

В. Г. Злобин

**ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ
ТЕПЛОВОЙ РАСЧЕТ ПАРОТУРБИННОЙ
ТЭЦ СРЕДНЕГО ДАВЛЕНИЯ**

КУРСОВАЯ РАБОТА

Учебно-методическое пособие

**Санкт-Петербург
2026**

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
**«Санкт-Петербургский государственный университет
промышленных технологий и дизайна»**
Высшая школа технологии и энергетики

В. Г. Злобин

ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ
ТЕПЛОВОЙ РАСЧЕТ ПАРОТУРБИННОЙ
ТЭЦ СРЕДНЕГО ДАВЛЕНИЯ
КУРСОВАЯ РАБОТА

Учебно-методическое пособие

Утверждено Редакционно-издательским советом ВШТЭ СПбГУПТД

Санкт-Петербург
2026

УДК 621.311
ББК 31.37
3680

Рецензенты:

кандидат технических наук, доцент, заведующий кафедрой промышленной теплоэнергетики Высшей школы технологии и энергетики Санкт-Петербургского государственного университета промышленных технологий и дизайна

Е. Н. Громова;

кандидат технических наук, доцент, доцент кафедры промышленной энергетики Санкт-Петербургского государственного лесотехнического университета имени С.М. Кирова

И. В. Иванова

Злобин, В. Г.

3680 Тепловые электростанции. Тепловой расчет паротурбинной ТЭЦ среднего давления. Курсовая работа: учебно-методическое пособие / В. Г. Злобин. — СПб.: ВШТЭ СПбГУПТД, 2026. — 84 с.

Учебно-методическое пособие соответствует программе и учебному плану дисциплины «Тепловые электростанции» для студентов, обучающихся по направлению подготовки 13.03.01 «Теплоэнергетика и теплотехника» всех профилей и форм подготовки.

В учебно-методическом пособии представлены материалы и алгоритмы по составлению принципиальной тепловой схемы ТЭС, выбору основного технологического оборудования, методика расчета принципиальной тепловой схемы. Приведен пример расчета тепловой схемы промышленной ТЭС на средние параметры пара. Представлены исходные данные для расчета, рассмотрен алгоритм построения процесса расширения пара в турбине, определение расхода пара внешними потребителями, расчет мощности турбин, расхода пара на турбины, выбор типа и числа турбин, подбор паровых котлов, расчет годовой выработки теплоты, пара и электроэнергии, определение КПД котлоагрегата и расхода топлива, расчет показателей тепловой экономичности ТЭС, особенности расчета тепловой схемы ТЭС на высокие параметры пара.

Материалы, изложенные в учебно-методическом пособии, могут быть полезны магистрам при изучении дисциплины «Паротурбинные установки ТЭС и АЭС», обучающимся по направлению подготовки 13.04.01 «Теплоэнергетика и теплотехника», профилю «Технология производства электрической и тепловой энергии».

Материалы, изложенные в учебно-методическом пособии, также могут быть использованы в курсовом проектировании и при выполнении выпускных квалификационных работ и магистерских диссертаций. Учебно-методическое пособие может быть полезно инженерам-теплоэнергетикам, персоналу теплоэнергетических предприятий и институтов по проектированию и эксплуатации энергетических установок тепловых электростанций.

УДК 621.311
ББК 31.37

© ВШТЭ СПбГУПТД, 2026
© Злобин В. Г., 2026

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	8
РАЗДЕЛ 1. СОСТАВЛЕНИЕ ПРИНЦИПИАЛЬНОЙ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ	10
1.1. Назначение тепловой схемы ТЭС и ее характеристика	10
1.2. Составление принципиальной тепловой схемы электростанции.....	18
1.3. Выбор основного технологического оборудования промышленно-отопительной ТЭС.....	20
1.3.1. Задание на курсовую работу	20
1.3.2. Методика расчета принципиальной тепловой схемы ТЭС.....	20
РАЗДЕЛ 2. ПРИМЕР РАСЧЕТА ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ ПРОМЫШЛЕННОЙ ТЭС НА СРЕДНИЕ ПАРАМЕТРЫ ПАРА	32
2.1. Исходные данные для расчета	32
2.2. Построение процесса расширения пара в турбине	32
2.3. Определение расхода пара внешними потребителями	36
2.3.1. Расход пара на охлаждающие установки ОУ1 и ОУ2.....	36
2.3.2. Расход пара на отопление и горячее водоснабжение	38
2.3.3. Расход пара на подпиточный узел горячего водоснабжения	39
2.4. Расчет мощностей турбин, расхода пара на турбины, выбор типа и числа турбин	40
2.4.1. Расчет мощностей турбин	40
2.4.2. Расход пара на ПВД2.....	41
2.4.3. Расход пара на турбины ПТ-12-35/10.....	41
2.5. Подбор паровых котлов	42
2.6. Расчет годовой выработки теплоты, пара и электроэнергии.....	42
2.6.1. Годовые расходы пара технологическими потребителями	42
2.6.2. Расход пара на отопление и горячее водоснабжение	43
2.6.3. Годовая выработка электроэнергии	44
2.6.4. Годовая выработка пара	44
2.6.5. Годовая выработка тепла для внешних потребителей	45
2.7. Определение КПД котлоагрегата и расхода топлива	46
2.8. Расчет показателей тепловой экономичности ТЭС	48
2.9. Особенности расчета тепловой схемы ТЭС на высокие параметры пара....	50
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	71
Приложение А	73
Приложение Б	73
Приложение В	74
Приложение Г	74
Приложение Д.....	75
Приложение Е	76
Приложение Ж.....	77
Приложение З	79
Приложение И.....	80
Приложение К.....	82

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

$\sum D_e$ – расход пара на подсушку топлива, привод питательных насосов и воздуходувок, подогрев топлива и воздуха для парового котла и т.п., т/ч;
 $\sum D_y$ – расход пара протечек через уплотнения, т/ч;
 $\sum D_r$ – расход пара регенеративных отборов, т/ч;
 $\sum \alpha_{др.к}$ – доля потока конденсата после основного конденсатора с паровой стороны с учетом конденсата турбоприводов и других потоков;
 $\sum \alpha_y$ – доля протечек пара через уплотнения турбины;
 $\sum \alpha_{ут}$ – доля утечек пара, воды и конденсата;
 $\sum_1^z \alpha_r$ – доля регенеративных отборов пара из турбины;
 $h_{к.вц}, h_{п.вц}$ – энтальпия конденсата и пара, соответственно при давлении p_A , кДж/кг;
 $h_{п.оу1}$ – энтальпия пара в т. А, кДж/кг;
 $h_{пв}$ – энтальпия питательной воды, кДж/кг;
 $\mathcal{E}_{пт}^{год}$ – годовая выработка электроэнергии турбиной типа ПТ, МВт·ч;
 $\mathcal{E}_p^{год}$ – годовая выработка электроэнергии турбиной типа Р, МВт·ч;
 $B_{кот}^{год}$ – годовой расход топлива на котлоагрегаты, т/год;
 $B_T^{год}$ – годовой расход топлива на выработку тепла, т/год;
 B_y, B_n – часовые расходы условного и натурального топлива, кг/ч;
 $B_\mathcal{E}^{год}$ – годовой расход топлива на выработку электроэнергии, т/год;
 D_0 – расход свежего пара на турбину, т/ч;
 $D_{бдм}$ – расход пара на БМД, т/ч;
 $D_{бдм}^{год}$ – расход пара на бумагоделательные машины, т/год;
 $D_{вн}$ – внутренние потери рабочего тела, т/ч;
 $D_{внш}$ – внешние потери рабочего тела, т/ч;
 $D_{вц}$ – расход пара на варку целлюлозы, т/ч;
 $D_{вц}^{год}$ – расход пара на варку целлюлозы, т/год;
 $D_{гвс}^{год}$ – годовой расход пара на горячее водоснабжение, т/год;
 $D_{д.в}$ – баланс добавочной воды, т/ч;
 $D_{кот}$ – максимальная производительность котельного цеха, кг/с;
 $D_{кот}^{год}$ – годовая производительность котельной, т/год;
 $D_K^п$ – пропуск пара в конденсатор, т/ч;
 $D_{оп}$ – расход пара на основной подогреватель, кг/с;
 $D_{отс}$ – расход пара через соответствующий отсек турбины, т/ч;
 $D_{оу1}$ – расход пара, поступающего на ОУ1, кг/с;
 $D_{оу2}$ – расход пара, поступающего на ОУ2, кг/с;
 $D_{п.в}$ – баланс питательной воды барабанного парового котла, т/ч;
 $D_{п.к}$ – паровой баланс энергоблока, т/ч;
 $D_{пвд2}^{год}$ – годовой расход пара на ПВД2, т/год;
 $D_{пвд2}$ – расход пара на ПВД2, кг/с;
 $D_{пд}$ – расход пара на горячее водоснабжение, кг/с;

$D_{\text{ПП}}^{\text{год}}, D_{\text{ОП}}^{\text{год}}$ – годовые расходы пара на пиковый и основной подогреватели, т/год;
 $D_{\text{ПП}}$ – расход пара на пиковый подогреватель, кг/с;
 $D'_{\text{пр}}$ – поток продувочной воды из расширителя продувки, т/ч;
 $D_{\text{пр}}^{\text{и}}$ – расход продувки испарителей, т/ч;
 $D_{\text{ПТ}}$ – расход пара на турбины типа ПТ, кг/с;
 $D_{\text{ПТ}}^{\text{год}}$ – годовой расход пара на турбины типа ПТ, т/год;
 $D_{\text{Р=0,4}}^{\text{год}}, D_{\text{Р=0,9}}^{\text{год}}, D_{\text{Р=0,12}}^{\text{год}}$ – годовые расходы пара при соответствующих давлениях, т/год;
 $D_{\text{у.т}}$ – потери пара и воды от утечек через неплотности и по другим причинам, т/ч;
 $G_{\text{ГВС}}$ – расход воды на горячее водоснабжение, кг/с;
 $G_{\text{ГВС}}$ – расход горячей воды, т/ч;
 $G_{\text{ОУ1}}$ – расход питательной воды на 1 кг пара, поступающего на ОУ1, кг/с;
 $G_{\text{ОУ2}}$ – расход воды на 1 кг пара, поступающего на ОУ2, кг/с;
 $G_{\text{св}}$ – расход сетевой воды на отопление, кг/с;
 $G_{\text{ХОВ}}$ – расход химически очищенной воды, кг/с;
 $H_{\text{кi}}$ – действительный теплоперепад конденсационного потока пара, кДж/кг;
 $H_{\text{i,ПТ}}, H_{\text{i,Р}}$ – теплоперепады в турбине типа ПТ и типа Р, кДж/кг;
 $H_{\text{i}}^{0-1}; H_{\text{i}}^{1-2} \dots$ – теплоперепады пара в отдельные отсеки турбины, кДж/кг;
 $H_{\text{i}}^{\text{т.п}}$ – теплоперепад пара в приводной турбине, кДж/кг;
 $I_{\text{ух}}$ – энтальпия уходящих газов, кДж/кг;
 $I_{\text{х.в.}}$ – энтальпия холодного воздуха, кДж/кг;
 $K_{\text{и}}$ – коэффициент использования установленной мощности;
 $N_{\text{к}}, N_{\text{эл}}$ – мощности, развиваемые конденсационным потоком пара и потоками пара отборов турбины, МВт;
 $N_{\text{ПТ}}$ – мощность, развиваемая турбинами типа ПТ, кВт;
 $N_{\text{э}}$ – электрическая нагрузка, мощность турбоагрегата, МВт;
 $N_{\text{е}}^{\text{т.п.п.н}}, N_{\text{е}}^{\text{т.п.в.д}}$ – эффективная мощность на валу приводных турбин питательного насоса и воздухоудовки (для паровых котлов с наддувом), кВт;
 $N_{\text{р}}$ – мощность, развиваемая турбинами типа Р, кВт;
 $Q_{\text{БДМ}}^{\text{год}}$ – годовой расход тепла на бумагоделательные машины, МВт;
 $Q_{\text{в}}^{\text{год}}$ – годовой расход тепла на вентиляцию, МВт·ч;
 $Q_{\text{в}}^{\text{год}}$ – годовой расход тепла на вентиляцию, МДж;
 $Q_{\text{ВП}}^{\text{год}}$ – суммарный годовой отпуск тепла внешним потребителям, МВт;
 $Q_{\text{в}}^{\text{р}}$ – расход теплоты на вентиляцию, МВт;
 $Q_{\text{ВЦ}}^{\text{год}}$ – годовой расход тепла на варку целлюлозы, МВт;
 $Q_{\text{ГВС}}^{\text{год}}$ – годовой расход тепла на ГВС, МВт·ч;
 $Q_{\text{н.у}}^{\text{р}}$ – теплота сгорания условного топлива, кДж/кг;
 $Q_{\text{от}}$ – отопительная нагрузка, МВт;
 $Q_{\text{от}}^{\text{год}}$ – годовой расход тепла на отопление, МВт·ч;
 $Q_{\text{от}}^{\text{год}}$ – годовой расход тепла на отопление, МДж;

Q_{OT}^P – отопительная нагрузка, МВт;
 $Q_{п.к}$ – тепловая нагрузка парового котла, кДж/кг;
 $Q_{ПП}^{год}, Q_{OP}^{год}$ – годовая нагрузка на отопление и вентиляцию, распределенная между пиковым и основным подогревателями, Дж;
 Q_c – количество теплоты топлива, кДж;
 $Q_{ту}$ – расход теплоты на турбоустановку, кДж/ч;
 b_T^H – удельный расход натурального топлива на выработку тепловой энергии, кг/ГДж;
 b_T^H – удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии, кг у.т/ГДж;
 b_y^H – удельный расход условного топлива (нетто), г/(кВт·ч);
 $b_{Э}^H$ – удельный расход натурального топлива на выработку электроэнергии, кг/кВт·ч;
 $b_{Э}^y$ – удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии, кг у.т/кВт·ч;
 d_0 – удельный расход пара на турбину, кг/(кВт·ч);
 p'_0 – потери при дросселировании пара в стопорных и регулирующих клапанах турбины, МПа;
 $p_{БДМ}$ – противодавление, МПа;
 p_B – давление воды перед питательным насосом, МПа;
 $p_{к.н}$ – давление воды за конденсатными насосами перед поверхностными ПНД, МПа;
 p_{OT} – давление пара на теплофикацию, МПа;
 $p_{отб}$ – давление отбора, МПа;
 $p_{п.вц}$ – давление пара в производственном отборе, МПа;
 $p_{п.н}$ – давление питательной воды за питательным насосом, МПа;
 $p_{ПП}$ – давление перегретого пара, МПа;
 q_2 – тепловые потери с уходящими газами, кДж/кг;
 q_c^H – удельный расход теплоты энергоблока (электростанции) нетто, кДж/(кВт·ч);
 $q_{ту}$ – удельный расход теплоты на турбоустановку, кДж/(кВт·ч);
 q_r – теплота, отдаваемая греющим паром при конденсации, кДж/кг;
 t_{oc} – температура обратной сетевой воды, °С;
 $t_{ПП}$ – температура перегретого пара, °С;
 $t_{пс}$ – температура прямой сетевой воды, °С;
 y_j – коэффициенты недовыработки мощности паром отбора;
 $\theta_{о.д}$ – температурный напор на холодном конце в охладителях дренажа, °С;
 $\theta_{по}$ – остаточный перегрев в пароохладителях, °С;
 θ_r – значения конечных недогревов воды в подогревателях, °С;
 $\alpha_{0,1}; \alpha_{1,2} \dots$ – доли расходов пара через отдельные отсеки турбины;
 $\alpha_{к(п)}$ – доля потока конденсата после основного конденсатора с паровой стороны;

α_K – доля потока конденсата из основного конденсатора со стороны регенеративной системы;
 α_{KD} – доля подвода воды (основного конденсата);
 $\alpha_K^П$ – пропуск пара в конденсатор;
 $\alpha_{от}$ – доля отбора пара от расхода свежего пара на турбину;
 $\alpha_{пр}$ – доля расхода пара на верхний ПНД;
 $\alpha_{сн}$ – доля расхода пара на собственные нужды;
 α_T – коэффициент избытка воздуха в топке;
 $\alpha_{ух}$ – коэффициент избытка воздуха в уходящих газах за котлоагрегатом;
 η_G – КПД привода электрогенератора;
 $\eta_{КА}$ – КПД котлоагрегата;
 η_M – КПД механический турбины;
 $\eta_M^{Т.П}$ – механический КПД приводной турбины;
 η_H – КПД насосов;
 η_{pi} – коэффициент рассеяния теплоты регенеративными подогревателями в окружающую среду;
 η_c – КПД энергоблока (электростанции) брутто;
 η_c^H – КПД энергоблока (электростанции) нетто;
 $\eta_{тр}$ – КПД транспорта теплоты (трубопроводов);
 $\eta_{ту}$ – КПД турбоустановки;
 $\eta_{ту}^a$ – КПД турбоустановки (абсолютный электрический);
 $\eta_{ТЭС}^T$ – КПД ТЭС по выработке тепловой энергии;
 $\eta_{ТЭС}^Э$ – КПД ТЭС по выработке электроэнергии;
 $\eta_{oi \text{ ЧВД}}$ – внутренний относительный КПД ЧВД турбины;
 $\eta_{oi \text{ ЧВД}}$ – внутренний относительный КПД ЧВД турбины;
 $\eta_{oi \text{ ЧСД}}; \eta_{oi \text{ ЧНД}}; \eta_{oi \text{ р}}$ – внутренние относительные КПД ЧНД, ЧСД и турбины типа P ;
 $\xi_A, \xi_B, \xi_C, \xi_D$ – коэффициенты недовыработки мощности в соответствующих точках схемы;
 τ_r – подогрев воды в регенеративных подогревателях, кДж/кг;
 Δp_K – запас давления для предотвращения кавитации, МПа;
 $\Delta p_{ПВД}$ – потери давления воды на каждом ПВД, МПа;
 $\Delta \alpha$ – сумма присосов по газовому тракту котла;
 H – полное давление воздуха, развиваемое воздухоподувкой, кПа;
 Q – подача воздухоподувки, м³/с;
 δt – температурные потери, °С;
 η – КПД воздухоподувки;
 φ – доля испаряемой питательной воды.

ВВЕДЕНИЕ

Дисциплина «Тепловые электростанции» является одной из основных для студентов, обучающихся по направлению подготовки 13.03.01 «Теплотехника и теплоэнергетика».

Целью освоения дисциплины является изучение физических основ и конструкций энергетических установок, энергетических характеристик оборудования, обоснование выбора количества и единичной мощности основных агрегатов ТЭС и котельных установок, освоение методики расчета принципиальных тепловых схем и разработки тепловых схем ТЭС и котельных, а также изучение режимов работы предприятий различных отраслей промышленности, их энергопотребление и совместную работу предприятия и источника энергии.

Тепловые электростанции – комплексные технические устройства, в которых первичная энергия превращается в энергию теплоносителя (воды или пара) с требуемыми параметрами. Целлюлозно-бумажная промышленность – одна из наиболее энергоемких отраслей народного хозяйства. Современные целлюлозно-бумажные предприятия имеют довольно сложное теплотехническое оборудование, в котором реализуются различные физико-химические процессы, осуществляемые при определенных тепловых режимах. Принципы устройства применяемых для этих целей аппаратов и машин зависят от характера протекающих тепло-технологических процессов.

Большинство целлюлозно-бумажных предприятий и производств лесохимии находятся в отдельных районах и оборудуются соответствующими энергоустановками – тепловыми электрическими станциями (ТЭС), принципы устройства и система теплораспределения которых неразрывно связаны с технологическими потребителями тепловой энергии. Многие агрегаты предприятий являются энерготехнологическими установками, осуществляющими одновременно с теплотехнологическими процессами выработку энергетического пара для получения электрической энергии. В связи с этим в реальных эксплуатационных условиях все указанные процессы оказываются взаимосвязанными, поэтому от специалиста требуются разносторонние знания в области теплотехнологических и теплоэнергетических процессов, необходимых для рациональной эксплуатации технологического оборудования и повышения его эффективности.

Целью курсовой работы по тепловому расчету промышленной ТЭС среднего давления является формирование у студентов навыков проведения расчетов оборудования тепловой схемы тепловой электростанции, работающей по паросиловому циклу, ознакомление студентов с рациональным составлением тепловой схемы ТЭС на основе планируемых для нее электрической и тепловой нагрузок, с расчетом тепловой схемы и ее отдельных элементов, с определением технико-экономических показателей, а также ознакомление с основными принципами компоновки ТЭС.

Задача курсовой работы – научить студентов составлению уравнений тепловых и материальных балансов элементов тепловой схемы, определению

параметров рабочего тела в характерных точках тепловой схемы электростанции, выбирать состав оборудования и осуществлять его расчет. В курсовой работе тепловой электростанции выполняется расчетно-пояснительная записка, включающая вспомогательные расчеты, необходимые для выбора турбин и построения процессов расширения пара в турбинах в h,s -диаграмме, составление принципиальной тепловой схемы и ее расчет, подсчет технико-экономических показателей. В записке излагаются пояснения к принятой тепловой схеме и компоновки ТЭС.

Курсовая работа выполняется индивидуально, с использованием методических указаний, а также основной и дополнительной литературы по курсу.

Результаты представляются в виде пояснительной записки, объемом 30–40 стр. и должна состоять из следующих разделов:

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

В учебно-методическом пособии излагаются основы проектирования принципиальной тепловой схемы станции и методика ее расчета на примере тепловой схемы ТЭС среднего давления.

Курсовая работа выполняется в соответствии с индивидуальным заданием, номер варианта которого студент получает от ведущего курса преподавателя, как правило, по двум первым цифрам списка группы (01, 02,..., 10, 11,..., 20, 21).

Исходные данные для выполнения курсовой работы выдаются преподавателем (см. табл.1.2).

Оформление курсовой работы выполняется в соответствии с требованиями, предъявляемыми к дипломному проектированию [5, 14].

РАЗДЕЛ 1. СОСТАВЛЕНИЕ ПРИНЦИПИАЛЬНОЙ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ

1.1. Назначение тепловой схемы ТЭС и ее характеристика

Тепловая электрическая станция (ТЭС) предназначена для обеспечения теплом и электрической энергией технологических процессов предприятия и жилого района [1-4].

Крупные предприятия ЦБП имеют несколько источников теплоэнергоснабжения: энергетические ТЭС, работающие на органическом (энергетическом) топливе; энерготехнологические ТЭС (содорегенерационные), использующие горючие щелока, при сжигании которых в содорегенерационных котлах (СРК) регенерируется сода, возвращаемая в основные технологические процессы; утилизационные ТЭС, использующие в качестве топлива кору и щепу. Энерготехнологические и утилизационные ТЭС работают с невысокими параметрами пара: давление 3,5 МПа, температура 435 °С, а энергетические – как высокие 12,7 МПа, 565 °С, так и низкие 3,5 МПа, 435 °С начальные параметры [6].

Принципиальная тепловая схема ТЭС (ПТС ТЭС) характеризует сущность основного технологического процесса преобразования и использования энергии рабочего тела и отражает существенные связи между составляющими ее элементами и позволяет определить направление потоков пара и воды для каждого из них. Она включает основное и вспомогательное оборудование, участвующее в процессе и входящее в состав пароводяного тракта электростанции. При составлении тепловой схемы для каждого элемента используются условные обозначения, представленные в таблице 1.1.

На чертеже, изображающем ПТС, показывают теплоэнергетическое оборудование вместе с линиями (трубопроводами) теплоносителей, связывающими это оборудование в единую установку. Линии, соединяющие схемы, изображают трубопроводы пара, конденсата, питательной воды и т. д. Для каждого из теплоносителей следует использовать соответствующее условное обозначение. Каждый из одинаковых элементов схемы изображается один раз. Число установленных на ТЭС единиц оборудования одного типа указывается на схеме рядом с обозначением.

К основному и вспомогательному оборудованию, изображенному на тепловой схеме, относятся парогенераторы и турбоагрегаты с электрогенераторами, конденсаторами, эжекторами и регенеративными подогревателями; теплообменники – для отпуска теплоты внешним потребителям (сетевые подогреватели, паропреобразователи), для подготовки питательной и добавочной воды парогенераторов (испарители, деаэраторы), а также подпиточной воды теплосети (подпиточные подогреватели и деаэраторы). На принципиальной тепловой схеме изображаются расширители и подогреватели, использующие теплоту непрерывной продувки парогенераторов, редукционно-охладительные и охладительные установки, пароструйные компрессоры, охладители конденсата, а также насосы различного назначения:

питательные насосы котлоагрегатов, испарителей и преобразователей; конденсатные насосы турбин, сетевых и регенеративных подогревателей.

Однотипные агрегаты и установки на принципиальной схеме изображаются только один раз, но над условными обозначениями основных агрегатов (парогенераторы и турбины) проставляется их число и тип по ГОСТ.

Резервное оборудование на принципиальной тепловой схеме не показывается. Из арматуры указывается только необходимая для осуществления основного технологического процесса (например, для отключения пикового подогревателя).

Элементы, не связанные с основным технологическим циклом, на схеме не изображают (водоснабжение, топливоподача, водоочистка). Если какие-либо аппараты упомянутых схем требуют затрат теплоты (подогрев мазута в системе топливоснабжения, подогрев воды перед катионными фильтрами водоподготовки и т.п.), то соответствующий подогреватель с подводом греющей среды указывается в тепловой схеме.

