

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ

РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования

«Курганский государственный университет»

Кафедра энергетики и технологии металлов

## **РАСЧЁТ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ ТЭС**

Методические указания к выполнению курсового проекта

по курсу «ИСТОЧНИКИ ПРОИЗВОДСТВА ТЕПЛОТЫ»

для студентов всех форм обучения

направления 13.03.01

«Теплоэнергетика и теплотехника»

Курган 2019

Кафедра: «Энергетика и технология металлов»

Дисциплина: «Источники производства теплоты» Направление 13.03.01 «Теплоэнергетика и теплотехника»

Составили:

доцент, канд. техн. наук С. В. Титов; доцент, канд. техн. наук В. А. Савельев;  
ассистент А. П. Панфилова.

Утверждены на заседании кафедры «03» июля 2019 г.

Рекомендованы методическим советом университета «14» марта 2019 г.

## Оглавление

ВВЕДЕНИЕ.....	4
1 ЦЕЛЬ КУРСОВОГО ПРОЕКТА И ТРЕБОВАНИЯ К ЕГО ВЫПОЛНЕНИЮ И ОФОРМЛЕНИЮ	6
2 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ РАСЧЁТА.....	8
3 МЕТОДИКА РАСЧЁТА.....	10
4 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСХОДА ПАРА ВНЕШНИМИ ПОТРЕБИТЕЛЯМИ .....	14
5 РАСЧЁТ МОЩНОСТЕЙ ТУРБИН, РАСХОДА ПАРА НА ТУРБИНЫ, ВЫБОР ТИПА И ЧИСЛА ТУРБИН .....	16
6 ПОДБОР ПАРОВЫХ КОТЛОВ.....	18
7 РАСЧЁТ ГОДОВОЙ ВЫРАБОТКИ ТЕПЛОТЫ, ПАРА И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ .....	19
8 ОПРЕДЕЛЕНИЕ КПД КОТЛОАГРЕГАТА И РАСХОДА ТОПЛИВА.....	23
9 РАСЧЁТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭКОНОМИЧНОСТИ ТЭС.....	26
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	28
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	29

## ВВЕДЕНИЕ

**Источник тепловой энергии** – теплогенерирующая установка (тепловая электрическая станция или котельная), предназначенная для производства и отпуска тепловой энергии.

В настоящее время наиболее широко применяются источники теплоты, использующие органические топлива – твёрдое, жидкое и газообразное. Основными источниками теплоты являются теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), котельные и АТЭЦ. На базе ТЭЦ создана теплофикация – система централизованного теплоснабжения, позволяющая сократить расход топлива для выработки теплоты и электроэнергии на 20–25%.

Системы теплоснабжения классифицируются по ряду признаков: по взаимному расположению источника теплоснабжения и потребителей – централизованные и децентрализованные; по виду теплоносителя – водяные и паровые; по характеру отпуска теплоты из тепловой сети – открытые и закрытые; по способу присоединения потребителей теплоты – с зависимым и независимым присоединением; по количеству параллельно идущих теплопроводов – однотрубные, двухтрубные и многотрубные.

При централизованной системе теплоснабжения источник теплоты расположен на значительном расстоянии от самого удалённого потребителя и имеет значительную тепловую сеть. Децентрализованный тепловой источник находится вблизи потребителя, тепловая сеть в этом случае не нужна.

В качестве теплоносителя для систем центрального отопления жилых зданий и горячего водоснабжения (ГВС) обычно используется вода. При температурах теплоносителя до 100–150°C вода применяется и в различных технологических промышленных процессах. При температурах теплоносителя более 150 °C в промышленности чаще используют пар.

Закрытый способ отпуска теплоты подразумевает то, что вода из тепловой сети не забирается, а нагревает в теплообменниках холодную водопроводную воду. Используется при жёсткой местной воде (Курган, Москва). При открытом способе отпуска теплоты вода для ГВС или технологических нужд забирается из тепловой сети и после использования сливается в канализацию (Санкт-Петербург).

При зависимом присоединении систем отопления сетевая вода проходит непосредственно через приборы отопления. При независимом – сетевая вода в теплообменниках нагревает воду, являющуюся независимым теплоносителем, циркулирующим в системе отопления.

Сетевая вода может транспортироваться по одному теплопроводу. Это возможно, если вся сетевая вода разбирается потребителям – однотрубная система теплоснабжения. Двухтрубная система – когда два теплопровода расположены параллельно. По подающему (прямому) теплопроводу поступает сетевая вода потребителям, по обратному происходит сбор охлаждённой воды и возврат её в котельную или на ТЭЦ. Если потребители нуждаются в горячей воде разной температуры, то подающих теплопроводов несколько, а обратный один – это многотрубная система теплоснабжения.

## **Классификация электрических станций**

**Тепловой электрической станцией (ТЭС)** называется комплекс оборудования и устройств, преобразующих энергию топлива в электрическую и тепловую энергию.

1 По назначению и виду отпускаемой энергии ТЭС делятся на районные и промышленные.

Районные ТЭС – обслуживают все виды потребителей района (промышленные предприятия, транспорт, население и др.). Промышленные ТЭС – обслуживают тепловой и электрической энергией конкретные производственные предприятия или их комплекс.

2 По виду топлива ТЭС делятся на атомные электростанции (АЭС) и электростанции, работающие на органическом топливе (ТЭС в узком смысле): газовые, пылеугольные, мазутные.

3 По типу силовых установок различают паротурбинные, газотурбинные и парогазовые электростанции.

Основой **паротурбинных электростанций** являются **паротурбинные установки (ПТУ)**, которые для преобразования тепловой энергии в механическую используют **паровую турбину**.

**Газотурбинные тепловые электростанции** оснащаются **газотурбинными установками (ГТУ)**, работающими на газообразном или жидком (дизельном) топливе.

**Парогазовые тепловые электростанции** комплектуются **парогазовыми установками (ПГУ)**, представляющими комбинацию ГТУ и ПТУ, что позволяет обеспечить высокую экономичность.

4 По технологической схеме паропроводов ТЭС делятся на блочные ТЭС и на ТЭС с поперечными связями.

Блочные ТЭС состоят из отдельных, как правило, однотипных энергетических установок – энергоблоков. В энергоблоке каждый котёл подаёт пар только для своей турбины, из которой он возвращается после конденсации только в свой котёл. Работа котлов и турбин на ТЭС с поперечными связями обеспечивается по-другому: все котлы ТЭС подают пар в один общий паропровод (коллектор) и от него питаются все паровые турбины ТЭС.

5 По уровню начального давления различают ТЭС докритического давления и сверхкритического давления. Критическое давление – это 22,1 МПа. В российской теплоэнергетике начальные параметры стандартизованы (8,8; 12,8 и 23,5 МПа).

## 1 ЦЕЛЬ КУРСОВОГО ПРОЕКТА И ТРЕБОВАНИЯ К ЕГО ВЫПОЛНЕНИЮ И ОФОРМЛЕНИЮ

Курсовой проект по дисциплине «Источники производства теплоты» имеет целью углубить знания, получаемые студентами при изучении курса, и дать им представление о тепловой схеме промышленной ТЭС, назначении основного и вспомогательного оборудования ТЭС, а также принципах расчёта тепловой схемы и технико-экономических показателей ТЭС.

Курсовой проект должен включать в себя пояснительную записку, состоящую из разделов:

- определение параметров пара и конденсата в характерных точках системы;
- определение максимального расхода пара внешними потребителями;
- расчёт расхода пара и мощности турбин, выбор типа и числа турбин;
- выбор типа и числа паровых котлов;
- расчёт показателей тепловой экономичности ТЭС.

Пояснительная записка оформляется на одной стороне листов белой бумаги формата А4 (210 x 297 мм). Записка может содержать листы другого формата в виде приложений.

Текстовая часть в пределах пояснительной записки оформляется однотипным образом:

- в виде рукописного текста, написанного шариковой ручкой синего, фиолетового или черного цветов с высотой букв не менее 2,5 мм;
- машинописным способом с использованием полужирной ленты черного цвета и межстрочным интервалом печати – 2, высотой шрифта не менее 2,5 мм;
- с использованием печатающих и графических устройств по ГОСТ 2.004-88. Рекомендуется шрифт Times New Roman, кегль не менее 12.

При использовании графических иллюстраций, помимо указанных средств, допускается использование простого карандаша.

Для каждой страницы записки выдерживаются поля: левое не менее 30 мм; верхнее и нижнее не менее 20 мм; правое не менее 10 мм.

В случае, когда внутри записки, выполненной рукописным способом, имеются листы с распечатками средств вычислительной техники (результаты расчетов и тому подобное), их допускается включать в основную текстовую часть при условии, если их оформление соответствует всем требованиям настоящих положений. В противном случае они оформляются в виде приложений.

Абзац выделяется от начала строки 5 пробелами при написании машинописным текстом или 10–15 мм – рукописным.

Вписывание специальных символов в формулы, иллюстрации, таблицы производится с тем же размером, плотностью и цветом, что и в основной текст.

Исправление опечаток производится аккуратной подчисткой или закрашиванием белой краской (типа «Штрих») исправляемых символов с последующим нанесением на том же месте исправленного изображения. Исправления методом заклеивания не допускаются. Листы с большим числом исправлений (больше 5) подлежат замене.

Все заголовки текстовых разделов, подразделов и пунктов и наименования таблиц, рисунков, приложений подчиняются следующим единым требованиям:

- должны кратко и точно отображать содержание;
- не допускаются переносы слов в заголовках;
- точка в конце заголовка не ставится;
- не допускается подчеркивание заголовка;
- при исполнении на компьютере заголовков может набираться жирным шрифтом;
- если заголовок состоит из двух предложений, их разделяют точкой;
- при переходе заголовка на вторую строку она должна быть расположена симметрично первой строке;
- сверху и снизу заголовки выделяются пустыми строками;
- должны располагаться симметрично тексту, кроме заголовков таблиц.

