

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт: Электронного обучения
Специальность: 140101 Тепловые электрические станции
Кафедра: Атомных и тепловых электростанций

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема работы

Проект ТЭС мощностью 2400 МВт на газовом топливе

УДК 621.311.22.002.5:621.182.2-6.001.6:662.95

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-6301	Ларин Пётр Васильевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры АТЭС	А.В. Воробьёв	к.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры менеджмента	А.А. Фигурко	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности	А.А. Сечин	к.т.н.		

По разделу «Автоматизация технологических процессов и производств»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. преподаватель кафедры автоматизации тепло-энергетических процессов	Ю.К. Атрошенко	-		

Нормоконтроль

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. преподаватель кафедры атомных и тепловых электростанций	Мартышев В.Н.	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
атомных и тепловых электростанций	А.С. Матвеев	к.т.н.		

Томск – 2016 г.

					ФЮРА.311026.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		5

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕДИНЕНИЕ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-6301	Ларину Петру Васильевичу

Институт	Электронного обучения	Кафедра	АТЭС
Уровень образования	Инженер	Направление/специальность	140101 Тепловые электрические станции

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Цена топлива - 485 руб/т.у.т Ср. зарплата – 192000 руб/год Кап. вложения - 17644 млн. руб/год
2. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	ОРНО

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Сравнение вариантов оборудования	
2. Расчет издержек	
3. Расчет показателей экономической эффективности проекта	

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Технико-экономические показатели

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	10.03.2016
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры менеджмента	Фигурко А. А.	к.э.н., доцент		10.03.2016

Задание принял к исполнению:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-6301	Ларин П.В.		

Студенту:

					ФЮРА.311026.001 ПЗ	Лист
						7
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Оглавление

1 Основная часть	11
1.1 Исходные данные	11
1.2 Описание тепловой схемы и подготовка данных к расчёту	12
1.3 Определение давления в нерегулируемых отборах пара на сетевые	14
1.5 Определение параметров по элементам схемы	20
1.6 Расчет установки по подогреву сетевой воды	23
1.8 Баланс пара и воды.....	27
1.9 Расчет регенеративной схемы	28
1.10 Составление теплового и материального баланса	34
1.11 Расчет технико – экономических показателей.....	35
2 Выбор основного оборудования ГРЭС	40
2.1 Выбор вспомогательного оборудования в пределах ПТС.....	40
3. Выбор и проработка схемы автоматики и КИП уровня конденсата в конденсаторе.....	45
3.1 Краткое описание технологии работы оборудования.....	45
3.2 Обзор существующих схем АСР и выбор	47
оптимальных схем регулирования.....	47
3.3 Выбор аппаратуры регулирования	47
3.4 Разработка функциональной схемы контроля и автоматического регулирования объекта	49
3.5 Разработка заказной спецификации на.....	50
приборы и средства регулирования.....	50
3.6 Требования к средствам автоматизации КИПиА.....	50
4 Расчет системы технического водоснабжения	52
5 Схема газового хозяйства.....	54
6 Выбор площадки и генерального плана станции	55
7 Охрана окружающей среды	56
7.1 Расчет выбросов вредных веществ.....	57
8 Экономическая часть.....	60
8.1 Введение в экономическую часть.....	61
8.2 Техничко-экономические показатели проектируемой ГРЭС	61

9 Безопасность проектируемого объекта	73
9.1 Общая характеристика проектируемого объекта с точки зрения.....	75
9.2 Объемно – планировочное решение задания проектируемого цеха.....	76
9.3 Анализ и устранение потенциальных опасностей и вредностей.....	76
технологического процесса.....	76
9.4 Предотвращение аварийных ситуаций	77
9.5 Расчет зануления электрооборудования	82
Заключение	85
Список использованных источников	Ошибка! Закладка не определена.

Реферат

Теплоэнергетика и электроэнергетика играет ведущую роль в развитии всех отраслей народного хозяйства. В настоящее время большинство энергетических предприятий России выработали свой ресурс полностью или более чем на 50 %. Поэтому необходимо проектировать и строить новые мощные электростанции, оснащенные современным оборудованием, средствами измерения и автоматического управления теплоэнергетическим процессом.

Регион строительства ГРЭС – Западная Сибирь, Кемеровская область, играет важнейшую роль в экономическом развитии России. Западная Сибирь имеет все предпосылки к тому, чтобы стать крупнейшим промышленным регионом России. Она богата полезными ископаемыми и минералами, имеет огромную топливную базу. В состав этого региона входят крупные промышленные центры, требующие огромных энергетических мощностей.

В настоящее время промышленность выходит из кризиса и все больше нуждается в тепловой и электрической энергии. Строятся новые жилые массивы и производственные комплексы, что предопределяет ввод в эксплуатацию все новых и более мощных электростанций.

Актуальным является вопрос о повышении КПД турбоагрегатов и электростанции в целом. В дипломном проекте поставлена задача спроектировать ГРЭС мощностью 2400 МВт на базе мощных конденсационных блоков К – 800 – 240 .

					ФЮРА.311026.001 ПЗ	Лист
						10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1 Основная часть

1.1 Исходные данные

Таблица 1.1 – Исходные данные

Наименование показателя	Обозначение	Значение показателя
Электрическая мощность, МВт	$W_э$	2400
Максимальная теплофикационная нагрузка, МВт	$Q_{от}^{max}$	200
Давление острого пара, бар	P_0	240
Температура острого пара, °C	t_0	540
Параметры после промежуточного перегрева:		
давление, бар	P_{III}	32,4
температура, °C	t_{III}	540
Температура охлаждающей воды, °C	$t_{охл.в.}$	12
Давление пара в конденсаторе, бар	$P_к$	0,0342
Топливо		Газовое топливо

1.2 Описание тепловой схемы и подготовка данных к расчёту

Для покрытия данной нагрузки выбираем три модернизированных турбины К – 800 – 240 . Принципиальная тепловая схема турбины К – 800 – 240 представлена на листе №1 графической части. Как видно из тепловой схемы (см. рисунок 1) турбина с промперегревом, имеет восемь регенеративных отборов пара.

Система регенерации состоит из четырёх подогревателей низкого давления (два из них смешивающего типа), деаэратора и трёх подогревателей высокого давления. Слив дренажа из подогревателей высокого давления (ПВД) – каскадный (без использования дренажных насосов) в предвключённый деаэратор; из подогревателей низкого давления (ПНД) – каскадно в ПНД – 6.

Используется следующая схема отпуска тепла: горячая вода на отопление поступает от сетевой подогревательной установки, состоящей из верхнего (ВС) и нижнего (НС) сетевых подогревателей. Слив конденсата из сетевых подогревателей идет в деаэратор с помощью дренажного насоса (ДНС). Котёл прямоточного типа марки П-67.

Пар с уплотнений подается в сальниковый подогреватель (ОУ1), а из основных эжекторов конденсатора – в охладитель эжекторного пара (ОУ2), что способствует дополнительному подогреву основного конденсата. Для возмещения потерь конденсата в конденсатосборник идет подпитка химически очищенной воды из ХВО.

В данной схеме установлен питательный турбонасос (ПТН), приводом для которого служит турбина. Пар на турбопривод идет из третьего отбора турбины. Турбина К – 800 – 240 трехцилиндровая (один цилиндр высокого давления, один среднего и один низкого давления).

По заводским данным для турбины К – 800 – 240 /1/:

Электрическая мощность $N_e = 800 \text{ МВт}$;

					ФЮРА.311026.001 ПЗ	Лист
						12
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Начальные параметры пара:

Давление $P_0 = 240$ бар;

Температура $t_0 = 540$ °C;

Параметры после промежуточного перегрева:

Давление $P_{\text{пн}} = 32,4$ бар;

Температура $t_{\text{пн}} = 540$ °C

Давление пара в отборах /1/:

$P_{\text{отб1}} = 61,8$ бар;

$P_{\text{отб2}} = 38,5$ бар;

$P_{\text{отб3}} = 16,6$ бар;

$P_{\text{отб4}} = 10,9$ бар;

$P_{\text{отб5}} = 5,9 - 8,3$ бар;

$P_{\text{отб6}} = 2,9 - 5,58$ бар;

$P_{\text{отб7}} = 1,16 - 1,73$ бар;

$P_{\text{отб8}} = 0,218$ бар;

Давление в конденсаторе турбины $P_k = 0,0343$ бар;

Расчётные значения внутреннего относительного КПД по отсекам:

$\eta_{\text{oi}}^{\text{ИВД}} = 88\%$; $\eta_{\text{oi}}^{\text{ИСД}} = 89,5\%$; $\eta_{\text{oi}}^{\text{ИНД}} = 81\%$.

