698 + 6122,457 = 6457,155 \text{ т.} \quad (3.2)$$

Расчет месячного объема золошлака для 4 котлов:

$$M_{\text{обр}} = 4 \cdot 6457,155 = 25828,62 \text{ т.} \quad (3.3)$$

Расчет годового объема золоотвала станции:

$$M_{\text{обр}} = 12 \cdot 25828 = 309943,44 \text{ т.} \quad (3.4)$$

#### 5.2.2 Вопросы пожарной безопасности

Основные пожароопасные объекты:

а) В турбинном цехе - маслохозяйство ТГ №1-4

б) В котельном цехе - маслохозяйство ШБМ

в) В кабельном полуэтаже – изоляция кабелей и электроустановки

Физико-химические свойства взрывоопасных пожароопасных веществ имеющих на территории:

**ВОДОРОД:** Горючий газ, без цвета и запаха, малорастворим в воде, теплота сгорания-241,6 кДж/ моль, температура самовоспламенения- 510°С, максимальное давление взрыва- 730 кПа. При истечении газообразного или испарении жидкого водорода в атмосферу в создании взрывоопасного облака участвует не более 50% водорода. Для прекращения диффузионного горения водорода, истекающего из трубопровода со скоростью 10 м/с необходимо его разбавить 10- кратным объемом азота. Средства тушения водорода: вода с интенсивностью подачи - 0,08 л/кв. м. При объемном тушении: углекислым газом, хладонами. При тушении порошками: ПСБ-3, П-2Ш пир. А, ПФ, ПГС.

Наиболее целесообразные средства тушения: Объемное тушение комбинированным составом, охлаждение водой.

**МАЗУТ:** Горючая жидкость. Плотность 943 кг/ куб. м. Температура вспышки 140°С температура самовоспламенения 330°С, средства тушения: вода, воздушно-механическая пена средней кратности, углекислый газ, хладоны, порошки. Наиболее целесообразное тушение: при крупных разливах - пена, порошок ПСЗ-3 , в помещениях - объемное тушение. Небольшие очаги ПСБ, Углекислый газ.

МАСЛО: Горючая жидкость, способная при наличии окислителя к самовозгоранию. Плотность 930 кг/ куб. м. Температура вспышки 167°C. Средства тушения: вода, ВМП, углекислый газ, хладоны, порошки.

Установка для защиты пожароопасных мест системы ручного пожаротушения высокократной воздушно-механической пеной через пеногенератор ГВП-600м, смонтирована в осях 28-30 ряда А-А2 турбинного цеха.

Установка пенопожаротушения состоит:

- 1) Ёмкостей для концентрата пенообразователя и бака дозатора
- 2) Источника водоснабжения (циркводоводы)
- 3) Питательных трубопроводов
- 4) Напорных распределительных трубопроводов
- 5) Питательных насосов
- 6) Узла управления
- 7) Пеногенераторов
- 8) Измерительных приборов

Таблица 5.7 - Техническая характеристика насосов пенопожаротушения

Насос	8НДВ-60	200Д-60БФ
Производительность, м3/ч	540	720
Напор, м.вод.ст.	94	67
Электродвигатель	А-112-4м	А-112-4м
Мощность, кВт	200	200
Частота вращения, об/мин	1450	1450

Для целей внутреннего пожаротушения в машинном зале имеется внутренний противопожарный водопровод диаметром 89 мм, на котором установлено 12 пожарных кранов.

Наружный противопожарный водопровод кольцевой диаметр 150 мм, на котором установлено 20 пожарных гидрантов. Вокруг машинного зала установлено - 6 шт. Противопожарный водопровод питается от 3-х водоемов общей вместимостью 2000м<sup>3</sup> через насосную, при помощи, которой можно создать давление в сети до 12 атм.

Водоснабжение для нужд наружного пожаротушения предусматривается от двух существующих резервуаров для хранения противопожарного запаса воды емкостью 600 куб. м. каждый. Насосная станция пожаротушения находится в непосредственной близости от резервуаров противопожарного запаса воды. Пополнение осуществляется от скважины, посредством вспомогательных насосов.



Постоянное давление 5-6 атм. Пуск пожарных насосов №1,2 осуществляется с ГЩУ и по месту. В 80-ти метрах от машинного зала будут находиться водоемы градирен (5шт.) по 1400м<sup>3</sup> каждый.

Существующая сеть в часы максимального водопотребления обеспечит работу 5-ти пожарных автомобилей.

Для обеспечения расчетных показателей наружного пожаротушения на объекте предусмотрена насосная станция пожаротушения, в которой установлена насосная установка, состоящая из двух насосов марки ЦН-400-105 со следующими параметрами:

- 1) номинальный напор – 105 м. водного столба
- 2) номинальный расход – 400 м<sup>3</sup>.
- 3) мощность электродвигателя – 200 кВт
- 4) частота вращения – 1500 об/мин.