Принципиальная схема конденсационной электростанции (ПТС КЭС) ввиду блочной структуры электростанции является, как правило, ПТС энергоблока. В ее состав, кроме основных агрегатов и связывающих их линий пара и воды, входят: регенеративные подогреватели высокого и низкого давления, деаэратор питательной воды, трубопроводы отборного пара к подогревателям, питательная установка, включающая обычно питательные и бустерные насосы и их привод, конденсатные и дренажные насосы, блочная обессоливающая установка. При термической водоподготовке в схему включают испарительную установку.

Для мощных энергоблоков характерно использование паротурбинных приводов питательных насосов, а для котлов под наддувом и приводных паровых турбин воздуходувок. Во вновь проектируемых турбоустановках первые два ПНД после конденсатора – смешивающего типа для повышения надежности и экономичности схемы. В связи с этим число ступеней конденсатных насосов увеличивается до трех.

В зависимости от вида сжигаемого топлива в тепловую схему включают: калориферную установку предварительного подогрева котельного воздуха на отборном паре или с использованием горячего конденсата ПНД; линии отвода пара на разогрев топлива и на его предварительную подсушку.

При составлении ПТС решают вопрос о схеме отвода дренажей греющего пара (каскадную или с дренажными насосами), о наличии в регенеративных подогревателях охладителей пара и дренажа, об использовании в деаэраторах питательной воды постоянного и или скользящего давления и выборе этого давления, об использовании протечек пара из уплотнений роторов турбины, стопорных и регулирующих клапанов, протечек уплотнений питательных и бустерных насосов в системе регенеративного подогрева воды.

Принципиальная тепловая схема теплоэлектроцентрали имеет ряд особенностей по сравнению с ПТС КЭС. Для ТЭЦ с однотипными турбоагрегатами (чаще всего типа Т) составляют схему данной турбоустановки. На ТЭЦ с промышленной и отопительной нагрузкой часто устанавливают

теплофикационные турбоагрегаты двух и трех различных типов (*ПТ*, *Р*, *Т*), технологически связанные между собой. Так общими являются линии промышленного отбора пара турбин *ПТ* и *Р*, линии обратного конденсата внешних потребителей, добавочной воды, подпиточной воды тепловой сети. Сетевые подогревательные установки выполняются индивидуальными у каждого турбоагрегата *Т* и *ПТ*, а магистрали прямой и обратной сетевой воды и пиковые водогрейные котлы являются общими для всей ТЭЦ.

В схеме с разнотипными турбоустановками предусматривают преимущественно один тип паровых котлов, а теплофикационные турбоагрегаты на сверхкритических параметрах пара работают по блочному принципу.

Приступать к расчету тепловой схемы ТЭС следует только после уяснения назначения составляющих ее элементов и их взаимосвязи.

Тепловая схема составляется на основе заданных тепловых и энергетических нагрузок и начинается с выбора параметров пара. В курсовой работе параметры пара задаются вместе с другими исходными данными. Предлагаются два варианта: ТЭС на средние параметры пара $p = 3,5$ МПа и $t = 435$ °С и ТЭС на высокие параметры пара $p = 9,0$ МПа и $t = 535$ °С.

Выбор паровых турбин типа *ПТ* и *Р* производится по данным, приведенным в *Приложениях Е и Ж*. Выбор паровых котлов производится по максимальному расходу пара с учетом заданного вида топлива по данным, приведенным в *Приложении А*. Тепловая схема ТЭС на средние параметры приведена на рисунке 1.1, а тепловая схема ТЭС на высокие параметры – на рисунке 2.6. На обеих схемах приняты одинаковые обозначения; ниже приведено краткое описание назначения изображенных на схемах элементов:

ПК – паровой котел;

Г – электрогенератор;

ОУ – охладительная установка – устройство для понижения температуры перегретого пара до температуры насыщения; охлаждение пара происходит за счет испарения питательной воды, впрыскиваемой в поток перегретого пара, поэтому расход пара за *ОУ* больше расхода пара, подаваемого в *ОУ*;

ВЦ – варочный цех, потребитель пара давлением около 1,0 МПа;

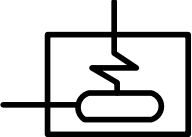
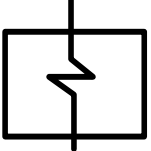
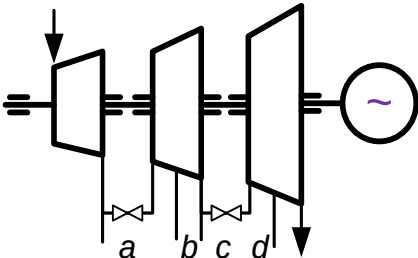
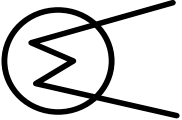
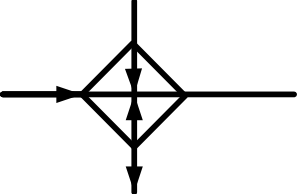
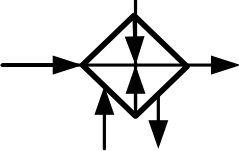
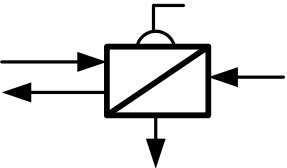
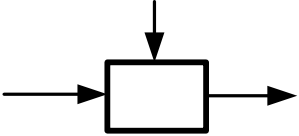
БДМ – бумагоделательная машина, потребитель пара давлением $0,5 \div 1,0$ МПа;

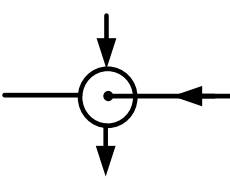
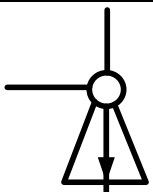
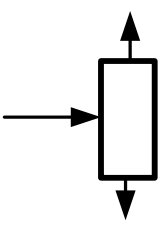
ОТ – отопительная нагрузка, потребитель теплоты на вентиляцию и бытовое горячее водоснабжение, отопление предприятия и жилого массива;

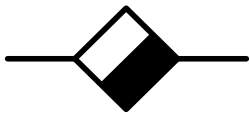
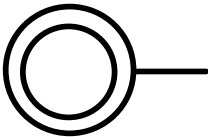
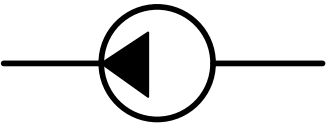
ОП – основной подогреватель (поверхностный теплообменник), в котором сетевая вода нагревается от t_{oc} до $95 \div 98$ °С, греющий теплоноситель (пар) из второго регулируемого теплофикационного отбора турбин поступает с давлением 0,12 МПа;

ПП – пиковый подогреватель – поверхностный теплообменник, в котором сетевая вода нагревается до температуры $t_{пс}$, греющий теплоноситель (пар) из первого регулируемого промышленного отбора турбин поступает с давлением около 1,0 МПа.

Таблица 1.1. Условные обозначения на тепловых схемах ТЭС

№	Обозначение	Наименование
1		Барабанный паровой котел
2		Прямоточный паровой котел
3		Паровая турбина с электрическим генератором; <i>a</i> и <i>c</i> – регулируемые отборы пара; <i>b</i> и <i>d</i> – нерегулируемые отборы пара
4		Конденсатор
5.1		Теплообменники, стрелки внутри квадрата показывают направление теплового потока
5.2		
6		Испаритель
7		Смеситель
8.1		Бак под атмосферным давлением
8.2		Бак под избыточны давлением
8.3		Бак под разряжением

9.1			Вакуумный деаэратор
9.2			Деаэратор под избыточным давлением
10			Охладительная установка
11			Паровой эжектор
12	Редукционная установка		
12.1			Дроссельный клапан
12.2			Редукционно-охладительная установка
13			Запорная арматура (вентиль, задвижка)
14			Обратный клапан
15			Расширитель непрерывной продувки

16		Конденсатоотводчик
17		Тепловой потребитель
18		Насос
19	Теплоноситель	
19.1		Пар
19.2		Конденсат
19.3		Питательная вода
19.4		Химочищенная вода
19.5		Сетевая вода
19.6		Котловая вода

Д0,6; Д0,12 – деаэраторы – устройства, служащие для удаления из питательной воды растворенных в ней газов; деаэрация происходит при контактном нагреве питательной воды паром до температуры насыщения, цифры в обозначении деаэратора обозначают давление греющего пара в МПа;

К – конденсатор, теплообменник, в котором конденсируется отработанный пар после прохождения паровой турбины;

ПНД – регенеративный подогреватель низкого давления;

ПВД – регенеративный подогреватель высокого давления, регенеративные подогреватели – теплообменники, в которых конденсат или питательная вода из отборов турбины; применение регенеративного подогрева питательной воды повышает КПД цикла турбоустановки;

Э – эжекторная установка, двух- или трехступенчатый пароструйный насос, предназначенный для поддержания разряжения в конденсаторе, пар после каждой ступени эжектора конденсируется в охладителях выхлопа эжекторов;

ОЭ – охладитель выхлопа эжекторов, регенеративный подогреватель, в котором конденсат нагревается конденсирующимся паром выхлопа эжекторов;

ПД – деаэратор узла подпитки тепловой сети;

ТП – теплообменник узла подпитки, в котором подогревается химочищенная вода перед подачей в ПД, греющий теплоноситель – пар давлением 0,12 МПа;

ВВТ – водоводяной теплообменник, в котором вода из ПД охлаждается до температуры t_{oc} перед подачей ее в тепловую сеть для компенсации расхода воды на горячее водоснабжение и восполнения потерь сетевой воды;

РНП – расширитель непрерывной продувки, непрерывная продувка паровых котлов состоит в постоянном удалении из парового котла части котловой воды и замене ее равным количеством питательной воды. Это

позволяет поддерживать концентрацию растворенных в котловой воде солей на уровне, обеспечивающем предотвращение образования накипи на стенках парогенерирующих труб. Удаляемая из котла вода подается в *РНП*, который по пару соединен с деаэратором. Нагретая в котле до температуры насыщения вода, попадая в *РНП*, вскипает, образуя чистый пар, который используется в деаэраторе, и воду, с большим содержанием растворенных солей, которая удаляется в канализацию. Возможно применение двухступенчатого расширения котловой воды (см. рис. 2.6);

СП – сальниковый подогреватель, пароводяной теплообменник, в котором химочищенная вода нагревается паром из лабиринтных уплотнений паровых турбин;

ДП – дренажный подогреватель, водо-водяной теплообменник, в котором химочищенная вода нагревается котловой водой из *РНП*;

КН – конденсатный насос, подает конденсат из конденсатора в деаэратор через *ОЭ* и *ПНД*;

ПН – питательный насос, подает питательную воду в паровой котел через *ПВД*;

СН – сетевой насос, обеспечивает циркуляцию сетевой воды в тепловой сети;

ППН – подпиточный насос, подает подпиточную питательную воду из *ПД* в тепловую сеть;

ПКН – перекачивающий насос, подает подпиточную питательную воду из *Д0,12* в *Д0,6*.

Приведенные выше сокращения используются и для обозначения всех величин (энтальпий, температур, расходов и т. д.) в виде подстрочных индексов; также введены следующие индексы: **п** – пар; **к** – конденсат; **пс** – прямая сетевая вода; **ос** – обратная сетевая вода; **пт** – относящийся к турбине с двумя регулируемыми отборами; **р** – относящийся к турбине противодавления.

Тепловая схема ТЭС на высокие параметры пара отличается наличием двух стационарных деаэраторов и бóльшим числом поверхностных регенеративных подогревателей. В атмосферном деаэраторе *Д0,12* при давлении 0,12 МПа происходит деаэрация добавочной химочищенной воды, а в деаэраторе *Д0,6* – всего потока питательной воды при давлении 0,6 МПа. Турбины противодавления на высокие параметры поставляются с собственными *ПВД4*, *ПВД5*, функции которых в схеме ТЭС на средние параметры выполняет *ПВД2*. На пиковый подогреватель в ТЭС на высокие параметры может подаваться отработанный пар турбин противодавления типа *Р*. Пар на регенеративные подогреватели питательной воды подается из нерегулируемых отборов турбин. В связи с этим параметры пара могут быть определены после построения процессов расширения пара *h,s*-диаграмме.

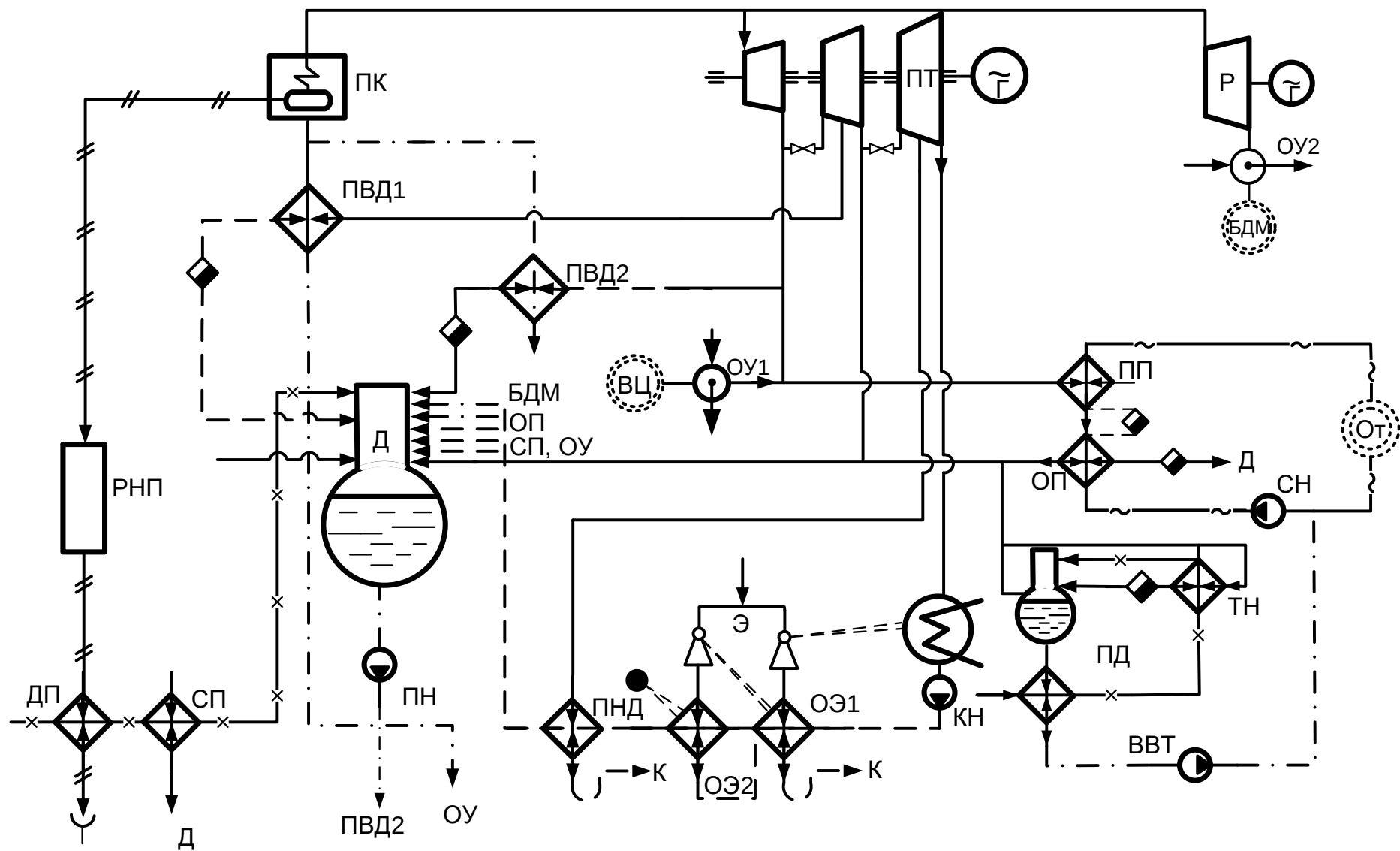


Рисунок 1.1. Тепловая схема ТЭС на средние параметры пара

1.2. Составление принципиальной тепловой схемы электростанции

Составление тепловой схемы является одним из важнейших этапов проектирования ТЭС и производится на основе заданных энергетических нагрузок, исходя из обеспечения высокой надежности и экономичности работы станции.

Основная цель расчета ПТС проектируемого энергоблока электростанции заключается в определении технических характеристик теплового оборудования (расходов пар, воды и топлива) и энергетических показателей энергоблока (электростанции) и его частей (КПД и удельных расходов теплоты и топлива) [11].

ПТС при проектировании рассчитывается при максимальной (номинальной) мощности энергоблока (электростанции) N_3 . Эта величина является исходной в данном расчете и определяет выбор оборудования энергоблока (электростанции).

Проектирование тепловой схемы промышленной ТЭС начинают с анализа тепловых и электрических нагрузок и рассмотрения возможных вариантов выбора турбоагрегатов, обеспечивающих покрытие заданных тепловых (технологических, отопительных, ГВС) и электрических нагрузок. При этом решают вопросы целесообразности отпуска пара на технологические нужды непосредственно из отборов (противодавления) турбин или через паропреобразующие установки, вопросы использования струйных компрессоров или редукционно-охладительных установок для теплоснабжения потребителей. При этом необходимо учитывать, что наличие необратимых процессов, таких как теплообмен с большой разностью температур, смешение потоков с большим отличием потенциалов по давлению и температуре, дросселирование потоков пара, вызывает большие энергетические потери.

На промышленных ТЭС используют, как правило, турбины с промышленным (ПТ) и теплофикационным (Т) отборами пара и турбины с противодавлением (Р).

Выбор турбин для того или иного варианта проектируемой ТЭЦ производят, исходя из расходов и параметров пара для технологических потребителей, а также на основе ориентировочных расходов пара, необходимых для отпуска теплоты на отопление и вентиляцию, и горячее водоснабжение. Если необходимо обеспечить и покрытие необходимой электрической мощности, то суммарная развиваемая мощность турбин должна удовлетворять этому требованию.

При выборе турбин необходимо стремиться:

а) к максимальной выработке электрической энергии на тепловом потреблении;

б) к уменьшению числа устанавливаемых турбоагрегатов, при этом для ТЭЦ, работающих в системе, допускается установка одного турбоагрегата.

Принципиальная тепловая схема должна составляться с учетом регенеративного подогрева питательной воды применительно к выбранной турбоустановке. Комплектно с каждой турбины поставляются регенеративные

установки, которые при составлении тепловых схем должны приниматься в соответствии с заводской схемой без каких-то изменений.

Многие турбины с противодавлением поставляются без регенеративных подогревателей. Регенеративный подогрев в этих случаях должен осуществляться в деаэраторах и подогревателях высокого давления. При этом в принципиальной схеме необходимо учитывать дополнительные *ПВД*. Нагрев воды в таких *ПВД* должен производиться паром, идущим из отборов или противодавления турбин. Подогрев питательной воды в *ПВД* должен производиться до температуры, соответствующей ГОСТ для выбранных начальных параметров пара или для принятых к установке котлоагрегатов.

Для деаэрации питательной воды применяются деаэраторы. В схемах низкого давления устанавливают деаэраторы атмосферного типа 0,118 МПа (1,2 кг/см²). В схемах высокого давления осуществляют двухступенчатую деаэрацию. Добавочную воду деаэрируют в атмосферных деаэраторах, а весь поток питательной воды в деаэраторах повышенного давления, имеющих обычно давление 0,59 ÷ 0,69 МПа (6 ÷ 7 кг/см²). В некоторых схемах высокого давления атмосферные деаэраторы не устанавливают.

Восполнение потерь пара и конденсата на станции производят добавочной водой, как правило, поступающей из ХВО и нагретой в теплообменниках непрерывной продувки, сальниковых и подогревателей ХВО. В отдельных случаях добавочную воду подают в конденсаторы турбин. Восполнение потерь пара и конденсата может осуществляться конденсатом, полученным в испарительных и паропреобразовательных установках. Потери пара и конденсата складываются из внешних и внутренних. Потери теплоты корпусом конденсатора в результате излучения в окружающую среду вследствие низких температур ничтожны. Поэтому можно считать, что практически вся теплота, освобождающаяся при конденсации пара, передается охлаждающей воде.

Важней функцией промышленной ТЭС является отпуск теплоты внешним потребителям с паром и горячей водой. Для приготовления горячей воды на ТЭС устанавливают сетевые подогревательные установки, состоящие из основных и пиковых подогревателей. Основные подогреватели подключают к теплофикационным отборам турбин, а пиковые – к производственным отборам или противодавлению турбин. Допускается питание пиковых подогревателей острым паром через *POU*. Однако покрытие нагрузки, получаемой через *POU* от энергетических котлов, приводит к увеличению их установочной мощности, что удорожает станцию и стоимость отпускаемой энергии. Для станции с большей теплофикационной нагрузкой экономически целесообразно пиковую нагрузку покрывать с помощью пиковых водогрейных котлов.

Для восполнения потерь сетевой воды должна производиться подпитка тепловой сети. Для закрытых схем ГВС подпитка сети может осуществляться водой, подаваемой из стационарных атмосферных деаэраторов, а для открытых схем – водой, приготовляемой в вакуумных подпиточных деаэраторах или в специальных подпиточных узлах, имеющих атмосферные деаэраторы.

1.3. Выбор основного технологического оборудования промышленно-отопительной ТЭС

1.3.1. Задание на курсовую работу

При индивидуальных параметрах, выбираемых студентом согласно заданного номера варианта из таблицы 1.2 и *Приложений*, выполнить следующее:

1. Для расчетных нагрузок ТЭЦ: N_z (электрическая) и $Q_{от}^P$ (отопительная) определить параметры пара и конденсата в характерных точках системы, определить максимальный расход пара внешними потребителями, произвести выбор типа и числа основного технологического оборудования (энергетические котлы, паровые турбины, пиковые водогрейные котлы) для не менее, чем двух вариантов состава этого оборудования и определить вариант, рекомендуемый к реализации.

2. Для определенного по п.1 задания варианта состава основного оборудования ТЭЦ составить принципиальную тепловую схему и выполнить расчет показателей тепловой экономичности.

3. Графическую часть выполнить на двух листах формата А2 или А3. На первом листе представить ПТС ТЭЦ со спецификацией основного и вспомогательного технологического оборудования и обозначениями параметров рабочего тела для турбоустановок типа *ПТ* и *Р*. На втором листе привести таблицу параметров и график энтальпий рабочего тела при его последовательном прохождении элементов турбоустановки для заданного режима ее ПТС, включая заданные и рассчитанные расходы пара и конденсата.

4. Сформулировать выводы по курсовой работе.

1.3.2. Методика расчета принципиальной тепловой схемы ТЭС

Расчет ПТС выполняют в определенной последовательности [6].

Первый этап расчета ПТС заключается в определении состояний водяного пара в ступенях турбины. Для этого строят процесс работы пара в турбине в h,s -диаграмме.

Исходными данными для построения процесса служат полученные в результате технико-экономических расчетов значения начального давления и температуры пара перед турбиной, давления и температуры промежуточного перегрева пара, конечного давления отработавшего пара в конденсаторе турбины. Кроме того, необходимо знать значения внутреннего относительного КПД отдельных отсеков (группы ступеней) турбины. Значения η_{oi} отсеков типовых турбин определяют по расчетным данным заводов-изготовителей (ЛМЗ, ХТЗ, ТМЗ, Калужский ТЗ), материалам испытаний и эксплуатации. КПД турбин новых типов (с новыми параметрами пара или повышенной мощности) при расчете ПТС определяют ориентировочно по аналогии с известными типами турбин в зависимости от объемного пропуска и перепада давлений пара в данном отсеке.