КПД дросселирования по отсекам:

$\eta_{\text{др}}^{\text{ИВД}} = 96\%$; $\eta_{\text{др}}^{\text{ИСД}} = 96\%$; $\eta_{\text{др}}^{\text{ИНД}} = 96\%$.

Электромеханический КПД $\eta_{\text{эм}} = 0,98$;

КПД транспорта $\eta_{\text{тр}} = 0,98$;

Температурный график сети для Кемеровской области принимаем
150/70°C /2/;

Расход продувочной воды $\alpha_{\text{прод}} = 1,5\%$ от $D_{\text{пг}}$;

					ФЮРА.311026.001 ПЗ	Лист
						13
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Расход пара на собственные нужды машинного отделения $\alpha_{\text{сн}}^{\text{мэ}} = 1,2\%$ от D_T ;

Расход пара на собственные нужды котельного цеха $\alpha_{\text{сн}}^{\text{кц}} = 1,25\%$ от D_T ;

Внутростанционные потери конденсата $\alpha_{\text{вт}} = 2\%$ от D_T ;

Потеря давления пара в трубопроводах до регенеративных подогревателей – 5%;

Температура химически очищенной воды $t_{\text{хов}} = 30^\circ\text{C}$;

Температура воды, сливаемой из подогревателя химочищенной воды в техническую канализацию $t_{\text{сл}} = 60^\circ\text{C}$;

Нагрев воды в сальниковых и эжекторном подогревателях $\Delta t_{\text{пу}} + \Delta t_{\text{эж}} = 10^\circ\text{C}$;

КПД подогревателей поверхностного типа $\eta_{\text{то}} = 0,98$;

Недогрев воды в ПВД $\theta_{\text{пвд}} = 2^\circ\text{C}$;

Недогрев воды в ПНД $\theta_{\text{пнд}} = 4^\circ\text{C}$;

Недогрев воды в СП $\theta_{\text{сп}} = 4^\circ\text{C}$.

1.3 Определение давления в нерегулируемых отборах пара на сетевые подогреватели

Максимальная тепловая нагрузка на одну турбину, МВт:

$$Q_{\text{от}}^{\text{max}} = \frac{200}{3} = 66,6$$

Расход сетевой воды, кг/с:

$$G_{\text{св}} = \frac{Q_{\text{от}}^{\text{max}}}{c \cdot \Delta t}, \quad (1.1)$$

где c – теплоемкость воды, кДж/кг;

Δt – разница температур подающей и обратной сетевой воды, $^\circ\text{C}$.

$$G_{\text{св}} = \frac{40000}{4,186 (150 - 70)} = 119,371$$

Энтальпия сетевой воды за верхним сетевым подогревателем (ВС), кДж/кг:

$$h_{\text{BC}} = h_{\text{oc}} + \frac{Q_{\text{отб}}^{\text{max}}}{G_{\text{св}}}, \quad (1.2)$$

где h_{oc} – энтальпия обратной сетевой воды, кДж/кг.

$$h_{\text{BC}} = 293,02 + \frac{40000}{119,371} = 628,1$$

Температура сетевой воды за ВС, °С:

$$t_{\text{BC}} = \frac{h_{\text{BC}}}{c}, \quad (1.3)$$

$$t_{\text{BC}} = \frac{628,02}{4,186} = 150,05$$

Температура конденсата пара из ВС с учетом недогрева, °С:

$$t^{\text{н}}_{\text{BC}} = t_{\text{BC}} + \theta_{\text{сн}} \quad (1.4)$$

$$t^{\text{н}}_{\text{BC}} = 150,05 + 4 = 154,05$$

По /4/ находим давление в ВС, бар:

$$P_{\text{BC}} = 5,301$$

С учетом потери давления пара в трубопроводах, давление в теплофикационном отборе, бар:

$$P_{BC} = \frac{P_{BC}^*}{0,95} \quad (1.5)$$

$$P_{BC} = \frac{5,301}{0,95} = 5,58$$

Приняв равномерный нагрев сетевой воды в сетевых подогревателях, определим величину нагрева в каждом из них, °С:

$$\Delta t = \frac{(t_{BC} - t_{oc})}{2}, \quad (1.6)$$

$$\Delta t = \frac{150,05 - 70}{2} = 40,1$$

Температура сетевой воды за нижним сетевым подогревателем НС, °С:

$$t_{HC} = t_{oc} + \Delta t \quad (1.7)$$

$$t_{HC} = 70 + 40,1 = 110,1$$

Температура конденсата пара из НС с учетом недогрева, °С:

$$t_{HC}^H = t_{HC} + \theta_{cn} \quad (1.8)$$

$$t_{HC}^H = 110,1 + 4 = 114,1$$

По /4/ находим давление в НС, бар:

$$P'_{НС}=1,64$$

С учетом потери давления пара в трубопроводах, давление в теплофикационном отборе, бар:

$$P_{НС} = \frac{P'_{НС}}{0,95} \quad (1.9)$$

$$P_{НС} = \frac{1,64}{0,95} = 1,73$$

Энтальпия сетевой воды за нижним сетевым подогревателем (НС), кДж/кг:

$$h_{НС} = h_{НС} \cdot C, \quad (1.10)$$

$$h_{НС} = 110,1 \cdot 4,186 = 460,9$$

1.4 Построение процесса расширения пара на h-s диаграмме

Процесс расширения пара в турбине представлен на рисунке 1.1

Процесс построен с учетом потерь давления в регулирующих органах цилиндров турбины в соответствии с начальными и конечными параметрами.

Находим на i-s диаграмме точку О. С учётом дросселирования пара в регулирующих органах ЦВД найдем давление пара, бар:

$$P'_0 = P_0 \cdot \eta_{др}^{ЦВД} \quad (1.11)$$

$$P'_0 = 240 \cdot 0,96 = 230,4 \text{ (точка О);}$$

Теоретический процесс расширения пара в ЦВД, изображается линией О' – В. При действительном процессе расширения определим энтальпию в точке А, кДж/кг:

$$h_A = h_{O'} - (h_{O'} - h_B) \cdot \eta_{\text{цвд}}^{\text{цвд}} \quad (1.12)$$

где $h_B = 2853,9$ кДж/кг – энтальпия пара в конце теоретического процесса расширения в ЦВД.

$$h_A = 3316,4 - (3316,4 - 2853,9) \cdot 0,88 = 2908,5$$

Зная энтальпию h_A можно определить точку А на изобаре $P_{\text{отб1}}$.

Точку А' будет соответствовать давлению промежуточного перегрева:

$$P_{\text{цсд}} = 32,46 \text{ бар}$$

Энтальпия пара в точке С:

$$h_C = h_{A'} - (h_{A'} - h_D) \cdot \eta_{\text{цсд}}^{\text{цсд}} \quad (1.13)$$

где $h_D = 3008,4$ кДж/кг – энтальпия пара в конце теоретического процесса расширения в ЦСД.

$$h_C = 3544 - (3544 - 3008,4) \cdot 0,895 = 3093 \text{ кДж / кг}$$

Зная энтальпию h_C можно определить точку С на изобаре $P_{\text{отб6}}$.

Точку С' определим с учетом потери давления в регулирующих органах ЦНД:

$$P_{\text{цнд}} = P_{\text{отб6}} \cdot \eta_{\text{др}}^{\text{цнд}} \quad (1.14)$$

$$P_{\text{ЦНД}} = 5,58 \cdot 0,96 = 5,36 \text{ бар}$$

Энтальпия пара в точке Е:

$$h_E = h_c - (h_c - h_F) \cdot \eta_{\text{ки}}^{\text{ЦНД}}, \quad (1.15)$$

где $h_F = 2234,5 \text{ кДж/кг}$ – энтальпия пара в конце теоретического процесса расширения в ЦНД.

$$h_E = 3093 - (3093 - 2234,5) \cdot 0,81 = 2327 \text{ кДж/кг}$$

Зная энтальпию h_E можно определить точку Е на изобаре P_k .