Предусмотрены трубопроводы подачи воды в кольцевой пожарный трубопровод.

Применены трубы стальные электросварные по ГОСТ 10704-91. Для пропуска труб через стены предусмотрены сальники. На сети противопожарного водопровода предусмотрены отключающие задвижки на случай ремонта, или аварии на трубопровод

### 3 Специальный вопрос

#### 4.1 Пусковые потери топлива и энергии для К-300 МВт.

Исходя из проведенных исследований на ряде объектов, разработана методика расчета потерь топлива при пусках блоков, применимая как для действующего, так и для вновь проектируемого оборудования. Потери топлива за пуск блока в целом слагаются из непроизводительных затрат натурального топлива, пара от постороннего источника, электроэнергии на привод вспомогательных механизмов в отдельные периоды от начала разгрузки блока при останове до достижения стабильной работы после пуска. Рассматриваемые потери  $\Delta B_{\text{п}}$  представляются в едином энергетическом эквиваленте (тонне условного топлива) как сумма величин, пропорциональных длительностям этих периодов:

$$\Delta B_{\text{п}} = \sum K_i^j \tau_i^j, \quad (4.1)$$

где  $K_i^j$  - коэффициент пропорциональности  $j$ -й составляющей потерь в  $i$ -й период пуска, т/мин;  $\tau_i^j$  - длительность расходования топлива по  $j$ -й составляющей в тот же период, мин.

#### 4.2 Потери топлива при останове и простое блока

Потери топлива при останове, возникающие вследствие снижения экономичности работы блока на частичных нагрузках, в определенной мере компенсируются дополнительной выработкой энергии путем использования аккумулированного тепла. В процессе быстрой разгрузки (в течение не более 60 мин), например при плановых остановах без расхолаживания оборудования, указанные составляющие соизмеримы. С учетом этого потери топлива при останове блока не учитываются.

Потери топлива при простое блока определяются с момента отключения генератора от сети до включения первого механизма собственных нужд перед пуском. Эти потери зависят от режима работы вспомогательного оборудования, последовательности его отключения и представляются в виде, учитывающем отдельные составляющие:

$$\Delta B_{\text{п}} = K_{\text{пр}}^{\text{пост}} \tau_{\text{пр}} + K_{\text{пр}}^{\text{с.п.}} \tau_{\text{пр}}^{\text{с.п.}} + \sum K_{\text{пр}}^j \tau_{\text{пр}}^j, \quad (4.2)$$

где  $\tau_{\text{пр}}$ ,  $\tau_{\text{пр}}^{\text{с.п.}}$ ,  $\tau_{\text{пр}}^j$  - длительность периода простоя, расходования стороннего пара и электроэнергии  $j$ -м механизмом, мин.

Коэффициент потерь  $K_{\text{пр}}^{\text{пост}}$ , т/мин, учитывающий затраты электроэнергии на механизмы, работа которых необходима в течение всего периода простоя, определяется единичной мощностью блока  $N_{\text{бл}}$ :

$$K_{\text{пр}}^{\text{пост}} = 0,0215 \cdot 10^{-6} \cdot b_0^{\text{н}} \cdot N_{\text{бл}}, \quad (4.3)$$

где  $b_0^{\text{н}}$  - удельный расход условного топлива при номинальной нагрузке, г/(кВт·ч).

В случае расходования в период простоя стороннего пара (на уплотнение турбины, эжекторы и др.) коэффициент  $K_{\text{пр}}^{\text{с.п.}}$ , т/мин учитывающий связанные с этим потери, рассчитывается по формуле:

$$K_{\text{пр}}^{\text{с.п.}} = \sum \frac{D_{\text{с.п.}}^Z \cdot (i_{\text{с.п.}}^Z - i_{\text{к}}) \xi_{\text{с.п.}}^Z \cdot 10^{-6}}{0,42 \eta_{\text{ка}}^{\text{бп}}}, \quad (4.4)$$

где  $D_{c.p.}^z$  - расход стороннего пара из z-го источника, т/ч (определяется по результатам измерений или балансу стороннего пара блока с учетом тепловой схемы станции);  $i_{c.p.}^z$ ,  $i_k$  – энтальпия потребляемого пара и конденсата в конденсаторе, ккал/кг;  $\xi_{c.p.}^z$  – коэффициент ценности тепла стороннего пара;  $\eta_{ка}^{бр}$  – к.п.д. котлоагрегата, вырабатывающего используемый пар.