Расстояние между заголовком и текстом при выполнении записки на компьютере и машинописным способом должно быть равно 1 интервалу, а при выполнении рукописным способом – 15 мм. Расстояние между заголовками раздела и подраздела – 2 интервала. Расстояние между заголовками и текстом – 1 интервал, между текстом подраздела или пункта до их следующих заголовков – 2 интервала. Новый раздел (глава) должны начинаться с нового листа.

## 2 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ РАСЧЁТА

$P = 3,5$  МПа и  $t = 435$  °С – начальные параметры пара;

$N_{эл}$ , МВт – электрическая нагрузка;

$Q_{от}^p$ , МВт – отопительная нагрузка;

$t_{пс}/t_{ос}$ , °С – температура сетевой воды;

$D_{п1}$ , т/ч – расход пара на производство 1;

$P_{п1}$ , МПа – давление пара в производственном отборе 1;

$D_{п2}$ , т/ч – расход пара на производство 2;

$P_{п2}$ , МПа – давление пара в производственном отборе 2;

$G_{гвс}$ , т/ч – расход горячей воды;

$Q_{в}$ , МВт – расход теплоты на вентиляцию;

$P_{от}$ , МПа – давление пара на теплофикацию;

Подогреватель высокого давления 1 (ПВД1):  $P_{в} = 0,575$  МПа – давление пара в первом нерегулируемом отборе;

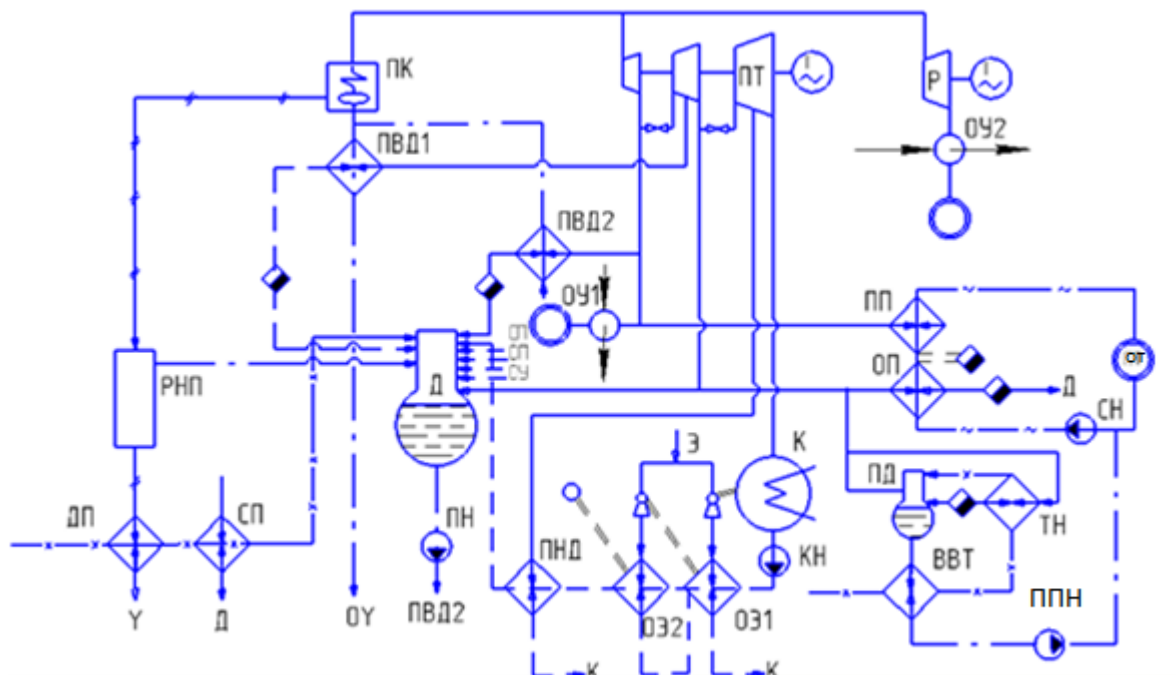
Подогреватель низкого давления (ПНД):  $P_{д} = 0,01$  МПа – давление пара во втором нерегулируемом отборе.

Вид топлива – уголь определённой марки;

Место расположения – город.

Расчёт ведётся для тепловой схемы ТЭС на средние параметры пара, представленной на рисунке 1.





ПК – паровой котёл; Г – электрогенератор; ОУ – охладительная установка; ОТ – отопительная нагрузка; ОП – основной подогреватель; ПП – пиковый подогреватель; Д – деаэратор; К – конденсатор; ПНД – регенеративный подогреватель низкого давления; ПВД – регенеративный подогреватель высокого давления; Э – эжекторная установка; ОЭ – охладитель выхлопа эжекторов, ПД – деаэратор узла подпитки тепловой сети; ТП – теплообменник узла подпитки; ВВТ – водо-водяной теплообменник, РНП – расширитель непрерывной продувки; СП – сальниковый подогреватель; ДП – дренажный подогреватель; КН – конденсационный насос; ПН – питательный насос; СН – сетевой насос; ППН – подпиточный насос

Рисунок 1 – Тепловая схема ТЭС на средние параметры пара

### 3 МЕТОДИКА РАСЧЁТА

ДАНО:

$P = 3,5$  МПа и  $t = 435$  °С – начальные параметры пара;

$N_{эл} = 32$  МВт – электрическая нагрузка;

$Q_{от}^p = 23,8$  МВт – отопительная нагрузка;

$t_{пс}/t_{ос} = 150/48$  °С – температура сетевой воды;

$D_{п1} = 80$  т/ч – расход пара на производство 1;

$P_{п1} = 0,9$  МПа – давление пара в производственном отборе 1;

$D_{п2} = 80$  т/ч – расход пара на производство 2;

$P_{п2} = 0,4$  МПа – давление пара в производственном отборе 2;

$G_{гвс} = 100$  т/ч – расход горячей воды;

$Q_{в} = 6,7$  МВт – расход теплоты на вентиляцию;

$P_{от} = 0,12$  МПа – давление пара на теплофикацию;

Подогреватель высокого давления 1 (ПВД1):  $P_{в} = 0,575$  МПа – давление пара в первом нерегулируемом отборе;

Подогреватель низкого давления (ПНД):  $P_{д} = 0,01$  МПа – давление пара во втором нерегулируемом отборе.

Вид топлива – каменный уголь – Печорский Ж;

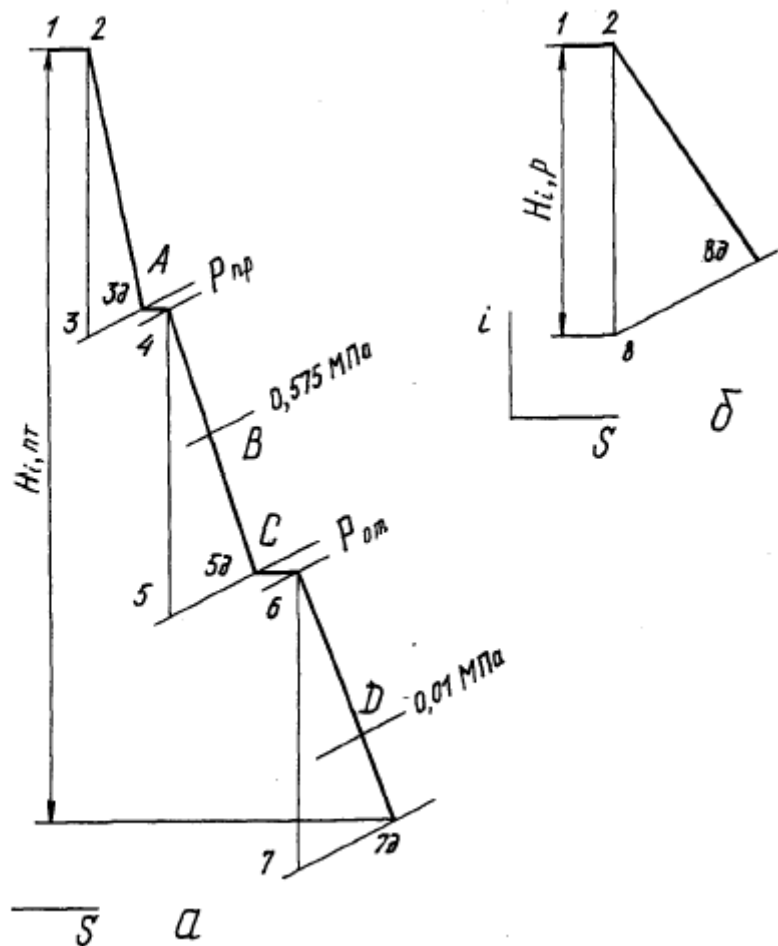
Место расположения – город Архангельск.

#### РАСЧЁТ

Расчёт тепловой схемы ТЭС начинается с построения процесса расширения пара в турбине на  $i$ -s диаграмме (приложение Л).

По давлению  $P = 3,5$  МПа и температуре  $t = 435$  °С перегретого пара перед турбиной находится положение точки 1 (рисунок 2а).

Строится процесс дросселирования пара в стопорном и регулирующих каналах турбины по условию  $i_2 = i_1 = 3305$  кДж/кг;  $P_2 = 0,9 \cdot P_1 = 0,9 \cdot 3,5 = 3,15$  МПа и находятся положение и параметры пара в точке 2 (рисунок 2а).



а – в турбине типа ПТ (паровой теплофикационной турбине);  
 б – в турбине типа Р (турбина противодействия)

Рисунок 2 – Процесс построения расширения пара в турбине

Выполняется процесс расширения пара в цилиндре высокого давления (ЦВД) турбины. Для этого сначала строится процесс изоэнтропного расширения пара до давления в производственном отборе и находятся параметры в точке 3 (рисунок 2а) по условию  $S_3 = S_2$ .

Затем из соотношения:  $\eta = \frac{i_2 - i_{3a}}{i_2 - i_3}$  определяется значение

$i_{3a} = i_2 - \eta_{цвд} \cdot (i_2 - i_3)$ , кДж/кг. По полученному значению и давлению в первом производственном отборе определяются положение и параметры пара в точке 3а (рисунок 2а). Для турбин на средние параметры пара  $\eta_{цвд} = 0,85$ . Изображение процесса расширения в цилиндре высокого давления (ЦВД) получается соединением точек 2 и 3а (рисунок 2а).