Таблица 1.2. Варианты заданий на курсовую работу

Параметры	Единица измерений	Обозначение	Варианты											
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Электрическая нагрузка	МВт	N_{Σ}	28	30	32	34	36	38	40	42	44	46	48	50
Отопительная нагрузка	МВт	Q_{OT}^P	20,0	20,5	21,0	21,5	22,0	22,5	23,0	23,5	24,0	24,5	25,0	25,5
Температура сетевой воды	°С	t_{nc}/t_{oc}	150/90	130/70	95/75	150/90	130/70	95/75	150/90	130/70	95/75	150/90	130/70	95/75
Расход пара на варку целлюлозы	т/ч	$D_{ВЦ}$	65	70	75	80	85	90	65	70	75	80	85	90
Расход горячей воды	т/ч	$G_{ГВС}$	80	85	90	95	100	105	110	115	80	85	90	95
Расход теплоты на вентиляцию	МВт	Q_B^P	6,1	6,2	6,3	6,4	6,5	6,6	6,65	6,7	6,75	6,8	6,85	6,9
Давление пара в производственном отборе	МПа	$p_{П,ВЦ}$	0,6	0,65	0,7	0,75	0,8	0,85	0,9	0,95	1,0	1,05	1,1	1,15
Расход пара на БМД	т/ч	$D_{БДМ}$	100	105	110	115	80	85	90	95	80	85	90	95
Противодавление	МПа	$p_{БДМ}$	0,35	0,4	0,42	0,48	0,50	0,52	0,35	0,4	0,42	0,48	0,50	0,52
Давление пара на теплофикацию	МПа	p_{OT}	0,10	0,11	0,12	0,13	0,10	0,11	0,12	0,13	0,10	0,11	0,12	0,13
Вид топлива (каменный уголь)	-	-	Канско-Ачинский Б1	Канско-Ачинский Б2	Экибастузский СС	Нерюнгринский СС	Печорский Ж	Печорский Д	Кузнецкий Д	Кузнецкий Т	Кузнецкий Ж	Донецкий Д	Донецкий Г	Донецкий А
Место расположения ТЭС	-	-	г.Архангельск	г.Астрахань	г.Владивосток	г.Волгоград	г.Вологда	г.Воронеж	г.Екатеринбург	г.Иваново	г.Иркутск	г.Казань	г.Киров	г.Краснодар

Окончание табл.1.2

Параметры	Едини- ца изме- рений	Обоз- на- чение	Варианты											
			13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Электричес- кая нагрузка	МВт	N_{Σ}	28	30	32	34	36	38	40	42	44	46	48	50
Отопитель- ная нагрузка	МВт	Q_{OT}^P	23,0	23,5	24,0	24,5	25,5	26,0	26,5	27,0	27,5	28,0	28,5	29,0
Температура сетевой воды	°С	$t_{пс} / t_{ос}$	150/90	130/70	95/75	150/90	130/70	95/75	150/90	130/70	95/75	150/90	130/70	95/75
Расход пара на варку целлюлозы	т/ч	$D_{ВЦ}$	65	70	75	80	85	90	65	70	75	80	85	90
Расход горячей воды	т/ч	$G_{ГВС}$	100	105	110	115	80	85	90	95	100	105	110	115
Расход теплоты на вентиляцию	МВт	Q_B^P	1,0	1,05	1,1	1,15	0,8	0,85	0,9	0,95	0,6	0,65	0,7	0,75
Давление пара в производствен- ном отборе	МПа	$p_{п,вц}$	0,6	0,65	0,7	0,75	0,8	0,85	0,9	0,95	1,0	1,05	1,1	1,15
Расход пара на БМД	т/ч	$D_{БДМ}$	80	85	90	95	80	85	90	95	100	105	110	115
Противодав- ление	МПа	$p_{БДМ}$	0,35	0,4	0,42	0,48	0,50	0,52	0,35	0,4	0,42	0,48	0,50	0,52
Давление пара на теплофика- цию	МПа	p_{OT}	0,10	0,11	0,12	0,13	0,14	0,15	0,10	0,11	0,12	0,13	0,14	0,15
Вид топлива (каменный уголь)	-	-	Печор- ский Ж	Печор- ский Д	Кузнец- кий Д	Кузнец- кий Т	Кузнец- кий Ж	Донец- кий Д	Донец- кий Г	Донец- кий А	Канс- ко- Ачинс- кий Б1	Канс- ко- Ачинс- кий Б2	Экибастуз- ский СС	Нерюнгрин- ский СС
Место расположе- ния ТЭС	-	-	г.Красно- ярск	г.Омск	г.Пермь	г.Петро- заводск	г.Сара- тов	г.Сыкты- вкар	г.Там- бов	г.Томск	г.Уфа	г.Чита	г.Хабаровск	г.Якутск

Давление пара в регенеративных отборах турбины на данном этапе определяют по результатам оптимального распределения регенеративного подогрева воды.

Второй этап расчета ПТС, как и первый, носит подготовительный характер и имеет целью составление сводной таблицы параметров пара и воды в турбоустановке. Ее составляют по результатам построения рабочего процесса пара в турбине и на основании расчета оптимального распределения регенеративного подогрева воды между ступенями. При этом давление первого отбора пара из ЦВД выбирают в зависимости от технико-экономического обоснования оптимальной температуры питательной воды $t_{п.в}^{опт}$. Одним из регенеративных отборов, обычно вторым, является отбор из противодавления ЦВД, из холодной линии промежуточного перегрева.

Давление пара за ЦСД турбины по возможности согласуется с оптимальным распределением подогрева воды по ступеням, составляя примерно $0,2 \div 0,3$ МПа.

По температурам основного конденсата и питательной воды за регенеративными подогревателями $t_{вр}$, °С, и значениями недогрева в них θ_r , °С, определяют температуру насыщения и, следовательно, давление греющего пара p_r , МПа, перед подогревателями. Учитывая падения давления в паропроводах от турбины до подогревателя в размере $5 \div 7$ % от давления пара в отборе, устанавливают давление пара p , МПа, в отборах турбины. После этого завершают построение процесса работы пара в турбине.

В сводную таблицу входят значения параметров пара начальных, промежуточного перегрева и конечных; давления и температуры пара в отборах турбины и у подогревателей; параметров воды, а также значения подогревов воды в регенеративных подогревателях τ_r , кДж/кг, и теплоты, отдаваемой греющим паром при конденсации $q_r = h_r - h_{дрr}$, кДж/кг, при наличии охладителей дренажа. Значения конечных недогревов воды в подогревателях θ_r должны учитывать установку пареоохладителей.

При составлении сводной таблицы параметров процесса принимают:

- потери при дросселировании пар в стопорных и регулирующих клапанах турбины в размере: $p'_0 = (0,95 \div 0,97) \cdot p_0$;
- потери давления пара в тракте промежуточного перегрева, включая отсечные клапаны ЦСД, оценивают в размере: $(0,12 \div 0,13) \cdot p_{п.п}^0$;
- потери давления пара в ресиверных трубах между ЦСД и ЦНД принимают в размере 2 % давления пара в ЦСД.

Давление питательной воды за питательным насосом $p_{п.н} \approx 1,3 \cdot p_0$; потеря давления воды на каждом ПВД составляет: $\Delta p_{ПВД} \approx 0,2 \div 0,3$ МПа. Давление воды за конденсатными насосами перед поверхностными ПНД $p_{к.н} = 2 \div 3$ МПа, а потеря давления воды в каждом поверхностном ПНД $\Delta p_{ПНД} \approx 0,10$ МПа. Остаточный перегрев в пареоохладителях принимают $\theta_{по} = 10 \div 15$ °С, а температурный напор на холодном конце в охладителях дренажа $\theta_{о.д} \approx 10$ °С. Рассеяние теплоты регенеративными подогревателями в окружающую среду

оценивают коэффициентом $\eta_{\text{пг}} = 0,991 \div 0,999$ (в зависимости от параметров пара).

Третий этап расчета ПТС заключается в составлении соотношений материальных балансов потоков пара, конденсата и воды.

Паровой баланс турбины выражается уравнением:

$$D_0 = \sum D_r + \sum D_y + \sum D_e + D_{\text{к}}^{\text{п}} + D_{\text{у.т}}, \quad (1.1)$$

где D_0 – расход свежего пара на турбину; $\sum D_r$ – расход пара регенеративных отборов; $\sum D_y$ – расход пара протечек через уплотнения; $\sum D_e$ – расход пара на подсушку топлива, привод питательных насосов и воздуходувок, подогрев топлива и воздуха для парового котла и т.п.; $D_{\text{к}}^{\text{п}}$ – пропуск пара в конденсатор.

Пар после промежуточного перегрева возвращается полностью в турбину, а потери пара и воды от утечек через неплотности и по другим причинам $D_{\text{у.т}}$ условно относят к регенеративным отборам пара или к потоку конденсата.

Паровой баланс энергоблока:

$$D_{\text{п.к}} = D_0. \quad (1.2)$$

Баланс питательной воды барабанного парового котла:

$$D_{\text{п.в}} = D_{\text{п.к}} + D_{\text{пр}}. \quad (1.3)$$

Баланс добавочной воды определяется потерями рабочего тела – внутренними $D_{\text{вн}}$ и внешними $D_{\text{внш}}$:

$$D_{\text{д.в}} = \sum D_{\text{пот}} = D_{\text{вн}} + D_{\text{внш}}, \quad (1.4)$$

где $D_{\text{вн}} = D_{\text{у.т}} + D'_{\text{пр}}$; $D'_{\text{пр}}$ – поток продувочной воды из расширителя продувки. При установке испарителей общий расход добавочной воды возрастает на расход продувки испарителей $D_{\text{пр}}^{\text{и}}$.

Принципиальную тепловую схему конденсационного энергоблока удобно рассчитывать, принимая за единицу и выражая остальные потоки пара и воды в долях от D_0 , т.е. принимая $\alpha_r = D_r/D_0$; $\alpha_y = D_y/D_0$; $\alpha_{\text{к}}^{\text{п}} = D_{\text{к}}^{\text{п}}/D_0$; $\alpha_{\text{ут}} = D_{\text{ут}}/D_0$; $\alpha_{\text{п.к}} = D_{\text{п.к}}/D_0$; $\alpha_{\text{п.в}} = D_{\text{п.в}}/D_0$; $\alpha_{\text{пр}} = D_{\text{пр}}/D_0$ и т.д. При этом значения $\alpha_{\text{п.к}}$ и $\alpha_{\text{п.в}}$ больше или равны единице, все остальные – правильные дроби.

Целесообразно при необходимости устанавливать на энергоблоки КЭС сетевые подогреватели для отпуска теплоты на отопление жилого поселка и помещений электростанции. В этом случае по заданному значению отопительной нагрузки $Q_{\text{от}}$ определяют расходы пара на верхнюю и нижнюю ступени сетевой установки. Подогрев воды в этой установке принимают обычно

от 70 до 130 °С, распределяя его примерно поровну между ступенями. Для питания паром этих подогревателей подбирают отборы с соответствующими давлениями и с учетом недогрева воды в подогревателях на 3 – 7 °С.

Расходы пара на сетевые подогреватели определяют в долях общего расхода пара на турбину следующим образом. Принимают $D_0 = \beta_p \cdot D_{0(к)}$, где $\beta_p = 1/(1 - \sum y_i \cdot \alpha_i) = 1,25 \div 1,35$ в зависимости от температуры питательной воды за турбоустановкой;

$$D_{0(к)} = \frac{3600 \cdot N_э}{H_{ки} \cdot \eta_m \cdot \eta_r}; \quad (1.5)$$

Здесь $H_{ки}$ – действительный теплоперепад конденсационного потока пара.

Доля отбора пара для отпуска теплоты определяется по принятым оценкам: $\alpha_{от} = D_{от}/D_0$ и подлежит уточнению последовательными приближениями.

Четвертый этап расчета ПТС заключается в составлении, последовательном и совместном решении уравнений теплового баланса теплообменников ПТС с целью определения долей расхода пара на них и уточнения некоторых параметров схемы. Это важнейший этап расчета ПТС.

Если в тепловую схему включены дополнительные элементы – расширители продувки, испарительная установка, установка предварительного подогрева котельного воздуха в калориферах, подсушка и подогрев топлива и т.п., их расчет предшествует расчету регенеративных подогревателей или выполняется совместно с ним.

Поскольку расход свежего пара на турбину принят за единицу и значение $\alpha_{п.в}$ также известно, расчет подогревателей регенеративной системы проводят, начиная с верхних отборов (группа *ПВД*) с дальнейшим переходом к группе *ПНД*.

Группа ПВД. Подогреватели рассчитываются, начиная с *ПВД1*, а затем переходят к расчету тепловых балансов *ПВД2* и *ПВД3*, учитывая каскадный слив дренажей греющего пара вплоть до деаэратора питательной воды (*ДПВ*).

В новых тепловых схемах энергоблоков пароохладитель *ПВД3* включают по схеме *Виолен* или *Рикара-Некольного*.

(Для справки: теплоту перегрева пара можно перенести с охлаждающей водой непосредственно к горячему источнику, смешивая охлаждающую воду с питательной водой после *ПВД*. В этом случае применяют две схемы подвода воды к *ПО*: подводят воду с конечной температурой после *ПВД* (схема *А*, см. рис.1.2) или отбирают воду непосредственно после подогревателя, питаемого паром из *ПО*, – схема *Б* на рисунке 2. Благодаря переносу теплоты подогрева непосредственно к горячему источнику эффективность этих схем выше, чем при «встроенном» *ПО*. Схему (*А*) называют условно схемой *Виолен*, схему (*Б*) – схемой *Рикара*, пароохладители при этом выполняют обычно отдельно от регенеративного подогревателя и называют «выносными», хотя в схеме *Рикара* их можно разместить и в одном корпусе с подогревателем, т.е. «встроенными» в конструктивном отношении.

В обеих схемах (*А* и *Б*) расход пара на *П2* возрастает, в котел поступает более горячая вода; все это способствует повышению КПД.)

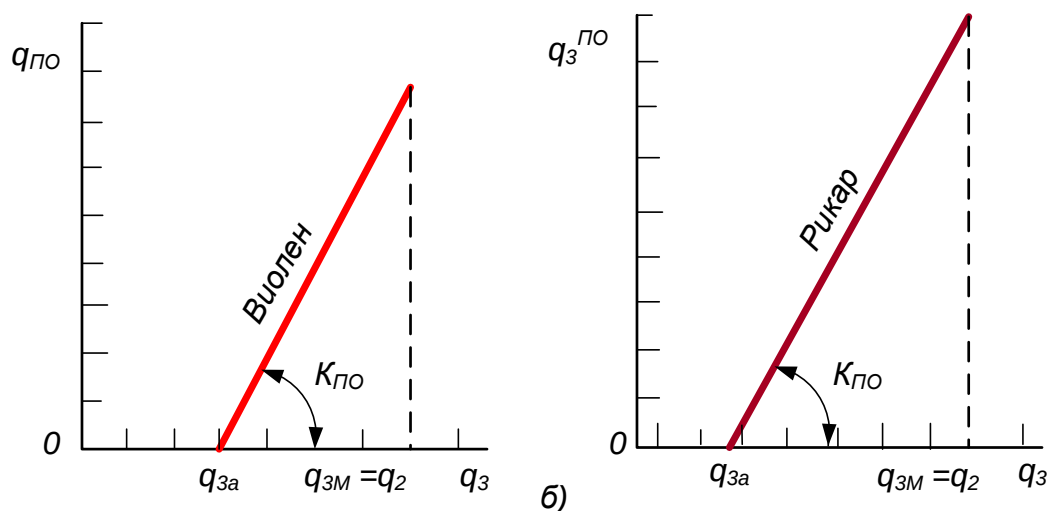
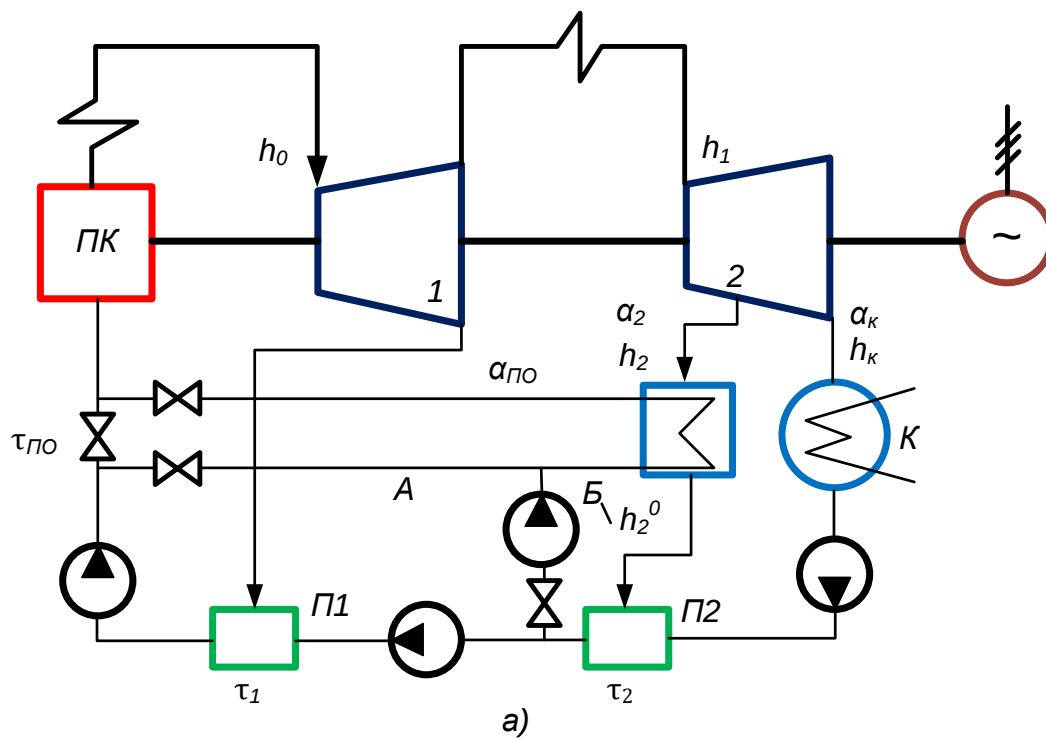


Рисунок 1.2. Схема включения выносных пароохладителей (а) и зависимости количества теплоты $q_{по}$, отдаваемой паром в охладителях пара, от количества теплоты, отдаваемой паром при конденсации q_r в схемах *Виолет* и *Рикара* (б): А – с подводом и отводом воды после ПВД (П1) – последовательное включение ПО (схема *Виолет*); Б – с отводом воды на ПО до ПВД (П1) и сбросом после П1 – параллельное включение ПО (схема *Рикара*)

В этом случае определяют $q_3^0 = h_3^0 - h_{дрз}$, кДж/кг, где h_3^0 – энтальпия пара третьего отбора после встроенного пароохладителя ПОЗ, включенного по схеме *Виолет*. Принимают $t_3^0 \approx t_{в1} + 10^\circ\text{C}$ и $p_3^0 \approx 0,98 \cdot p'_3$. Подогрев воды в ПВДЗ равен $\tau_3 = h_{в3} - (h_{в4} + \tau_{п.н})$, кДж/кг.

Уравнение теплового баланса для определения расхода пара на поверхностный ПВД имеет вид:

$$\alpha_{пр} = \frac{\alpha_{п.в} \cdot \tau_r \cdot \eta_{пр}^{-1} - \sum \alpha_{др(r-1)} (h_{др(r-1)} - h_{дрr})}{q_r}. \quad (1.6)$$

При наличии дополнительных потоков пара, подводимых к ПВД, их следует также учесть в тепловом балансе.

Питательная установка блока. Отбор пара на приводную турбину питательного и бустерного насосов (при наличии общего привода):

$$\alpha_{т.п} = \frac{\alpha_{п.в} \cdot v_{CD} (p_{п.н} - p_{в})}{H_i^{т.п} \cdot \eta_n \cdot \eta_m^{т.п}}. \quad (1.7)$$

Можно принять КПД насосов $\eta_n \approx 0,83$, механический КПД приводной турбины $\eta_m^{т.п} \approx 0,99$. Теплоперепад пара в приводной турбине $H_i^{т.п} = h_3 - h_k^{т.п}$. Давление воды перед питательным насосом принимают при совместном приводе бустерного и питательного насосов от общей приводной турбины $p_{в} = p_{н.в} + \Delta p_{к}$, МПа. Давление $p_{н.в}$ соответствует температуре насыщения жидкости перед насосом, а запас давления для предотвращения кавитации обычно принимают $\Delta p_{к} \approx 0,9$ МПа.

Деаэратор питательной воды. При расчете смешивающих подогревателей, каким является деаэратор, следует использовать уравнения материального и теплового балансов, из которых определяют долю подвода воды (основного конденсата) $\alpha_{кд}$. В уравнениях балансов деаэратора необходимо учитывать все потоки пара и воды, подводимые к нему и отводимые от него. В частности, нужно учитывать дренаж из ПВД, пар из штоков стопорных и регулирующих клапанов, из концевых уплотнений турбины, пар, отбираемый на эжектор охладителя уплотнений и на концевые уплотнения турбины, и т.п.

Группа подогревателей низкого давления. Расход пара на верхний ПНД определяют из его уравнения теплового баланса:

$$\alpha_{пр} = \frac{\alpha_{кд} \cdot \tau_r \cdot \eta_{пр}^{-1}}{q_r}. \quad (1.8)$$

Расчет остальных ПНД проводят в зависимости от типа подогревателя (поверхностный или смешивающий) с учетом имеющихся смесителей. В этом случае температура конденсата после смесителя неизвестна, поэтому нужно составить и совместно решать уравнения балансов теплоты и расхода рабочего тела как соответствующих ПНД, так и смесителя.

При расчете ПНД определяют в итоге расходы пара на регенеративные подогреватели, количество конденсата, поступающего из конденсатосборника конденсатора главной турбины $\alpha_{к}$.

Пятый этап расчета ПТС. Контроль материального баланса пара и конденсата. Один из важных критериев правильности выполнения расчета является контроль материального баланса пара и конденсата, который выражается уравнением:

$$\alpha_{к(п)} = \alpha_{к}, \quad (1.9)$$

где доля потока конденсата после основного конденсатора с паровой стороны с учетом конденсата турбоприводов и других потоков ($\sum \alpha_{др.к.}$) равна:

$$\alpha_{к(п)} = \alpha_{к}^п + \alpha_{д.в} + \sum \alpha_{др.к.} \quad (1.10)$$

Доля потока конденсата из основного конденсатора со стороны регенеративной системы $\alpha_{к}$ определена после расчета ПНД.

Пропуск пара в конденсатор:

$$\alpha_{к}^п = \alpha_0 - \sum_1^z \alpha_r - \sum \alpha_y - \sum \alpha_{ут}, \quad (1.11)$$

где $\sum_1^z \alpha_r$ – доля регенеративных отборов пара из турбины; $\sum \alpha_y$ – доля протечек пара через уплотнения турбины; $\sum \alpha_{ут}$ – доля утечек пара, воды и конденсата.

Равенство (1.9) должно выполняться с точностью до 0,1 %.

Шестой этап расчета ПТС. Энергетическое уравнение и определение расходов пара и воды. Для турбины со сложной схемой подводов и отводов пара целесообразно пользоваться энергетическим уравнением вида:

$$\frac{3600}{\eta_m \cdot \eta_g} = D_0 (\alpha_{0,1} \cdot H_i^{0-1} + \alpha_{1,2} \cdot H_i^{1-2} + \dots + \alpha_{z,k} \cdot H_i^{z-k}), \quad (1.12)$$

где $\alpha_{0,1}$; $\alpha_{1,2}$ и т.д. – доли расходов пара через отдельные отсеки турбины, а H_i^{0-1} ; H_i^{1-2} и т.д. – теплоперепады пара в этих отсеках. Из уравнения (1.12) определяется расход свежего пара D_0 . Расчет удобно вести в табличной форме.

Расход пара на турбину можно также определить по уравнению:

$$D_0 = \frac{3600 \cdot N_g}{H_{ки}(1 - \sum \alpha_j \cdot y_j)}, \quad (1.13)$$

где y_j – коэффициенты недовыработки мощности паром отбора. Для потоков пара, входящих в промежуточные ступени турбины, $y_j < 1$. Удельный расход пара на турбину, кг/(кВт·ч):

$$d_0 = D_0 / N_g \quad (1.14)$$

является критерием правильности расчета; для современных турбоустановок $d_0 \approx 3,10 \div 3,15$ кг/(кВт·ч).

Контроль подсчета мощности турбоагрегата целесообразно провести по формуле:

$$N_g = N_k + \sum N_{зи}, \quad (1.15)$$

где N_k и $N_{эi}$ – мощности, развиваемые конденсационным потоком пара и потоками пара отборов турбины. Расхождение значений $N_э$ по данной формуле с заданной мощностью турбины не должно превышать 0,1 %.

После определения D_0 рассчитывают все потоки пара и воды, кг/ч: $D_{п.к}, D_{п.в}, D_{п.п}, D_k, D_{т.п}$ и др.

Седьмой этап расчета ПТС. Энергетические показатели энергоблока.

Определяют следующие энергетические показатели:

- *расход теплоты на турбоустановку, кДж/ч:*

$$Q_{ту} = D_0(h_0 - h_{п.в}) + D_{п.п}(h_{п.п} - h_{п.п}^0) - D_{д.в}(h_{п.в} - h_{д.в}); \quad (1.16)$$

- *удельный расход теплоты на турбоустановку, кДж/(кВт·ч):*

$$q_{ту} = \frac{Q_{ту}}{N_э + N_e^{т.п.п.н} + N_e^{т.п.в.д}}, \quad (1.17)$$

где эффективная мощность на валу приводных турбин питательного насоса и воздуходувки (для паровых котлов с наддувом), кВт:

$$N_e^{т.п.п.н} = N_i^{т.п} \cdot \eta_m^{т.п} = \frac{D_{п.в} \cdot H_{н.а.}}{3600 \cdot \eta_n}, \quad (1.18)$$

$$N_e^{т.п.в.д} = N_i^{т.п.в.д} \cdot \eta_m^{т.п} = Q \cdot H / \eta, \quad (1.19)$$

где Q – подача воздуходувки, м³/с; H – полное давление воздуха, развиваемое воздуходувкой, кПа; η – КПД воздуходувки.

Соответствующий *КПД турбоустановки:*

$$\eta_{ту} = 3600 / q_{ту}. \quad (1.20)$$

За вычетом мощностей турбоприводов питательных насосов и воздуходувки *КПД турбоустановки (абсолютный электрический):*

$$\eta_{ту}^a = 3600 \cdot N_э / Q_{ту}. \quad (1.21)$$

Тепловая нагрузка парового котла, кДж/кг:

$$Q_{п.к} = D_{п.к}(h_{пе} - h_{п.в}^{п.к}) + D_{п.п}(h_{п.п}^{п.к} - h_{п.п}^{0.п.к}). \quad (1.22)$$

Энтальпии свежего пара и пара промежуточного перегрева определяют при давлении и температуре у парового котла; $h_{п.в}^{п.к} \approx h_{п.в}$.

КПД транспорта теплоты (трубопроводов):

$$\eta_{\text{тр}} = Q_{\text{ту}}/Q_{\text{п.к.}} \quad (1.23)$$

Количество теплоты топлива:

$$Q_c = Q_{\text{п.к.}}/\eta_{\text{п.к.}} \quad (1.24)$$

КПД энергоблока (электростанции) брутто:

$$\eta_c = 3600 \cdot N_{\text{э}}/Q_c = \eta_{\text{ту}}^a \cdot \eta_{\text{тр}} \cdot \eta_{\text{п.к.}} \quad (1.25)$$

В этом выражении исключена мощность приводных турбин питательных насосов и воздуходувок, а также не учтена мощность прочих двигателей собственных нужд энергоблока (электростанции).