Для каждого механизма в случае его включения в период простоя потери учитываются коэффициентом  $K_{пр}^j$ , который определяется на основании испытаний или соответствующих расчетов.

#### 4.3 Потери топлива при подготовке блока к пуску

Рассматриваемый период начинается с момента включения в постоянную работу первого механизма собственных нужд и заканчивается розжигом горелок котлоагрегата. Как следует из испытаний, наряду с длительностью периода  $\tau_{подг}$  существенное влияние на потери топлива при подготовке блока к пуску оказывают длительность и режим работы питательного насоса ТПН, а также деаэрация питательной воды.

Потери топлива для этого периода рассчитываются по формуле:

$$\Delta B_{подг} = \tau_{подг} (K_{подг}^{c.n.} \tau_{пр} + K_{подг}^{c.п.}) + \tau_{подг}^{ТПН} K^{ТПН} + \tau_{подг}^д K^д, \quad (4.5)$$

где  $K^{ТПН}$  и  $K^д$  – коэффициенты потерь на привод ТПН (в течение  $\tau_{подг}^{ТПН}$ , мин) и деаэрацию питательной воды ( $\tau_{подг}^д$ , мин), т/мин;  $K_{подг}^{c.n.}$  и  $K_{подг}^{c.п.}$  – коэффициенты потерь на остальные электрические и паровые собственные нужды, т/мин.

Коэффициент потерь  $K_{подг}^{c.n.}$ , т/мин, независимо от типа котлоагрегата рассчитывается из выражения:

$$K_{подг}^{c.n.} = 0,356 \cdot 10^{-6} \cdot b_{oH} (N_{бл} - 80) \quad (4.6)$$

Коэффициент потерь на деаэрацию питательной воды, т/мин:

$$K^д = 2,5 \cdot 10^{-6} \bar{G}_{п.в.} (t''_д - 30) \quad (4.7)$$

где  $\bar{G}_{п.в.}$  – средний расход питательной воды в период заполнения котлоагрегата до розжига горелок, т/ч;  $t''_д$  – температура воды за деаэратором, °С.

Для расчета коэффициента  $K_{подг}^{c.п.}$  может быть использована формула (5.4). Значение  $K_{подг}^{ТПН}$  следует определять по расчетным характеристикам турбопривода насоса.

#### 4.4 Потери топлива в периоды растопки котлоагрегата и разворота ротора турбины до включения генератора в сеть

Потери топлива в рассматриваемые периоды  $\Delta B_i$  представляются суммой потерь на собственные нужды  $\Delta B^{c.n.+c.п.}$  и связанных с сжиганием натурального топлива  $\Delta B^T$ , которые в свою очередь пропорциональны длительностям периодов:

$$\Delta B_i = \Delta B_i^T + \Delta B_i^{c.n.+c.п.} = K_i^T \tau_i + K_i^{c.n.+c.п.} \tau_i, \quad (4.8)$$

В относительно установившемся режиме пере «толчком» ротора турбины тепловосприятие тракта котлоагрегата до ВЗ составляет определенную долю  $\xi_{ВЗ}$  от тепла топлива. Доля  $\xi_{ВЗ}$  не зависит от расхода питательной воды  $G_{п.в.}$  и для пусковых режимов может быть определена по тепловому расчету котлоагрегата при 30%-ной нагрузке ( $G_{п.в.}=0,3 \cdot 930=279$  т/ч).

Численно она определяется из выражения:

$$\xi_{ВЗ} = \frac{G_{п.в.}(i_{ВЗ}-i_{п.в.})}{V_T Q_H^P}, \quad (4.9)$$

где  $i_{ВЗ}$ ,  $i_{п.в.}$  – энтальпия среды перед ВЗ и питательной воды по данным указанного расчета, ккал/кг;  $V_T$  – расчетный расход топлива, т/ч;  $Q_H^P$  – теплота сгорания натурального топлива, ккал/кг.

При наличии график пуска тепловосприятие тракта до ВЗ может быть использовано для определения коэффициента потерь по топливной составляющей на конечной стадии растопки котлоагрегата:

$$K^T = \frac{2,38 \cdot 10^{-6} G_{п.в.}(i_{ВЗ}^{уст} - i_{п.в.})}{\xi_{ВЗ}}, \quad (4.10)$$

где  $i_{ВЗ}^{уст}$  – энтальпия среды до ВЗ в установившемся режиме перед «толчком» ротора турбины, ккал/кг.