Аналогично строится процесс расширения пара в цилиндре среднего давления (ЦСД) и в цилиндре низкого давления (ЦНД) турбины типа ПТ и процесс расширения в турбине типа Р.

Потери давления в регулирующих органах принимаются такими же, как для ЦВД – равными 10 %. Внутренние относительные КПД по проточной части могут быть приняты следующими:  $\eta_{цсд} = 0,8$ ;  $\eta_{цнд} = 0,72$ ;  $\eta_p = 0,78$ .

Параметры пара в нерегулируемых отборах находятся по положению точек пересечения изобар, соответствующих давлениям в отборах, и линий расширения пара в турбинах типа ПТ и Р в координатах  $i$ - $s$  диаграммы.

По окончании построения процесса расширения пара в турбине определяется использованный теплоперепад:

$$\begin{aligned} N_{i,ПТ} &= i_1 - i_{7a}, \text{ кДж/кг;} \\ N_{i,ПТ} &= 3305 - 2362 = 943 \text{ кДж/кг;} \\ N_{i,Р} &= i_1 - i_{8a}, \text{ кДж/кг} \\ N_{i,Р} &= 3305 - 2901 = 404 \text{ кДж/кг.} \end{aligned} \quad (1)$$

Находим коэффициенты недовыработки мощности:

$$\begin{aligned} \varepsilon_A &= \frac{i_A - i_{7a}}{N_{i,ПТ}}, \quad \varepsilon_B = \frac{i_B - i_{7a}}{N_{i,ПТ}}, \\ \varepsilon_C &= \frac{i_C - i_{7a}}{N_{i,ПТ}}, \quad \varepsilon_D = \frac{i_D - i_{7a}}{N_{i,ПТ}}, \end{aligned} \quad (2)$$

$$\begin{aligned} \varepsilon_A &= \frac{3013 - 2362}{943} = 0,69; \quad \varepsilon_B = \frac{2945 - 2362}{943} = 0,62; \\ \varepsilon_C &= \frac{2704 - 2362}{943} = 0,36; \quad \varepsilon_D = \frac{2440 - 2362}{943} = 0,08. \end{aligned}$$

Результаты определения параметров пара в различных точках по проточной части турбин заносим в таблицу 1.

По данным таблицы 1 определяются параметры пара и конденсата в характерных точках системы (использую таблицу водяного пара). Потери давления в паропроводах от турбин до теплообменных устройств (кроме охлаждающей установки ОУ) составляют 10 %. Результаты определения параметров пара и конденсата заносятся в таблицу 2.

Таблица 1 – Параметры пара в проточной части турбины и коэффициенты недовыработки мощности

Параметр	Турбина ПТ												Турбина Р	
	1	2	3	3а (А)	4	В	5	5а (С)	6	D	7	7а	8	8а
P, МПа	3,50	3,15	0,9	0,9	0,81	0,575	0,12	0,12	0,108	0,01	0,004	0,004	0,4	0,4
t, °C	435	433	257	281	279	244	105	115	114	46	29	29	163	219
i, кДж/кг	3305	3305	2962	3013	3013	2945	2627	2704	2704	2440	2229	2362	2787	2901
S, кДж/кгК	6,96	7,01	7,01	7,10	7,15	7,18	7,15	7,35	7,40	7,70	7,40	7,84	7,01	7,25
ε	-----	-----	-----	0,69	-----	0,62	-----	0,36	-----	0,08	-----	-----	-----	-----

14

Таблица 2 – Параметры пара и конденсата в характерных точках системы

Параметр	Теплообменники					
	ОУ1	ПВД2, ПП	ПВД1	ОУ2	ОП, Д, ПД	ПНД
Давление пара в отборе, МПа	0,9	0,9	0,575	0,4	0,12	0,01
Энтальпия пара, кДж/кг	3013	3013	2945	2901	2704	2440
Давление пара в теплообменном устройстве, МПа	0,9	0,81	0,517	0,4	0,108	0,009
Энтальпия конденсата, кДж/кг	743	721	640	605	429	183
Температура конденсата, °C	-----	170	152	-----	102	44

#### 4 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСХОДА ПАРА ВНЕШНИМИ ПОТРЕБИТЕЛЯМИ

**Расход питательной воды на 1 кг пара, поступающего на ОУ1:**

$$G_{OY1} = \frac{i_{п,ОУ1} - i_{п,П1}}{\varphi \cdot (i_{п,П1} - i_{к,П1}) + (i_{к,П1} - i_{пв})}, \text{ кг/кг} \quad (3)$$

$i_{п,ОУ1}$  – энтальпия пара в точке А (рисунок 2а), кДж/кг;

$i_{к,П1}$   $i_{п,П1}$  – энтальпии конденсата и пара при давлении  $P_A$ , кДж/кг;

$\varphi$  – доля испаряемой питательной воды ( $\varphi=0,9$ );

$i_{пв} = 4,19 \cdot t_{пв}$  – энтальпия питательной воды.

$$G_{OY1} = \frac{3013 - 2772}{0,9 \cdot (2772 - 743) + (743 - 4,19 \cdot 102)} = 0,11 \text{ кг/кг}$$

**Расход пара, поступающего на ОУ1:**

$$D_{OY1} = \frac{D_{П1}}{1 + \varphi \cdot G_{OY1}}, \text{ кг/с} \quad (4)$$

Примечание: расход пара дан в т/ч, его необходимо перевести в кг/с.

$$D_{OY1} = \frac{80}{3,6 \cdot (1 + 0,9 \cdot 0,11)} = 20,2 \text{ кг/с.}$$

**Расход питательной воды на 1 кг пара, поступающего на ОУ2:**

$$G_{OY2} = \frac{i_{п,ОУ2} - i_{п,П2}}{\varphi \cdot (i_{п,П2} - i_{к,П2}) + (i_{к,П2} - i_{пв})}, \text{ кг/кг}; \quad (5)$$

$$G_{OY2} = \frac{2901 - 2738}{0,9 \cdot 2133 + 605 - 427,38} = 0,08 \text{ кг/кг.}$$

**Расход пара, поступающего на ОУ2:**

$$D_{OY2} = \frac{D_{П2}}{1 + \varphi \cdot G_{OY2}}, \text{ кг/с}; \quad (6)$$

$$D_{OY2} = \frac{80}{3,6 \cdot (1 + 0,9 \cdot 0,08)} = 20,7 \text{ кг/с.}$$

**Расход пара на отопление и ГВС.**

**Расход сетевой воды на отопление:**

$$G_{СВ} = \frac{Q_{от}^P}{\eta \cdot C_{В} \cdot (t_{ПС} - t_{ОС})}, \text{ кг/с}; \quad (7)$$

$$G_{СВ} = \frac{23,8 \cdot 10^3}{0,98 \cdot 4,19 \cdot (150 - 48)} = 56,8 \text{ кг/с.}$$

**Расход пара на пиковый подогреватель:**

$$D_{\text{ПП}} = \frac{G_{\text{СВ}} \cdot C_{\text{В}} \cdot (t_{\text{ПС}} - t_{\text{ОП}})}{\eta \cdot (i_{\text{П,ПП}} - i_{\text{К,ПП}})} \text{ кг/с}, \quad (8)$$

где  $t_{\text{ОП}}$  – температура сетевой воды на выходе из основного подогревателя,

$t_{\text{ОП}} = t_{\text{к,оп}} - \delta t$ ;  $\delta t$  – температурные потери,  $\delta t = 8 \dots 10$  °С;

$t_{\text{к,оп}}$  – температура конденсата в основном подогревателе (из таблицы 2).

$$D_{\text{ПП}} = \frac{56,8 \cdot 4,19 \cdot (150 - 93)}{0,98 \cdot (3013 - 721)} = 6,04 \text{ кг/с.}$$

**Расход пара на основной подогреватель:**

$$D_{\text{ОП}} = \frac{G_{\text{СВ}} \cdot C_{\text{В}} \cdot (t_{\text{ОП}} - t_{\text{ОС}}) - D_{\text{ПП}} \cdot (i_{\text{К,ПП}} - i_{\text{К,ОП}}) \cdot \eta}{\eta \cdot (i_{\text{П,ОП}} - i_{\text{К,ОП}})}, \text{ кг/с}; \quad (9)$$

$$D_{\text{ОП}} = \frac{56,8 \cdot 4,19 \cdot (93 - 48) - 6,04 \cdot (721 - 429) \cdot 0,98}{0,98 \cdot (2704 - 429)} = 4,03 \text{ кг/с.}$$

**Расход пара на ГВС:**

$$D_{\text{ПД}} = \frac{G_{\text{ГВС}} \cdot C_{\text{В}} \cdot (t_{\text{ОС}} - 5)}{\eta \cdot (i_{\text{П,ПД}} - C_{\text{В}} \cdot 5)}, \text{ кг/с}; \quad (10)$$

$$D_{\text{ПД}} = \frac{27,8 \cdot 4,19 \cdot (48 - 5)}{0,98 \cdot (2704 - 4,19 \cdot 5)} = 1,90 \text{ кг/с.}$$

В тепловой схеме рассчитываемой ТЭС принята открытая схема ГВС, подпитка осуществляется водой, подготовляемой в подпиточном узле,  $t_{\text{воды}} = 5$  °С.

## 5 РАСЧЁТ МОЩНОСТЕЙ ТУРБИН, РАСХОДА ПАРА НА ТУРБИНЫ, ВЫБОР ТИПА И ЧИСЛА ТУРБИН

Турбина с противодавлением типа Р на средние параметры пара не имеет отборов пара на регенеративный подогрев питательной воды, поэтому расход пара на турбину равен расходу пара на ОУ2.