КПД энергоблока (электростанции) нетто:

$$\eta_c^{\text{н}} = \frac{3600 \cdot N_{\text{э}}(1 - \text{Э}_{\text{с.н}})}{Q_c} = \eta_c(1 - \text{Э}_{\text{с.н}}), \quad (1.26)$$

где $\text{Э}_{\text{с.н}} = \frac{N_{\text{с.н}}}{N_{\text{э}}} = 0,03 \div 0,07$ (большее значение на энергоблоках на твердом топливе).

Удельный расход теплоты энергоблока (электростанции) нетто, кДж/(кВт·ч):

$$q_c^{\text{н}} = \frac{Q_c}{N_{\text{э}} - N_{\text{с.н}}} = \frac{3600}{\eta_c^{\text{н}}}. \quad (1.27)$$

Часовые расходы условного и натурального топлива, кг/ч:

$$B_y = Q_c/Q_{\text{н.у}}^{\text{р}}; \quad (1.28)$$

$$B_{\text{н}} = Q_c/Q_{\text{н}}^{\text{р}}, \quad (1.29)$$

где теплота сгорания условного топлива равна $Q_{\text{н.у}}^{\text{р}} = 29308$ кДж/кг.

Удельный расход условного топлива нетто, г/(кВт·ч):

$$b_y^{\text{н}} = 123/\eta_c^{\text{н}}. \quad (1.30)$$

Для лучших современных энергоблоков КЭС $b_y^{\text{н}} \approx 315 \div 320$ г/(кВт·ч).

Расчет тепловой схемы теплоэлектроцентрали. Расчет тепловой схемы теплоэлектроцентрали означает расчет режима тепловой нагрузки серийной теплофикационной турбины, для которой известны все параметры расчетного режима.

Режим тепловой нагрузки задается следующими параметрами:

- по технологическому пару – расход, например, $D_{вц}$ и $D_{бдм}$, давления $p_{п,вц}$ и $p_{бдм}$;

- по отопительному отбору – тепловая нагрузка $Q_{от}^p$, расход сетевой воды $G_{с.в.}$, температура сетевой воды $t_{пс}/t_{ос}$.

Задается также тип режима, например, по тепловому графику, при таком режиме электрическая мощность однозначно определяется тепловой нагрузкой теплофикационных отборов.

Для теплоэлектроцентрали порядок расчета первого этапа следующий:

а) сначала определяют давления отопительных отборов, расходы пара в сетевые подогреватели, расход пара на выходе из ЧВД и расход свежего пара на турбину D_0 по имеющимся характеристикам ЧВД;

б) по характеристике ЧВД типа $N_{iЧВД} = f(D_0, p_p)$ находят и внутреннюю мощность ЧВД.

в) далее определяют внутреннюю мощность ЧСД, промежуточного отсека и ЧНД. Суммируя мощности отсеков, находим мощность турбины;

г) после этого следует провести расчет системы регенеративного подогрева воды с параллельным построением процесса расширения пара в h,S -диаграмме. Давления отборов подсчитывают по формуле Флюгеля; для ЧВД – по формуле:

$$p_{отб} = p_{отб0} \cdot D_{отс}/D_{отс0}. \quad (1.31)$$

где $D_{отс}$ – расход пара через соответствующий отсек турбины; индекс «0» относится к расчетному режиму.

Для уточненных значений потоков пара подсчитывают уточненную суммарную мощность турбины. При проведении расчетов необходимо учитывать все ограничения по давлениям и расходам пара.

РАЗДЕЛ 2. ПРИМЕР РАСЧЕТА ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ ПРОМЫШЛЕННОЙ ТЭС НА СРЕДНИЕ ПАРАМЕТРЫ ПАРА

2.1. Исходные данные для расчета

Составить и рассчитать принципиальную тепловую схему ТЭС ЦБП, определить показатели тепловой экономичности ТЭС.

Исходные данные для расчета:

Электрическая нагрузка – $N_{\text{э}} = 32$ МВт.

Отопительная нагрузка – $Q_{\text{от}} = 23,8$ МВт.

Температура сетевой воды – $t_{\text{ис}}/t_{\text{ос}} = 150/48$ °С.

Расход пара на варку целлюлозы – $D_{\text{вц}} = 80$ т/ч.

Расход горячей воды – $G_{\text{ГВС}} = 100$ т/ч.

Расход теплоты на вентиляцию – $Q_{\text{в}} = 6,7$ МВт.

Давление пара в производственном отборе – $p_{\text{п,вц}} = 0,9$ МПа.

Расход пара на бумагоделательные машины и другие технологические нужды – $D_{\text{БДМ}} = 80$ т/ч.

Противодавление – $p_{\text{БДМ}} = 0,4$ МПа.

Давление пара на теплофикацию – $p_{\text{от}} = 0,12$ МПа.

Вид топлива – каменный уголь (Печорский Ж).

Место расположения ТЭС – г. Архангельск.

Теплота сгорания топлива – $Q_{\text{н}}^{\text{р}} = 23,7$ МДж/кг.

Технологические и отопительные потребители теплоты ЦБП используют пар из регулируемых отборов турбин типа *ПТ* и пар выхлопа турбин противодавления типа *Р*. Пар на регенеративные подогреватели питательной воды подается из нерегулируемых отборов турбин. В связи с этим параметры пара могут быть определены после построения процессов расширения пара в h, S -диаграмме.

2.2. Построение процесса расширения пара в турбине

Последовательность построения процесса расширения пара в турбине следующая, см. рисунок 2.1:

2.1. По давлению $p_{\text{пп}} = 3,5$ МПа и температуре $t_{\text{пп}} = 435$ °С перегретого пара перед турбиной находится положение т. 1.

2.2. Строится процесс дросселирования пара в стопорном и регулирующих каналах турбины по условию $h_2 = h_1 = 3305$ кДж/кг; $p_2 = 0,9 \cdot p_{\text{пп}} = 0,9 \cdot 3,5 = 3,15$ МПа находится положение и параметры пара в т. 2.

2.3. Выполняется процесс расширения пара в части высокого давления (*ЧВД*) турбины. Для этого сначала строится процесс изэнтропного расширения пара до давления в производственном отборе и находятся параметры в т. 3 по условию $S_3 = S_2$. Затем из соотношения:

$$\eta_{oi \text{ ЧВД}} = \frac{h_2 - h_{3д}}{h_2 - h_3}. \quad (2.1)$$

определяется значение:

$$h_{3д} = h_2 - \eta_{oi \text{ ЧВД}} \cdot (h_2 - h_3) = 3305 - 0,85 (3305 - 2955) = 3007,5 \text{ кДж/кг.}$$

По значению $h_{3д} = 3007,5 \text{ кДж/кг}$ и давлению $p_{3д} = p_3 = 0,9 \text{ МПа}$ определяются положение и параметры пара в т. 3д. Для турбин на средние параметры пара $\eta_{oi \text{ ЧВД}} = 0,85$. Изображение процесса расширения в ЧВД получается соединением точек 2 и 3д.

2.4. Аналогично строится процесс расширения пара в части среднего давления (ЧСД) и части низкого давления (ЧНД) турбины типа ПТ и процесс расширения в турбине типа Р.

Потери давления в регулирующих органах ЧСД принимаются такими же, как для ЧВД, – равными 10 %. Внутренние относительные КПД по проточной части могут быть приняты следующими:

$$\eta_{oi \text{ ЧСД}} = 0,8; \eta_{oi \text{ ЧНД}} = 0,72; \eta_{oi \text{ Р}} = 0,8.$$

2.4.1. По давлению: $p_4 = p_{пр} = p_3 \cdot 0,9 = 0,81 \text{ МПа}$ определяется значение $h_4 = h_{3д} = 3010 \text{ кДж/кг}$ и строится процесс дросселирования пара в стопорном и регулирующих каналах турбины и находятся положение и параметры пара в т. 4. Строится процесс изоэнтروпного расширения пара до давления в производственном отборе, и находятся параметры в т. 5 по условию $S_5 = S_4$.

Находим положение т.5д из формулы:

$$\eta_{oi \text{ ЧСД}} = \frac{h_4 - h_{5д}}{h_4 - h_5}, \text{ отсюда}$$

$$h_{5д} = h_4 - \eta_{oi \text{ ЧСД}} \cdot (h_4 - h_5) = 3010 - 0,8 \cdot (3010 - 2625) = 2695 \text{ кДж/кг;}$$

По значению $h_{5д} = 2695 \text{ кДж/кг}$ и давлению $p_{5д} = p_5 = 0,12 \text{ МПа}$ определяются положение и параметры пара в т. 5д.

2.4.2. По давлению: $p_6 = p_{от} = p_5 \cdot 0,9 = 0,108 \text{ МПа}$ определяется значение $h_6 = h_{5д} = 2695 \text{ кДж/кг}$ и находятся положение и параметры пара в т. 6. Строится процесс изоэнтропного расширения пара до давления в отопительном отборе и находятся параметры в т. 7 по условию $S_7 = S_6$.

Находим положение т.7д из формулы:

$$\eta_{oi \text{ ЧНД}} = \frac{h_6 - h_{7д}}{h_6 - h_7}, \text{ отсюда}$$

$$h_{7д} = h_6 - \eta_{oi \text{ ЧСД}} \cdot (h_6 - h_7) = 2695 - 0,72 \cdot (2695 - 2220) = 2355 \text{ кДж/кг;}$$

По значению $h_{7д} = 2355 \text{ кДж/кг}$ и давлению $p_{7д} = p_7 = 0,004 \text{ МПа}$ определяются положение и параметры пара в т. 7д.

2.4.3. По давлению: $p_1 = p_2 = 3,5 \text{ МПа}$ и температуре $435 \text{ }^\circ\text{C}$ определяется значение $h_1 = h_2 = 2785 \text{ кДж/кг}$ и находятся положение и параметры пара в т. 1 и 2 (см. п. 2.2). Строится процесс изоэнтропного расширения пара до давления в отборе на БДМ и находятся параметры в т. 8 по условию $S_8 = S_2$.

Находим положение т.8д из формулы:

$$\eta_{oi \text{ Р}} = \frac{h_2 - h_{8д}}{h_2 - h_8}, \text{ отсюда}$$

$$h_{8д} = h_2 - \eta_{oi \text{ Р}} \cdot (h_2 - h_8) = 3305 - 0,8 \cdot (3305 - 2785) = 2885 \text{ кДж/кг;}$$

По значению $h_{8д} = 2885$ кДж/кг и давлению $p_{БДМ} = p_8 = 0,4$ МПа определяются положение и параметры пара в т. 8д.

2.5. 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 h,s -диаграммы. Точки отбора обозначены буквами:

A – регулируемый производственный отбор;

B – нерегулируемый отбор пара на *ПВД*, $p_B = 0,575$ МПа;

C – регулируемый отопительный отбор;

D – нерегулируемый отбор пара на *ПНД*, $p_D = 0,01$ МПа.

2.6. По окончании построения процесса расширения пара в турбине определяются использованный теплорепад:

$$H_{i,ПТ} = h_1 - h_{7д} = 3305 - 2355 = 950 \text{ кДж/кг}, \quad (2.2)$$

$$H_{i,Р} = h_1 - h_{8д} = 3305 - 2885 = 420 \text{ кДж/кг} \quad (2.3)$$

и коэффициенты недовыработки мощности:

$$\xi_A = \frac{h_A - h_{7д}}{H_{i,ПТ}} = \frac{3010 - 2355}{950} = 0,69, \quad (2.4)$$

$$\xi_B = \frac{h_B - h_{7д}}{H_{i,ПТ}} = \frac{2945 - 2355}{950} = 0,62, \quad (2.5)$$

$$\xi_C = \frac{h_C - h_{7д}}{H_{i,ПТ}} = \frac{2695 - 2355}{950} = 0,36, \quad (2.6)$$

$$\xi_D = \frac{h_D - h_{7д}}{H_{i,ПТ}} = \frac{2440 - 2355}{950} = 0,09. \quad (2.7)$$

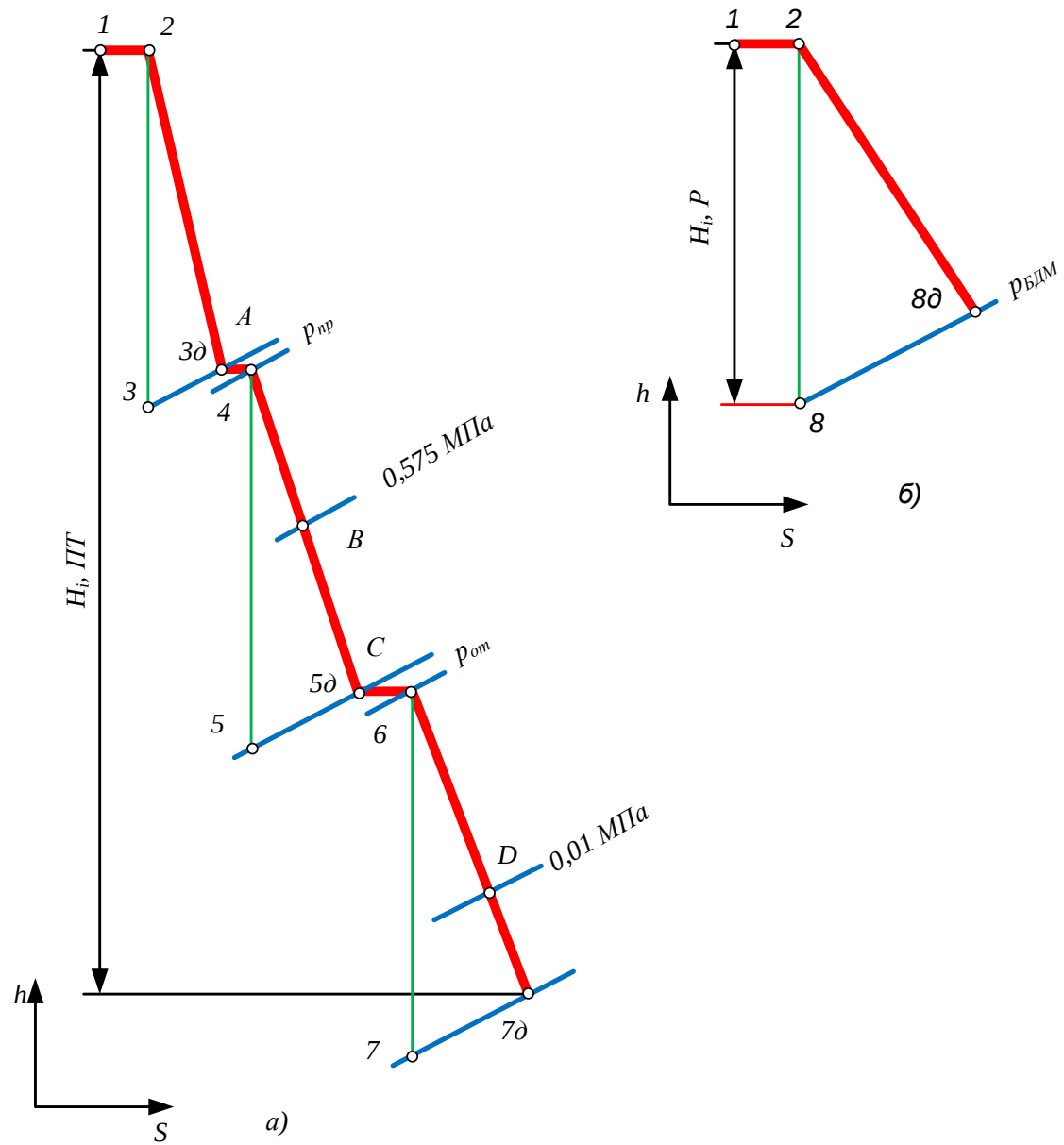


Рисунок 2.1. Процесс построения расширения пара в турбинах типа ПТ и Р

2.7. Результаты определения параметров пара в различных точках по проточной части турбин приведены в таблице 2.1.

2.8. По данным таблицы 2.1 определяются параметры пара и конденсата в характерных точках схемы. Потери давления в паропроводах от турбин до теплообменных устройств (кроме ОУ) составляют 10 %. Энтальпия конденсата определяется как энтальпия воды в состоянии насыщения при давлении в теплообменнике. Результаты определения параметров пара и конденсата сводятся в таблице 2.2.

2.3. Определение расхода пара внешними потребителями

2.3.1. Расход пара на охлаждающие установки ОУ1 и ОУ2

Расчетная схема ОУ и изображенные процессы охлаждения в h,s -диаграмме приведены на рисунках 2.2 и 2.3.

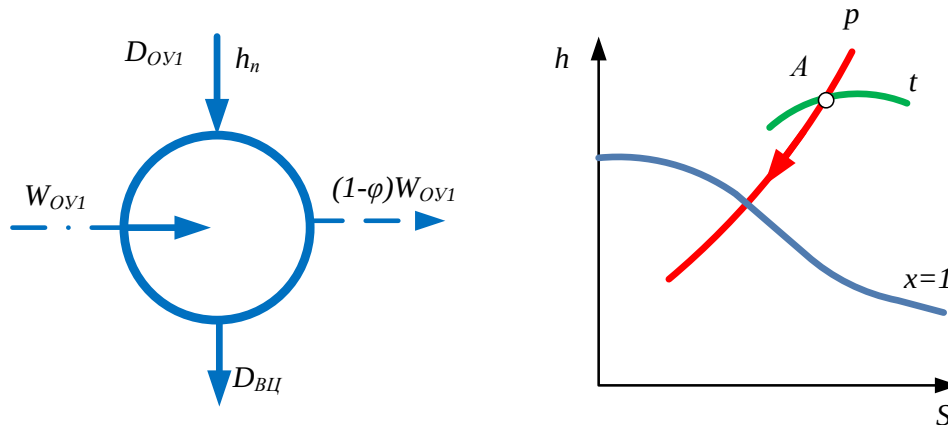


Рисунок 2.2. Схема и процесс охлаждения пара в ОУ1

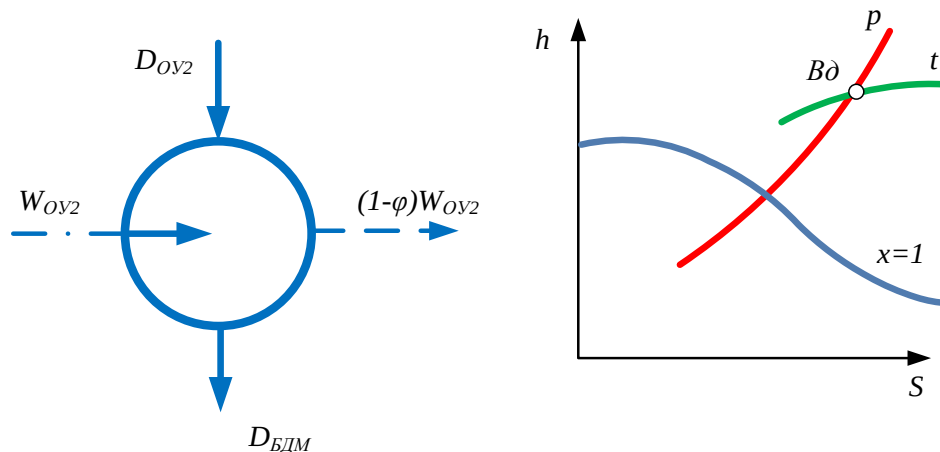


Рисунок 2.3. Схема и процесс охлаждения пара в ОУ2

Таблица 2.1. Параметры пара в проточной части турбин и коэффициенты недовыработки мощности

Параметр	Турбина типа <i>ПТ</i>												Турбина типа <i>Р</i>	
	1	2	3	3 ∂ (А)	4	В	5	5 ∂ (С)	6	Д	7	7 ∂	8	8 ∂
p , МПа	3,5	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 , °С	435	432	256	280	277	245	106	110	109	46	28	28	165	213
h , кДж/кг	3305	3305	2955	3010	3010	2945	2625	2695	2695	2440	2220	2355	2785	2888
S , кДж/кг·К	6,86	7,0	7,0	7,1	7,14	7,18	7,14	7,32	7,35	7,69	7,35	7,8	7,0	7,22
ξ	-	-	-	0,69	-	0,62	-	0,36	-	0,09	-	-	-	-

Таблица 2.2. Параметры пара и конденсата в характерных точках схемы

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	3010	3010	2945	2888	2695	2440
Давление пара в теплообменном устройстве, МПа	0,9	0,81	0,515	0,4	0,108	0,009
Энтальпия конденсата, кДж/кг	745	725	647	605	430	192
Температура конденсата, °С	-	171	153	-	102	44

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

$$G_{OU1} = \frac{h_{п.ОУ1} - h_{п.ВЦ}}{\varphi \cdot (h_{п.ВЦ} - h_{к.ВЦ}) + (h_{к.ВЦ} - h_{пв})}, \text{ кг/кг} \quad (2.8)$$

где $h_{п.ОУ1}$ – энтальпия пара в т. А, кДж/кг; $h_{к.ВЦ}$, $h_{п.ВЦ}$ – энтальпия конденсата и пара, соответственно при давлении p_A , кДж/кг; φ – доля испаряемой питательной воды ($\varphi = 0,9$); $h_{пв} = 4,19 \cdot t_{пв}$ – энтальпия питательной воды, кДж/кг.

Тогда расход питательной воды составит:

$$G_{OU1} = \frac{3010 - 2770}{0,9 \cdot (2770 - 745) + (745 - 4,19 \cdot 102)} = 0,11 \text{ кг/кг}$$

Расход пара, поступающего на ОУ1:

$$D_{OU1} = \frac{D_{ВЦ}}{1 + \varphi \cdot G_{OU1}} = \frac{80 \cdot 10^3}{3,6 \cdot 10^3 (1 + 0,9 \cdot 0,11)} = 20,2, \text{ кг/с.} \quad (2.9)$$

Аналогичным образом определяется расход пара на ОУ2.
Расход воды на 1 кг пара, поступающего на ОУ2:

$$G_{OU2} = \frac{h_{п.ОУ2} - h_{п.БДМ}}{\varphi \cdot (h_{п.БДМ} - h_{к.БДМ}) + (h_{к.БДМ} - h_{пв})}, \text{ кг/кг} \quad (2.10)$$

где $h_{п.ОУ2}$; $h_{пв}$; $h_{п.БДМ}$; $h_{к.БДМ}$ – определяются таким же образом, как и в расчете ОУ1, кДж/кг.

$$G_{OU2} = \frac{2888 - 2740}{0,9 \cdot (2740 - 605) + (605 - 4,19 \cdot 102)} = 0,07 \text{ кг/кг.}$$

Расход пара, поступающего на ОУ2:

$$D_{OU2} = \frac{D_{БДМ}}{1 + \varphi \cdot G_{OU2}} = \frac{80 \cdot 10^3}{3,6 \cdot 10^3 (1 + 0,9 \cdot 0,07)} = 20,9, \text{ кг/с.}$$

2.3.2. Расход пара на отопление и горячее водоснабжение

Схема сетевой подогревательной установки представлена на рисунке 2.4.
Расход сетевой воды на отопление:

$$G_{св} = \frac{Q_{от}}{\eta \cdot c_{в} \cdot (t_{пс} - t_{ос})} = \frac{23,8 \cdot 10^3}{0,98 \cdot 4,19 \cdot (150 - 48)} = 56,8 \text{ кг/с,} \quad (2.11)$$

где $\eta = 0,98$ – КПД подогревателей.

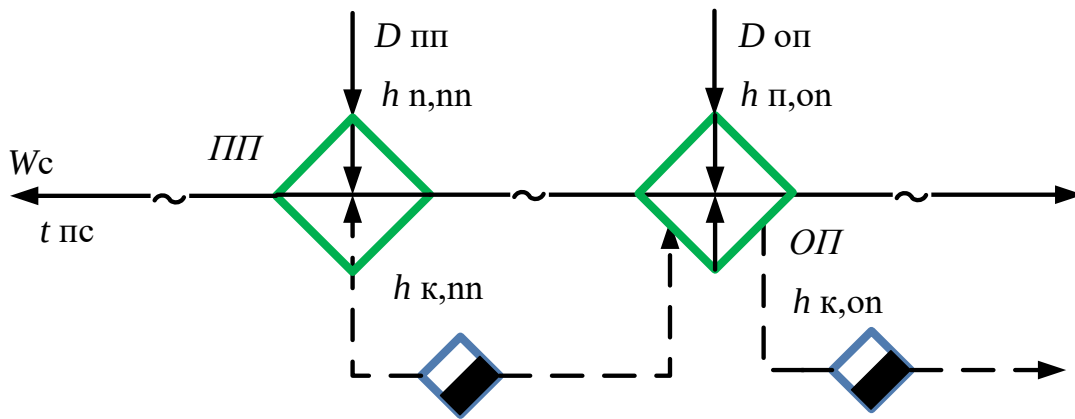


Рисунок 2.4. Схема сетевой подогревательной установки

Расход пара на пиковый подогреватель:

$$D_{\text{ПП}} = \frac{G_{\text{св}} \cdot C_{\text{в}} (t_{\text{пс}} - t_{\text{оп}})}{\eta \cdot (h_{\text{п.ПП}} - h_{\text{к.ПП}})}, \text{ кг/с} \quad (2.12)$$

где $t_{\text{оп}}$ – температура сетевой воды на выходе из основного подогревателя, $t_{\text{оп}} = t_{\text{к,оп}} - \delta t$; δt – температурные потери, $\delta t = 8 \dots 10 \text{ } ^\circ\text{C}$; $t_{\text{к,оп}}$ – температура конденсата, $t_{\text{оп}} = 102 - 9 = 93 \text{ } ^\circ\text{C}$.