Используя значения давления в отборах, находим на i -s диаграмме энтальпии пара в этих отборах:

$$h_o = 3316,3 \text{ кДж/кг};$$

$$h_{\text{отб1}} = 2999,1 \text{ кДж/кг};$$

$$h_{\text{отб2}} = 2908,2 \text{ кДж/кг};$$

$$h_{\text{отб3}} = 3351,4 \text{ кДж/кг};$$

$$h_{\text{отб4}} = 3244,6 \text{ кДж/кг};$$

$$h_{\text{отб5}} = 3180,1 \text{ кДж/кг};$$

$$h_{\text{отб6}} = 3093,9 \text{ кДж/кг};$$

$$h_{\text{отб7}} = 2855,8 \text{ кДж/кг};$$

$$h_{\text{отб8}} = 2544,7 \text{ кДж/кг}.$$

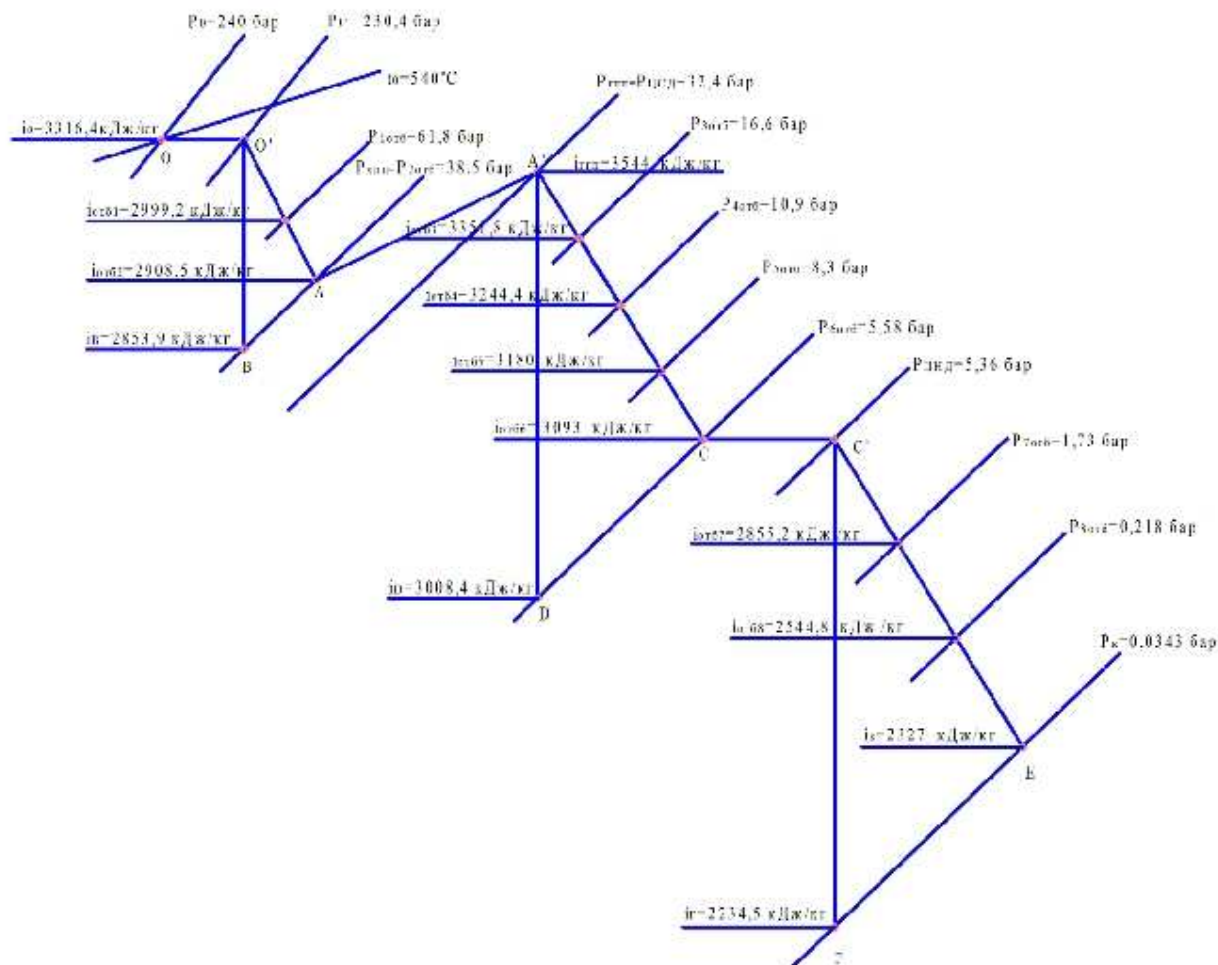


Рисунок 1.1 – Процесс расширения пара в турбине

1.5 Определение параметров по элементам схемы

Определение параметров по элементам схемы покажем на примере подогревателя высокого давления ПВД-1.

Давление пара в отборе турбины $P_{отб1} = 61,8 \text{ бар}$.

С учетом потерь в тракте от турбины до подогревателя давление в ПВД-1 составляет:

$$P_{ПВД-1} = 61,8 \cdot 0,95 = 58,71 \text{ бар.}$$

Энтальпия греющего пара (по h-s диаграмме):

$$h_{отб1}=2999,2 \text{ кДж/кг.}$$

Использованный теплоперепад:

$$H_{ПВД-1}=h_0 - h_{отб1} \quad (1.16)$$

$$H_{ПВД-1}= 3316,4-2999,2=317,2 \text{ кДж/кг.}$$

Температура конденсата греющего пара по /4/:

$$t^H_{ПВД-1}=274,14 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Энтальпия конденсата греющего пара по /4/:

$$h_{пвд1}=1206,5 \text{ кДж/кг.}$$

Температура питательной воды за подогревателем с учетом недогрева:

$$t^{пв}_{ПВД-1}=t^H_{ПВД-1}-\theta_{пвд} \quad (1.17)$$

$$t^{пв}_{ПВД-1}=274,14-2=272,14 \text{ }^{\circ}\text{C.}$$

Энтальпия питательной воды за подогревателем:

$$h^{пв}_{ПВД-1}= t^{пв}_{ПВД-1} \cdot 4,186 \quad (1.18)$$

$$h^{пв}_{ПВД-1}=1139,2 \text{ кДж/кг.}$$

Аналогичным образом рассчитываются параметры по другим элементам схемы.

Результаты сводятся в таблицу 1.2

					ФЮРА.311026.001 ПЗ	Лист
						21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 1.2 – Параметры по элементам схемы

Наименование величин	ПВД1	ПВД2	ПВД3	Де-аэра-тор	ПНД4	ПНД5	ПН Д6	ПН Д7	ВС	НС	Кон ден-са-тор
Давление пара в отборе, бар	61,8	38,5	16,6	10,9	8,3	5,58	1,73	0,218	5,58	1,73	0,034
Давление пара у подогревателя, бар	58,71	36,57	15,77	8	7,885	5,301	1,64	0,207	5,301	1,64	0,034
Температура конденсата греющего пара, °C	274,1	245,08	200,6	170,4	169,81	154,05	114,1	60,83	154	114,1	26,36
Энтальпия конденсата греющего пара, кДж/кг	1206,5	1061,7	855,2	720,9	718,28	649,7	478,6	254,6	649,7	478,7	110,4
Температура пит. воды за подогревателем, °C	272,14	243,08	198,6	170,4	165,81	150,05	114,1	60,83	150,6	110,1	-

Продолжение таблицы 1.2

Эн- таль- пия пит. воды за по- догре- вате- лем, кДж/к г	1139,2	1017,5	831,6	720,9	694,1	628,1	478,69	254,6	628,1	460,9	-
Эн- таль- пия гре- юще- го па- ра, кДж/к г	2999,2	2908,5	3351,8	3244,4	3180	3093	2855,2	2544,8	3093	2855	2327
Ис- поль- зо- ван- ный теп- лопе- репад, кДж/к г	317,2	407,9	600,1	707,5	771,9	858,9	1096,7	1407,1	858,9	1096	1624,9