**Мощность, развиваемая турбинами типа Р:**

$$N_p = D_p \cdot H_{ip} \cdot \eta_m \cdot \eta_{эг}, \text{ кВт} \quad (11)$$

где  $\eta_m = 0,98$  – механический КПД,  $\eta_{эг} = 0,96$  – КПД электрогенератора.

$$N_p = 20,7 \cdot 404 \cdot 0,98 \cdot 0,96 = 7868 \text{ кВт}$$

По найденной мощности  $N_p$  выбираем турбину противодействия.

**Мощность, развиваемая турбинами типа ПТ:**

$$N_{пт} = N_{э} - N_p, \text{ МВт} \quad (12)$$

$$N_{пт} = 32 - 7,87 = 24,13 \text{ МВт}$$

По найденной мощности  $N_{пт}$  выбираем тип и число турбин ПТ.

**Расход пара на ПВД2:**

Подогреватель высокого давления ПВД2 предназначен для нагрева питательной воды в количестве, соответствующем расходу конденсата греющего пара производства 2 (П2).

$$D_{пвд2} = \frac{G_{пв,пвд2} \cdot (i_{пв,пвд2} - i_{пв,д})}{\eta \cdot (i_{п,пвд2} - i_{к,пвд2})}, \text{ кг/с}, \quad (13)$$

где  $G_{пв,пвд2} = D_{оу2} \cdot (1 + \alpha_{пр})$ ;  $\alpha_{пр} = 2...5\%$  – коэффициент, учитывающий расход котловой воды на непрерывную продувку;

$i_{пв,пвд2} = C_v \cdot t_{пв,пвд2}$ ,  $t_{пв,пвд2} = 145 \text{ }^\circ\text{C}$  – температура питательной воды на выходе из ПВД2 принята равной  $145 \text{ }^\circ\text{C}$ , что соответствует требованиям по температуре питательной воды для паровых котлов на средние параметры пара,  $C_v$  – теплоёмкость воды;

$$i_{пв,д} = C_v \cdot t_{пв}, \quad t_{пв} = 102 \text{ }^\circ\text{C}.$$

$$D_{пвд2} = \frac{20,7 \cdot (1 + 0,035) \cdot (4,19 \cdot 145 - 4,19 \cdot 102)}{0,98 \cdot (3013 - 721)} = 1,72 \text{ кг/с}.$$



**Расход пара на турбины типа ПТ:**

$$D_{\text{ПТ}} = \frac{\frac{N_{\text{ПТ}}}{H_{i,\text{ПТ}} \cdot \eta_{\text{м}} \cdot \eta_{\text{эГ}}} + (D_{0У1} + D_{\text{ПП}} + D_{\text{ПВД2}}) \cdot \varepsilon_{\text{А}} + (D_{0\text{П}} + D_{\text{ПД}}) \cdot \varepsilon_{\text{С}}}{1 - \alpha_{\text{ПВД1}} \cdot \varepsilon_{\text{В}} - \alpha_{\text{Д}} \cdot \varepsilon_{\text{С}} - \alpha_{\text{ПНД}} \cdot \varepsilon_{\text{Д}}}, \quad (14)$$

где  $\alpha_{\text{Д}} = 0,1$ ;  $\alpha_{\text{ПВД1}} = 0,1$ ;  $\alpha_{\text{ПНД}} = 0,015$  – доли расходов пара на деаэратор Д, подогреватель высокого давления ПВД1 и подогреватель низкого давления ПНД,  $\varepsilon$  – коэффициенты недовыработки мощности.

$$D_{\text{ПТ}} = \frac{\frac{24 \cdot 10^6}{943 \cdot 10^3 \cdot 0,98 \cdot 0,96} + (20,2 + 6,04 + 1,72) \cdot 0,69 + (4,03 + 1,90) \cdot 0,36}{1 - 0,1 \cdot 0,62 - 0,1 \cdot 0,36 - 0,015 \cdot 0,08} = 53,81 \text{ кг/с.}$$

## 6 ПОДБОР ПАРОВЫХ КОТЛОВ

Выбор типа и количества паровых котлов для ТЭС производится по максимальному расходу пара с учётом заданного вида топлива. Суммарная производительность включенных котлов и 1 котёл резервный должны обеспечивать расход пара на все турбины и собственные нужды (СН) котельного цеха, составляющие 2 % от расхода пара на турбины.

***Максимальная производительность котельного цеха:***

$$D_{\text{кот}} = (1 + \alpha_{\text{СН}}) \cdot (D_{\text{р}} + D_{\text{пт}}), \text{ где } \alpha_{\text{СН}} = 0,02; \quad (15)$$

$$D_{\text{кот}} = (1 + 0,02) \cdot (20,7 + 53,81) = 76,0 \text{ кг/с.}$$

Переводим полученные данные в т/ч и выбираем тип и количество устанавливаемых котлов.

## 7 РАСЧЁТ ГОДОВОЙ ВЫРАБОТКИ ТЕПЛОТЫ, ПАРА И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

### *Годовые расходы пара технологическим потребителям:*

Годовые расходы на технологические нужды определяются из условия непрерывной работы технологического оборудования в течении 345 суток (20 суток составляет ремонтный период).

#### *Расход пара на производство 1:*

$$D_{П1}^{год} = 3600 \cdot 24 \cdot 345 \cdot D_{ОУ1}, \text{ т/год}; \quad (16)$$

$$D_{П1}^{год} = 3600 \cdot 24 \cdot 345 \cdot 20,2 = 6,02 \cdot 10^5 \text{ т/год}.$$

#### *Расход пара на производство 2:*

$$D_{П2}^{год} = 3600 \cdot 24 \cdot 345 \cdot D_{ОУ2}, \text{ т/год}; \quad (17)$$

$$D_{П2}^{год} = 3600 \cdot 24 \cdot 345 \cdot 20,7 = 6,17 \cdot 10^5 \text{ т/год}.$$

### *Расход пара на отопление и ГВС*

#### *Годовой расход тепла на отопление:*

$$Q_{от}^{год} = Q_{от} \cdot \frac{t_{вн} - t_{н}^{cp}}{t_{вн} - t_{н,от}^p} \cdot z, \text{ МВт}\cdot\text{ч}, \quad (18)$$

где  $t_{вн} = 18 \text{ }^\circ\text{C}$  – внутренняя температура воздуха в помещении;

$t_{н}^{cp}$  – средняя температура наружного воздуха для отопления (приложение И);

$t_{н,от}^p$  – расчётная температура воздуха для отопления (приложение И);

$Z$  – число часов отопительного периода (приложение И).

$$Q_{от}^{год} = 23,8 \cdot \frac{18+4,7}{18+32} \cdot 6024 = 6,5 \cdot 10^4 \text{ МВт}\cdot\text{ч} = 2,34 \cdot 10^8 \text{ МДж}.$$

#### *Годовой расход тепла на вентиляцию:*

$$Q_{в}^{год} = Q_{в} \cdot \frac{t_{вн} - t_{н}^{cp}}{t_{вн} - t_{н,в}^p} \cdot z, \text{ МВт}\cdot\text{ч}, \quad (19)$$

где  $t_{н,в}^p$  – расчётная наружная температура воздуха для вентиляции (приложение И).

$$Q_{в}^{год} = 6,7 \cdot \frac{18+4,7}{18+19} \cdot 6024 = 2,48 \cdot 10^4 \text{ МВт}\cdot\text{ч} = 0,89 \cdot 10^8 \text{ МДж}.$$

**Годовая нагрузка на отопление и вентиляцию** распределяется между пиковым и основным подогревателем следующим образом:

$$Q_{\text{ПП}}^{\text{год}} = 0,1 \cdot (Q_{\text{от}}^{\text{год}} + Q_{\text{в}}^{\text{год}}), \text{ МДж}; \quad (20)$$

$$Q_{\text{ПП}}^{\text{год}} = 0,1 \cdot (6,5 \cdot 10^4 + 2,48 \cdot 10^4) = 0,9 \cdot 10^4 \text{ МВт} \cdot \text{ч} = 0,32 \cdot 10^8 \text{ МДж}.$$

$$Q_{\text{ОП}}^{\text{год}} = 0,9 \cdot (Q_{\text{от}}^{\text{год}} + Q_{\text{в}}^{\text{год}}), \text{ МДж}; \quad (21)$$

$$Q_{\text{ОП}}^{\text{год}} = 0,9 \cdot (6,5 \cdot 10^4 + 2,48 \cdot 10^4) = 8,1 \cdot 10^4 \text{ МВт} \cdot \text{ч} = 2,92 \cdot 10^8 \text{ МДж}.$$

**Годовые расходы пара на пиковый и основной подогреватели:**

$$D_{\text{ПП}}^{\text{год}} = \frac{Q_{\text{ПП}}^{\text{год}}}{(i_{\text{п,пп}} - i_{\text{к,пп}}) \cdot \eta}, \text{ т/год } (\eta=0,98); \quad (22)$$

$$D_{\text{ПП}}^{\text{год}} = \frac{0,32 \cdot 10^8}{(3013 - 721) \cdot 0,98} = 14247 \text{ т/год}.$$

$$D_{\text{ОП}}^{\text{год}} = \frac{Q_{\text{ОП}}^{\text{год}} - D_{\text{ПП}}^{\text{год}} \cdot (i_{\text{к,пп}} - i_{\text{к,оп}}) \cdot \eta}{(i_{\text{п,оп}} - i_{\text{к,оп}}) \cdot \eta}, \text{ т/год } (\eta=0,98); \quad (23)$$

$$D_{\text{ОП}}^{\text{год}} = \frac{2,92 \cdot 10^8 - 14247 \cdot (721 - 429) \cdot 0,98}{(2704 - 429) \cdot 0,98} = 129177 \text{ т/год}.$$

**Годовой расход пара на ГВС:**

$$D_{\text{ГВС}}^{\text{год}} = D_{\text{ПД}} \cdot 345 \cdot 24, \text{ т/год}; \quad (24)$$

$$D_{\text{ГВС}}^{\text{год}} = 1,90 \cdot 3,6 \cdot 345 \cdot 24 = 56635 \text{ т/год}.$$