Расход пара на пиковый подогреватель:

$$D_{\text{ПП}} = \frac{56,8 \cdot 4,19 (150 - 93)}{0,98 (3010 - 745)} = 6,1, \text{ кг/с}$$

Расход пара на основной подогреватель:

$$\begin{aligned} D_{\text{ОП}} &= \frac{G_{\text{св}} \cdot C_{\text{в}} (t_{\text{оп}} - t_{\text{ос}}) - D_{\text{ПП}} \cdot (h_{\text{к.ПП}} - h_{\text{к.ОП}}) \cdot \eta}{\eta \cdot (h_{\text{п.ОП}} - h_{\text{к.ОП}})} = \\ &= \frac{56,8 \cdot 4,19 (93 - 48) - 6,1 \cdot (745 - 430) \cdot 0,98}{0,98 \cdot (2695 - 430)} = 4,03 \text{ кг/с} \end{aligned} \quad (2.13)$$

2.3.3. Расход пара на подпиточный узел горячего водоснабжения

В связи с тем, что в тепловой схеме ТЭС принята открытая схема горячего водоснабжения, подпитка осуществляется водой, подготавливаемой в подпиточном узле, схема которого представлена на рисунке 2.5.

Расход пара на горячее водоснабжение:

$$D_{\text{ПД}} = \frac{G_{\text{ГВС}} \cdot C_{\text{в}} (t_{\text{ос}} - 5)}{\eta \cdot (h_{\text{п.ПД}} - C_{\text{в}} \cdot 5)} = \frac{27,8 \cdot 4,19 (48 - 5)}{0,98 (2695 - 4,19 \cdot 5)} = 1,91 \text{ кг/с} \quad (2.14)$$

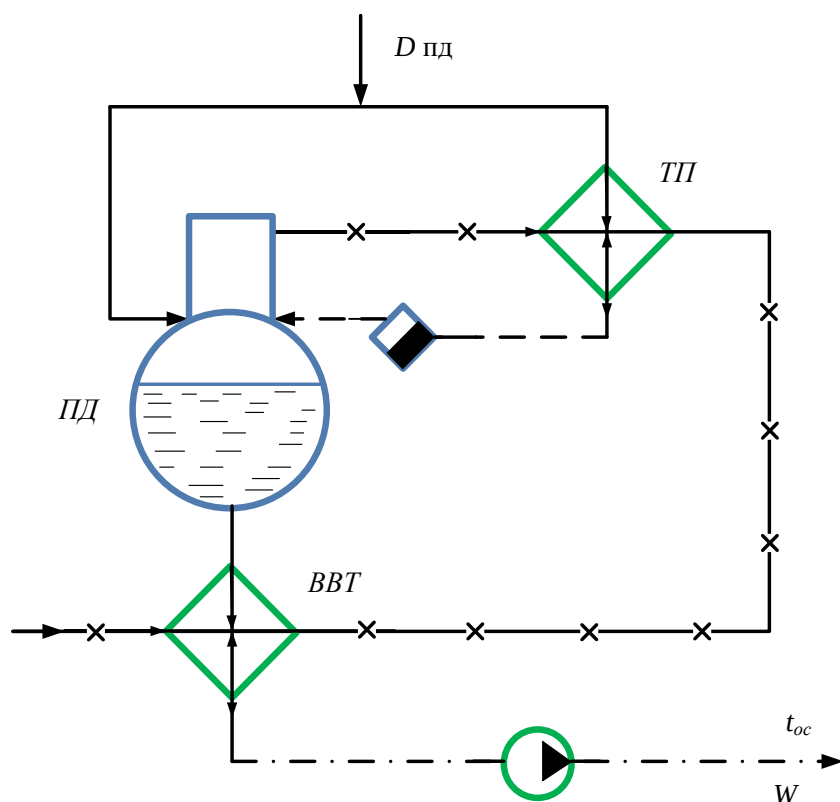


Рисунок 2.5. Схема узла подпитки

Расход воды на горячее водоснабжение:

$$G_{ГВС} = D_{ПД} + G_{ХОВ}. \quad (2.15)$$

Тогда расход химически очищенной воды составит:

$$G_{ХОВ} = G_{ГВС} - D_{ПД} = 27,8 - 1,91 = 25,9 \text{ кг/с}.$$

2.4. Расчет мощностей турбин, расхода пара на турбины, выбор типа и числа турбин

2.4.1. Расчет мощностей турбин

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

$$D_P = D_{ОУ2} = 20,9 \text{ кг/с}.$$

Мощность, развиваемая турбинами типа P :

$$N_P = D_P \cdot H_{ip} \cdot \eta_m \cdot \eta_{эг} = 20,9 \cdot 420 \cdot 0,98 \cdot 0,96 = 8258 \text{ кВт}, \quad (2.16)$$

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

В соответствии с данными приложения Ж необходима установка одной турбины типа *P-12-35/5*.

Мощность, развиваемая турбинами типа *ПТ*:

$$N_{\text{ПТ}} = N_{\text{э}} - N_{\text{р}} = 32 - 8,26 = 23,74 \text{ МВт.}$$

Для выработки такой электрической мощности необходимо установить две турбины типа *ПТ-12-35/10* (приложение Е).

2.4.2. Расход пара на *ПВД2*

Подогреватель высокого давления *ПВД2* предназначен для нагрева питательной воды в количестве, соответствующем расходу конденсата греющего пара БДМ.

Расход пара на *ПВД2* равен:

$$D_{\text{ПВД2}} = \frac{G_{\text{пв.ПВД2}} \cdot (h_{\text{пв.ПВД2}} - h_{\text{пв.д}})}{\eta \cdot (h_{\text{п.ПВД2}} - h_{\text{к.ПВД2}})}, \text{ кг/с,} \quad (2.17)$$

где $G_{\text{пв.ПВД2}} = D_{\text{ОУ2}} \cdot (1 + \alpha_{\text{пр}})$; $\alpha_{\text{пр}} = 2...5 \%$ – коэффициент, учитывающий расход котловой воды на непрерывную продувку $h_{\text{пв.ПВД2}} = 4,19 \cdot t_{\text{п.ПВД2}}$

$$D_{\text{ПВД2}} = \frac{20,9(1+0,035)(4,19 \cdot 145 - 4,19 \cdot 102)}{0,98(3010 - 725)} = 1,74, \text{ кг/с.}$$

При определении $D_{\text{ПВД}}$ температура питательной воды на выходе из *ПВД2* принята равной 145°C , что соответствует требованиям по температуре питательной воды для паровых котлов на средние параметры пара.

2.4.3. Расход пара на турбины *ПТ-12-35/10*

Для определения расхода пара на турбины типа *ПТ* необходимо решить уравнение:

$$D_{\text{ПТ}} = \frac{N_{\text{ПТ}}}{H_{\text{ПТ}} \cdot \eta_{\text{м}} \cdot \eta_{\text{эг}}} + (D_{\text{ОУ1}} + D_{\text{ПП}} + D_{\text{ПВД2}}) \xi_{\text{А}} + \alpha_{\text{ПВД1}} \cdot D_{\text{ПТ}} \cdot \xi_{\text{В}} + \\ + (D_{\text{ОП}} + D_{\text{ПД}} + \alpha_{\text{Д}} \cdot D_{\text{ПТ}}) \cdot \xi_{\text{С}} + \alpha_{\text{ПНД}} \cdot D_{\text{ПТ}} \cdot \xi_{\text{Д}}, \text{ кг/с} \quad (2.18)$$

где $\alpha_{\text{Д}} = 0,1$; $\alpha_{\text{ПВД1}} = 0,1$; $\alpha_{\text{ПНД}} = 0,015$ – доли расходов пара на деаэратор, *ПВД1* и *ПНД*, соответственно; $\xi_{\text{А}}$, $\xi_{\text{В}}$, $\xi_{\text{С}}$, $\xi_{\text{Д}}$ – коэффициенты недовыработки мощности определяются по соотношениям (2.4), (2.5), (2.6) и (2.7).

Расчетное уравнение (2.18) для определения расхода пара может быть представлено в виде:

$$D_{\text{ПТ}} = \frac{\frac{N_{\text{ПТ}}}{H_{\text{ПТ}} \cdot \eta_{\text{м}} \cdot \eta_{\text{эг}}} + (D_{\text{ОУ1}} + D_{\text{ПП}} + D_{\text{ПВД2}}) \cdot \xi_{\text{А}} + (D_{\text{ОП}} + D_{\text{ПД}}) \cdot \xi_{\text{С}}}{1 - \alpha_{\text{ПВД1}} \cdot \xi_{\text{В}} - \alpha_{\text{Д}} \cdot \xi_{\text{С}} - \alpha_{\text{ПНД}} \cdot \xi_{\text{Д}}} =$$

$$\frac{\frac{23,74 \cdot 10^6}{950 \cdot 10^3 \cdot 0,98 \cdot 0,96} + (20,2 + 6,1 + 1,74) \cdot 0,69 + (4,03 + 1,91) \cdot 0,36}{1 - 0,1 \cdot 0,62 - 0,1 \cdot 0,36 - 0,015 \cdot 0,09} = 53,35 \text{ кг/с}$$

2.5. Подбор паровых котлов

Выбор типа и количества паровых котлов для ТЭС производится по максимальному расходу пара с учетом заданного вида топлива (приложение А). Суммарная производительность включенных котлов и один котел резервный должна обеспечивать расход пара на все турбины и собственные нужды котельного цеха, составляющие 2 % от расхода пара на турбины.

Максимальная производительность котельного цеха:

$$D_{\text{кот}} = (1 + \alpha_{\text{сн}}) \cdot (D_{\text{р}} + D_{\text{ПТ}}) = (1 + 0,02) \cdot (20,9 + 53,35) = 75,7 \text{ кг/с}, \quad (2.19)$$

где $\alpha_{\text{сн}} = 0,02$ – доля расхода пара на собственные нужды.

На ТЭС следует установить 5 котлоагрегатов (1 резервный) типа БКЗ-75-39 ФБ, со следующими параметрами: паропроизводительность 75 т/ч; давление пара 4,0 МПа; температура пара 440 °С; температура питательной воды 145 °С (приложение А).

2.6. Расчет годовой выработки теплоты, пара и электроэнергии

2.6.1. Годовые расходы пара технологическими потребителями

Годовые расходы на технологические нужды определяются из условия непрерывной работы технологического оборудования в течение 345 суток (20 суток составляет ремонтный период): $365 - 20 = 345$.

Расход пара на варку целлюлозы:

$$D_{\text{ВЦ}}^{\text{год}} = 3600 \cdot 24 \cdot 345 \cdot D_{\text{ОУ1}} = 3600 \cdot 24 \cdot 345 \cdot 20,2 = 6,02 \cdot 10^8 \frac{\text{кг}}{\text{год}} =$$

$$= 6,02 \cdot 10^5 \text{ т/год}. \quad (2.20)$$

Расход пара на бумагоделательные машины:

$$D_{\text{БДМ}}^{\text{год}} = 3600 \cdot 24 \cdot 345 \cdot D_{\text{ОУ2}} = 3600 \cdot 24 \cdot 345 \cdot 20,9 = 6,22 \cdot 10^8 \frac{\text{кг}}{\text{год}} =$$

$$= 6,22 \cdot 10^5 \text{ т/год}. \quad (2.21)$$

2.6.2. Расход пара на отопление и горячее водоснабжение

Годовой расход тепла на отопление определяется по формуле:

$$Q_{\text{от}}^{\text{год}} = Q_{\text{от}} \cdot \frac{t_{\text{вн}} - t_{\text{н}}^{\text{ср}}}{t_{\text{вн}} - t_{\text{н.от}}^{\text{р}}} \cdot z, \quad (2.22)$$

где $t_{\text{вн}} = 18^\circ\text{C}$ – внутренняя температура воздуха в помещении; $t_{\text{н}}^{\text{ср}}, t_{\text{н.от}}^{\text{р}}$ – средняя и расчетная наружная температура воздуха для отопления (определяется по климатологической таблице [15] или по приложению 3): $t_{\text{н.от}}^{\text{р}} = -32^\circ\text{C}$; $t_{\text{н}}^{\text{ср}} = -4,7^\circ\text{C}$; z – число часов отопительного периода (для г. Архангельска $z = 251 \cdot 24 = 6024$ ч).

Тогда

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

Годовой расход тепла на вентиляцию:

$$Q_{\text{в}}^{\text{год}} = Q_{\text{в}} \cdot \frac{t_{\text{вн}} - t_{\text{н}}^{\text{ср}}}{t_{\text{вн}} - t_{\text{н.в}}^{\text{р}}} \cdot z, \quad (2.23)$$

где $t_{\text{н.в}}^{\text{р}}$ – расчетная наружная температура воздуха для вентиляции (см. приложение 3, $t_{\text{н.в}}^{\text{р}} = -19^\circ\text{C}$).

Тогда

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

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

$$Q_{\text{пп}}^{\text{год}} = 0,1 \cdot (Q_{\text{от}}^{\text{год}} + Q_{\text{в}}^{\text{год}}) = 0,1 \cdot (6,5 \cdot 10^4 + 2,48 \cdot 10^4) = 0,9 \cdot 10^4 \text{ МВт} \cdot \text{ч} = 0,32 \cdot 10^8 \text{ МДж.} \quad (2.24)$$

$$Q_{\text{оп}}^{\text{год}} = 0,9 \cdot (Q_{\text{от}}^{\text{год}} + Q_{\text{в}}^{\text{год}}) = 0,9 \cdot (6,5 \cdot 10^4 + 2,48 \cdot 10^4) = 8,1 \cdot 10^4 \text{ МВт} \cdot \text{ч} = 2,92 \cdot 10^8 \text{ МДж.} \quad (2.25)$$

Годовые расходы пара на пиковый и основной подогреватели составляют:

$$D_{\text{пп}}^{\text{год}} = \frac{Q_{\text{пп}}^{\text{год}}}{(h_{\text{п.пп}} - h_{\text{к.пп}}) \cdot \eta} = \frac{0,32 \cdot 10^8}{(3010 - 745) \cdot 0,98} = 14416 \text{ т/год.} \quad (2.26)$$

$$D_{\text{оп}}^{\text{год}} = \frac{Q_{\text{оп}}^{\text{год}} - D_{\text{пп}}^{\text{год}} \cdot (h_{\text{к.пп}} - h_{\text{к.оп}}) \cdot \eta}{(h_{\text{п.оп}} - h_{\text{к.оп}}) \cdot \eta} = \frac{2,98 \cdot 10^8 - 14416 \cdot (745 - 430) \cdot 0,98}{(2695 - 430) \cdot 0,98} = 132248 \text{ т/год.} \quad (2.27)$$

Годовой расход пара на горячее водоснабжение:

$$D_{\text{ГВС}}^{\text{год}} = D_{\text{ПД}} \cdot 345 \cdot 24 = 6,88 \cdot 345 \cdot 24 = 56966 \text{ т/год.} \quad (2.28)$$

Годовой расход пара на ПВД2:

$$D_{\text{ПВД2}}^{\text{год}} = D_{\text{ПВД2}} \cdot 345 \cdot 24 = 6,25 \cdot 345 \cdot 24 = 51833 \text{ т/год.} \quad (2.29)$$

Таким образом, годовые расходы пара составляют:

- из турбины противодействия, $p = 0,4$ МПа:

$$D_{p=0,4}^{\text{год}} = D_{\text{Р}}^{\text{год}} = D_{\text{БДМ}}^{\text{год}} = 6,22 \cdot 10^5 \text{ т/год;}$$

- из производственного отбора турбины, $p = 0,9$ МПа:

$$\begin{aligned} D_{p=0,9}^{\text{год}} &= D_{\text{ВЦ}}^{\text{год}} + D_{\text{ПП}}^{\text{год}} + D_{\text{ПВД2}}^{\text{год}} = 602000 + 14416 + 51833 = \\ &= 668249 \text{ т/год;} \end{aligned} \quad (2.30)$$

- из теплофикационного отбора турбины, $p = 0,12$ МПа:

$$D_{p=0,12}^{\text{год}} = D_{\text{ОП}}^{\text{год}} + D_{\text{ГВС}}^{\text{год}} = 132248 + 56966 = 189214 \text{ т/год.}$$

2.6.3. Годовая выработка электроэнергии

1. Турбиной Р-12-35/5:

$$\mathcal{E}_{\text{Р}}^{\text{год}} = \frac{D_{p=0,4}^{\text{год}} \cdot H_{\text{л.р}} \cdot \eta_{\text{м}} \cdot \eta_{\text{эг}}}{3600} = \frac{6,22 \cdot 10^5 \cdot 420 \cdot 0,98 \cdot 0,96}{3600} = 68,25 \cdot 10^3 \text{ МВт} \cdot \text{ч.} \quad (2.31)$$

2. Турбинами типа ПТ-12-35/10:

$$\begin{aligned} \mathcal{E}_{\text{ПТ}}^{\text{год}} &= 2 \cdot N_{\text{ПТ}}^{\text{ном}} \cdot K_{\text{и}} \cdot 365 \cdot 24 = 2 \cdot 12 \cdot 0,8 \cdot 365 \cdot 24 = \\ &= 168,2 \cdot 10^3 \text{ МВт} \cdot \text{ч,} \end{aligned} \quad (2.32)$$

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

Суммарная годовая выработка электроэнергии турбинами равна:

$$\mathcal{E}^{\text{год}} = \mathcal{E}_{\text{Р}}^{\text{год}} + \mathcal{E}_{\text{ПТ}}^{\text{год}} = 68,25 \cdot 10^3 + 168,2 \cdot 10^3 = 236 \cdot 10^3 \text{ МВт} \cdot \text{ч.} \quad (2.33)$$

2.6.4. Годовая выработка пара

Годовой расход пара на турбины типа ПТ-12-35/10 находится из уравнения:

$$D_{\text{ПТ}}^{\text{год}} = \frac{\varepsilon_{\text{ПТ}}^{\text{год}} \cdot 3600}{H_{\text{и.ПТ}} \cdot \eta_{\text{м}} \cdot \eta_{\text{эг}}} + D_{\text{Р=0,9}}^{\text{год}} \cdot \xi_{\text{А}} + \alpha_{\text{ПВД1}} \cdot D_{\text{ПТ}}^{\text{год}} \cdot \xi_{\text{В}} + (D_{\text{Р=0,12}}^{\text{год}} + \alpha_{\text{Д}} \cdot D_{\text{ПТ}}^{\text{год}}) \xi_{\text{С}} + \alpha_{\text{ПНД}} \cdot D_{\text{ПТ}}^{\text{год}} \cdot \xi_{\text{D}}. \quad (2.34)$$

Откуда

$$D_{\text{ПТ}}^{\text{год}} = \frac{\frac{\varepsilon_{\text{ПТ}}^{\text{год}} \cdot 3600}{H_{\text{и.ПТ}} \cdot \eta_{\text{м}} \cdot \eta_{\text{эг}}} + D_{\text{Р=0,9}}^{\text{год}} \cdot \xi_{\text{А}} + D_{\text{Р=0,12}}^{\text{год}} \cdot \xi_{\text{С}}}{1 - \alpha_{\text{ПВД1}} \cdot \xi_{\text{В}} - \alpha_{\text{Д}} \cdot \xi_{\text{С}} - \alpha_{\text{ПНД}} \cdot \xi_{\text{D}}} = \frac{\frac{168,2 \cdot 10^3 \cdot 3600 \cdot 10^6}{950 \cdot 10^3 \cdot 0,98 \cdot 0,96 \cdot 10^3} + 668249 \cdot 0,69 + 189214 \cdot 0,36}{1 - 0,1 \cdot 0,62 - 0,1 \cdot 0,36 - 0,015 \cdot 0,09} = 1339817 \text{ т/год}$$

Годовая производительность котельной с учетом 2 % расхода пара на собственные нужды равна:

$$D_{\text{кот}}^{\text{год}} = 1,02 \cdot (D_{\text{Р}}^{\text{год}} + D_{\text{ПТ}}^{\text{год}}) = 1,02 \cdot (6,22 \cdot 10^5 + 13,4 \cdot 10^5) = 20,01 \cdot 10^5 \text{ т/год} \quad (2.35)$$

2.6.5. Годовая выработка тепла для внешних потребителей

Годовой расход тепла на варку целлюлозы:

$$Q_{\text{ВЦ}}^{\text{год}} = D_{\text{ВЦ}}^{\text{год}} \cdot h_{\text{П.ВЦ}} = \frac{6,02 \cdot 10^5 \cdot 2770}{3600} = 463206 \text{ МВт}. \quad (2.36)$$

Годовой расход тепла на бумагоделательные машины:

$$Q_{\text{БДМ}}^{\text{год}} = D_{\text{БДМ}}^{\text{год}} \cdot (h_{\text{П.БДМ}} - 0,8 \cdot h_{\text{К.БДМ}}) = \frac{6,22 \cdot 10^5 \cdot (2770 - 0,8 \cdot 605)}{3600} = 389787 \text{ МВт}. \quad (2.37)$$

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

Годовой расход тепла на ГВС:

$$Q_{\text{ГВС}}^{\text{год}} = Q_{\text{ГВС}} \cdot 345 \cdot 24, \quad (2.38)$$

$$\text{где } Q_{\text{ГВС}} = G_{\text{ГВС}} \cdot \eta \cdot C_{\text{в}} (t_{\text{ос}} - 5) = \frac{100 \cdot 10^3}{3600} \cdot 0,98 \cdot 4,19 \cdot 10^{-3} \cdot (48 - 5) = 4,904 \text{ МВт}. \quad (2.39)$$

$$Q_{\text{ГВС}}^{\text{год}} = 4,904 \cdot 345 \cdot 24 = 40605 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Годовой расход тепла на отопление:

$$Q_{\text{от}}^{\text{год}} = 6,5 \cdot 10^4 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Годовой расход тепла на вентиляцию:

$$Q_{\text{в}}^{\text{год}} = 2,48 \cdot 10^4 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Суммарный годовой отпуск тепла внешним потребителям:

$$Q_{\text{вп}}^{\text{год}} = Q_{\text{вц}}^{\text{год}} + Q_{\text{бдм}}^{\text{год}} + Q_{\text{гвс}}^{\text{год}} + Q_{\text{от}}^{\text{год}} + Q_{\text{в}}^{\text{год}} = 463206 + 389787 + 40605 + 65000 + 24800 = 983398 \text{ МВт} \cdot \text{ч.} \quad (2.40)$$

2.7. Определение КПД котлоагрегата и расхода топлива

Величина КПД котлоагрегата, $\eta_{\text{КА}}$, необходимая для расчета годового расхода топлива, определяется согласно [7] из теплового баланса котлоагрегата:

$$\eta_{\text{КА}} = 100 - \sum q_i, \quad (2.41)$$

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

Тепловые потери с уходящими газами рассчитываются по формуле:

$$q_2 = \frac{(I_{\text{yx}} - \alpha_{\text{yx}} \cdot I_{\text{x.в}})}{Q_{\text{н}}^{\text{р}}}, \quad (2.42)$$

где I_{yx} – энтальпия уходящих газов, кДж/кг; $I_{\text{x.в.}}$ – энтальпия холодного воздуха (обычно принимается при температуре воздуха 30 °С); $\alpha_{\text{yx}} = \alpha_{\text{т}} + \Delta\alpha$ – коэффициент избытка воздуха в уходящих газах за котлоагрегатом; $\alpha_{\text{т}} = 1,2$ – коэффициент избытка воздуха в топке, принимается по приложению Д; $\Delta\alpha = 0,15$ – сумма присосов по газовому тракту котла.

Энтальпия продуктов сгорания при $\alpha_{\text{т}} = 1$ и температура уходящих газов определяются по формуле:

$$I_{\text{yx}} = I_{\text{yx}}^0 + (\alpha_{\text{yx}} - 1)I_{\text{x.в}}, \quad (2.43)$$

где I_{yx}^0 – энтальпия продуктов сгорания при $\alpha_{\text{т}} = 1$, кДж/кг.

Для определения $I_{\text{yx}}^0, I_{\text{x.в}}$ необходимо выполнить расчеты по воздуху и продуктам сгорания.

По приложению В определяем элементарный состав рабочей массы топлива для каменного угля Печорского месторождения марки Ж:

$$C^P = 59,6 \%; H^P = 3,8 \%; S_{\text{л}}^P = 0,8 \%; O^P = 5,4 \%; N^P = 1,3 \%; \\ A^P = 23,6 \%; W^P = 5,5 \%.$$

Теоретически необходимое количество воздуха:

$$V^0 = 0,0889 \cdot (C^P + 0,375 \cdot S_{\text{л}}^P) + 0,265 \cdot H^P - 0,0333 \cdot O^P = 0,0889 \cdot (59,6 + 0,375 \cdot 0,8) + 0,265 \cdot 3,8 - 0,0333 \cdot 5,4 = 6,15 \text{ м}^3/\text{кг}. \quad (2.44)$$

Теоретический объем азота:

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot V^0 + 0,8 \cdot \frac{N^P}{100} = 0,79 \cdot 6,15 + 0,8 \cdot \frac{1,3}{100} = 4,87, \text{ м}^3/\text{кг}. \quad (2.45)$$

Объем трехатомных газов:

$$V_{RO_2} = 0,0187 \cdot (C^P + 0,375 \cdot S_{\text{л}}^P) = 0,0187 \cdot (59,6 + 0,375 \cdot 0,8) = 1,12, \text{ м}^3/\text{кг}. \quad (2.46)$$

Теоретический объем водяных паров:

$$V_{H_2O}^0 = 0,0124 \cdot (9 \cdot H^P + W^P) + 0,0161 \cdot V^0 = 0,0124 \cdot (9 \cdot 3,8 + 5,5) + 0,0161 \cdot 6,15 = 0,59, \text{ м}^3/\text{кг} \quad (2.47)$$

Полный объем продуктов сгорания при $\alpha_T = 1$:

$$V_{\Gamma}^0 = V_{RO_2} + V_{N_2}^0 + V_{H_2O}^0 = 1,12 + 4,87 + 0,59 = 6,58 \text{ м}^3/\text{кг}. \quad (2.48)$$

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

$$I_{\text{yx}}^0 = I_{RO_2} + I_{N_2} + I_{H_2O}^0 = V_{RO_2} (C \cdot t)_{CO_2} + V_{N_2}^0 (C \cdot t)_{N_2} + V_{H_2O}^0 (C \cdot t)_{H_2O}. \quad (2.49)$$

Теплоемкости компонентов продуктов сгорания имеют следующие значения:

$$C_{CO_2} = 1,69 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3 \cdot K}; C_{N_2} = 1,3 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3 \cdot K}; C_{H_2O} = 1,51 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3 \cdot K}; C_{\text{в}} = 1,32 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3 \cdot K};$$

при температуре уходящих газов $t_{\text{yx}} = 115^\circ\text{C}$ (приложение Б).