Коэффициент  $K^T$  может быть использован при расчете потерь в период разворота турбины и в конечной части периода растопки котлоагрегата. Коэффициент потерь на суммарные собственные нужды  $K^{с.н.+с.п.}$ , т/мин, определяется как сумма следующих коэффициентов: потерь на электрические собственные нужды, который выражается в зависимости от единичной мощности блока:

$$K^{с.н.}=0,5 \cdot 10^{-6} \cdot b_{o^H}(N_{бл}-80); \quad (4.11)$$

Потерь на деаэрацию питательной воды при пуске без утилизации тепла сбросной среды из ВС в деаэраторе (5.7); потерь на предварительный подогрев воздуха в калориферах, представляемого в виде функции среднего расхода топлива. При подогреве воздуха примерно до 70 °С:

$$K^{кл} = \sum \frac{0,125 \cdot 10^{-6} G_{п.в.}(i_{ВЗ}^{уст} - i_{п.в.})}{\xi_{ВЗ}}; \quad (4.12)$$

потерь тепла с паром на распыл мазута:

$$K^{расп} = D_{расп} K^T \frac{(i_{с.н.} - i_K) \xi_{ВЗ} \cdot 10^{-3}}{Q_H^P \eta_{ка}^{бр}}, \quad (4.13)$$

где  $D_{расп}$  – расход пара для распыла 1 т (в пересчете на условное топливо) мазута, кг (принимается по опытным или нормативным данным); потерь тепла с паром на уплотнения и эжекторы турбины, рассчитываемого по формуле (5.4); потерь тепла с паром на привод ТПН (5.4).

Расход топлива, определенный из выражения (5.10), является конечным для периода растопки котлоагрегата. В качестве показателя расхода топлива, учитывающего динамику изменения тепловой нагрузки в начальный период растопки, принята скорость энтальпии среды ВЗ  $w_{iВЗ}$ . При установлении тепловой нагрузки, скорость роста энтальпии среды на выходе из обогреваемого

участка независимо от расхода среды имеет постоянное значение, определяемое только значением расхода топлива. Этот факт подтвержден также для промышленных условий. Обобщение данных промышленного эксперимента показало, что зависимость скорости роста энтальпии среды до ВЗ от относительного расхода топлива практически одинакова для всех типов действующих прямоточных котлоагрегатов:

$$w_{iВЗ} = 20,6 \frac{\Delta B_T}{B_{ном}}, \quad (4.14)$$

где  $\Delta B_T$  – расход топлива, соответствующий тепловому возмущению;  $B_{ном}$  – расход топлива в номинальном режиме котлоагрегата.

При растопке остывшего котлоагрегата температура среды во всем тракте до ВЗ примерно одинакова и равна температуре питательной воды  $t_{п.в.}$ . В этом случае весь расход топлива затрачивается на повышение параметров до нового уровня и поэтому  $\Delta B_T$  (5.14) равен стартовому расходу топлива  $B_T$ . При пусках неостывшего котлоагрегата, когда исходная температура перед ВЗ больше  $t_{п.в.}$ , скорость  $w_{iВЗ}$  определяется только той частью общего расхода топлива, которая затрачивается на достижение нового установившегося значения энтальпии.

Оставшаяся часть общего расхода топлива  $B_T^{исх}$  затрачивается на поддержание исходного теплового состояния. По аналогии с (5.9)  $B_T^{исх}$  может быть выражен в зависимости от тепловосприятости тракта до ВЗ и его доли  $\xi_{ВЗ}$  от тепла топлива:

$$B_T^{исх} = \frac{G_{п.в.}(i_{ВЗ}^{исх} - i_{п.в.})}{\xi_{ВЗ} Q_H^p}. \quad (4.15)$$

Тогда расход топлива, обуславливающий  $w_{iВЗ}$ , определится уравнением:

$$\Delta B_T = B_T - B_T^{исх}. \quad (4.16)$$

С учетом теплофизических свойств среды значение  $w_{iВЗ}$  при за- и докритических давлениях должно определяться в диапазоне роста энтальпии среды перед ВЗ соответственно до 400 и 300 ккал/кг. В соответствии с выражениями (5.14) - (5.16) стартовый расход топлива в процессе растопки котлоагрегата может быть представлен в виде:

$$B_T = \frac{w_{iВЗ} B_{ном}}{20,6} + \frac{G_{п.в.}(i_{ВЗ}^{исх} - i_{п.в.})}{\xi_{ВЗ} Q_H^p}. \quad (4.17)$$