**Годовой расход пара на ПВД2:**

$$D_{\text{ПВД2}}^{\text{год}} = D_{\text{ПВД2}} \cdot 345 \cdot 24, \text{ т/год}; \quad (25)$$

$$D_{\text{ПВД2}}^{\text{год}} = 1,72 \cdot 3,6 \cdot 345 \cdot 24 = 51270 \text{ т/год}.$$

**Годовые расходы пара составляют:**

**- из турбины противодавления,  $P=P_{\text{П2}}$ , МПа:**

$$D_{P=P_{\text{П2}}}^{\text{год}} = D_P = D_{\text{П2}}, \text{ т/год} - \text{из формулы 17};$$

$$D_{P=0,4}^{\text{год}} = 6,17 \cdot 10^5 \text{ т/год}.$$

**- из производственного отбора турбины,  $P=P_{П1}$ , МПа:**

$$D_{P=P_{П1}}^{\text{год}} = D_{П1}^{\text{год}} + D_{ПП}^{\text{год}} + D_{ПВД2}^{\text{год}}, \text{ т/год} \quad (26)$$

$$D_{P=0,9}^{\text{год}} = 602000 + 14247 + 51270 = 667517 = 6,68 \cdot 10^5 \text{ т/год}$$

**- из теплофикационного отбора турбины,  $P=P_{от}$ , МПа:**

$$D_{P=P_{от}}^{\text{год}} = D_{ОП}^{\text{год}} + D_{ГВС}^{\text{год}}, \text{ т/год} \quad (27)$$

$$D_{P=0,12}^{\text{год}} = 129177 + 56635 = 185812 = 1,86 \cdot 10^5 \text{ т/год}$$

**Годовая выработка электроэнергии**

**1 Турбиной  $P$ :**

$$\mathcal{E}_P^{\text{год}} = \frac{D_{P=P_{П2}}^{\text{год}} \cdot H_{i,p} \cdot \eta_m \cdot \eta_{эг}}{3600}, \text{ МВт}\cdot\text{ч}; \quad (28)$$

$$\mathcal{E}_P^{\text{год}} = \frac{6,17 \cdot 10^5 \cdot 404 \cdot 0,98 \cdot 0,96}{3600} = 65,1 \cdot 10^3 \text{ МВт}\cdot\text{ч}.$$

**2 Турбиной типа ПТ:**

$$\mathcal{E}_{ПТ}^{\text{год}} = n \cdot N_{ПТ}^{\text{ном}} \cdot K_{и} \cdot 365 \cdot 24, \text{ МВт}\cdot\text{ч}, \quad (29)$$

где  $n$  – количество турбин типа ПТ,

$K_{и} = 0,8$  – коэффициент использования установленной мощности.

$$\mathcal{E}_{ПТ}^{\text{год}} = 2 \cdot 12 \cdot 0,8 \cdot 365 \cdot 24 = 168,2 \cdot 10^3 \text{ МВт}\cdot\text{ч}.$$

**3 Суммарная годовая выработка электроэнергии турбинами:**

$$\mathcal{E}^{\text{год}} = \mathcal{E}_P^{\text{год}} + \mathcal{E}_{ПТ}^{\text{год}}, \text{ МВт}\cdot\text{ч}; \quad (30)$$

$$\mathcal{E}^{\text{год}} = 65,1 \cdot 10^3 + 168,2 \cdot 10^3 = 233,3 \cdot 10^3 \text{ МВт}\cdot\text{ч}.$$

**Годовая выработка пара**

**Годовой расход пара на турбины типа ПТ:**

$$D_{ПТ}^{\text{год}} = \frac{\frac{\mathcal{E}_{ПТ}^{\text{год}} \cdot 3600}{H_{i,ПТ} \cdot \eta_m \cdot \eta_{эг}} + D_{P=P_{П1}}^{\text{год}} \cdot \varepsilon_A + D_{P=P_{от}}^{\text{год}} \cdot \varepsilon_C}{1 - \alpha_{ПВД1} \cdot \varepsilon_B - \alpha_D \cdot \varepsilon_C - \alpha_{ПНД} \cdot \varepsilon_D}, \text{ т/год}; \quad (31)$$

$$D_{ПТ}^{\text{год}} = \frac{168,2 \cdot 10^3 \cdot 3600 \cdot 10^6}{943 \cdot 10^3 \cdot 0,98 \cdot 0,96 \cdot 10^3} + 667517 \cdot 0,69 + 185812 \cdot 0,36}{1 - 0,1 \cdot 0,62 - 0,1 \cdot 0,36 - 0,015 \cdot 0,08} = 1343466 \text{ т/год}.$$

**Годовая производительность котельной с учётом 2% расхода пара на СН:**

$$D_{\text{кот}}^{\text{год}} = 1,02 \cdot (D_P^{\text{год}} + D_{ПТ}^{\text{год}}), \text{ т/год}; \quad (32)$$

$$D_{\text{КОТ}}^{\text{ГОД}} = 1,02 \cdot (6,17 \cdot 10^5 + 13,4 \cdot 10^5) \text{ т/ГОД.}$$

**Годовая выработка тепла для внешних потребителей**

**Годовой расход тепла на производство 1:**

$$Q_{\text{П1}}^{\text{ГОД}} = D_{\text{П1}}^{\text{ГОД}} \cdot i_{\text{П,П1}}, \text{ МВт}\cdot\text{ч/ГОД;} \quad (33)$$

$$Q_{\text{П1}}^{\text{ГОД}} = \frac{6,02 \cdot 10^5 \cdot 2770}{3600} = 463206 \text{ МВт}\cdot\text{ч/ГОД.}$$

(чтобы получить данную размерность необходимо перевести кДж в МВт·ч)

**Годовой расход тепла на производство 2:**

$$Q_{\text{П2}}^{\text{ГОД}} = D_{\text{П2}}^{\text{ГОД}} \cdot (i_{\text{П,П2}} - 0,8 \cdot i_{\text{К,П2}}), \text{ МВт}\cdot\text{ч/ГОД,} \quad (34)$$

где  $i_{\text{П,П2}}$ ,  $i_{\text{К,П2}}$  – находятся из таблицы водяного пара, значения энтальпий при давлении производственного отбора Рп2;

коэффициент 0,8 учитывает суммарные потери тепла, связанные с утечками конденсата в паропроводах и в производстве, а также в связи с охлаждением конденсата в трубопроводе.

$$Q_{\text{П2}}^{\text{ГОД}} = \frac{6,17 \cdot 10^5 \cdot (2738 - 0,8 \cdot 605)}{3600} = 386311 \text{ МВт}\cdot\text{ч/ГОД.}$$

**Годовой расход тепла на ГВС:**

$$Q_{\text{ГВС}}^{\text{ГОД}} = Q_{\text{ГВС}} \cdot 345 \cdot 24, \text{ МВт/ГОД,} \quad (35)$$

$$\text{где } Q_{\text{ГВС}} = G_{\text{ГВС}} \cdot \eta \cdot C_{\text{В}} \cdot (t_{\text{ОС}} - 5) = \frac{100 \cdot 10^3}{3600} \cdot 0,98 \cdot 4,19 \cdot (48 - 5) = 4,905 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{ГВС}}^{\text{ГОД}} = 4,905 \cdot 345 \cdot 24 = 40613 \text{ МВт/ГОД}$$

**Годовой расход тепла на отопление:**

$$Q_{\text{ОТ}}^{\text{ГОД}} = 6,5 \cdot 10^4 \text{ МВт} \cdot \text{ч} - \text{из формулы (18).}$$

**Годовой расход тепла на вентиляцию:**

$$Q_{\text{В}}^{\text{ГОД}} = 2,48 \cdot 10^4 \text{ МВт}\cdot\text{ч} - \text{из формулы (19).}$$

**Суммарный годовой отпуск тепла внешним потребителям:**

$$Q_{\text{ВП}}^{\text{ГОД}} = Q_{\text{П1}}^{\text{ГОД}} + Q_{\text{П2}}^{\text{ГОД}} + Q_{\text{ГВС}}^{\text{ГОД}} + Q_{\text{ОТ}}^{\text{ГОД}} + Q_{\text{В}}^{\text{ГОД}}, \text{ МВт}\cdot\text{ч/ГОД;} \quad (36)$$

$$Q_{\text{ВП}}^{\text{ГОД}} = 463206 + 386511 + 40613 + 65000 + 24800 = 980130 = 98,01 \text{ МВт}\cdot\text{ч/ГОД.}$$

## 8 ОПРЕДЕЛЕНИЕ КПД КОТЛОАГРЕГАТА И РАСХОДА ТОПЛИВА

**Величина КПД котлоагрегата  $\eta_{КА}$** , необходимая для расчёта годового расхода топлива, определяется из теплового баланса котлоагрегата:

$$\eta_{КА} = 100 - \sum q_i, \quad (37)$$

где  $\sum q_i = q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6$  – сумма тепловых потерь. (38)

**Тепловые потери с уходящими газами:**

$$q = \frac{(I_{уx} - \alpha_{уx} \cdot I_{хв}) \cdot (100 - q_4)}{Q_H^P}, \quad (39)$$

где  $I_{уx}$  – энтальпия уходящих газов, кДж/кг;

$I_{хв}$  – энтальпия холодного воздуха ( $t=30^\circ$ ), кДж/кг;

$\alpha_{уx} = \alpha_t + \Delta\alpha$  – коэффициент избытка воздуха в уходящих газах за котлоагрегатом;  $\alpha_t$  – коэффициент избытка воздуха в топке, принимается по приложению Д (зависит от вида топлива);  $\Delta\alpha = 0,15$  – сумма присосов по газовому тракту котла.

**Энтальпия продуктов сгорания при  $\alpha_t = 1$  и температура уходящих газов:**

$$I_{уx} = I_{уx}^0 + (\alpha_{уx} - 1) \cdot I_{хв}, \quad (40)$$

где  $I_{уx}^0$  – энтальпия продуктов сгорания при  $\alpha_t = 1$  кДж/кг.

Для определения  $I_{уx}$ ,  $I_{хв}$  необходимо выполнить расчёты по воздуху и продуктам сгорания.