Окончательно

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

$$I_{\text{х.в}} = V^0 \cdot (C \cdot t)_{\text{в}} = 6,15 \cdot 1,32 \cdot 30 = 243,54 \text{ кДж/кг}.$$

Энтальпия уходящих газов:

$$I_{yx} = 1048 + (1,35 - 1) \cdot 243,54 = 1113,24 \text{ кДж/кг.}$$

Тепловые потери с уходящими газами:

$$q_2 = \frac{(1113,24 - 1,35 \cdot 933,6) \cdot 100}{23,7 \cdot 10^3} = 3,4 \%$$

Потери тепла от химической и механической неполноты сгорания определяются по приложению Д и составляют $q_3 = 0, q_4 = 1,5 \%$.

Потери тепла в окружающую среду q_5 составляют для котлоагрегатов производительностью $D \geq 75 \frac{\text{т}}{\text{ч}}$ — $q_5 = 0,6 \%$.

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

С учетом всех найденных потерь тепла коэффициент полезного действия котлоагрегата составит:

$$\eta_{KA} = 100 - 3,4 - 1,5 - 0,6 = 94,5 \%$$

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

$$B_{\text{кот}}^{\text{год}} = \frac{D_{\text{кот}}^{\text{год}} \cdot \left[(h_{\text{п.п}} - h_{\text{п.в}}) + \frac{P}{100} \cdot (h_{\text{кв}} - h_{\text{п.в}}) \right]}{\eta_{KA} \cdot Q_H^p}, \quad (2.50)$$

где $h_{\text{п.п}}$ — энтальпия перегретого пара на выходе из пароперегревателя при номинальных параметрах $p_{\text{п.п}} = 4 \text{ МПа}$ и $t_{\text{п.п}} = 440 \text{ °C}$ составит

$h_{\text{п.п}} = 3308 \text{ кДж/кг}$;

$h_{\text{кв}}$ — энтальпия котловой воды при $p_{\text{п.п}} = 4 \text{ МПа}$ составит $h_{\text{кв}} = 1089 \text{ кДж/кг}$.

$$B_{\text{кот}}^{\text{год}} = \frac{19,62 \cdot 10^5 \left[(3308 - 4,19 \cdot 145) + \frac{3}{100} \cdot (1089 - 4,19 \cdot 145) \right]}{0,945 \cdot 23700} = 244088 \text{ т/год.}$$

2.8. Расчет показателей тепловой экономичности ТЭС

Годовой расход топлива на выработку тепла [8]:

$$B_T^{\text{год}} = \frac{Q_{\text{ВП}}^{\text{год}}}{\eta_{KA} \cdot \eta_{\text{ТП}} \cdot Q_H^p}, \quad (2.51)$$

где $\eta_{\text{ТП}}$ — КПД, учитывающий потери тепла в паропроводах, $\eta_{\text{ТП}} = 0,99$.

$$B_T^{\text{год}} = \frac{983398 \cdot 3600}{0,945 \cdot 0,99 \cdot 23700} = 161530 \text{ т/год.}$$

Годовой расход топлива на выработку электроэнергии:

$$B_{\text{Э}}^{\text{год}} = B_{\text{кот}}^{\text{год}} - B_T^{\text{год}} = 244088 - 161530 = 82558 \text{ т/год.} \quad (2.52)$$

КПД ТЭС по выработке электроэнергии:

$$\eta_{\text{ТЭС}}^{\text{Э}} = \frac{\text{Э}^{\text{год}} \cdot 3600}{B_{\text{Э}}^{\text{год}} \cdot Q_{\text{H}}^{\text{p}}} = \frac{236,46 \cdot 10^3 \cdot 3600}{82558 \cdot 23700} = 0,44. \quad (2.53)$$

КПД ТЭС по выработке тепловой энергии:

$$\eta_{\text{ТЭС}}^{\text{T}} = \eta_{\text{КА}} \cdot \eta_{\text{ТП}} = 0,945 \cdot 0,99 = 0,936. \quad (2.54)$$

Удельные расходы топлива на выработку электроэнергии:

- натурального

$$b_{\text{Э}}^{\text{H}} = \frac{3600}{\eta_{\text{ТЭС}}^{\text{Э}} \cdot Q_{\text{H}}^{\text{p}}} = \frac{3600}{0,44 \cdot 23700} = 0,348, \text{ кг/кВт}\cdot\text{ч}; \quad (2.55)$$

- условного

$$b_{\text{Э}}^{\text{Y}} = \frac{3600}{\eta_{\text{ТЭС}}^{\text{Э}} \cdot 29300} = \frac{3600}{0,44 \cdot 29300} = 0,281, \text{ кг у.т./кВт}\cdot\text{ч}, \quad (2.56)$$

где $29300 \frac{\text{кДж}}{\text{кг у.т.}}$ – теплота сгорания условного топлива.

Удельные расходы топлива на выработку тепловой энергии:

- натурального

$$b_T^{\text{H}} = \frac{10^6}{\eta_{\text{ТЭС}}^{\text{T}} \cdot Q_{\text{H}}^{\text{p}}} = \frac{10^6}{0,936 \cdot 23700} = 45,1 \text{ кг/ГДж} \quad (2.57)$$

- условного

$$b_T^{\text{H}} = \frac{10^6}{\eta_{\text{ТЭС}}^{\text{T}} \cdot 29300} = \frac{10^6}{0,936 \cdot 29300} = 36,48 \text{ кг у.т./ГДж.} \quad (2.58)$$

Алгоритм составления принципиальной тепловой схемы ТЭС среднего давления представлен в таблице 2.3.

2.9. Особенности расчета тепловой схемы ТЭС на высокие параметры пара

Тепловая схема ТЭС на высокие параметры приведена на рисунке 2.6.

Пар после перегревателей паровых котлов на высокие параметры имеет давление $p = 9,8$ МПа и температуру $t = 540$ °С; перед турбинами $p = 9,0$ МПа и температуру $t = 535$ °С; температура питательной воды на входе в котел $t_{п.в} = 215$ °С.

Построение процесса расширения пара в турбине типа ПТ на высокие параметры выполняется также, как для турбины на средние параметры пара.

При этом следует принимать следующие значения внутренних относительных КПД:

$$\eta_{oi \text{ чвд}} = 0,82; \eta_{oi \text{ чсд}} = 0,78; \eta_{oi \text{ чнд}} = 0,72.$$

На линии процесса расширения пара в турбине следует определить параметры пара и коэффициенты недовыработки мощности для шести отборов:

A – нерегулируемый отбор, $p_A = 2,7$ МПа;

B – нерегулируемый отбор, $p_B = 1,6$ МПа;

C – регулируемый производственный отбор, $p_C = 1,0$ МПа;

D – нерегулируемый отбор, $p_D = 0,25$ МПа;

E – регулируемый теплофикационный отбор, $p_E = 0,12$ МПа;

F – нерегулируемый отбор, $p_F = 0,04$ МПа.

Турбины типа ПТ на высокие параметры пара имеют три регенеративных подогревателя низкого давления: ПНД1, ПНД2, ПНД3 и 2 регенеративных подогревателя высокого давления: ПВД4 и ПВД5.

Доли расхода пара на регенеративные подогреватели и деаэраторы:

$$\alpha_{\text{ПНД1}} = \alpha_{\text{ПНД2}} = \alpha_{\text{ПНД3}} = 0,01; \alpha_{\text{ПВД5}} = 0,05; \alpha_{\text{ПВД4}} = 0,06; \\ \alpha_{\text{Д0,6}} = 0,15; \alpha_{\text{Д0,12}} = 0,1.$$

Последовательность расчета тепловой схемы ТЭС на высокие параметры пара (п. 2.1 – 2.8) такая же, как и в расчетах на средние параметры пара.

Уравнение мощности турбины типа ПТ здесь имеет вид:

$$D_{\text{ПТ}} = \frac{N_{\text{ПТ}}}{H_{i,\text{ПТ}} \cdot \eta_{\text{м}} \cdot \eta_{\text{эг}}} + \alpha_{\text{ПВД5}} \cdot D_{\text{ПТ}} \cdot \xi_A + \alpha_{\text{ПВД4}} \cdot D_{\text{ПТ}} \cdot \xi_B + (D_{\text{ОУ1}} + \alpha_{\text{Д0,6}} \cdot D_{\text{ПТ}}) \cdot \xi_C + \\ + \alpha_{\text{ПНД3}} \cdot D_{\text{ПТ}} \cdot \xi_D + (\alpha_{\text{Д0,12}} \cdot D_{\text{ПТ}} + D_{\text{ОП}} + \alpha_{\text{ПНД2}} \cdot D_{\text{ПТ}}) \cdot \xi_E + \\ + \alpha_{\text{ПНД1}} \cdot D_{\text{ПТ}} \cdot \xi_F \quad (2.59)$$

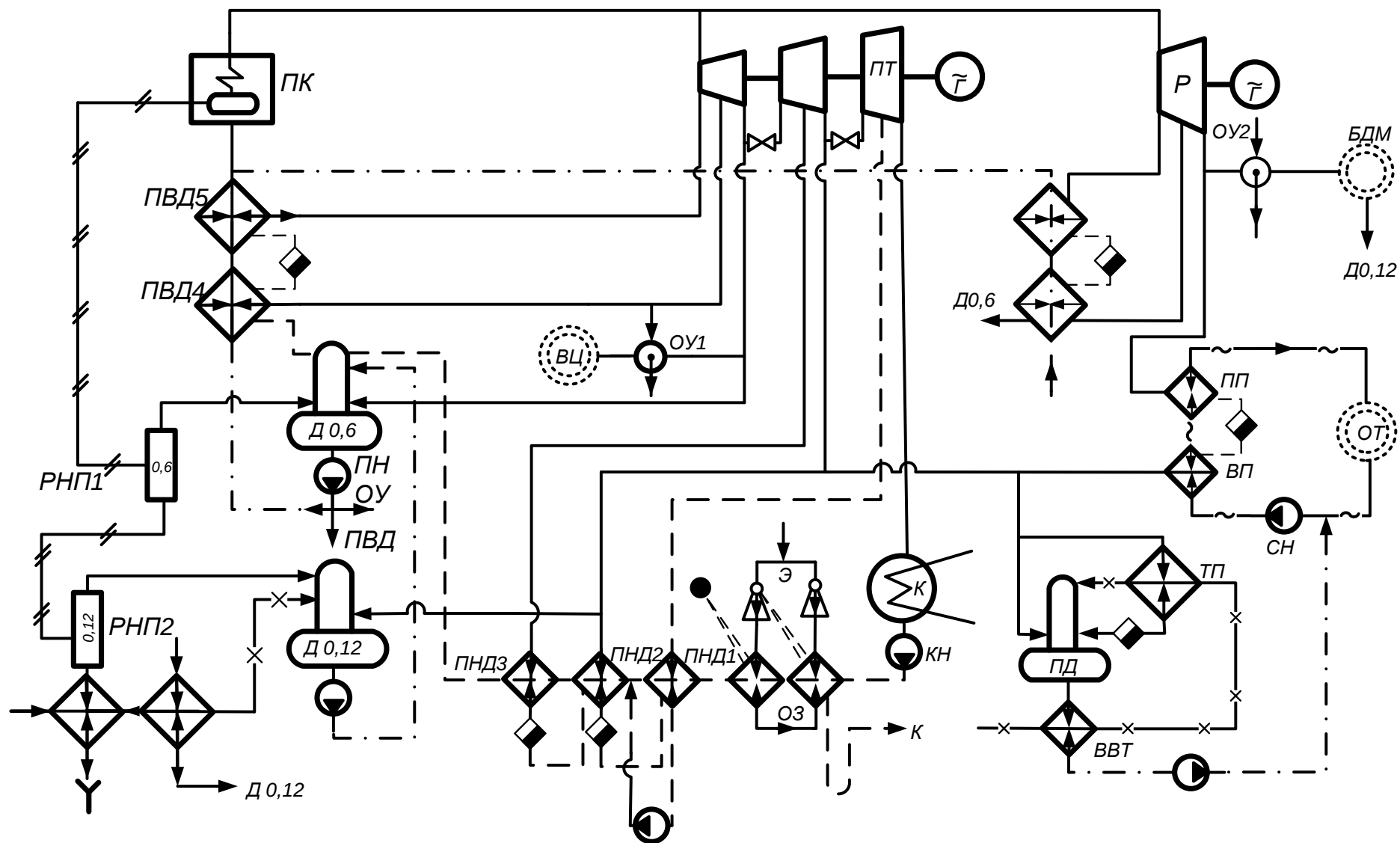


Рисунок 2.6. Тепловая схема ТЭС на высокие параметры

Турбины типа P на высокие параметры пара имеют внутренний относительный КПД $\eta_{oi.P} = 0,78$.

В этих турбинах предусмотрены два нерегулируемых отбора на регенеративные подогреватели $ПВД5(P)$ и $ПВД4(P)$:

L – нерегулируемый отбор, $p_L = 2,7$ МПа;

M – нерегулируемый отбор, $p_M = 1,6$ МПа.

Доли расхода пара из отборов $\alpha_{ПВД5(P)} = 0,05; \alpha_{ПВД4(P)} = 0,06$.

В этих точках необходимо определить коэффициенты недовыработки мощности:

$$\xi_L = \frac{h_L - h_{8g}}{h_1 - h_{8g}}; \quad \xi_M = \frac{h_M - h_{8g}}{h_1 - h_{8g}}. \quad (2.60)$$

Пар на пиковый подогреватель подается из выхода турбины типа P и равен:

$$D_P = D_{OY2} + (\alpha_{ПВД5(P)} + \alpha_{ПВД4(P)}) \cdot D_P. \quad (2.61)$$

Мощность, развиваемая турбиной типа P , составит:

$$N_P = (D_P - \alpha_{ПВД5(P)} \cdot D_P \cdot \xi_L - \alpha_{ПВД4(P)} \cdot D_P \cdot \xi_M) \frac{H_{i.P} \cdot \eta_M \cdot \eta_{ЭГ}}{3600}. \quad (2.62)$$

Таблица 2.3. Алгоритм составления принципиальной тепловой схемы ТЭС среднего давления

№ п/п	Параметры	Расчетная формула	Размер- ность	Пример расчета	Расчетное значение	Примечание
2.1. Исходные данные для расчета						
1	Электрическая нагрузка	$N_э$	МВт	32		
2	Отопительная нагрузка	$Q_{от}$	МВт	23,8		
3	Температура сетевой воды	$t_{пс}/t_{ос}$	°С	150/48		
4	Расход пара на варку целлюлозы	$D_{вц}$	т/ч	80		
5	Расход горячей воды	$G_{ГВС}$	т/ч	100		
6	Расход теплоты на вентиляцию	Q_B	МВт	6,7		
7	Давление пара в производственном отборе	$p_{п,вц}$	МПа	0,9		
8	Расход пара на бумагоделательные машины и другие технологические нужды	$D_{БДМ}$	т/ч	80		
9	Противодавление	$p_{БДМ}$	МПа	0,4		
10	Давление пара на теплофикацию	$p_{от}$	МПа	0,12		

Продолжение табл. 2.3

№ п/п	Параметры	Расчетная формула	Размерность	Пример расчета	Расчетное значение	Примечание
11	Вид топлива	-		Каменный уголь (Печорский Ж)		
12	Место расположения ТЭС	-		г. Архангельск		
13	Теплота сгорания топлива	Q_H^p	МДж/кг	23,7		Приложение В
2.2. Построение процесса расширения пара в турбине						
2.1	Давление перегретого пара	$p_{пп}$	МПа	3,5		Положение точки 1 на графике
	Температура перегретого пара	$t_{пп}$	°С	435		
2.2	Энтальпия в стопорном и регулирующих клапанах турбины	$h_2 = h_1$	кДж/кг	3305		Положение точки 2 на графике
	Давление в стопорном и регулирующих клапанах турбины	p_2	МПа	3,15		
2.3	Параметры точки 3	h_3	кДж/кг	2955		Строится процесс изэнтропного расширения пара до давления в производственном отборе по условию $S_3 = S_2$.

Продолжение табл. 2.3

№ п/п	Параметры	Расчетная формула	Размер- ность	Пример расчета	Расчетное значение	Примечание
	Внутренний КПД ЧВД	$\eta_{oi \text{ ЧВД}}$	-	0,85		Принимается или формула (2.1)
	Энтальпия в точке 3	$h_{3д} = h_2 - \eta_{oi \text{ ЧВД}} (h_2 - h_3)$	кДж/кг	3007,5		Параметры точки 3д
2.4	Внутренний относительный КПД по проточной части ЧСД	$\eta_{oi \text{ ЧСД}}$	-	0,8		Принимается
	Внутренний относительный КПД по проточной части ЧНД	$\eta_{oi \text{ ЧНД}}$	-	0,72		Принимается
	Внутренний относительный КПД регулирующего органа	$\eta_{oi \text{ Р}}$	-	0,78		Принимается
2.5	Давление в нерегулируемо м отборе пара В	p_B	МПа	0,575		Принимается
	Давление в нерегулируе- мом отборе пара D	p_D	МПа	0,01		Принимается
2.6	Использован- ный теплопере- пад в ПТ	$H_{i, \text{ПТ}} = h_1 - h_{7д}$	кДж/кг	950		Определяется по h,s -диаграмме формула (2.2)

Продолжение табл. 2.3

Продолжение табл. 2.1

№ п/п	Параметры	Расчетная формула	Размер-ность	Пример расчета	Расчетное значение	Примечание
	Использован-ный теплопе-репад P	$H_{i,P} = h_1 - h_{8Д}$	кДж/кг	420		Определяется по h,s -диаграмме Формула (2.3)
	Коэффициенты недовыработки мощности:	$\xi_A = \frac{h_A - h_{7Д}}{H_{i,пт}}$	-	0,69		Формулы (2.4) ÷ (2.7)
		$\xi_B = \frac{h_B - h_{7Д}}{H_{i,пт}}$	-	0,62		
		$\xi_C = \frac{h_C - h_{7Д}}{H_{i,пт}}$	-	0,36		
		$\xi_D = \frac{h_D - h_{7Д}}{H_{i,пт}}$	-	0,09		
2.7	Результаты определения параметров пара в различных точках по проточной части турбин приведены в таблице 2.1					
2.8	Результаты определения параметров пара и конденсата сводятся в таблице 2.2					
2.3. Определение расхода пара внешними потребителями						
2.3.1	Теплоемкость воды при постоянном давлении	C_B	кДж/(кг·С)	4,19		
	Температура питательной воды	$t_{пв}$	°С	102		
	Энтальпия питательной воды	$h_{пв} = 4,19 \cdot t_{пв}$	кДж/кг	427,38		Определяется по h,s -диаграмме
	Энтальпия конденсата соответственно при давлении p_A , кДж/кг	$h_{к.вц}$	кДж/кг	745		Определяется по h,s -диаграмме

Продолжение табл. 2.3

№ п/п	Параметры	Расчетная формула	Размер- ность	Пример расчета	Расчетное значение	Примечание
	Доля испаряемой питательной воды	φ	-	0,9		Принимается
	Энтальпия пара, соответственно при давлении p_A , кДж/кг	$h_{п.вц}$	кДж/кг	2770		Определяется по h,s -диаграмме
	Расход питательной воды на 1 кг пара, поступающего на ОУ1	$G_{Oy1} = \frac{h_{п.Oy1} - h_{п.вц}}{\varphi \cdot (h_{п.вц} - h_{к.вц}) + (h_{к.вц} - h_{пв})}$	кг/кг	0,11		Формула (2.8)
	Расход пара, поступающего на ОУ1	$D_{Oy1} = \frac{D_{вц}}{1 + \varphi \cdot G_{Oy1}}$	кг/с	20,2		Формула (2.9)
	Энтальпия пара, соответственно при давлении p_A , кДж/кг	$h_{п.бдм}$	кДж/кг	2740		Определяется по h,s -диаграмме
	Расход воды на 1 кг пара, поступающего на ОУ2	$G_{Oy2} = \frac{h_{п.Oy2} - h_{п.бдм}}{\varphi \cdot (h_{п.бдм} - h_{к.бдм}) + (h_{к.бдм} - h_{пв})}$	кг/кг	0,07		Формула (2.10)
	Расход пара, поступающего на ОУ2	$D_{Oy2} = \frac{D_{бдм}}{1 + \varphi \cdot G_{Oy2}}$	кг/с	20,9		-
2.3.2	КПД подогревателей	η	-	0,98		Принимается

Продолжение табл. 2.3

№ п/п	Параметры	Расчетная формула	Размер- ность	Пример расчета	Расчетное значение	Примечание
	Расход сетевой воды на отопление	$G_{\text{св}} = \frac{Q_{\text{от}}}{\eta \cdot C_{\text{в}} \cdot (t_{\text{пс}} - t_{\text{ос}})}$	кг/с	56,8		Формула (2.11)
	Температурные потери	$\delta t = 8...10 \text{ }^{\circ}\text{C}$	$^{\circ}\text{C}$	9		Принимается
	Температура конденсата из основного подогревателя	$t_{\text{к.оп}}$	$^{\circ}\text{C}$	102		Из таблицы 2.2
	Температура сетевой воды на выходе из основного подогревателя	$t_{\text{оп}} = t_{\text{к.оп}} - \delta t$	$^{\circ}\text{C}$	93		Расчет
	Расход пара на пиковый подогреватель	$D_{\text{пп}} = \frac{G_{\text{св}} \cdot G_{\text{в}} (t_{\text{пс}} - t_{\text{оп}})}{\eta \cdot (h_{\text{п.пп}} - h_{\text{к.пп}})}$	кг/с	6,1		Формула (2.12)
	Расход пара на основной подогреватель	$D_{\text{оп}} = \frac{G_{\text{св}} \cdot G_{\text{в}} (t_{\text{оп}} - t_{\text{ос}}) - D_{\text{пп}} \cdot (h_{\text{к.пп}} - h_{\text{к.оп}}) \cdot \eta}{\eta \cdot (h_{\text{п.оп}} - h_{\text{к.оп}})}$	кг/с	4,03		Формула (2.13)
2.3.3	Расход пара на горячее водоснабжение	$D_{\text{пд}} = \frac{G_{\text{ГВС}} \cdot G_{\text{в}} (t_{\text{ос}} - 5)}{\eta (h_{\text{п.пд}} - G_{\text{в}} \cdot 5)}$	кг/с	1,91		Формула (2.14)
	Расход воды на горячее водоснабжение	$G_{\text{ГВС}} = D_{\text{пд}} + G_{\text{ХОВ}}$	кг/с	27,8		Формула (2.15)
	Расход химически очищенной воды	$G_{\text{ХОВ}} = G_{\text{ГВС}} - D_{\text{пд}} =$	кг/с	25,9		

Продолжение табл. 2.3

№ п/п	Параметры	Расчетная формула	Размер- ность	Пример расчета	Расчетное значение	Примечание
2.4. Расчет мощностей турбин, расхода пара на турбины, выбор типа и числа турбин						
2.4.1. Расчет мощностей турбин						
2.4.1	Механический КПД турбины	η_m	-	0,98		Принимается
	КПД электрогенератора	$\eta_{\text{ЭГ}}$	-	0,96		Принимается
	Мощность, развиваемая турбинами типа <i>P</i>	$N_p = D_p \cdot H_{ip} \cdot \eta_m \cdot \eta_{\text{ЭГ}}$	кВт	8258		Формула (2.16)
	Мощность, развиваемая турбинами типа <i>ПТ</i>	$N_{\text{ПТ}} = N_{\text{Э}} - N_p$	МВт	23,74		-
Произвести подбор турбины типа <i>P</i> и <i>ПТ</i> (Приложение E)						
В соответствии с расчетами необходимо установить 1 турбину типа <i>P</i>-12-35/5 (12 МВт) и две турбины типа <i>ПТ</i>-12-35/10 (12+12=24 МВт)						
2.4.2. Расход пара на ПВД2						
2.4.2	Коэффициент, учитывающий расход котловой воды на непрерывную продувку	$\alpha_{\text{пр}} = 2...5 \%$	%	3,5		Принимается
	Температура питательной воды на выходе из ПВД2	$t_{\text{п.ПВД2}}$	°С	145		Ссоответствует требованиям по температуре питательной воды для паровых котлов на средние параметры пара