Если стартовый расход топлива устанавливается в результате нескольких скачкообразных возмущений, то зависимость (5.17) справедлива для каждого промежуточного расхода топлива при изменении  $i_{ВЗ}$  в указанном диапазоне. В этом случае с учетом применимости метода суперпозиции может быть определен средний расход топлива по средней скорости изменения энтальпии среды перед ВЗ, т.е. реальный график изменения  $i_{ВЗ}$  заменяется линейным при средней  $w_{iВЗ}$ . Средний коэффициент потерь по топливной составляющей в период растопки котлоагрегата с учетом (5.17) выражается в виде:

$$K^T = 0,1156 \cdot 10^{-6} w_{iВЗ} B_{ном} Q_H^p + 2,38 \cdot 10^{-6} \frac{G_{п.в.}(i_{ВЗ}^{исх} - i_{п.в.})}{\xi_{ВЗ} Q_H^p}. \quad (4.18)$$

В период растопки от достижения указанных граничных значений  $i_{ВЗ}$  до «толчка» ротора турбины коэффициент потерь топлива определяется по формуле (5.10). Коэффициент  $K^{с.н.+с.п.}$  (5.8) выражается суммой коэффициентов

потерь на электрические собственные нужды (5.11), тепла пара на деаэрацию питательной воды (5.7), на распыл мазута (5.13), на эжекторы, уплотнения и питательный турбонасос (5.4), на подогрев воздуха  $K^{кл}$ .

Для рассматриваемого периода:

$$K^T = 6,06 \cdot 10^{-9} \omega_{iB3} V_{ном} Q_H^p + 0,125 \cdot 10^{-6} \frac{G_{п.в.}(i_{B3}^{исх} - i_{п.в.})}{\xi_{B3} Q_H^p} \quad (4.19)$$

Если в процессе растопки питание деаэратора переводится со стороннего пара на пар, соответствующие потери топлива учитываются до отключения стороннего пара. В этом случае коэффициент  $K^d$  (5.7) не должен учитываться при определении  $K^{с.н.+с.п.}$ .

#### 4.5 Потери топлива при нагружении блока и стабилизации режима работы

Потери топлива при нагружении блока определяются рядом факторов, к числу которых относятся длительность периода, динамика изменения нагрузки, вид сжигаемого топлива. Расчет потерь топлива в данный период по среднему коэффициенту  $K_i^j$  (5.1) связан с большими погрешностями, поскольку этот коэффициент существенно зависит от динамики изменения электрической мощности. Достаточно точный результат может быть получен при делении периода нагружения на ряд подпериодов, в которых нагрузка изменяется в относительно небольших пределах. В этом случае общие потери определяются суммой потерь по подпериодам и представляются в виде:

$$\Delta B_{нагр} = \sum_{k=1}^n (b_o^{пк} - b_o^H) \frac{N_{ср}^k}{60} \left(1 - \frac{\mathcal{E}_{с.н.}^k}{\mathcal{E}_B^k}\right) \cdot 10^{-3} \tau_{нагр}^k \quad (4.20)$$

где  $b_o^{пк}$  – пусковой удельный расход топлива при средней нагрузке ( $N_{ср}^k$ , МВт) в  $k$ -й период нагружения с длительностью  $\tau_{нагр}^k$ , мин;  $\mathcal{E}_{с.н.}^k/\mathcal{E}_B^k$  – доля расхода электроэнергии на собственные нужды.

В результате обобщения экспериментального материала установлено, что значения  $b_o^{пк}$  существенно превышают  $b_o^H$  вследствие отклонения параметров пара от номинальных значений и нестационарности режима. Это превышение максимально для блоков с пылеугольными котлоагрегатами. Установлено, что разность  $b_o^{пк} - b_o^H$  в зависимости от  $N_{ср}^k$  одинакова для блоков всех типов с котлоагрегатами, работающими на одинаковом топливе.

Период нагружения рекомендуется делить на следующие подпериоды: 1 – до  $0,3 N_{ном}$ , 2 – от  $0,3$  до  $0,45 N_{ном}$ , 3 – от  $0,45$  до  $0,6 N_{ном}$ , 4 – от  $0,6$  до  $0,8 N_{ном}$ , 5 – от  $0,8$  до  $N_{ном}$ . Для каждого подпериода определяется средняя нагрузка  $N_{ср}^k$ , МВт:

$$N_{ср}^k = \frac{\mathcal{E}_B^k}{\tau_{нагр}^k} \cdot 10^{-3}, \quad (4.21)$$

где  $\mathcal{E}_B^k$  – выработанная в  $k$ -й период электроэнергия, определенная методом планиметрирования графика нагружения, кВт·ч.

По значению  $N_{ср}^k$  определяются необходимые для расчета потерь топлива величины (рис. 5.1).