По приложению В определяем элементарный состав рабочей массы топлива для заданного топлива:  $C^P$ ,  $H^P$ ,  $S_{л}^P$ ,  $O^P$ ,  $N^P$ ,  $A^P$ ,  $W^P$ .

**Теоретически необходимое количество воздуха:**

$$V^0 = 0,0889 \cdot (C^P + 0,375 \cdot S_{л}^P) + 0,265 \cdot H^P - 0,0333 \cdot O^P, \text{ м}^3/\text{кг}; \quad (41)$$

$$V^0 = 0,0889 \cdot (59,6 + 0,375 \cdot 0,8) + 0,265 \cdot 3,8 - 0,0333 \cdot 5,4 = 6,15 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

**Теоретический объём азота ( $N_2$ ):**

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot V^0 + 0,8 \cdot N^P / 100, \text{ м}^3/\text{кг}; \quad (42)$$

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot 6,15 + 0,8 \cdot 1,3 / 100 = 4,87 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

**Объём трёхатомных газов ( $RO_2$ ):**

$$V_{RO_2} = 0,0187 \cdot (C^P + 0,375 \cdot S^P_{л}), \text{ м}^3/\text{кг}; \quad (43)$$

$$V_{RO_2} = 0,0187 \cdot (59,6 + 0,375 \cdot 0,8) = 1,12 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

**Теоретический объём водяных паров ( $H_2O$ ):**

$$V^0_{H_2O} = 0,0124 \cdot (9 \cdot H^P + W^P) + 0,0161 \cdot V^0, \text{ м}^3/\text{кг}; \quad (44)$$

$$V^0_{H_2O} = 0,0124 \cdot (9 \cdot 3,8 + 5,5) + 0,0161 \cdot 6,15 = 0,59 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

**Полный объём продуктов сгорания при  $\alpha_T = 1$ :**

$$V^0_{\Gamma} = V_{RO_2} + V^0_{N_2} + V^0_{H_2O}, \text{ м}^3/\text{кг}; \quad (45)$$

$$V^0_{\Gamma} = 1,12 + 4,87 + 0,59 = 6,58 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

**Энтальпия продуктов сгорания при  $\alpha_T = 1$  и  $t = t_{yx}$ :**

$$I^0_{yx} = I_{RO_2} + I^0_{N_2} + I^0_{H_2O} = V_{RO_2} \cdot (Ct)_{CO_2} + V^0_{N_2} \cdot (Ct)_{N_2} + V^0_{H_2O} \cdot (Ct)_{H_2O},$$

кДж/кг; (46)

$$I^0_{yx} = 1,12 \cdot 1,69 \cdot 115 + 4,87 \cdot 1,3 \cdot 115 + 0,59 \cdot 1,51 \cdot 115 = 1048 \text{ кДж/кг}.$$

Теплоёмкости продуктов сгорания при температура уходящих газов  $t_{yx} = 115$  ° (температура берётся из приложения Б):

$$C_{CO_2} = 1,69 \text{ кДж/м}^3\text{К}; \quad C_{N_2} = 1,3 \text{ кДж/м}^3\text{К}; \quad C_{H_2O} = 1,51 \text{ кДж/м}^3\text{К};$$
$$C_B = 1,32 \text{ кДж/м}^3\text{К}.$$

$$I_{xB} = V^0 \cdot (Ct)_B, \text{ кДж/кг}; \quad (47)$$

$$I_{xB} = 6,15 \cdot 1,32 \cdot 115 = 933,6 \text{ кДж/кг}.$$

Находим энтальпию уходящих газов  $I_{yx}$  по формуле (40):

$$I_{yx} = 1048 + (1,35 - 1) \cdot 933,6 = 1375 \text{ кДж/кг}.$$

**Тепловые потери с уходящими газами:**

$$q_2 = \frac{(I_{yx} - \alpha_{yx} \cdot I_{xB}) \cdot (100 - q_4)}{Q^P_H} \%, \quad (48)$$

где  $Q^P_H$  – низшая теплота сгорания рабочей массы твёрдого топлива, принимается по таблице приложения В или на основании анализа проб газа, кДж/кг;



потери тепла от химической и механической неполноты сгорания определяются по приложению Д.

потери тепла в окружающую среду  $q_5$  зависят от выбранного котлоагрегата, для котлоагрегатов производительностью  $D \geq 75$  т/ч  $q_5 = 0,6$  %;

потерями с физическим теплом шлака можно пренебречь, т. е.  $q_6 = 0$ ;

С учётом всех найденных потерь тепла находим КПД котлоагрегата по формуле (38):  $\eta_{КА} = 100 - 0,5 - 1,5 - 0,6 = 97,4$  %.

$$q_2 = \frac{(1375 - 1,35 \cdot 933,6) \cdot (100 - 1,5)}{23,7 \cdot 10^3} = 0,48 \approx 0,5 \text{ \%} .$$

**Годовой расход топлива на котлоагрегаты** с учётом потерь тепла при продувке котлов ( $P=3$  %):

$$B_{\text{кот}}^{\text{год}} = \frac{D_{\text{кот}}^{\text{год}} \cdot [(i_{\text{ПП}} - i_{\text{ПВ}}) + \frac{P}{100} \cdot (i_{\text{КВ}} - i_{\text{ПВ}})]}{\eta_{КА} \cdot Q_{\text{Н}}^P}, \text{ т/год}, \quad (49)$$

где  $i_{\text{ПП}}$  – энтальпия перегретого пара на выходе из пароперегревателя при номинальных параметрах  $P = 4$  МПа и  $t_{\text{ПП}} = 440$  °С;

$i_{\text{КВ}}$  – энтальпия котловой воды при  $P = 4$  МПа и  $t_{\text{КВ}} = 145$  °С;

$D_{\text{кот}}^{\text{год}}$  – годовая производительность котельной, формула (32).

$$B_{\text{кот}}^{\text{год}} = \frac{19,57 \cdot 10^5 \cdot \left[ (3308 - 4,19 \cdot 145) + \frac{3}{100} \cdot (1089 - 4,19 \cdot 145) \right]}{0,974 \cdot 23700} =$$

$$= 230122 = 23,01 \cdot 10^4 \text{ т/год}.$$

## 9 РАСЧЁТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ТЕПЛОЙ ЭКОНОМИЧНОСТИ ТЭС

### *Годовой расход топлива на выработку тепла:*

$$B_T^{\text{год}} = \frac{Q_{\text{ВП}}^{\text{год}}}{\eta_{\text{КА}} \eta_{\text{ТП}} Q_{\text{Н}}^{\text{Р}}}, \text{ т/ГОД}; \quad (51)$$

$\eta_{\text{ТП}} = 0,99$  – КПД, учитывающий потери в паропроводах;

$Q_{\text{ВП}}^{\text{год}}$  – суммарный годовой отпуск тепла внешним потребителям, формула (37).

$$B_T^{\text{год}} = \frac{980130 \cdot 3600}{0,974 \cdot 0,99 \cdot 23700} = 154399 = 15,4 \cdot 10^4 \text{ т/ГОД}.$$

### *Годовой расход топлива на выработку электроэнергии:*

$$B_{\text{Э}}^{\text{год}} = B_{\text{КОТ}}^{\text{год}} - B_T^{\text{год}}, \text{ т/ГОД} \quad (52)$$

$$B_{\text{Э}}^{\text{год}} = 230122 - 154399 = 75723 = 7,57 \cdot 10^4 \text{ т/ГОД}.$$

### *Частный КПД по выработке электроэнергии:*

$$\eta_{\text{ТЭЦ}}^{\text{Э}} = \frac{\text{Э}^{\text{год}} \cdot 3600}{B_{\text{Э}}^{\text{год}} \cdot Q_{\text{Н}}^{\text{Р}}}; \quad (53)$$

$$\eta_{\text{ТЭЦ}}^{\text{Э}} = \frac{233,3 \cdot 10^3 \cdot 3600}{75723 \cdot 23700} = 0,47.$$

### *Частный КПД по выработке тепловой энергии:*

$$\eta_{\text{ТЭЦ}}^{\text{Т}} = \eta_{\text{КА}} \cdot \eta_{\text{ТП}}; \quad (54)$$

$$\eta_{\text{ТЭЦ}}^{\text{Т}} = 0,974 \cdot 0,99 = 0,96.$$

### *Удельные расходы топлива на выработку электроэнергии:*

**- натурального:**

$$b_{\text{Э}}^{\text{Н}} = \frac{3600}{\eta_{\text{ТЭЦ}}^{\text{Э}} \cdot Q_{\text{Н}}^{\text{Р}}}, \text{ кг/кВт}\cdot\text{ч}; \quad (55)$$

$$b_{\text{Э}}^{\text{Н}} = \frac{3600}{0,47 \cdot 23700} = 0,323 \text{ кг/кВт}\cdot\text{ч}.$$

**- условного:**

$$b_{\text{Э}}^{\text{У}} = \frac{3600}{\eta_{\text{ТЭЦ}}^{\text{Э}} \cdot Q_{\text{Усл}}^{\text{Р}}}, \text{ кг/кВт}\cdot\text{ч}; \quad (56)$$

где  $Q_{\text{Усл}}^{\text{Р}} = 29300$  кДж/кг – теплота сгорания условного топлива.

$$b_{\text{э}}^y = \frac{3600}{0,47 \cdot 29300} = 0,261 \text{ кг/кВт}\cdot\text{ч.}$$

**Удельные расходы топлива на выработку тепловой энергии:**

**- натурального:**

$$b_{\text{T}}^{\text{H}} = \frac{10^6}{\eta_{\text{TЭЦ}} \cdot Q_{\text{H}}^{\text{P}}}, \text{ кг/ГДж}; \quad (57)$$

$$b_{\text{T}}^{\text{H}} = \frac{10^6}{0,96 \cdot 23700} = 43,95 \text{ кг/ГДж.}$$