1.6 Расчет установки по подогреву сетевой воды

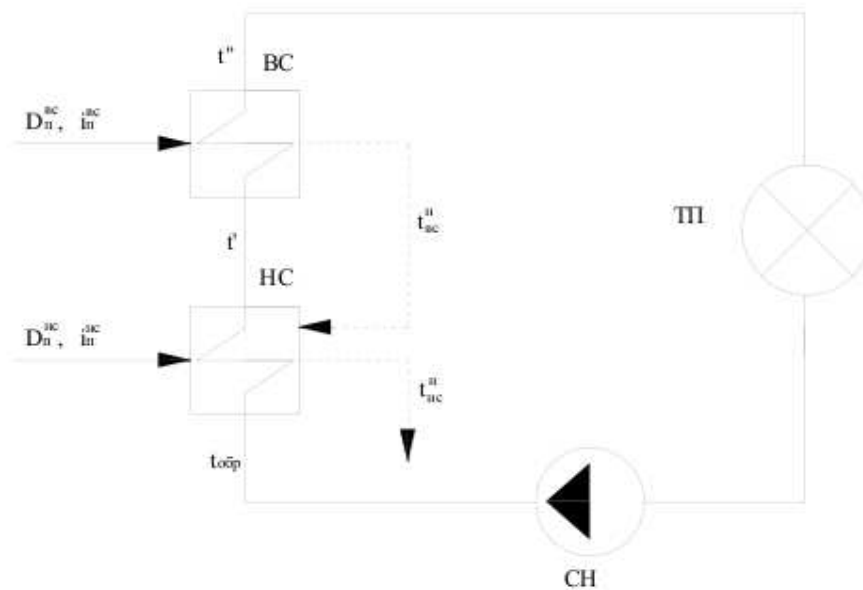


Рисунок 1.2 – Схема установки по подогреву сетевой воды.

Расход пара на верхний сетевой подогреватель ВС (из уравнения теплового баланса), кг/с:

$$D_n^{ac} = \frac{G_{cw} \cdot (t'' - t')}{(i_n^{ac} - t_{ac}'') \cdot \eta_{cw}}, \quad (1.19)$$

где h_n^{ac} – энтальпия из отбора на входе в ВС из таблицы 1.2, кДж/кг.

$$D_n^{ac} = \frac{119,371 \cdot (628,1 - 460,9)}{(3093 - 649,7) \cdot 0,98} = 8,337$$

Расход пара на нижний сетевой подогреватель НС (из уравнения теплового баланса), кг/с:

$$D_{II}^{nc} = \frac{G_{cn} \cdot (\bar{t} - \bar{t}_{oc}) - D_{II}^{nc} \cdot (\bar{t}_{oc} - \bar{t}_{nc})}{(i_{II}^{nc} - i_{nc}) \cdot \eta_{cn}}, \quad (1.20)$$

где h_n^{nc} – энтальпия из отбора на входе в НС из таблицы 1.2, кДж/кг.

$$D_{II}^{nc} = \frac{119,371 \cdot (460,9 - 293,02) - 8,337 \cdot (649,7 - 478,69)}{(2855,2 - 478,69) \cdot 0,98} = 7,991$$

1.7 Определение предварительного расхода пара на турбину

Коэффициент недоиспользования мощности отопительного отбора на нижний сетевой подогреватель:

$$y_{от}^{nc} = \frac{i_{от67} - i_k}{(i_0 - i_{от62}) \cdot (i_{отн} - i_k)}, \quad (1.21)$$

где $h_{от67}$ – энтальпия пара в отборе на нижний сетевой подогреватель из таблицы 2.2, кДж/кг;

h_k – энтальпия пара в конденсаторе из таблицы 2.2, кДж/кг;

h_0 – энтальпия острого пара, кДж/кг;

$h_{от62}$ – энтальпия пара за ЦВД, кДж/кг.

$$y_{от}^{nc} = \frac{2855,2 - 2327}{(3316,4 - 2908,5) \cdot (3544 - 2327)} = 0,325$$

Коэффициент недоиспользования мощности отопительного отбора на верхний сетевой подогреватель:

$$y_{от}^{ac} = \frac{i_{от66} - i_k}{(i_0 - i_{от62}) \cdot (i_{отн} - i_k)}, \quad (1.22)$$

где $h_{от66}$ – энтальпия греющего пара на ПНД-5 из таблицы 2.2, кДж/кг;

$$y_{от}^{ec} = \frac{3093 - 2327}{(3316,4 - 2908,5) \cdot (3544 - 2327)} = 0,471$$

Коэффициент недоиспользования мощности пара отбором на привод питательного насоса:

$$y^{пн} = \frac{h_{от63} - h_k}{(h_0 - h_{от62}) \cdot (h_{от} - h_k)}, \quad (1.23)$$

где $h_{от63}$ – энтальпия греющего пара на ПВД – 3 из таблицы 2.2, кДж/кг;

$$y^{пн} = \frac{3351,8 - 2327}{(3316,4 - 2908,5) \cdot (3544 - 2327)} = 0,631$$

Принимая коэффициент регенерации $K_p = 1,248$ определяем расход пара на турбину, кг/с:

$$D_T = K_p \left(\frac{W_3}{H_i \cdot \eta_{эм}} + y_{от}^{ec} \cdot D_n^{ec} + y_{от}^{ec} \cdot D_n^{ec} + y^{пн} \cdot D^{пн} \right) \quad (1.24)$$

где H_i – располагаемый теплоперепад /таблица 1.2/, кДж/кг

$D_{тпн}$ – расход пара на привод питательного насоса, кг/с /1/.

$$D_T = 1,248 \left(\frac{800000}{1624,9 \cdot 0,98} + 0,471 \cdot 8,337 + 0,325 \cdot 7,991 + 0,631 \cdot 34,16 \right) = 660,42$$

1.8 Баланс пара и воды

Расход пара на эжекторный подогреватель, кг/с:

$$D_{\text{эж}} = 0,005 \cdot D_T \quad (1.25)$$

$$D_{\text{эж}} = 0,005 \cdot 660,42 = 3,302$$

Расход пара на сальниковый подогреватель, кг/с:

$$D_{\text{упл}} = 0,01 \cdot D_T \quad (1.26)$$

$$D_{\text{упл}} = 0,01 \cdot 660,42 = 6,604$$

Внутристанционные потери конденсата (утечки), кг/с:

$$D_{\text{ут}} = 0,02 \cdot D_T \quad (1.27)$$

$$D_{\text{ут}} = 0,02 \cdot 660,42 = 13,208$$

Производительность котлоагрегата, кг/с:

$$D_{\text{пе}} = D_{\text{эж}} + D_{\text{упл}} + D_T \quad (1.28)$$

$$D_{\text{пе}} = 3,302 + 6,604 + 660,42 = 670,326$$

Расход питательной воды, кг/с:

$$G_{\text{пв}} = D_{\text{пе}} = 670,326$$

Расход питательной воды на станцию, кг/с:

$$G_{\text{пв}} = D_{\text{пв}} \cdot n = 670,326 \cdot 3 = 2010,97 \quad (1.29)$$

1.9 Расчет регенеративной схемы

Расчет регенеративной схемы производится последовательно для подогревателей высокого давления, деаэратора и подогревателей низкого давления на основе решения уравнений тепловых балансов.

1.9.1 Расчет ПВД

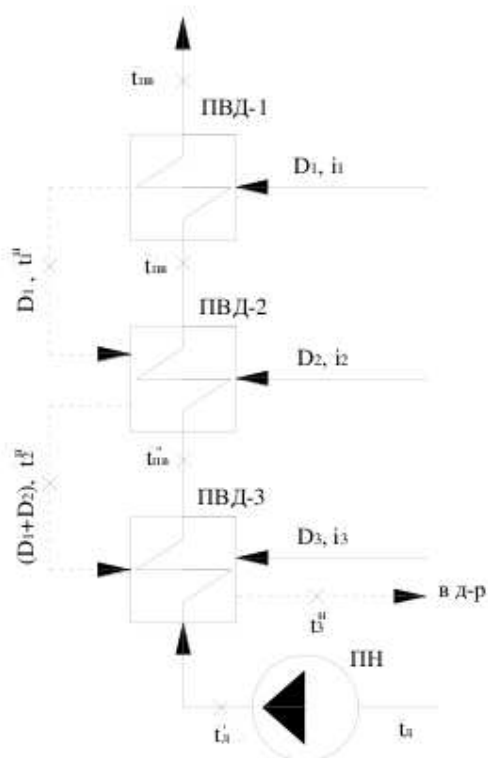


Рисунок 1.3 – Схема включения ПВД

Уравнение теплового баланса для ПВД-1 запишется:

$$D_1(h_1 - h_1'')\eta = G_{\text{пв}}(h_{\text{пв}} - h_{\text{пв}}'), \quad (1.30)$$