Продолжение табл. 2.3

№ п/п	Параметры	Расчетная формула	Размер- ность	Пример расчета	Расчетное значение	Примечание
	Энтальпия питательной воды на выходе из ПВД2	$h_{\text{пв.ПВД2}} = 4,19 \cdot t_{\text{п.ПВД2}}$	кДж/кг	607,55		-
	Расход конденсата на ПВД2	$G_{\text{пв.ПВД2}} = D_{\text{ОУ2}}(1 + \alpha_{\text{пр}})$	кг/с	21,63		-
	Расход пара на ПВД2	$D_{\text{ПВД2}} = \frac{G_{\text{пв.ПВД2}}(h_{\text{пв.ПВД2}} - h_{\text{пв.д}})}{\eta(h_{\text{п.ПВД2}} - h_{\text{к.ПВД2}})}$	кг/с	1,74		Формула (2.17)
2.4.3. Расход пара на турбины ПТ-12-35/10						
2.4.3	Доля расходов пара на деаэратор	$\alpha_{\text{д}}$		0,1		Принимается
	Доля расходов пара на ПВД1	$\alpha_{\text{ПВД1}}$		0,1		Принимается
	Доля расходов пара на ПНД	$\alpha_{\text{ПНД}}$		0,015		Принимается
	Расход пара на турбины типа ПТ	$D_{\text{ПТ}} = \frac{N_{\text{ПТ}}}{H_{\text{иПТ}} \cdot \eta_{\text{м}} \cdot \eta_{\text{э2}}} + (D_{\text{ОУ1}} + D_{\text{ПП}} + D_{\text{ПВД2}}) \xi_{\text{А}}$ $+ \alpha_{\text{ПВД1}} \cdot D_{\text{ПТ}} \cdot \xi_{\text{В}}$ $+ (D_{\text{ОП}} + D_{\text{ПД}} + \alpha_{\text{д}} \cdot D_{\text{ПТ}}) \cdot \xi_{\text{С}} + \alpha_{\text{ПНД}}$ $\cdot D_{\text{ПТ}} \cdot \xi_{\text{Д}}$ или $D_{\text{ПТ}} = \frac{\frac{N_{\text{ПТ}}}{H_{\text{иПТ}} \cdot \eta_{\text{м}} \cdot \eta_{\text{э2}}} + (D_{\text{ОУ1}} + D_{\text{ПП}} + D_{\text{ПВД2}}) \cdot \xi_{\text{А}} + (D_{\text{ОП}} + D_{\text{ПД}}) \cdot \xi_{\text{С}}}{1 - \alpha_{\text{ПВД1}} \cdot \xi_{\text{В}} - \alpha_{\text{д}} \cdot \xi_{\text{С}} - \alpha_{\text{ПНД}} \cdot \xi_{\text{Д}}}$	кг/с	53,35		Формула (2.18)

Продолжение табл. 2.3

№ п/п	Параметры	Расчетная формула	Размер- ность	Пример расчета	Расчетное значение	Примечание
2.5. Подбор паровых котлов						
2.5.1	Доля расхода пара на собственные нужды	$\alpha_{\text{сн}}$	-	0,02		Принимается
	Максимальная производительность котельного цеха	$D_{\text{кот}} = (1 + \alpha_{\text{сн}}) \cdot (D_{\text{р}} + D_{\text{пт}})$	кг/с	75,7		Формула (2.19)
Решение об установке 5 котлоагрегатов (1 резервный) типа БКЗ-75-39 ФБ, со следующими параметрами: паропроизводительность 75 т/ч; давление пара 4,0 МПа; температура пара 440 °С; температура питательной воды 145 °С (Приложение А).						
2.6. Расчет годовой выработки теплоты, пара и электроэнергии						
2.6.1. Годовые расходы пара технологическими потребителями						
2.6.1	Непрерывность работы технологического оборудования	$365 - 20$	сут	345		Принимается (20 сут на ТО и Р)
	Расход пара на варку целлюлозы	$D_{\text{вц}}^{\text{год}} = 3600 \cdot 24 \cdot 345 \cdot D_{\text{оу1}}$	т/год	$6,02 \cdot 10^5$		Формула (2.20)
	Расход пара на бумагоделательные машины	$D_{\text{бдм}}^{\text{год}} = 3600 \cdot 24 \cdot 345 \cdot D_{\text{оу2}}$	т/год	$6,22 \cdot 10^5$		Формула (2.21)
2.6.2. Расход пара на отопление и горячее водоснабжение						
2.6.2	Внутренняя температура воздуха в помещении	$t_{\text{вн}}$	°С	18		Принимается
	Средняя наружная температура воздуха для отопления	$t_{\text{н}}^{\text{ср}}$	°С	-4,7		Принимается по приложению 3

Продолжение табл. 2.3

№ п/п	Параметры	Расчетная формула	Размер- ность	Пример расчета	Расчетное значение	Примечание
	Расчетная наружная температура воздуха для отопления	$t_{\text{н.от}}^{\text{p}}$		-32		Принимается по приложению 3
	Число часов отопительного периода	$z = 251 \cdot 24$	ч	6024		Принимается по приложению 3
	Годовой расход тепла на отопление	$Q_{\text{от}}^{\text{год}} = Q_{\text{от}} \cdot \frac{t_{\text{вн}} - t_{\text{н}}^{\text{cp}}}{t_{\text{вн}} - t_{\text{н.от}}^{\text{p}}} \cdot z$	МВт·ч МДж	$6,5 \cdot 10^4$ $2,34 \cdot 10^8$		Формула (2.22)
	Расчетная наружная температура воздуха для вентиляции	$t_{\text{н.в}}^{\text{p}}$	°С	-19		Принимается по приложению 3
	Годовой расход тепла на вентиляцию	$Q_{\text{в}}^{\text{год}} = Q_{\text{в}} \cdot \frac{t_{\text{вн}} - t_{\text{н}}^{\text{cp}}}{t_{\text{вн}} - t_{\text{н.в}}^{\text{p}}} \cdot z$	МВт·ч МДж	$2,48 \cdot 10^4$ $0,89 \cdot 10^8$		Формула (2.23)
	Нагрузка на пиковый подогреватель	$Q_{\text{пп}}^{\text{год}} = 0,1 \cdot (Q_{\text{от}}^{\text{год}} + Q_{\text{в}}^{\text{год}})$	МВт·ч МДж	$0,9 \cdot 10^4$ $0,32 \cdot 10^8$		Формула (2.24)
	Нагрузка на основной подогреватель	$Q_{\text{оп}}^{\text{год}} = 0,9 \cdot (Q_{\text{от}}^{\text{год}} + Q_{\text{в}}^{\text{год}})$	МВт·ч МДж	$8,1 \cdot 10^4$ $2,92 \cdot 10^8$		Формула (2.25)
	Годовые расходы пара на пиковый подогреватель	$D_{\text{пп}}^{\text{год}} = \frac{Q_{\text{пп}}^{\text{год}}}{(h_{\text{п.пп}} - h_{\text{к.пп}}) \cdot \eta}$	т/год	14416		Формула (2.26)

Продолжение табл. 2.3

№ п/п	Параметры	Расчетная формула	Размер- ность	Пример расчета	Расчетное значение	Примечание
	Годовые расходы пара на основной подогреватель	$D_{\text{оп}}^{\text{год}} = \frac{Q_{\text{оп}}^{\text{год}} - D_{\text{пп}}^{\text{год}} \cdot (h_{\text{к.пп}} - h_{\text{к.оп}}) \cdot \eta}{(h_{\text{п.оп}} - h_{\text{к.оп}}) \cdot \eta}$	т/год	132248		Формула (2.27)
	Годовой расход пара на горячее водоснабжение	$D_{\text{гвс}}^{\text{год}} = D_{\text{пд}} \cdot 345 \cdot 24$	т/год	56966		Формула (2.28)
	Годовой расход пара на ПВД2	$D_{\text{пвд2}}^{\text{год}} = D_{\text{пвд2}} \cdot 345 \cdot 24$	т/год	51833		Формула (2.29)
	Годовые расходы пара из турбины противодавления, $p = 0,4$ МПа	$D_{\text{р=0,4}}^{\text{год}} = D_{\text{р}}^{\text{год}} = D_{\text{бдм}}^{\text{год}}$	т/год	$6,22 \cdot 10^5$		Для турбины с противодавлением
	Годовые расходы пара из производственного отбора турбины, $p = 0,9$ МПа	$D_{\text{р=0,9}}^{\text{год}} = D_{\text{вц}}^{\text{год}} + D_{\text{пп}}^{\text{год}} + D_{\text{пвд2}}^{\text{год}}$	т/год	668249		Формула (2.30)
	Годовые расходы пара из теплофикационного отбора турбины, $p = 0,12$ МПа	$D_{\text{р=0,12}}^{\text{год}} = D_{\text{оп}}^{\text{год}} + D_{\text{гвс}}^{\text{год}}$	т/год	189214		По аналогии с (2.30)
2.6.3. Годовая выработка электроэнергии						
2.6.3	Коэффициент использования установленной мощности	$K_{\text{и}}$	-	0,8		Принимаем

Продолжение табл. 2.3

№ п/п	Параметры	Расчетная формула	Размер- ность	Пример расчета	Расчетное значение	Примечание
	Годовая выработка электроэнергии турбиной Р-12-35/5	$\mathcal{E}_P^{\text{год}} = \frac{D_{P=0,4}^{\text{год}} \cdot H_{i.p} \cdot \eta_m \cdot \eta_{\text{эг}}}{3600}$	МВт·ч	$68,25 \cdot 10^3$		Формула (2.31)
	Годовая выработка электроэнергии турбиной ПТ-12-35/10	$\mathcal{E}_{\text{ПТ}}^{\text{год}} = 2N_{\text{ПТ}}^{\text{ном}} \cdot K_{\text{и}} \cdot 365 \cdot 24$	МВт·ч	$168,2 \cdot 10^3$		Формула (2.32)
	Суммарная годовая выработка электроэнергии турбинами	$\mathcal{E}^{\text{год}} = \mathcal{E}_P^{\text{год}} + \mathcal{E}_{\text{ПТ}}^{\text{год}}$	МВт·ч	$236 \cdot 10^3$		Формула (2.33)
2.6.4 Годовая выработка пара						
2.6.4	Годовой расход пара на турбины типа ПТ-12-35/10	$D_{\text{ПТ}}^{\text{год}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{ПТ}}^{\text{год}} \cdot 3600}{H_{i.\text{ПТ}} \cdot \eta_m \cdot \eta_{\text{эг}} \cdot \xi_B + (D_{P=0,12}^{\text{год}} + \alpha_D \cdot D_{\text{ПТ}}^{\text{год}}) \xi_C + \alpha_{\text{ПНД}} \cdot D_{\text{ПТ}}^{\text{год}} \cdot \xi_D}$ откуда $D_{\text{ПТ}}^{\text{год}} = \frac{\frac{\mathcal{E}_{\text{ПТ}}^{\text{год}} \cdot 3600}{H_{i.\text{ПТ}} \cdot \eta_m \cdot \eta_{\text{эг}}} + D_{P=0,9}^{\text{год}} \cdot \xi_A + D_{P=0,12}^{\text{год}} \cdot \xi_C}{1 - \alpha_{\text{ПВД1}} \cdot \xi_B - \alpha_D \cdot \xi_C - \alpha_{\text{ПНД}} \cdot \xi_D}$	т/год	1339817		Формула (2.34)
	Расход пара на собственные нужды	-	%	2		Принимается

Продолжение табл. 2.3

№ п/п	Параметры	Расчетная формула	Размер- ность	Пример расчета	Расчетное значение	Примечание
	Годовая производитель- ность котельной с учетом расхода пара на собственные нужды	$D_{\text{кот}}^{\text{год}} = 1,02 \cdot (D_p + D_{\text{пт}})$	т/год	$20,01 \cdot 10^5$		Формула (2.35)
2.6.5. Годовая выработка тепла для внешних потребителей						
2.6.5	Годовой расход тепла на варку целлюлозы	$Q_{\text{вц}}^{\text{год}} = D_{\text{вц}}^{\text{год}} \cdot h_{\text{п.вц}}$	МВт	463206		Формула (2.36)
	Годовой расход тепла на бумагоделатель- ные машины	$Q_{\text{бдм}}^{\text{год}} = D_{\text{бдм}}^{\text{год}} \cdot (h_{\text{п.бдм}} - 0,8 \cdot h_{\text{п.бдм}})$	МВт	389787		Формула (2.37)
	Часовой расход тепла на ГВС	$Q_{\text{гвс}} = G_{\text{гвс}} \cdot \eta \cdot C_v(t_{\text{ос}} - 5)$	МВт	4,904		Формула (2.39)
	Годовой расход тепла на ГВС	$Q_{\text{гвс}}^{\text{год}} = Q_{\text{гвс}} \cdot 345 \cdot 24$	МВт	40605		Формула (2.38)
	Годовой расход тепла на отопление	$Q_{\text{от}}^{\text{год}}$	МВт	$6,5 \cdot 10^4$		-
	Годовой расход тепла на вентиляцию	$Q_{\text{в}}^{\text{год}}$	МВт	$2,48 \cdot 10^4$		-
	Суммарный годовой отпуск тепла внешним потребителям	$Q_{\text{вп}}^{\text{год}} = Q_{\text{вц}}^{\text{год}} + Q_{\text{бдм}}^{\text{год}} + Q_{\text{гвс}}^{\text{год}} + Q_{\text{от}}^{\text{год}} + Q_{\text{в}}^{\text{год}}$	МВт	983398		Формула (2.40)

№ п/п	Параметры	Расчетная формула	Размер- ность	Пример расчета	Расчетное значение	Примечание
2.7. Определение КПД котлоагрегата и расхода топлива						
2.7.1	Коэффициент избытка воздуха в топке	α_T	-	1,2		Принимается по приложению Д
	Сумма присосов по газовому тракту котла	$\Delta\alpha$	-	0,15		Принимается
	Коэффициент избытка воздуха в уходящих газах за котлоагрегатом	$\alpha_{yx} = \alpha_T + \Delta\alpha$	-	1,35		
2.7.2	Элементарный состав рабочей массы топлива	C^P ; H^P ; S_L^P ; O^P ; N^P ; A^P ; W^P	%	59,6 3,8 0,8 5,4 1,3 23,6 5,5		Принимается по приложению В
	Теоретически необходимое количество воздуха	$V^0 = 0,0889 \cdot (C^P + 0,375 \cdot S_L^P) + 0,265 \cdot H^P - 0,0333 \cdot O^P$	м ³ /кг	6,15		Формула (2.44)
	Теоретический объем азота	$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot V^0 + 0,8 \cdot \frac{N^P}{100}$	м ³ /кг	4,87		Формула (2.45)
	Объем трехатомных газов	$V_{RO_2} = 0,0187 \cdot (C^P + 0,375 \cdot S_L^P)$	м ³ /кг	1,12		Формула (2.46)
	Теоретический объем водяных паров	$V_{H_2O}^0 = 0,0124 \cdot (9 \cdot H^P + W^P) + 0,0161 \cdot V^0$	м ³ /кг	0,59		Формула (2.47)

Продолжение табл. 2.3

№ п/п	Параметры	Расчетная формула	Размер- ность	Пример расчета	Расчетное значение	Примечание
	Полный объем продуктов сгорания при $\alpha_T = 1$	$V_{\Gamma}^0 = V_{RO_2} + V_{N_2}^0 + V_{H_2O}^0$	м ³ /кг	6,58		Формула (2.48)
2.7.3	Температура уходящих газов	t_{yx}	°С	115		Принимается по приложению Б
	Теплоемкости компонентов продуктов сгорания	$C_{CO_2};$ $C_{N_2};$ $C_{H_2O};$ C_B	$\frac{\text{кДж}}{\text{м}^3 \cdot \text{К}}$	1,69 1,3 1,51 1,32		Принимается по приложению Б
	Энтальпия продуктов сгорания при $\alpha_T = 1$ и $t = t_{yx}$	$I_{yx}^0 = I_{RO_2} + I_{N_2} + I_{H_2O}^0$ $= V_{RO_2} \cdot (C \cdot t)_{CO_2} + V_{N_2}^0 \cdot (C \cdot t)_{N_2}$ $+ V_{H_2O}^0 \cdot (C \cdot t)_{H_2O}$	кДж/кг	1048		-
	Энтальпия холодного воздуха	$I_{x.B} = V^0 \cdot (C \cdot t)_B$	кДж/кг	243,54		-
	Энтальпия уходящих газов	$I_{yx} = I_{yx}^0 + (\alpha_{yx} - 1) \cdot I_{x.B}$	кДж/кг	1113,24		Формула (2.43)
2.7.4	Тепловые потери с уходящими газами	$q_2 = \frac{(I_{yx} - \alpha_{yx} \cdot I_{x.B})}{Q_H^p}$	%	3,4		Формула (2.42)
	Потери тепла от химической неполноты сгорания топлива	q_3	%	0		Принимается по приложению Д

Продолжение табл. 2.3

№ п/п	Параметры	Расчетная формула	Размер- ность	Пример расчета	Расчетное значение	Примечание
	Потери тепла от механической неполноты сгорания топлива	q_4	%	1,5		Принимается по приложению Д
	Потери тепла в окружающую среду	q_5	%	0,6		Для котлоагрегатов производительностью $D \geq 75 \frac{\text{т}}{\text{ч}}$
	Потери с физическим теплом шлака	q_6	%	0		Можно пренебречь
	Сумма тепловых потерь	$\sum q_i = q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6$	%	5,5		-
2.7.5	КПД котлоагрегата	$\eta_{\text{КА}} = 100 - \sum q_i$	%	94,5		Формула (2.41)
2.7.6	Потери тепла при продувке котлов	P	%	3		-
	Энтальпия перегретого пара на выходе из пароперегре- вателя	$h_{\text{п.п}}$	кДж/кг	3308		При номинальных параметрах $p_{\text{п.п}} = 4 \text{ МПа}$ и $t_{\text{п.п}} = 440 \text{ }^\circ\text{C}$
	Энтальпия котловой воды	$h_{\text{кв}}$	кДж/кг	1089		при $p_{\text{п.п}} = 4 \text{ МПа}$

Продолжение табл. 2.3

№ п/п	Параметры	Расчетная формула	Размерность	Пример расчета	Расчетное значение	Примечание
	Годовой расход топлива на котлоагрегаты	$B_{\text{кот}}^{\text{год}} = \frac{D_{\text{кот}}^{\text{год}} \cdot \left[(h_{\text{п.п}} - h_{\text{п.в}}) + \frac{P}{100} \cdot (h_{\text{кв}} - h_{\text{п.в}}) \right]}{\eta_{\text{ка}} \cdot Q_{\text{н}}^{\text{p}}}$	т/год	242935		Формула (2.50)
2.8. Расчет показателей тепловой экономичности ТЭС						
2.8.1	КПД, учитывающий потери тепла в паропроводах	$\eta_{\text{ТП}}$	-	0,99		Принимается
	Годовой расход топлива на выработку тепла	$B_{\text{Т}}^{\text{год}} = \frac{Q_{\text{ВП}}^{\text{год}}}{\eta_{\text{ка}} \cdot \eta_{\text{ТП}} \cdot Q_{\text{н}}^{\text{p}}}$	т/год	161530		Формула (2.51)
	Годовой расход топлива на выработку электроэнергии	$B_{\text{Э}}^{\text{год}} = B_{\text{кот}}^{\text{год}} - B_{\text{Т}}^{\text{год}}$	т/год	82558		Формула (2.52)
2.8.2	КПД ТЭС по выработке электроэнергии	$\eta_{\text{ТЭС}}^{\text{Э}} = \frac{\text{Э}^{\text{год}} \cdot 3600}{B_{\text{Э}}^{\text{год}} \cdot Q_{\text{н}}^{\text{p}}}$	-	0,44		Формула (2.53)
	КПД ТЭС по выработке тепловой энергии	$\eta_{\text{ТЭС}}^{\text{Т}} = \eta_{\text{ка}} \cdot \eta_{\text{ТП}}$	-	0,936		Формула (2.54)
2.8.3	Удельный расход топлива (натурального) на выработку электроэнергии	$b_{\text{Э}}^{\text{н}} = \frac{3600}{\eta_{\text{ТЭС}}^{\text{Э}} \cdot Q_{\text{н}}^{\text{p}}}$	кг/(кВт·ч)	0,348		Формула (2.55)

Окончание табл. 2.3

№ п/п	Параметры	Расчетная формула	Размер- ность	Пример расчета	Расчетное значение	Примечание
	Удельный расход топлива (условного) на выработку электроэнергии	$b_{\text{Э}}^{\text{У}} = \frac{3600}{\eta_{\text{ТЭС}}^{\text{Э}} \cdot 29300}$	$\frac{\text{кг у. т.}}{(\text{кВт} \cdot \text{ч})}$	0,281		Формула (2.56)
	Удельный расход топлива (натурального) на выработку тепловой энергии	$b_{\text{Т}}^{\text{Н}} = \frac{10^6}{\eta_{\text{ТЭС}}^{\text{Т}} \cdot Q_{\text{Н}}^{\text{Р}}}$	кг/ГДж	45,1		Формула (2.57)
	Удельный расход топлива (условного) на выработку тепловой энергии	$b_{\text{Т}}^{\text{Н}} = \frac{10^6}{\eta_{\text{ТЭС}}^{\text{Т}} \cdot 29300}$	$\frac{\text{кг у. т.}}{\text{ГДж}}$	36,48		Формула (2.58)
Сделать выводы по результатам расчета						

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Промышленная теплоэнергетика и теплотехника: Справочная серия: в 4-х кн. / под общ. ред. А. В. Клименко, В. М. Зорина. – 5-е изд., перераб. – Москва: Изд-во МЭИ, 2022. – 562 с. ISBN 978-5-383-01544-5.
2. Цанев, С. В. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций: учебное пособие для вузов / С. В. Цанев, В. Д. Буров, А. Н. Ремезов; под ред. С. В. Царева. – М.: Издательство МЭИ, 2002. – 584 с. ISBN 5-7046-0739-X.
3. Тепловые электрические станции: учебник для вузов / В. Д. Буров, Е. В. Дорохов, Д. П. Елизаров и др.; под ред. В. М. Лавыгина, А. С. Седлова, С. В. Цанева. – 3-е изд., стереот. – М.: Издательский дом МЭИ, 2009. – 466 с. ISBN 978-5-383-00404-3.
4. Назаров, В. И. Автоматизированные системы регулирования тепловых процессов основного оборудования ТЭС и АЭС: учебное пособие / В. И. Назаров, В. В. Кравченко. – Минск: Вышэйшая школа, 2022. – 215 с. ISBN 978-985-06-3452-8.
5. Теплоэнергетика и теплотехника: методические указания к выполнению выпускной квалификационной работы бакалавров /сост. Л. В. Прокопова, В. Г. Злобин, М. С. Липатов; ВШТЭ СПбГУПТД. – СПб., 2020. – 28 с.
6. Рыжкин, В.Я. Тепловые электрические станции: учебник для вузов / В. Я. Рыжкин; под ред. В. Я. Гиршфельда. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 328 с.
7. Полей, А. К. Режимы работы и эксплуатации тепловых электрических станций: учебное пособие для вузов / А. К. Полей, Е. Ю. Дорогов; Политехнический институт ДВФУ. – Владивосток: Издательство ДВФУ, 2025. – 229 с. ISBN 978-5-7444-5799-0.
8. Галашов, Н. Н. Режимы работы и эксплуатации ТЭМ: учебное пособие / Н. Н. Галашов; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2013. – 252 с.
9. Кузьмин, А. В. Теплоснабжение: учебное пособие / А. В. Кузьмин, М. Р. Феткуллов. – Ульяновск: УлГТУ, 2022. – 206 с.
10. Вафин, Д. Б. Источники производства теплоты: учебное пособие / Д. Б. Вафин. – Нижнекамск: Нижнекамский химико-технологический институт (филиал) ФГБОУ ВПО «КНИТУ», 2014. – 242 с.
11. Суворов, Д. М. Выбор оборудования и расчет принципиальной тепловой схемы паротурбинной ТЭЦ: учебно-методическое пособие для курсового проектирования по дисциплине «Тепловые электрические станции» / Д. М. Суворов. – Киров: ПРИП ФГБОУ ВПО «ВятГУ», 2012. – 129 с.
12. Методика теплового расчета многоступенчатой конденсационной паровой турбины: методические указания к курсовой работе по дисциплине «Конструкция и эксплуатация турбоагрегатов электростанций» / сост.: В. А. Трушин, А. М. Бикбулатов; Уфимск. гос. авиац. техн. ун-т. – Уфа, 2009. – 88 с.