**- условного:**

$$b_{\text{T}}^y = \frac{10^6}{\eta_{\text{TЭЦ}} \cdot 29300}, \text{ кг/ГДж}; \quad (58)$$

$$b_{\text{T}}^y = \frac{10^6}{0,96 \cdot 29300} = 35,55 \text{ кг/ГДж.}$$

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Теплотехника. Расчёт элементов тепловых схем методом энергетического баланса : учеб. пособие к курсовому проектированию для студ. спец. 260200, 260300 всех форм обуч. / Л. Д. Ахрямкина, И. М. Владимирова, Н. В. Дзыга; М-во образования Рос. Фед., Сиб. гос. технол. ун-т. – Красноярск : СибГТУ, 2002. – 32 с.
- 2 Контроль и диагностика тепломеханического оборудования ТЭС и АЭС : учеб. пособие для студ. вузов / А. Г. Герасимова; Университетская библиотека онлайн (ЭБС). – Минск: Вышэйш. шк., 2011. – 272 с. – URL: [http://www.biblioclub.ru/index.php?page = book\\_view&book\\_id = 119839](http://www.biblioclub.ru/index.php?page = book_view&book_id = 119839) (25.10.2018).
- 3 Трухний, А. Д. Стационарные паровые турбины: производст. изд. / А. Д. Трухний; ред. А. Д. Трухний. – 2-е изд., перераб. и доп. – Москва : Энергоатомиздат, 1990. – 640 с.
- 4 Трухний, А. Д. Теплофикационные паровые турбины и турбоустановки : учебное пособие для вузов / А. Д. Трухний, Б. В. Ломакин. – Москва : Изд-во МЭИ, 2002. – 540 с.
- 5 Тепловой расчёт котельных агрегатов. Нормативный метод / Н. В. Кузнецов [и др.]; ред. Н. В. Кузнецов. – 2-е изд., перераб. – Репринтное воспроизведение издания 1973 г. – Москва : ЭКОЛИТ, 2011. – 296 с.
- 6 Теплоэнергетика и теплотехника: справ. серия в 4 кн. / под общ. ред. В. А. Григорьева, В. М. Зорина. – 2-е изд., перераб. – Москва : Энергоатомиздат, 1987-1988. Кн. 1.
- 7 Промышленная теплоэнергетика и теплотехника: справочник в 4-х кн. / под общ. ред. А. В. Клименко, В. М. Зорина. – 4-е изд., перераб. – Москва : Изд-во МЭИ, 2007. – 632 с.
- 8 Источники производства теплоты. Расчет тепловой схемы ТЭС : методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления бакалавриата 40100 «Теплоэнергетика и теплотехника» (профиль «Промышленная теплоэнергетика») всех форм обучения / Сыкт. лесн. ин-т; сост. – Т. Л. Леканова, Е. Г. Казакова. – Сыктывкар : СЛИ, 2014. – URL: <http://lib.sfi.komi.com> (25.10.2018).
- 9 Шляхин П. Н. Краткий справочник по паротурбинным установкам / П. Н. Шляхин, М. Л. Бершадский. – Москва – Ленинград : Госэнергоизд, 1961. – 128 с.

## ПРИЛОЖЕНИЯ

### Приложение А (справочное)

#### Паровые котлы на различные давления и перегревы

Таблица А.1 — Паровые котлы на давление 4,0 МПа с перегревом пара до 440 °С

<i>D</i> , т/ч	Обозначение по ГОСТ	Топливо	Заводская маркировка
35	Е-35-40Н	Каменный уголь	—
	Е-35-40	Каменный уголь	К-35-40
		Бурый уголь	Б-35-40
		Торф	Т-35-40
	Е-50-40-ГМ	Газ, мазут	БГМ-35М
Е-50-40Н	Каменный уголь	—	
50	Е-50-40	Каменный уголь	К-50-40
		Бурый уголь	
		Торф	
	Е-50-40	Мазут, газ	ГМ-50-1
75	Е-75-40Н	Каменный уголь	—
	Е-75-40МТ	Кора	КМ-75-40
	Е-75-40	Каменный уголь	БКЗ-75-39-ФБ
		Бурый уголь	
		Торф	
		АШ	
Е-75-40-ГМ	Газ, мазут	БКЗ-75-39-ФБЖ	
		БКЗ-75-39-ГМА	

Таблица А.2 — Паровые котлы на давление 9,8 МПа с перегревом пара до 540 °С

<i>D</i> , т/ч	Обозначение по ГОСТ	Топливо	Заводская маркировка
120	Е-120-100-ГМ	Газ, мазут	БКЗ-120-100-ГМ-3
160	Е-160-100-ГМ	Газ, мазут	БКЗ-160-100-ГМ-3
220	Е-220-100	Каменный уголь	БКЗ-220-100-6
			ТП-14-А
		Бурый уголь	БКЗ-220-100-6
			ТП-152/А
	Е-220-100-1М	Газ, мазут	ТГМ-151/Б

Приложение Б  
(рекомендуемое)  
Рекомендуемая температура уходящих газов

Топливо		Давление, $P$ , МПа	
		4,0	10,0
		Температура, °С	
Твердое топливо	$W^P/Q_n^P \leq 1 \text{ \%кг / МДж}$	110...120	110...130
	$W^P/Q_n^P = 1...5 \text{ \%кг / МДж}$	110...130	120...150
	$W^P/Q_n^P > 5 \text{ \%кг / МДж}$	130...140	160...170
Мазут	$S_n^P < 0,5 \text{ \%}$	110...120	
	$S_n^P = 0,5...2,0 \text{ \%}$	130...140	
	$S_n^P > 2,0 \text{ \%}$	150...160	
Природный газ		110...120	

Приложение В  
(справочное)  
Расчетные характеристики рабочей массы твердых и жидких топлив

Бассейн месторождения	Состав рабочей массы топлива, %							$Q_n^P$ , МДж/кг	$V^r$ , %	
	$W^P$	$A^P$	$S_n^P$	$C^P$	$N^P$	$O^P$	$H^P$			
Донецкий Г	Д	13,0	21,8	3,0	49,3	1,0	8,3	3,6	19,6	44,0
	Г	8,0	23,0	3,2	55,2	1,0	5,8	3,8	22,0	44,0
	А	8,5	22,9	1,7	69,8	0,6	1,3	1,6	22,6	3,5
Кузнецкий Т	Д	12,0	13,2	0,3	58,7	1,9	9,7	4,2	22,8	42
	Т	6,5	16,8	0,4	68,6	1,5	3,1	3,1	26,2	13,0
	Ж	7,0	30,7	0,7	53,6	1,6	3,4	3,0	21,0	23,0
Печорский Ж	Ж	5,5	23,6	0,8	59,6	1,3	5,4	3,8	23,7	33,0
	Д	11,0	25,4	2,6	47,7	1,3	6,8	3,2	18,3	40,0
Канско- Ачинский Б2	Б1	44,0	6,7	0,5	34,3	0,4	11,7	2,4	11,8	48,0
	Б2	39,0	7,3	0,4	37,6	0,4	12,7	2,6	13,0	48,0
Карагандинский К	К	8,0	27,6	0,8	54,7	0,8	4,8	3,3	16,3	30,0
Экибастузский СС	СС	7,0	38,1	0,8	43,4	0,8	7,0	2,9	16,7	30,0
Нерюнгринский СС	СС	9,5	12,7	0,2	66,1	0,7	7,5	3,3	24,7	24,0
Челябинский БЗ	БЗ	18,0	29,5	1,0	37,3	0,9	10,5	2,8	14,0	45,0
Малосернистый		3,0	0,05	0,3	84,7	—	0,3	11,7	40,3	—
Мазут сернистый		3,0	0,1	1,4	83,8	—	0,5	11,2	39,7	—
Высокосернистый		3,0	0,1	2,8	83,0	—	0,7	10,4	38,8	—

Приложение Г  
(справочное)  
Расчетные характеристики газообразного топлива

Газопровод	Состав газа по объему							Теплота сгорания сухого газа, $Q_{н}^c$ , МДж/м <sup>3</sup>
	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	N <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>	
Саратов — Москва	84,5	3,8	1,9	0,9	0,3	7,8	0,8	35,9
Саратов — Н. Новгород	91,9	2,1	1,3	0,4	0,1	3,0	1,2	36,2
«Северное сияние»	95,7	1,9	0,6	0,3	0,2	1,3	—	36,5
Серпухов — С.- Петербург	89,7	5,2	1,7	0,5	0,1	2,7	0,1	37,5
Ср. Азия — Центр	93,8	3,6	0,7	0,2	0,4	0,7	0,6	37,6

Приложение Д  
(справочное)  
Расчетные характеристики камерных топок

Топливо	Коэффициент избытка воздуха в топке, $\alpha_T$	Потери теплоты, в % при $D$ , т/ч			
		$q_3$		$q_4$	
		$D < 75$	$D \geq 75$	$D < 75$	$D \geq 75$
Антрацит и полуантрацит	1,2...1,25	0,5	0	2...3	4...6
Каменный уголь	1,2	0,5	0	2...3	1...1,5
Бурый уголь	1,2	0,5	0	1...2	0,5...1,0
Мазут	1,1...1,15	0,5	0,5	0	0
Газ	1,1	0,5	0,5	0	0

Приложение Е  
(справочное)  
Основные характеристики турбин с двумя регулируемыми отборами

Тип турбины	Начальные параметры пара		Производственный отбор		Теплофикацион- ный отбор		Давление в кон- денсато- ре МПа	Давление в нерегули- руемых отборах МПа
	$P$ , МПа	$t$ , °С	$P$ , МПа	$D_{ном}/D_{max}$ , т/ч	$P$ , МПа	$D_{ном}/D_{max}$ , т/ч		
ПТ-12/15-35/10	3,5	435	0,8-1,3	50/80	0,07- 0,25	40/65	0,004	0,575; 0,01
ПТ-25/30-90/10	9,0	535	0,8-1,3	70/130	0,07- 0,25	50/92	0,005	2,7; 2,0
ПТ-60/75-90/10	9,0	535	1,0-1,6	25/165	0,07- 0,25	115/125	0,005	0,25; 0,04

Приложение Ж  
(справочное)  
Основные характеристики турбин противодействия

Обозначение турбины	Мощность, МВт	Пределы регулирования противодействия, МПа	Номинальный расход пара, т/ч	Начальные параметры пара
P-4-32/1,2	4,0	0,07...0,25	—	$P = 3,5 \text{ МПа}$ $t = 435 \text{ °C}$
P-4-35/3	4,0	0,2...0,4	35,6	
P-4-35/5	4,0	0,4...0,7	44,8	
P-4-35/10	4,0	0,8...1,3	65,0	
P-4-35/15	4,0	1,3...1,7	85,4	
P-6-35/1,2	6,0	0,07...0,25	—	
P-6-35/3	6,0	0,2...0,4	50,5	
P-6-35/5	6,0	0,4...0,7	66,6	
P-6-35/10	6,0	0,8...1,3	87,7	
P-12-35/1,2	12,0	0,07...0,25	—	
P-12-35/5	12,0	0,4...0,7	114,7	$P = 9,0 \text{ МПа}$ $t = 535 \text{ °C}$
P-12-90/7	12,0	0,5...0,9	87,0	
P-12-90/13	12,0	1,1...1,5	115	
P-12-90/7	12,0	2,9...3,3	—	

Примечание. Турбины на начальное давление 3,5 МПа не имеют нерегулируемых отборов пара. Турбины на начальное давление 9,0 МПа имеют нерегулируемые отборы при 2,7 и 1,6 МПа.