Отсюда расход пара на ПВД-1, кг/с:

$$D_1 = \frac{G_{но} (\bar{t}_{но}' - \bar{t}_{но}'')}{(i_1 - \bar{t}_1'') \eta} \quad (1.31)$$

$$D_1 = \frac{670,326 \cdot (1139,2 - 1017,5)}{(2999,2 - 1206,5) \cdot 0,98} = 46,435.$$

Аналогично с учетом слива конденсата из ПВД-1 определяем расход пара на ПВД-2, кг/с:

$$D_2 = \frac{G_{но} \cdot (\bar{t}_{но}' - \bar{t}_{но}'') - D_1 \cdot (\bar{t}_1'' - \bar{t}_2'')}{(i_2 - \bar{t}_2'') \cdot \eta} \quad (1.32)$$

$$D_2 = \frac{670,326 \cdot (1017,5 - 831,67) - 46,435 \cdot (1206,5 - 1061,7)}{(2908,5 - 1061,7) \cdot 0,98} = 65,186$$

Энтальпия питательной воды на входе в ПВД-3 определяется с учетом нагрева ее в питательном насосе, кДж/кг:

$$h'_o = h_o + \Delta h_{пн}, \quad (1.33)$$

где $\Delta h_{пн}$ – повышение энтальпии воды в питательном насосе /3/, кДж/кг.

$$\Delta h_{пн} = \frac{\Delta P_{пн} \cdot v}{\eta_n} = \frac{(P_{наг} - P_{ос}) \cdot v}{\eta_n}, \quad (1.34)$$

где v – удельный объем воды по давлению и температуре воды в деаэраторе /4/, м³/кг;

η_n – КПД насоса;

$P_{наг}$ – давление после насоса, МПа;

$P_{ос}$ – давление перед насосом, МПа.

$$\Delta h_{\text{пл}} = \frac{(360 - 8) \cdot 10^2 \cdot 0,0011}{0,75} = 51,627$$

$$h'_d = 720,91 + 51,627 = 772,537.$$

Тогда расход пара на ПВД – 3 составит, кг/с:

$$D_3 = \frac{G_{\text{пл}}(h''_{\text{пл}} - h'_d) - (D_1 + D_2)(h''_2 - h''_3)}{(h_3 - h''_3)\eta} \quad (1.35)$$

$$D_3 = \frac{670,326 \cdot (831,67 - 772,537) - (46,435 + 65,186) \cdot (1061,7 - 855,28)}{(3351,8 - 855,28) \cdot 0,98} = 6,972$$

1.9.2 Расчет деаэратора

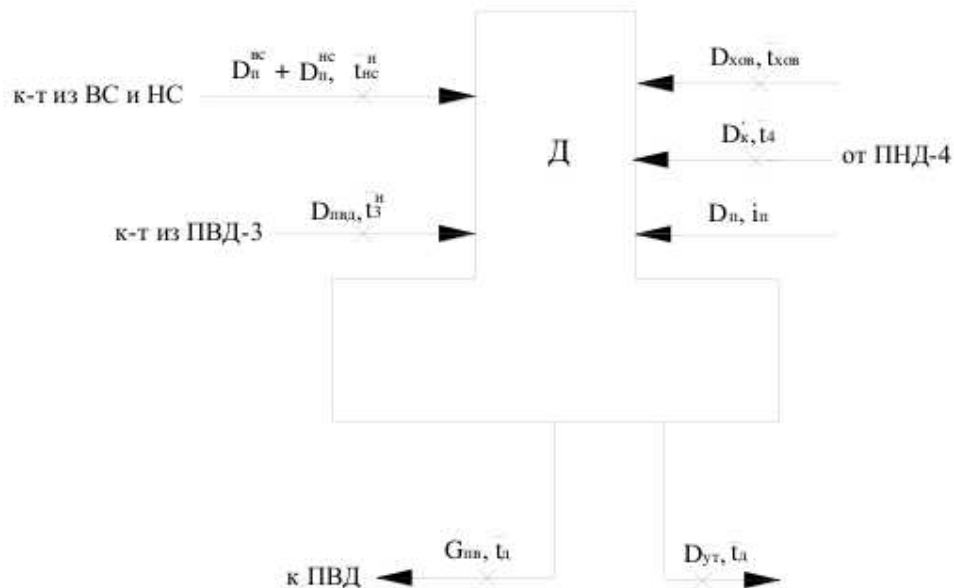


Рисунок 1.4 – Схема включения деаэратора

Материальный баланс деаэратора:

$$G_{пр} + D_{зм} = D_1 + D_2 + D_3 + D_{хоб} + D_n^{ec} + D_n^{ic} + D'_k + D_n \quad (1.36)$$

Уравнение теплового баланса:

$$(G_{пр} + D_{зм}) \cdot h_0 = (D_1 + D_2 + D_3) \cdot h_3'' + D_{хоб} \cdot h_{хоб} + (D_n^{ec} + D_n^{ic}) \cdot h_{ic}'' + D'_k \cdot h_4 + D_n \cdot h_n \quad (1.37)$$

Подставляя в эти уравнения значения величин, получаем:

$$\begin{cases} 670,326 + 13,208 = 46,435 + 65,186 + 6,972 + 13,208 + 8,337 + 7,991 + D'_k + D_n \\ (670,326 + 13,208) \cdot 720,91 = (46,435 + 65,186 + 6,972) \cdot 855,28 + \\ 13,208 \cdot 125,58 + (8,337 + 7,991) \cdot 478,69 \\ D'_k \cdot 694,1 + D_n \cdot 3244,4 \end{cases}$$

Решая эти уравнения, находим:

$$D_n = 4,014 \text{ кг/с} \quad D'_k = 531,391 \text{ кг/с}$$

1.9.3 Расчет ПНД

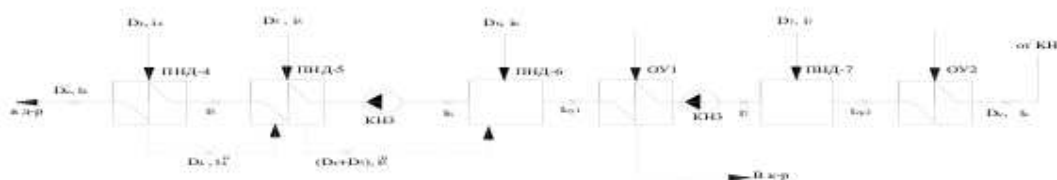


Рисунок 1.5 – Схема включения ПНД

Расход пара на ПНД-4 посчитается из уравнения теплового баланса, кг/с:

$$D_4 = \frac{D'_k \cdot (h_4 - h_5)}{(h_4 - h_4'') \cdot \eta}, \quad (1.38)$$

где h_5 – энтальпия основного конденсата на выходе из ПНД – 5, кДж/кг;

h – энтальпия греющего пара, кДж/кг;

h_4 – энтальпия конденсата греющего пара, кДж/кг.

$$D_4 = \frac{531,391 \cdot (694,1 - 628,1)}{(3180 - 718,28) \cdot 0,98} = 14,538$$

Расход пара на ПНД – 5 составит, кг/с:

$$D_5 = \frac{D_4 \cdot (h_5 - h_6) - D_4 \cdot (h_4'' - h_5'')}{(h_5 - h_5'') \cdot \eta} \quad (1.39)$$

$$D_5 = \frac{531,391 \cdot (628,1 - 478,69) - 14,538 \cdot (718,28 - 649,7)}{(3093 - 649,7) \cdot 0,98} = 32,742$$

В связи с тем, что подогреватель ПНД – 6 смешивающего типа, то для определения неизвестных расходов пара и основного конденсата, составим уравнения материального и теплового балансов:

Материальный баланс:

$$D_4 = D_6 + D_5 + (D_4 + D_5) \quad (1.40)$$

Уравнение теплового баланса:

$$D_4 \cdot h_6 = D_6 \cdot h_6 + D_5 \cdot h_{oy1} + (D_4 + D_5) \cdot h_5'' \quad (1.41)$$

где h_{oy1} – энтальпия основного конденсата на выходе из охладителя пара от уплотнений, кДж/кг.