Потери топлива в период стабилизации после взятия номинальной нагрузки определяются уровнем достигнутых параметров пара, неустановившимся тепловым состоянием блока и пониженным к.п.д. котлоагрегата. Суммарные потери представляются в виде:

$$\Delta V_{\text{стаб}} = \frac{N_{\text{ном}}}{120} \left( 1 - \frac{\varepsilon_{\text{с.н.}}}{\varepsilon_{\text{в}}} \right) \cdot 10^{-3} \times \left( b_0^{\text{н}} \frac{\alpha_{\Sigma}}{100} \tau_{\text{стаб}}^{\text{пар}} + \Delta b_{\text{н}} \tau_{\text{стаб}}^{\text{бл}} + \Delta b_{\text{к.п.д.}} \tau_{\text{стаб}}^{\text{к.п.д.}} \right), \quad (4.22)$$

где  $\alpha_{\Sigma}$  – сумма поправок к  $b_0^{\text{н}}$  на отклонение параметров свежего и вторично перегретого пара от номинальных значений (определяется по опытным либо нормативным данным);  $\Delta b_{\text{н}}$  – коэффициент нестационарности режима при стабилизации теплового состояния блока, г/(кВт·ч);  $\Delta b_{\text{к.п.д.}}$  – перерасход топлива, связанный со стабилизацией к.п.д. пылеугольного котлоагрегата, г/(кВт·ч);  $\tau_{\text{стаб}}^{\text{пар}}$  – длительность достижения номинальных параметров пара, мин (определяется по графику пуска);  $\tau_{\text{стаб}}^{\text{бл}}$  – длительность стабилизации теплового состояния блока, мин (по опытным данным составляет примерно 420 мин);  $\tau_{\text{стаб}}^{\text{к.п.д.}}$  – длительность стабилизации к.п.д. пылеугольного котлоагрегата.

В настоящее время имеются ограниченные данные по  $\tau_{\text{стаб}}^{\text{к.п.д.}}$ , согласно которым длительность стабилизации к.п.д. котлоагрегата составляет не менее 7-8 ч. В данной методике принимается  $\tau_{\text{стаб}}^{\text{к.п.д.}} = \tau_{\text{стаб}}^{\text{бл}} = 420$  мин.

В связи с отсутствием опытных данных по пусковым потерям топлива блоков, представляет интерес их расчетное определение.

#### 4.6 Результаты расчета пусковых потерь топлива блока 300 МВт

В связи с отсутствием опытных данных по пусковым потерям топлива блока 299,7МВт представляет интерес их расчетное определение.

Простой блока. Из (5.3) коэффициент  $K_{\text{пр}}^{\text{пост}}$  при  $b_0^{\text{н}} = 310,5$  г/(г·кВтч) составляет 0,002 т/мин. Принято, что подача стороннего пара и дополнительные включения вспомогательных механизмов отсутствуют.

Тогда по (5.2)  $\Delta V_{\text{пр}} = 0,002 \cdot 600 = 1,2$  т.

Подготовительные операции. Расчет ведется по формуле (5.5). Принимаем  $\tau_{\text{подг}} = \tau_{\text{подг}}^{\text{ТПН}} = \tau_{\text{подг}}^{\text{д}} = 30$  мин. Коэффициент потерь  $K_{\text{подг}}^{\text{с.н.}}$  составляет 0,0243 т/мин согласно (5.6). При  $G_{\text{п.в.}} = 279$  т/ч,  $t''_{\text{д}} = 104$  °С коэффициент потерь  $K^{\text{д}}$  составляет 0,089 т/мин (5.7). Коэффициент потерь  $K_{\text{подг}}^{\text{ТПН}}$  равен 0,035 т/мин. Ввиду отсутствия данных для определения коэффициента  $K_{\text{подг}}^{\text{с.п.}}$  (5.4), принимаем его с поправкой, пропорциональной соотношению мощностей (0,33 т/мин). В итоге  $\Delta V_{\text{подг}} = 30(0,0243 + 0,033) + 30 \cdot 0,035 + 30 \cdot 0,051 = 3,3$  т.

Растопка котлоагрегата и разворот блока. Длительность периода растопки  $\tau_{\text{раст}}$  составляет 60, а разворота  $\tau_{\text{разв}} = 8$  мин (рис. 5.2). По графику пуска  $i_{\text{В3}}^{\text{исх}} = 250$  ккал/кг ( $t_{\text{В3}}^{\text{исх}} = 300$  °С,  $p = 250$  кг/см<sup>2</sup>),  $i_{\text{В3}}^{\text{уст}} = 622,8$  ккал/кг ( $t_{\text{В3}}^{\text{уст}} = 400$  °С). Длительность достижения  $i_{\text{В3}} = 400$  ккал/кг составляет 35 мин рис(5.2). Тогда:

$$\omega_{i_{\text{В3}}} = \frac{400 - 250}{35} = 4,28 \text{ ккал}/(\text{кг} \cdot \text{мин}).$$