13. Злобин, В. Г. Паротурбинные установки тепловых и атомных электростанций: практикум / В. Г. Злобин, М. С. Липатов. – СПб.: ВШТЭ СПбГУПТД, 2021. – 83 с.
14. Научно-исследовательская работа: методические указания для студентов всех форм обучения по направлению подготовки 13.04.01 – Теплоэнергетика и теплотехника/ сост.: В. Г. Злобин, М. С. Липатов, И. С. Базулин, Г. А. Морозов; М-во науки и высшего образования РФ, С.-Петерб. гос. ун-т. пром. технологий и дизайна, Высш. шк. технологии и энергетики. – Санкт-Петербург: ВШТЭ СПбГУПТД, 2023. – 34 с.
15. СП 131.13330.2020. Свод правил. Строительная климатология. СНиП 23-01-99*(утв. и введен в действие Приказом Минстроя России от 24.12.2020 N 859/пр) (ред. от 30.06.2023).
16. Паровые и газовые турбины для электростанций [Электронный ресурс]: учебник для вузов / А. Г. Костюк, В. В. Фролов, А. Е. Булкин, А. Д. Трухний; под ред. А. Г. Костюка. – М.: Издательский дом МЭИ, 2016. – 557 с. ISBN 978-5-383-01025-9.
17. Тепловые и атомные электрические станции: Справочник / под общ. ред. В. А. Григорьева, В. М. Зорина. – 2-е изд., перераб. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с. ISBN 5-283-00032-X/
18. РД 34.09.155-93. Методические указания по составлению и содержанию энергетических характеристик оборудования тепловых электростанций. – Москва: ЦПТИиТО ОРГРЭС, 2006. – 172 с.
19. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19.06.2003 № 229.
20. СО 153-34.20.501-2003 «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ. 4.4. Паротурбинные установки». Приказ Минэнерго РФ от 19.06.2003 № 229.
21. Луканин, П. В. Тепловые двигатели для целлюлозно-бумажной промышленности (теория и конструкция паровых турбин): учебное пособие / П. В. Луканин, Т. Ю. Короткова; СПбГТУ РП. – СПб.: ВШТЭ, 2008. – 197 с.
22. Злобин, В. Г. Паротурбинные установки тепловых и атомных электростанций. Часть 1. Тепловые схемы. Конструкция: учебное пособие / В. Г. Злобин; СПбГУПТД. – СПб.: ВШТЭ, 2020. – 136 с. ISBN 978-5-91646-203-6.
23. Злобин, В. Г. Паротурбинные установки тепловых и атомных электростанций. Часть 2. Режимы работы: учебное пособие / В. Г. Злобин; СПбГУПТД. – СПб.: ВШТЭ, 2020. – 95 с. ISBN 978-5-91646-204-3.

Приложение А

Таблица П.1. Паровые котлы на давление 4,0 МПа с перегревом пара до 440°C

<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
50	Е-50-40Н	Каменный уголь	—
	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-ГМА

Таблица П.2. Паровые котлы на давление 9,8 МПа с перегревом пара до 540°C

<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-120-100-ГМ	Газ, мазут	БКЗ-160-100-ГМ-3
50	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

Таблица П.3. Рекомендуемая температура уходящих газов

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

Приложение В

Таблица П.4. Расчетные характеристики рабочей массы твердых и жидких топлив

Бассейн месторождения	Состав рабочей массы топлива, %							Q_H^P , МДЖ/КГ	V^G , %
	W^P	A^P	$S_{\text{д}}^P$	C^P	N^P	O^P	H^P		
Д Донецкий Г А	13,0	21,8	3,0	49,3	1,0	8,3	3,6 1	19,6	44,0
	8,0	23,0	3,2	55,2	1,0	5,8	3,8 2	22,0	44,0
	8,5	22,9	1,7	69,8	0,6	1,3	1,6 2	22,6	3,5
Д Кузнецкий Т Ж	12,0	13,2	0,3	58,7	1,9	9,7	4,2 2	22,8	42
	6,5	16,8	0,4	68,6	1,5	3,1	3,1 2	26,2	13,0
	7,0	30,7	0,7	53,6	1,6	3,4	3,0 2	21,0	23,0
Печорский Ж Д	5,5	23,6	0,8	56,6	1,3	5,4	3,8 2	23,7	33,0
	11,0	25,4	2,6	47,7	1,3	6,8	3,2 1	18,3	40,0
Канско- Б1 Ачинский Б2	44,0	6,7	0,5	34,3	0,4	11,7	2,4 1	11,8	48,0
	39,0	7,3	0,4	37,6	0,4	12,7	2,6 1	13,0	48,0
Карагандинский К	8,0	27,6	0,8	54,7	0,8	4,8	3,3 1	16,3	30,0
Экибастузский СС	7,0	38,1	0,8	43,4	0,8	7,0	2,9 1	16,7	30,0
Нерюнгринский СС	9,5	12,7	0,2	66,1	0,7	7,5	3,3 2	24,7	24,0
Челябинский БЗ	18,0	29,5	1,0	37,3	0,9	10,5	2,8 1	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

Таблица П.5. Расчетные характеристики газообразного топлива

Газопровод	Состав газа по объему							Теплота сгорания сухого газа, Q_H^c , МДЖ/м ³
	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	N ₂	CO ₂	
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

Таблица П.6. Расчетные характеристики камерных топок

Топливо	Коэффициент избытка воздуха в топке, α_m	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 E

Таблица П.7. Основные характеристики турбин с двумя регулируемыми отборами

Тип турбины	Начальные параметры пара		Производственный отбор		Теплофикационный отбор		Давление в конденсаторе, МПа	Давление в нерегулируемых отборах, МПа
	p , МПа	t , °C	p , МПа	$D_{\text{ном}}/D_{\text{max}}$, т/ч	p , МПа	$D_{\text{ном}}/D_{\text{max}}$, т/ч		
ПТ-12/13-3,4/1,0-1	3,4	435	0,8-1,3	50/80	0,07-0,25	40/65	0,004	0,575; 0,01
ПТ-25/30-3,4/0,6	3,4	435	0,5-0,7	115/174	0,12 (108)*	90/120	0,004	
ПТ-25/30-8,8/1,0-1	8,8	535	0,8-1,3	99/156	0,12 (104)*	40/65	0,004	
ПТ-29/35-2,9/1,0	2,9	535	0,8-1,3	195/211	0,12 (104)*	50/80	0,005	2,7; 2,0
ПТ-40/50-8,8/1,3	8,8	535	1,0-1,6	220/-	-	-	-	-
ПТ-65/75-90/13	8,8	535	-	400/-	-	-	-	-
ПТ-65/75-130/13	12,8	555	-	400/-	-	-	-	-
ПТ-80/100-130/13	12,8	555	-	458/470	-	-	-	-

турбины, которые выпускаются на ОАО «Калужский турбинный завод»;

турбины, которые выпускаются на ЛМЗ (ПАО «Силовые машины»).

Приложение Ж

Таблица П.8. Характеристика параметров стационарных паровых турбин с противодавлением при $p_0=3,4$ и $8,8$ МПа

Типоразмер турбин по ГОСТ	$N_9^{ном}$, МВт	t_0 , °C	p_0 , МПа	Параметры пара на выходе из турбины		Регулируемый отбор			Номин. расход пара на турбину, кг/с (т/ч), при режимах	
				Пределы регулирования давления, МПа	Температура при номинальном противодавлении, °C	Номинальное давление и пределы регулирования, МПа	Темп. при номин. давлении °C	G_n , кг/с	без отбора	С отбором
P-12-90/20 (P-12-8,8/1,8-1)	12	535	8,8	2,9-3,3					35,2 (126,8)	
P-12-90/13 (P-12-8,8/3,1-1)	12	535	8,8	1,1-1,5					50,67 (182,4)	
P-12-90/7	12	535	8,8	0,5-0,9	-	-	-	-	24,16	-
P-12-35/10 (P-12-3,4/1,0)	12	435	3,4						46,33 (166,8)	
P-12-35/5 (P-12-3,4/0,5)	12	435	3,4	0,392-0,686	224	-	-	-	31,86 (111,24)	-
P-12-35/1,2 (P-12-3,4/0,1)	12	435	3,4	0,07-0,25	224	-	-	-	20,17 (72,6)	-
P-6-35/10 (P-6-3,4/1,0-1)	6	435	3,4	0,784-1,27	293	-	-	-	23,25 (83,7)	-
P-6-35/5 (P-6-3,4/0,5)	6	435	3,4	0,392-0,686	226	-	-	-	16,67 (57,9)	-
P-6-35/3	6	435	3,4	0,196-0,392	186	-	-	-	14,03	-
P-6-35/1,2	6	435	3,4	0,07-0,25	-	-	-	-	-	-
P-4-35/3	4	435	3,4	0,2-0,4	-	-	-	-	9,89	-
P-4-35/5 (P-4-3,4/0,5-1)	4	435	3,4	0,4-0,7	-	-	-	-	12,44 (39,6)	-
P-4-35/10	4	435	3,4	0,8-1,3	-	-	-	-	18,22	-

Продолжение табл. П.8

Типоразмер турбин по ГОСТ	$N_9^{ном}$, МВт	t_0 , °C	p_0 , МПа	Параметры пара на выходе из турбины		Регулируемый отбор			Номин. расход пара на турбину, кг/с (т/ч), при режимах	
				Пределы регулирования давления, МПа	Температура при номинальном противодавлении, °C	Номинальное давление и пределы регулирования, МПа	Темп. при номин. давлении °C	G_n , кг/с	без отбора	С отбором
Р-4-35/15 (Р-4-3,4/1,5)	4	435	3,4	1,27-1,66	338	-	-	-	23,72 (80,9)	-
Р-4-35/11	4	435	3,4	0,784-1,27	306	-	-	-	18,06	-
-	4	435	3,4	0,392-0,686	247	-	-	-	12,44	-
-	2,5	435	3,4	1,27-1,66	342	-	-	-	15,64	-
Р-4-32/1,2	4	435	3,4	0,07-0,25	-	-	-	-	-	-
Р-2,5-35/6 (Р-2,5-2,1/0,6)	2,5	370	3,4	0,392-0,686	250	-	-	-	9,06 (41)	-
Р-2,5-35/3 (Р-2,5-3,4/0,3-1)	2,5	435	3,4	0,196-0,392	200	-	-	-	8,11 (21,7)	-
ПР-6-35/15/5 (ПР-6-3,4/1,5/0,5-1)	6	435	3,4	0,392-0,686	235	1,47(1,2-1,75)	300	9,72	17,38 (60,1)	23,47 (79,8)
ПР-6-35/10/5 (ПР-6-3,4/1,0/0,5-1)	6	435	3,4	0,392-0,686	243	0,98(0,8-1,3)	298	13,9	17,66 (60,6)	22,36 (76,8)
ПР-6-35/10/1,2 (ПР-6-3,4/1,0/0,1-1)	6	435	3,4	0,069-0,245	130	0,98(0,8-1,3)	299	13,9	11,53 (41,1)	19,11 (67,5)
ПР-6-35/5/1,2 (ПР-6-3,4/0,5/0,1-1)	6	435	3,4	0,069-0,245	130	0,49(0,4-0,7)	237	11,1	11,53 (40,8)	15,33 (53,4)
Р-1,4-3,4/1,3	1,4	435	3,4	0,724-1,27	313				7,39 (4,6)	-

Примечание. Турбины типа Р и ПР на начальное давление 3,4 МПа не имеют нерегулируемых отборов пара. Турбины на начальное давление 9,0 МПа имеют нерегулируемые отборы при 2,7 и 1,6 МПа.

- турбины, которые выпускаются на ОАО «Калужский турбинный завод» в настоящее время.

Приложение 3

Таблица П.9. Климатические данные городов России

Город	Отопительный период			
	Продолжительность, сут	Температура, °C		
		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
Сыктывкар	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	–6,6
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 II

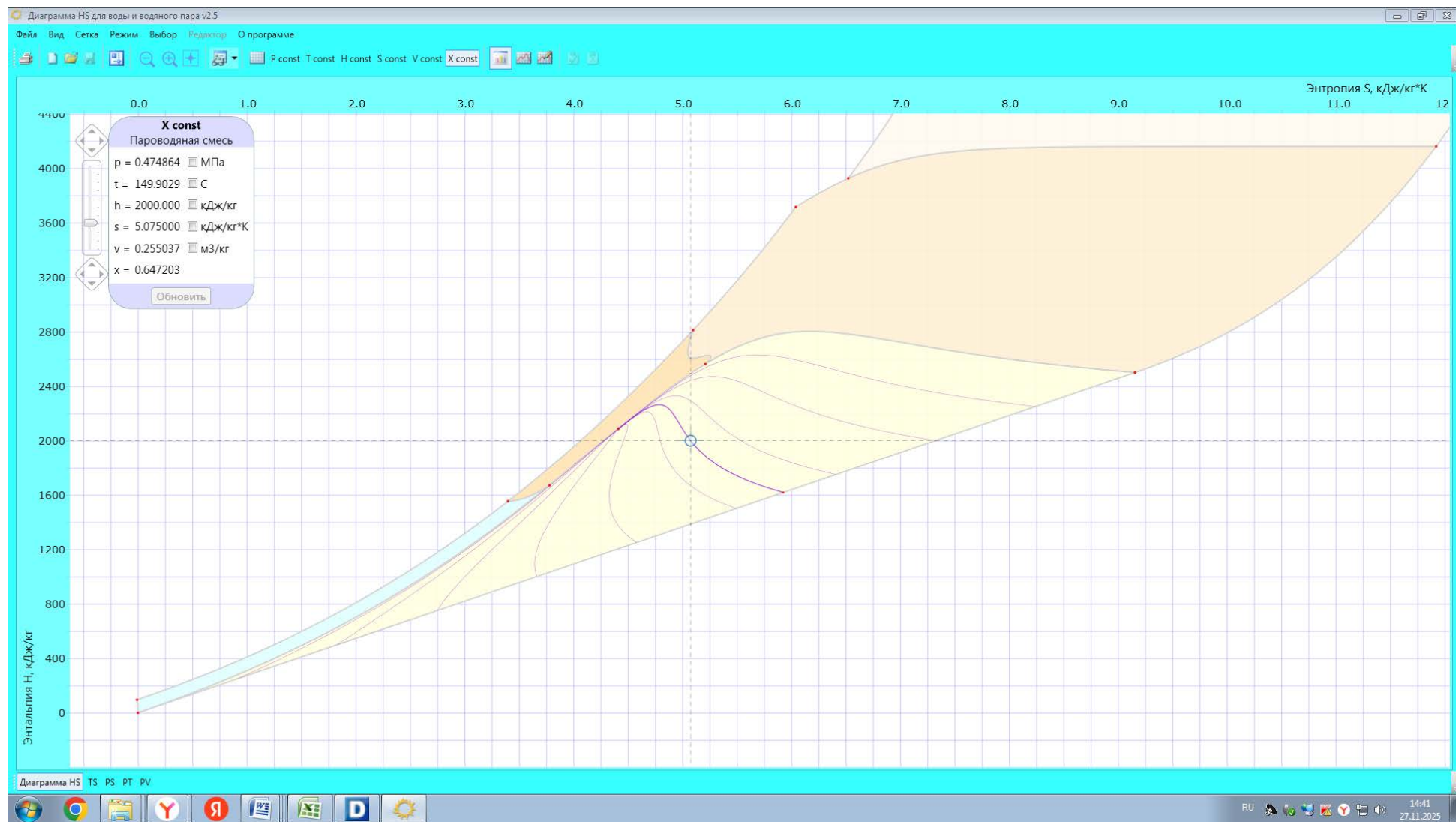


Рисунок П.1. Screenshot h,s -диаграммы для воды и водяного пара. Версия V2.5 (DiagramHS.v2.5.exe)

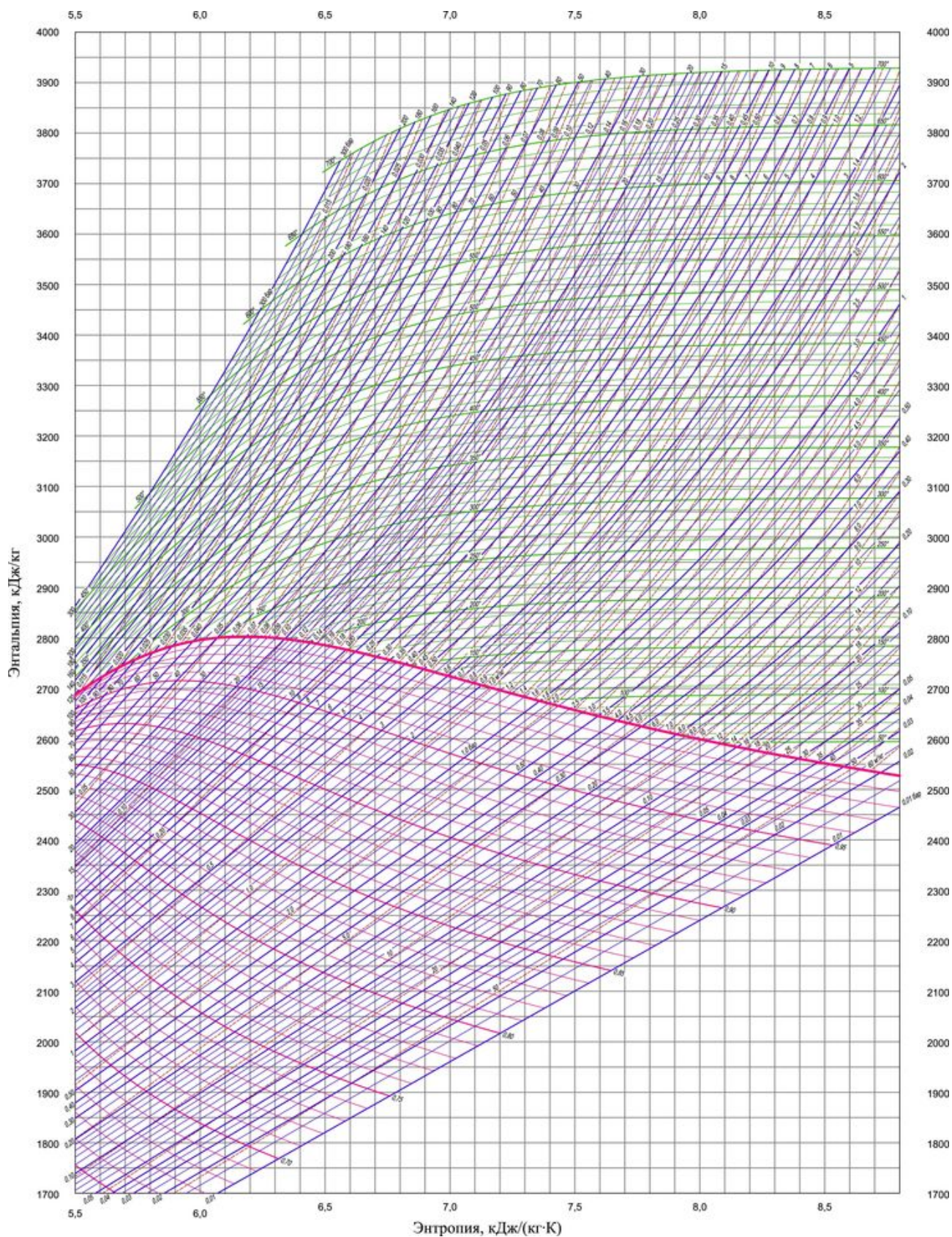


Рисунок П.2. h,s -диаграммы для воды и водяного пара

Приложение К

Пример оформления курсовой работы

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
«САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ПРОМЫШЛЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ДИЗАЙНА»

ВЫСШАЯ ШКОЛА ТЕХНОЛОГИИ И ЭНЕРГЕТИКИ

Институт энергетики и автоматизации

Кафедра теплосиловых установок и тепловых двигателей

ТЕПЛОВОЙ РАСЧЕТ ПАРОТУРБИННОЙ ТЭЦ СРЕДНЕГО ДАВЛЕНИЯ

Курсовая работа

Вариант №_____

Направление подготовки – 13.03.01 Теплоэнергетика и теплотехника

Выполнил студент гр. _____ (_____)

Проверил
доцент кафедры ТСУ и ТД _____ (Хлыновский А. М.)

Санкт-Петербург

20__

ЗАДАНИЕ НА КУРСОВУЮ РАБОТУ:

Студенту гр. _____
Институт энергетики и автоматизации

«Тепловой расчет паротурбинной ТЭЦ среднего давления» (вариант № _____)

При индивидуальных параметрах, выбираемых студентом согласно заданному номеру варианта из таблицы 1.2 и Приложений, выполнить следующее:

1. Для расчетных нагрузок ТЭЦ: N_e (электрическая) и $Q_{от}^P$ (отопительная) определить параметры пара и конденсата в характерных точках системы, определить максимальный расход пара внешними потребителями, произвести выбор типа и числа основного технологического оборудования (энергетические котлы, паровые турбины, пиковые водогрейные котлы) для не менее, чем двух вариантов состава этого оборудования и определить вариант, рекомендуемый к реализации.

2. Для определенного по п.1 задания варианта состава основного оборудования ТЭЦ составить принципиальную тепловую схему и выполнить расчет показателей тепловой экономичности.

3. Графическую часть выполнить на двух листах формата А2 или А3. На первом листе представить ПТС ТЭЦ со спецификацией основного и вспомогательного технологического оборудования и обозначениями параметров рабочего тела для турбоустановок типа *ПТ* и *Р*. На втором листе привести таблицу параметров и график энтальпий рабочего тела при его последовательном прохождении элементов турбоустановки для заданного режима её ПТС, включая заданные и рассчитанные расходы пара и конденсата.

4. Сформулировать выводы по курсовой работе.

Литература для выполнения курсовой работы:

1. Промышленная теплоэнергетика и теплотехника [Текст]: Справочная серия: в 4-х кн. / под общ. ред. А. В. Клименко, В. М. Зорина. – 5-е изд., перераб. – Москва: Изд-во МЭИ, 2022. – 562 с. ISBN 978-5-383-01544-5.

2. Цанев С. В., Буров В. Д., Ремезов А. Н. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций. Учебное пособие для вузов / под ред. С.В. Царева – М.: Издательство МЭИ, 2002. – 584 с., ил. ISBN 5-7046-0739-Х.

3. Тепловые электрические станции: учебник для вузов / В. Д. Буров, Е. В. Дорохов, Д. П. Елизаров и др.; под ред. В. М. Лавыгина, А. С. Седлова, С. В. Цанева. – 3-е изд., стереот. – М.: Издательский дом МЭИ, 2009. – 466 с.: ил. ISBN 978-5-383-00404-3.

4. Рыжкин В. Я. Тепловые электрические станции: Учебник для вузов / Под ред. В. Я. Гиршфельда. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 328 с.

5. Кузьмин, А. В. Теплоснабжение: учебное пособие / А. В. Кузьмин, М. Р. Феткулов. – Ульяновск: УлГТУ, 2022. – 206 с.

6. Суворов, Д. М. Выбор оборудования и расчет принципиальной тепловой схемы паротурбинной ТЭЦ: учебно-методическое пособие для курсового проектирования по дисциплине «Тепловые электрические станции» / Д. М. Суворов. – Киров: ПРИП ФГБОУ ВПО «ВятГУ», 2012. – 129 с.

7. Методика теплового расчета многоступенчатой конденсационной паровой турбины: Методические указания к курсовой работе по дисциплине «Конструкция и эксплуатация турбоагрегатов электростанций» / Уфимск. гос. авиац. техн. ун-т; сост.: В. А. Трушин, А. М. Бикбулатов. – Уфа, 2009. – 88 с.
8. Злобин, В. Г., Липатов, М. С. Паротурбинные установки тепловых и атомных электростанций: практикум / В. Г. Злобин, М. С. Липатов. – СПб.: ВШТЭ СПбГУПТД, 2021. – 83 с.
9. Научно-исследовательская работа: методические указания для студентов всех форм обучения по направлению подготовки 13.04.01 – Теплоэнергетика и теплотехника/ сост.: В. Г. Злобин, М. С. Липатов, И. С. Базулин, Г. А. Морозов; М-во науки и высшего образования РФ, С.-Петерб. гос. ун-т. пром. технологий и дизайна, Высш. шк. технологии и энергетики. – Санкт-Петербург ВШТЭ СПбГУПТД, 2023. – 34 с. – Текст: электронный.
10. СП 131.13330.2020. Свод правил. Строительная климатология. СНиП 23-01-99*(утв. и введен в действие Приказом Минстроя России от 24.12.2020 N 859/пр) (ред. от 30.06.2023).
11. Паровые и газовые турбины для электростанций [Электронный ресурс]: учебник для вузов / А. Г. Костюк, В. В. Фролов, А. Е. Булкин, А. Д. Трухний; под ред. А. Г. Костюка. – М.: Издательский дом МЭИ, 2016. – 557 с. ISBN 978-5-383-01025-9.
12. Тепловые и атомные электрические станции: Справочник / Под общ. ред. В. А. Григорьева, В. М. Зорина. – 2-е изд., перераб. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с. ISBN 5-283-00032-X/
13. РД 34.09.155-93. Методические указания по составлению и содержанию энергетических характеристик оборудования тепловых электростанций. – Москва: ЦПТИиТО ОРГРЭС, 2006. 172 с.
14. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19.06.2003 № 229.
15. СО 153-34.20.501-2003 «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ. 4.4. Паротурбинные установки» Приказ Минэнерго РФ от 19.06.2003 № 229.
16. Злобин В. Г. Паротурбинные установки тепловых и атомных электростанций. Часть 1. Тепловые схемы. Конструкция: учебное пособие/ СПбГУПТД. – СПб.: ВШТЭ, 2020. – 136 с. ISBN 978-5-91646-203-6.
17. Злобин В. Г. Паротурбинные установки тепловых и атомных электростанций. Часть 2. Режимы работы: учебное пособие / СПбГУПТД. – СПб.: ВШТЭ 2020. – 95 с. ISBN 978-5-91646-204-3.

Задание выдал

доцент кафедры ТСУ и ТД

_____ (Хлыновский А. М.)

Задание принял к исполнению

студент _____ (_____)

« ____ » _____ 20__ г.

Учебное издание

Злобин Владимир Германович

Тепловые электростанции
Тепловой расчет паротурбинной ТЭЦ среднего давления

Курсовая работа

Учебно-методическое пособие

Редактор и корректор М. Д. Баранова
Техн. редактор Д. А. Романова

Учебное электронное издание сетевого распространения

Системные требования:
электронное устройство с программным обеспечением
для воспроизведения файлов формата PDF

Режим доступа: http://publish.sutd.ru/tp_get_file.php?id=202016, по паролю.
- Загл. с экрана.

Дата подписания к использованию 25.03.2026 г. Рег. № 5035/26

Высшая школа технологии и энергетики СПбГУПТД
198095, СПб., ул. Ивана Черных, 4.