Подставляя в эти уравнения значения величин, получаем:

$$\begin{cases} 531,391 = D_6 + D_k^* + (14,538 + 32,742) \\ 531,391 \cdot 478,69 = D_6 \cdot 2855,2 + D_k^* \cdot 267,16 + (14,538 + 32,742) \cdot 649,7 \end{cases}$$

Решая эти уравнения, находим:

$$D_6 = 33,378 \text{ кг/с} \quad D_k^* = 450,734 \text{ кг/с}$$

Аналогично определяем расходы пара и основного конденсата для ПНД-7.

Материальный баланс:

$$D_k^* = D_7 + D_k^{**} \quad (1.42)$$

Уравнение теплового баланса:

$$D_k^* \cdot h_7 = D_7 \cdot h_7 + D_k^{**} \cdot h_{0y2} \quad (1.43)$$

где h_{0y2} – энтальпия основного конденсата на выходе из охладителя эжекторного пара, кДж/кг.

Подставляя в эти уравнения значения величин, получаем:

$$\begin{cases} 450,734 = D_7 + D_k^{**} \\ 450,734 \cdot 254,6 = D_7 \cdot 2544,8 + D_k^{**} \cdot 122,901 \end{cases}$$

Решая эти уравнения, находим:

$$D_7 = 24,51 \text{ кг/с} \quad D_k^{**} = 426,224 \text{ кг/с}$$

Расход пара в конденсатор составит, кг/с:

$$D_k = D_k^m - D_{эж} - D_{упл} - D_{огтпн} \quad (1.44)$$

$$D_k = 426,224 - 3,302 - 6,604 - 34,16 = 382,157$$

1.10 Составление теплового и материального баланса

Проверка материального баланса пара в турбине, кг/с:

$$D_m = D_1 + D_2 + D_3 + D_{тпн} + D_n + D_4 + D_5 + D_6 + D_n^c + D_7 + D_n^c + D_k \quad (1.45)$$

$$660,42 = 46,435 + 65,186 + 6,972 + 34,16 + 4,014 + 14,538 + 32,742 + 33,378 + 8,337 + 24,51 + 7,991 + 382,157$$

$$660,42 = 660,42$$

Проверка по балансу мощности:

$$N_s = \left[\sum_{i=1}^n D_i^{отб} \cdot h_i^{отб} + H_i \cdot D_k \right] \cdot \eta_{хв} \quad (1.45)$$

$$800000 = [46,435 \cdot 317,2 + 65,186 \cdot 407,9 + (6,972 + 34,16) \cdot 600,1 + 4,014 \cdot 707,5 + 14,538 \cdot 771,9 +$$

$$+ (32,742 + 8,337) \cdot 858,9 + (33,378 + 7,991) \cdot 1096,7 + 24,51 \cdot 1407,1 + 382,157 \cdot 1624,9] \cdot 0,98$$

$$800000 = 799847,66$$

Несоответствие заданной мощности ΔN_s , кВт:

					ФЮРА.311026.001 ПЗ	Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\Delta N_s = 800000 - 799847,66 = 152,3,$$

что составляет 0,019 %.

Полученное значение несоответствия удовлетворяет требованиям инженерной и научной погрешности.

Уточним расход пара на турбину, кг/с:

$$\Delta D_m = K_p \frac{\Delta N_s}{H_i \cdot \eta_{зм}} \quad (1.46)$$

$$\Delta D_m = 1,245 \cdot \frac{152,3}{1624,9 \cdot 0,98} = 0,119$$

$$D'_m = D_m + \Delta D_m \quad (1.47)$$

$$D'_m = 660,42 + 0,119 = 660,539 \text{ кг/с}$$

Уточненное значение коэффициента регенерации составит:

$$K'_p = \frac{D'_m}{\frac{W_s}{H_i \cdot \eta_{зм}} + y_{ас} D_{ас} + y_{ис} D_{ис} + y_{нр} D_{нр}} \quad (1.48)$$

$$K'_p = \frac{660,42}{530,458} = 1,245$$

1.11 Расчет технико – экономических показателей

Общий расход топлива на ТЭЦ определим по уравнению теплового баланса котла:

					ФЮРА.311026.001 ПЗ	Лист
						35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$B \cdot Q_p^n \cdot \eta_{ne} = Q_{ne} = D \cdot (h_{ne} - h_{m1}) + D_{m1} \cdot (h_{m1}'' - h_{m1}') \quad (1.49)$$

где Q_p^n – низшая теплота сгорания топлива, равная 22835,5 кДж/кг;

η_{m1} – КПД парогенератора, принимаем 0,919;

D – расход пара за котлом, кг/с;

h_{ne} – энтальпия перегретого пара, кДж/кг;

h_{m1}'', h_{m1}' – энтальпия пара в горячей и холодной нитках промежуточного перегрева соответственно, кДж/кг.

Отсюда общий расход топлива равен, кг/с:

$$B = \frac{D (h_{ne} - h_{m1}) + D_{m1} (h_{m1}'' - h_{m1}')}{Q_p^n \cdot \eta_{ne}} \quad (1.50)$$

$$B = \frac{670,2 \cdot (3316,4 - 1139,2) + 548,799 \cdot (3544 - 2908,5)}{22835,5 \cdot 0,919} = 86,15$$

Расход топлива на выработку электроэнергии подсчитывается, кг/с:

$$B_s = B \cdot K_s \cdot \frac{\mathcal{E}_{от}}{\mathcal{E} - \mathcal{E}_s^{сн}}, \quad (1.51)$$

где $\mathcal{E}$, $\mathcal{E}_{от}$ – выработка и отпуск электроэнергии, кВт·ч;

$\mathcal{E}_s^{сн}$ – расход электроэнергии на собственные нужды, связанные с производством электроэнергии, кВт·ч.

Количество электроэнергии, отпускаемое с шин электростанции, $\mathcal{E}_{от}$, определяется как разность между количеством выработанной электроэнергии и расходом ее на собственные нужды электростанции. Расход на собственные нужды электростанции составляют 8 % от выработанной электроэнергии. Расход электроэнергии на собственные нужды, связанные с производством электроэнергии, составляют 5 % от выработанной электроэнергии, /2/.

$$\mathcal{E}_{от} = N_s - N_s^{сн}, \quad (1.52)$$

$$\mathcal{E}_{от} = 800000 - 800000 \cdot 0,08 = 736000$$

$$\mathcal{E}_3^{ch} = 800000 \cdot 0,05 = 40000$$

K_3 – коэффициент отнесения затрат топлива энергетическими котлами на производство электроэнергии:

$$K_3 = \frac{Q_{ту}^3 + \Delta Q_{отб} + Q_{ту}^{ch}}{Q_{ту}^3 + \Delta Q_{отб} + Q_{ту}^{ch} + Q_m}, \quad (1.53)$$

Здесь расход тепла на производство электроэнергии, кДж:

$$Q_{ту}^3 = Q_{ту} - Q_{т} \quad (1.54)$$

Расход тепла на турбоустановку составит, кДж:

$$Q_{ту} = D_m (h_0 - h_{m1}) + D_{m1} (h''_{m1} - h'_{m1}) \quad (1.55)$$

$$Q_{ту} = 660,539 \cdot (3316,4 - 1139,2) + 548,799 \cdot (3544 - 2908,5) = 1786887,748$$

Расход тепла на регенеративные отборы, кДж:

$$Q_m = D_n^{ac} \cdot (h_n^{ac} - h_{ac}^n) + D_n^{nc} \cdot (h_n^{nc} - h_{nc}^n) \quad (1.56)$$

$$Q_m = 8,337 \cdot (3093 - 649,7) + 7,991 \cdot (2855,2 - 478,69) = 39361,456$$

$$Q_{ту}^3 = 1786887,748 - 39361,456 = 1747526,291$$

Расход тепла на собственные нужды турбоагрегата принимается 5 % от расхода тепла на производство электроэнергии, /2/, кДж:

$$Q_{\text{мг}}^{\text{сн}} = 0,05 \cdot Q_{\text{мг}}^{\text{э}}, \quad (1.57)$$

$$Q_{\text{мг}}^{\text{сн}} = 0,05 \cdot 1747526,291 = 87376,315$$

Увеличение расхода тепла на производство электроэнергии при наличии отборов, кДж:

$$\Delta Q_{\text{отб}} = [Q_{\text{вс}} \cdot (1 - \xi_{\text{вс}}) + Q_{\text{ис}} \cdot (1 - \xi_{\text{ис}})] \cdot \frac{Q_{\text{м}}}{\sum Q_{\text{м}}} \quad (1.58)$$