Коэффициент потерь по топливной составляющей (5.18) при  $\xi_{ВЗ}=0,62$ ,  $i_{п.в.}=114$  ккал/кг ( $t_{п.в.}=110$  °С),  $V_{ном} Q_H^p=1,05 \cdot 10^6$  (тепловой расчет) будет равен:

$$K_T = 0,1156 \cdot 10^{-6} \cdot 4,28 \cdot 1,05 \cdot 10^6 + 2,38 \cdot 10^{-6} \frac{279(250-114)}{0,62} = 0,666$$

т/мин

Коэффициент потерь на собственные нужды  $K^{с.н.+с.п.}$  определяется как сумма коэффициентов потерь на электрические собственные нужды [0,0465 т/мин по (5.11)], на привод питательного насоса (0,035 т/мин), на распыл мазута (0,008 т/мин), на калориферы котлоагрегата [0,03 т/мин по (5.16)], на эжекторы и уплотнения (0,04 т/мин). Коэффициент  $K^{с.н.+с.п.}$  составляет 0,16 т/мин. Потери тепла на деаэрацию не включены в  $K^{с.н.+с.п.}$ , так как при пуске из горячего состояния практически сразу после начала растопки котлоагрегата пар из Р-20 подводится в деаэратор. Таким образом, потери в начальный период растопки по выражению (5.8)

$$\Delta V_{раст}^{нач} = 35 \cdot 0,666 + 35 \cdot 0,16 = 28,9 \text{ т.}$$

Для последующего периода растопки от достижения  $i_{ВЗ}=400$  ккал/кг до «толчка» ротора турбины в соответствии (5.10)

$$K_T = \frac{1}{0,62} \cdot 2,38 \cdot 10^{-6} \cdot 279(622,8 - 114) = 0,545 \text{ т/мин.}$$

Расчет  $K^{с.н.+с.п.}$  для этого периода [(5.4), (5.11)-(5.13)] ( $K^{с.н.+с.п.}=0,16$  т/мин).

Тогда потеря на конечной стадии растопки (5.8)

$$\Delta V_{раст}^{кон} = 25 \cdot 0,545 + 25 \cdot 0,16 = 17,6 \text{ т.}$$

В период разворота ротора турбины (5.8)  $\Delta V_{разв} = 0,545 \cdot 8 + 0,16 \cdot 8 = 5,6 \text{ т.}$

Нагружение блока. В соответствии с изложенными рекомендациями делим период нагружения на пять подпериодов  $b_{о}^n$ ,  $\mathcal{E}_{сн}/\mathcal{E}_в$  (рис.5.1) и рассчитываем потери топлива по формуле (5.20):

$$N_{ср}^1 = 130 \text{ МВт}; \tau_{нагр}^1 = 2 \text{ мин}; b_{о}^{п1} - b_{о}^н = 280 \text{ г/(кВт}\cdot\text{ч)}; \mathcal{E}_{сн}^1/\mathcal{E}_в^1 = 0,15;$$

$$\Delta V_{нагр1} = 1 \text{ т};$$

$$N_{ср}^2 = 180 \text{ МВт}; \tau_{нагр}^2 = 10 \text{ мин}; b_{о}^{п2} - b_{о}^н = 200 \text{ г/(кВт}\cdot\text{ч)}; \mathcal{E}_{сн}^2/\mathcal{E}_в^2 = 0,115;$$

$$\Delta V_{нагр2} = 5,5 \text{ т};$$

$$N_{ср}^3 = 260 \text{ МВт}; \tau_{нагр}^3 = 13 \text{ мин}; b_{о}^{п3} - b_{о}^н = 120 \text{ г/(кВт}\cdot\text{ч)}; \mathcal{E}_{сн}^3/\mathcal{E}_в^3 = 0,083;$$

$$\Delta V_{нагр3} = 6,5 \text{ т};$$

$$N_{ср}^4 = 299,7 \text{ МВт}; \tau_{нагр}^4 = 15 \text{ мин}; b_{о}^{п4} - b_{о}^н = 80 \text{ г/(кВт}\cdot\text{ч)}; \mathcal{E}_{сн}^4/\mathcal{E}_в^4 = 0,07;$$

$$\Delta V_{нагр4} = 8,5 \text{ т.}$$

Суммарные потери при нагружении  $\Delta V_{нагр} = 21,5 \text{ т.}$



Стабилизация режима работы. При  $N_{ном}$  параметры пара имеют номинальные значения (рис.5.2). Следовательно  $\alpha_{\Sigma}=0$  (5.22). Для блока на Экибастузском угле  $\Delta b_{к.п.д.}=6$  г/(кВт·ч). Потеря на стабилизацию режима

$$\Delta B_{стаб} = \frac{299,7}{120} (1 - 0,06) \cdot 10^{-3} (18 \cdot 420 + 6 \cdot 420) = 23,6 \text{ т.}$$