Приложение И

(справочное)

Климатические данные городов России

Город	Отопительный период			
	Продолжительность, сут	Температура, °С		
		Расчетная для		Средняя
отопления	вентиляции			
Архангельск	251	-32	-19	-4,7
Астрахань	172	-24	-8	-1,6
Владивосток	201	-25	-16	-4,8
Волгоград	196	-28	-16	-3,4
Вологда	228	-31	-16	-3,4
Воронеж	199	-28	-14	-3,4
Екатеринбург	228	-31	-20	-6,4
Иваново	217	-33	-16	-4,4
Иркутск	241	-38	-25	-8,9
Казань	218	-36	-18	-5,7
Киров	231	-35	-19	-5,8
Краснодар	152	-22	-5	1,5
Красноярск	235	-40	-22	-7,2
Курск	198	-29	-14	-3
Москва	205	-25	-14	-2,2
Н. Новгород	218	-30	-16	-4,7
Новосибирск	227	-39	-24	-9,1
Омск	220	-39	-23	-9,5
Пермь	226	-34	-20	-6,4
Петрозаводск	237	-29	-14	-2,9
Ростов-на-Дону	175	-25	-8	-1,1
Санкт-Петербург	219	-25	-11	-2,2
Саратов	198	-30	-16	-5
Смоленск	210	-28	-13	-2,7
Сыктвыкар	244	-39	-20	-6,1
Тамбов	202	-30	-15	-4,2
Томск	234	-40	-25	-8,8
Тюмень	220	-35	-21	-5,7
Уфа	214	-38	-19	-6,
Чита	238	-42	-31	-12,4
Хабаровск	205	-32	-23	-10,1
Якутск	254	-57	-45	-21,2
Магадан	302	-31	-23	-9,6

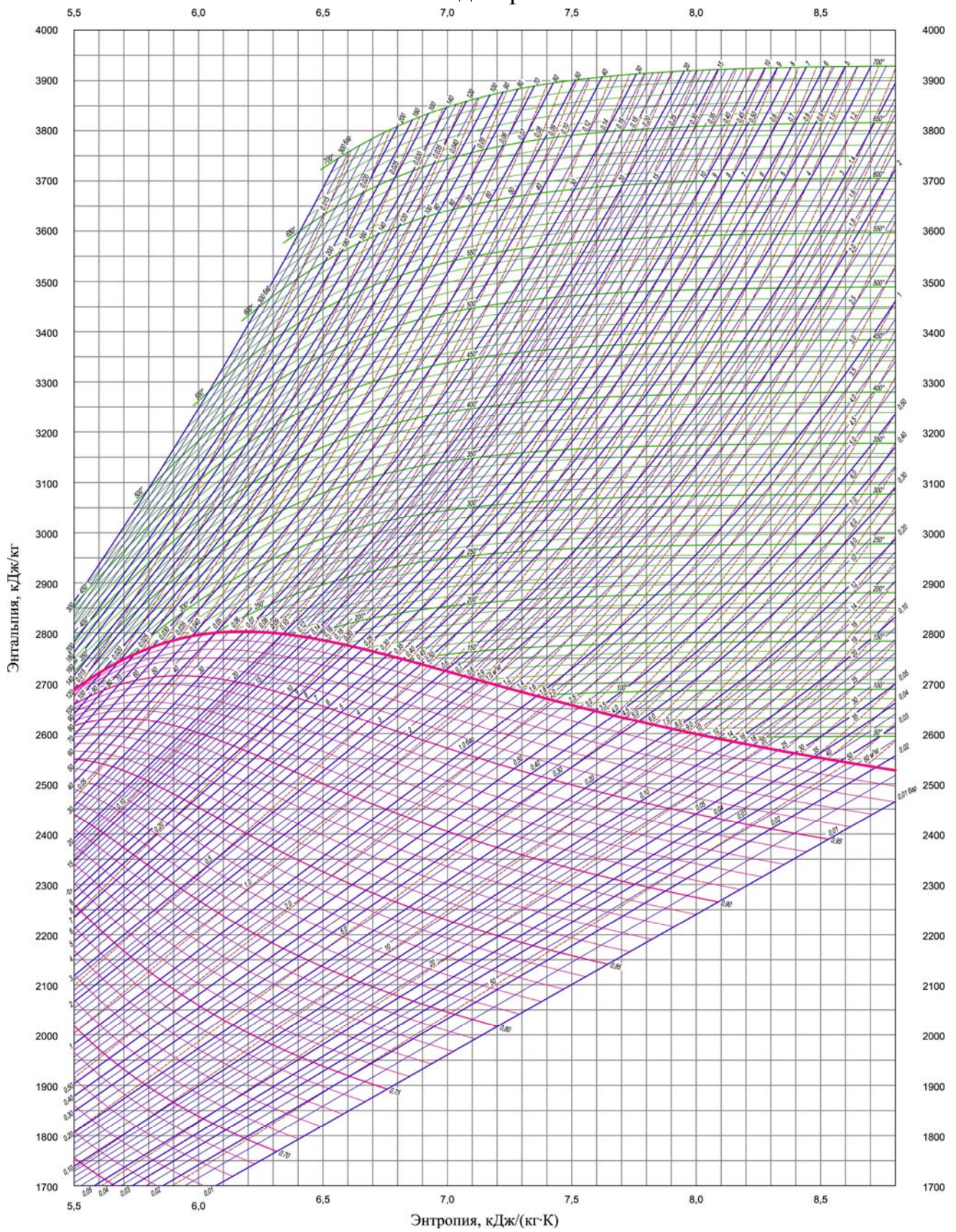
## Приложение К

### Варианты для курсовой работы

Параметр	B1	B2	B3	B4	B5	B6	B7	B8	B9	B10	B11	B12	B13	B14	B15
Нэл, МВт	39	30	31	39	36	37	34	37	36	32	35	37	31	31	34
Qот, МВт	21,5	25,4	24,2	24,0	29,0	24,3	29,9	20,7	27,2	24,7	25,4	24,0	25,5	23,4	24,3
тпс/тос, □	150/48	150/48	150/48	150/48	150/48	150/48	150/48	150/48	150/48	150/48	150/48	150/48	150/48	150/48	150/48
Дп1, т/ч	75	70	80	70	90	85	70	80	90	70	80	80	75	70	80
Рп1, МПа	1,0	0,9	1,0	0,9	1,0	1,0	1,0	0,8	0,9	0,85	0,9	0,9	0,9	0,8	1,0
Дп2, т/ч	55	40	90	50	60	50	65	55	5	85	70	40	90	65	50
Рп2, МПа	0,5	0,6	0,75	0,5	0,65	0,55	0,65	0,7	0,55	0,85	0,5	0,5	0,7	0,6	0,5
Ггвс, т/ч	90	105	100	95	90	105	95	105	90	90	105	90	110	95	100
Qв, МВт	9,4	5,1	6,8	6,0	8,0	7,6	6,0	6,4	7,9	7,6	9,3	8,1	6,3	8,5	5,6
Рот, МПа	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
ПВД1: Рв, МПа	0,575	0,575	0,575	0,575	0,575	0,575	0,575	0,575	0,575	0,575	0,575	0,575	0,575	0,575	0,575
ПНД: Рд, МПа	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Вид топлива	Кузнецкий Ж	Донецкий Д	Донецкий А	Донецкий Г	Печорский Ж	Кузнецкий Д	Печорский Ж	Донецкий Г	Печорский Д	Печорский Д	Донецкий Г	Печорский Ж	Печорский Ж	Печорский Д	Кузнецкий Г
Место расположения	Красноярск	Владивосток	С.Петербург	Курск	Омск	Томск	Новосибирск	Краснодар	Архангельск	Пермь	Иваново	Москва	Киров	Н.Новгород	Чита

# Приложение Л

## i-s диаграмма



Панфилова Анна Павловна  
Титов Сергей Владимирович  
Савельев Виктор Андреевич

## РАСЧЁТ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ ТЭС

Методические указания к выполнению курсового проекта  
по курсу «ИСТОЧНИКИ ПРОИЗВОДСТВА ТЕПЛОТЫ»  
для студентов всех форм обучения  
направления 13.03.01  
«Теплоэнергетика и теплотехника»

Редактор Л. П. Чукомина

---

Подписано в печать 06.11.19	Формат 60x84 1/16	Бумага 65 г/м <sup>2</sup>
Печать цифровая	Усл. печ. л. 2,25	Уч. - изд. л. 2,25
Заказ 162	Тираж 25	Не для продажи

---

БИЦ Курганского государственного университета.  
640020, г. Курган, ул. Советская, 63/4.  
Курганский государственный университет.