где $Q_{\text{вс}}$, $Q_{\text{ис}}$ – тепло, отпущенное из двух теплофикационных отборов;

$\frac{Q_{\text{т}}}{\sum Q_{\text{т}}}$ принимается равным 1;

ξ – коэффициент ценности тепла каждого отбора.

$$\xi_{\text{вс}} = \frac{i_6 - i_{\kappa}}{(i_0 - i_2) + (i_{\text{нт}} - i_{\kappa})} \cdot \left(1 + K \frac{(i_0 - i_2) + (i_{\text{нт}} - i_6)}{(i_0 - i_2) + (i_{\text{нт}} - i_{\kappa})} \right), \quad (1.59)$$

где K – коэффициент, зависящий от давления пара перед турбиной, его значение принимаем равным 0,4 из /2/.

$$\xi_{\text{вс}} = \frac{3093 - 2327}{(3316,4 - 2908,5) + (3544 - 2327)} \cdot \left(1 + 0,4 \frac{(3316,4 - 2908,5) + (3544 - 3093)}{(3316,4 - 2908,5) + (3544 - 2327)} \right) = 0,571$$

$$\xi_{\text{ис}} = \frac{i_7 - i_{\kappa}}{(i_0 - i_2) + (i_{\text{нт}} - i_{\kappa})} \cdot \left(1 + K \frac{(i_0 - i_2) + (i_{\text{нт}} - i_7)}{(i_0 - i_2) + (i_{\text{нт}} - i_{\kappa})} \right), \quad (1.60)$$

$$\xi_{\text{ис}} = \frac{2855,2 - 2327}{(3316,4 - 2908,5) + (3544 - 2327)} \cdot \left(1 + 0,4 \frac{(3316,4 - 2908,5) + (3544 - 2855,2)}{(3316,4 - 2908,5) + (3544 - 2327)} \right) = 0,413$$

$$\Delta Q_{omb} = 20369,894(1 - 0,571) + 18991,563(1 - 0,413) = 19888,28$$

$$K_s = \frac{1747526,291 + 19888,28 + 87376,315}{1747526,291 + 19888,28 + 87376,315 + 39361,456} = 0,979$$

$$B_s = 86,15 \cdot 0,979 \cdot \frac{736000}{800000 - 40000} = 81,695$$

Расход топлива на отпуск тепла определяется, кг/с:

$$B_m = B - B_s \quad (1.61)$$

$$B_m = 86,15 - 81,695 = 4,454$$

Фактическое значение удельных расходов условного топлива на отпуск электроэнергии и тепла определяются по формулам:

$$e_s = \frac{B_s \cdot 3600}{W_s}, \quad (1.62)$$

$$e_s = \frac{81,695 \cdot 3600}{800000} = 0,368 \text{ кг} / \text{кВт} \cdot \text{ч}$$

$$e_m = \frac{B_m \cdot 10^6}{Q_m}, \quad (1.63)$$

$$e_m = \frac{4,454 \cdot 10^6}{39361,456} = 113,162 \text{ кг} / \text{ГДж}$$

2 Выбор основного оборудования ГРЭС

На основании заданных величин в качестве основного оборудования, в целях обеспечения надежности работы станции, выбираем три модернизированных турбоагрегата К – 800 – 240 – 5.

Котлоагрегаты выбираем по максимальному расходу пара на турбину с запасом 3%. Для турбоустановки К – 800 – 240 – 5 максимальный расход пара составляет 2377,94 т/ч. Таким образом, паропроизводительность котельного агрегата должна составлять $2377,94 \cdot (100+3)/100 = 2449,3$ т/ч. По этому значению выбираем три котла прямоточного типа Пп-2650-25-545БТ /1/.

Использование однотипных турбин и котлов дает ряд преимуществ, например, позволяет упростить эксплуатацию и ремонт оборудования станции.

Техническая характеристика котла:

Завод изготовитель – Подольский машиностроительный;

Заводская марка – П 67;

Паропроизводительность – 2650 т/ч;

Давление воды на входе в водяной экономайзер – 315 бар;

Температура воды на входе в водяной экономайзер – 274 °С;

Давление острого пара – 255 бар;

Температура острого пара – 545 °С;

Температура уходящих газов – 140 °С;

КПД – 91,9%;

Компоновка – Т – образная.

					ФЮРА.311026.001 ПЗ	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2.1 Выбор вспомогательного оборудования в пределах ПТС

2.1.1 Регенеративные подогреватели

Регенеративные подогреватели выбираем по заводским данным, так как их характеристики удовлетворяют значениям, полученным в ходе расчета ПТС.

ПВД-1: ПВ 1800-37-6,5,

где 1800 – площадь поверхности теплообмена, м²;

37 – рабочее давление в трубной системе, МПа;

6,5 – рабочее давление в корпусе, МПа.

ПВД-2: ПВ 1800-37-4,5;

ПВД-3: ПВ 1800-37-2,0;

ПНД-4: ПН 1900-32-6-I;

ПНД-5: ПН 1900-32-6-II;

ПНД-6: ПНСВ 2000-2;

ПНД-7: ПНСВ 2000-1.

2.1.2 Деаэратор

По расходу питательной воды выбираем деаэратор смешивающего типа повышенного давления ДП-2800/185 с характеристиками:

давление – 8 бар;

производительность – 2800 т/ч;

аккумуляторный бак – 185 м³.

2.1.3 Сетевые подогреватели

В качестве подогревателей сетевой воды вместо кожухотрубчатых выбираем подогреватели пластинчатого типа, которые имеют большие преимущества.

					ФЮРА.311026.001 ПЗ	Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Верхний сетевой подогреватель (ВС) – НН№43ТС – 16/3;

Нижний сетевой подогреватель (НС) – НН№43ТС – 10/4.

2.1.4 Насосы

Питательный насос выбираем по производительности (с запасом 10-15%) и напору.

$$G = G_{\text{нп}} \cdot 1,1 \cdot 3,6, \quad (2.1)$$

$$G = 670,326 \cdot 1,1 \cdot 3,6 = 2654,5 \text{ м}^3 / \text{ч}$$

Выбираем два питательных насоса с турбоприводом марки ПН–1500–350 ЛМПО с характеристиками:

подача – 1500 м³/ч;

напор – 350 кг/см²;

турбина приводная – ОК – 18 ПУ – 800;

номинальная мощность – 15,5 МВт;

обороты – 4650 об/мин;

конденсатор – КП-1200-2.

Выбор конденсатных насосов

Конденсатные насосы выбираются по производительности в количестве трёх штук на турбину, два из которых в работе, один находится в резерве. На основании ПТС блока тракт основного конденсата имеет три ступени конденсатных насосов. В соответствии с расчётом ПТС по расходам основного конденсата на всас насосов произведём их выбор.

$G_{окI}=1534,4 \text{ м}^3/\text{ч}$ – Три насоса марки КСВ 1600-90 с характеристиками:

подача – $1600 \text{ м}^3/\text{ч}$;

напор – 90 м;

частота вращения – 1000 об/мин;

КПД – 76%.

$G_{окII}=1622,6 \text{ м}^3/\text{ч}$ – Три насоса марки КСВ 1600-90

$G_{окIII}=1913 \text{ м}^3/\text{ч}$ – Три насоса марки КСВ 2000-90 с характеристиками:

подача – $2000 \text{ м}^3/\text{ч}$;

напор – 90 м;

частота вращения – 1000 об/мин;

КПД – 76%.

Выбор циркуляционных насосов

Расход циркуляционной воды на одну турбину по заводским данным составляет $73000 \text{ м}^3/\text{ч}$. Число турбин на станции – 3.

Расчетный расход циркуляционной воды на ГРЭС составит, $\text{м}^3/\text{ч}$:

$$Q = 3 \cdot 73000 = 219000$$

Выбираем насосы типа ОП – 10 – 145 /5/ с характеристиками:

производительность – $72400 \text{ м}^3/\text{ч}$;

полный напор – до 24,5 м.вод.ст.;

число оборотов – 333 об/мин;

КПД – 84%.