$\Delta B_{пр}$	1,2
$\Delta B_{подг}$	3,3
$\Delta B_{раст}^{нач}$	28,9
$\Delta B_{раст}^{кон}$	17,6
$\Delta B_{нагр1}$	1
$\Delta B_{нагр2}$	5,5
$\Delta B_{нагр3}$	6,5
$\Delta B_{нагр4}$	8,5
$\Delta B_{стаб}$	23,6
$\Delta B_{разв}$	5,6
	101,7

Таблица 5.1 - Потери за пуск турбины

Суммарные потери за пуск составляют примерно 101.7 т.

## **Заключение**

В технологической части работы произведен расчет принципиальной тепловой схемы энергоблока с турбиной К-300-240, определен баланс пара и воды, осуществлена оценка экономичности энергоблока и произведен выбор основного и вспомогательного оборудования в соответствии с принятой тепловой схемой.

Данные, полученные в результате расчетов, свидетельствуют, что основные показатели соответствуют типовым требованиям для проектирования КЭС.

Результаты расчетов показали, что выбранный тип основного и вспомогательного оборудования сходится с типом комплектующего оборудования данной турбины.

В разделе Безопасность жизнедеятельности рассмотрены актуальные вопросы влияния КЭС на окружающую среду. Электростанции, что используют в качестве сырья твердый вид топлива, сталкиваются с проблемой образования больших объемов золошлаковых отходов, в результате чего образуются огромные площади золоотвалов. В зоне воздействия золоотвала формируются неблагоприятные экологические последствия из-за их пыления, а также вымывания компонентов золы. Почва является весьма специфичным компонентом биосферы, поскольку она не только геохимически аккумулирует компоненты загрязнений, но и выступает как природный буфер, что контролирует перенос химических элементов и соединений в атмосферу и гидросферу. В данном дипломном проекте был произведен расчет объемов золоотвала, а также рассмотрен вопрос пожарной безопасности. В результате проведенных расчетов были получены следующие показатели на один котельный агрегат:

- 1) Объем шлака – 334,969 т.
- 2) Объем золы – 6 122,457 т.
- 3) Объем золошлака – 6 457,155 т.

Также рассчитаны объемы месячного золошлака для 4 котлов – 25828,62 т.

В экономической части рассчитаны себестоимость отпуска электрической энергии КЭС, а также произведена оценка строительства и эксплуатации.

В специальной части работы произведен расчет потерь топлива при пуске блока.

Пройдя через тернистый путь объемных расчетов и кропотливой работы, я с уверенностью могу сказать, что данный проект может послужить во благо человека и в угоду его современным потребностям.

## Список литературы

- 1 Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций., М. 1981 г.
- 2 Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции. М., Энергоатомиздат, 1987 г.
- 3 Смирнов А.Д., Антипов К.М. Справочная книжка энергетика. М. Энергоатомиздат, 1984 г.
- 4 Тепловой расчет котельных агрегатов (Нормативный метод), под ред. Кузнецова Н.В. и др., М. Энергия, 1973 г.
- 5 Липов Ю.М. и др. Компоновка и тепловой расчет парового котла. М. Энергоатомиздат. 1988г.
- 6 Ривкин С.Л., Александров А.А. Теплофизические свойства воды и водяного пара. Справочник. М. Энергоатомиздат. 1984г.
- 7 Никитина И.К. Справочник по трубопроводам ТЭС. М.Энергия. 1983г.
- 8 Теплотехнический справочник, под ред. В.Н. Юренева, т.1, 2. М., Энергия. 1975 г.
- 9 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. М. Энергоатомиздат. 1989г.
- 10 Гиршфельд В.Я., Морозов Г.Н. . Тепловые электрические станции. М.: Энергоатомиздат,1985.
- 11 Бененсон Е.И., Иоффе Л.С. Теплофикационные паровые турбины. М1986.
- 12 Рихтер Л.А. Охрана водного и воздушного бассейнов от выбросов ТЭС. М. Энергоиздат. 1981 г.
- 13 Охрана окружающей среды. Под ред. С.В. Белова. М.1991 г.
- 14 Справочная книга по технике безопасности в энергетике. Т.1, 2. М.1978г.
- 15 Сергеев И.В. Экономика предприятия. М.2000.
- 16 Чернухин А.А., Флаксерман Ю.Н. Экономика энергетике. М.1985.
- 17 С.Г. Парамонов. Экономика отрасли. Методические указания к выполнению курсовой работы для студентов всех