Необходимое количество насосов на береговой, шт.:

$$n = \frac{219000}{74000} \approx 3$$

					ФЮРА.311026.001 ПЗ	Лист
						43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Мощность электродвигателя, кВт:

$$P = 1,1 \cdot \frac{Q \cdot H}{102 \cdot \eta_n}, \quad (2.2)$$

где $Q = 72400 / 3,6 = 20555,6$ кг/с.

$$P = 1,1 \cdot \frac{20555,6 \cdot 24,5}{102 \cdot 0,84} = 6465,6$$

Выбор сетевых насосов

Выбор сетевого насоса производится по производительности и напору. Сетевые насосы устанавливаем в количестве двух насосов на турбину, рассчитывая их на 50%-ую производительность.

Производительность сетевого насоса, м³/ч:

$$G = \left(\frac{G_{св}}{2} \right) \cdot 3,6 \quad (2.3)$$

$$G = \left(\frac{119,371}{2} \right) \cdot 3,6 = 214,87$$

Выбираем сетевые насосы СЭ 500-70 с характеристиками:

подача – 500 м³/ч;

напор – 70 м.вод.ст.;

частота вращения – 3000 об/мин;

мощность – 120 кВт;

КПД – 82%.

3. Выбор и проработка схемы автоматики и КИП уровня конденсата в конденсаторе

3.1 Краткое описание технологии работы оборудования

В конденсаторе пар конденсируется при соприкосновении с холодными трубками, внутри которых прокачивается охлаждающая вода. Процесс конденсации пара происходит при неизменном давлении, и, следовательно, пар, поступающий в конденсатор в насыщенном состоянии, сохраняет неизменную температуру в течение всего процесса конденсации. Для поддержания глубокого вакуума необходимо создать хорошие условия теплопередачи в конденсаторе - для этого из парового пространства конденсатора эжектором отсасываются неконденсирующиеся газы.

Среднее значение уровня воды в конденсаторе должно поддерживаться по возможности постоянным независимо от расхода пара на турбину или режима ее работы (теплофикационного или конденсационного). Стабилизация уровня необходима по условиям устойчивой работы конденсатных насосов и эжекторов.

Положение уровня регулируется путем изменения производительности конденсатных насосов. Нижний предел производительности насосов задается минимальным пропуском конденсата через эжекторы и систему регенеративных подогревателей. Поэтому при малых нагрузках турбины часть конденсата с напорной стороны конденсатных насосов должна вновь сбрасываться в конденсатор. С учетом этого требования и выполняется система регулирования уровня воды в конденсаторе, структурная схема которой изображена на рисунке 7.1. Как объект регулирования уровня конденсатор представляет собой герметический бак с насосом на стоке. Конденсатор не обладает свойством самовыравнивания. Регулирование уровня воды осуществляется путем изменения производительности конденсатных насосов при воздействии на двухпоточный клапан.

При снижении уровня вследствие сброса нагрузки турбины рабочий клапан закрывается, но обеспечивает требуемый нерегулируемый пропуск воды в систе-

ме охлаждения эжекторов и регенеративных подогревателей. При дальнейшем снижении уровня начинает открываться клапан рециркуляции, поддерживая уровень воды в конденсаторе. Для удобства управления и согласованности в работе рабочий клапан и клапан рециркуляции выполнены в одном корпусе и управляются одним исполнительным механизмом.

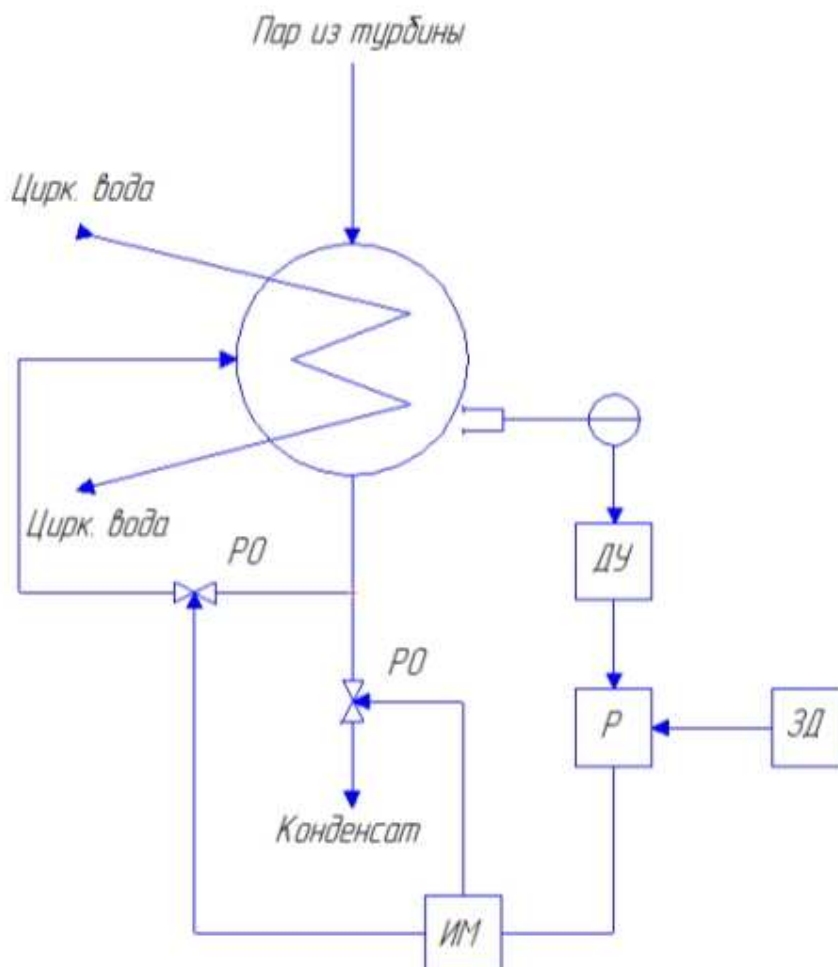


Рисунок 3.1 – Структурная схема системы регулирования уровня конденсата в конденсаторе:

ДУ – датчик уровня; Р – регулятор; ЗД – задатчик ручной; ИМ – исполнительный механизм; РО – регулирующий орган.

3.2 Обзор существующих схем АСР и выбор оптимальных схем регулирования

В настоящее время работоспособность системы контроля и управления на ТЭЦ поддерживается путем устаревших устройств типа “датчик-вторичный прибор”. Вторичные приборы, установленные на ТЭЦ, полностью выработали свой ресурс. В основном это приборы выпуска 1970-1985 годов, которые за долгие годы эксплуатации морально и физически устарели и практически не выпускаются. Износ парка приборов составляет около 90 %.

Существующая аппаратура автоматического регулирования (РПИБы, Каскад, Контур, АКЭСР) морально и физически устарела и не может удовлетворять возросшие требования к системам регулирования.

К тому же не позволяет разрабатывать достаточно гибкую систему автоматического регулирования.

С каждым годом растут затраты на поддержание морально устаревшей системы. Затраты на её ремонт и эксплуатацию продолжают расти.

Можно сказать что технические средства систем контроля и управления турбоагрегатов, а также общестанционного оборудования морально и физически устарели, не могут обеспечить современные требования к организации управления ТЭЦ, требуется модернизация как самой аппаратуры, так и технических решений по организации управления.

Наиболее радикальным путём сокращения затрат и обеспечения требуемого уровня контроля и управления оборудованием является полная замена всех технических средств систем контроля и управления современными микропроцессорными средствами.

3.3 Выбор аппаратуры регулирования

При автоматизации технологических процессов на ТЭС до недавнего времени наиболее широкое применение находили комплексы электрических средств регулирования АКЭСР, Каскад, Контур. Данные комплексы используются давно на станциях.

В настоящее время все большее распространение как на больших, так и на малых энергетических установках получает распределенное управление объектом с помощью автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП), реализованное на микропроцессорной технике. Процессорный технический комплекс (ПТК) использует микропроцессорные контроллеры.

Использование таких контроллеров для целей автоматического регулирования расширяет функциональные возможности решения технических задач повышения эффективности АСР.

Программное обеспечение контроллеров состоит из фиксированного набора типовых программных блоков (типовых алгоритмов), выполняющих преобразование сигналов в цифровой форме.

Цифровые контроллеры решают те же задачи, что и аналоговые приборы автоматического регулирования систем РПИБ, Каскад (-1, -2), АКЭСР (-1, -2).

Основное отличие цифровых приборов от аналоговых заключается в том, что первые являются программируемыми устройствами: реализуемые ими алгоритмы управления и конфигурация жестко не зафиксированы и могут задаваться и изменяться непосредственно на месте эксплуатации.

Все вновь строящиеся станции в своих проектах закладывают создание современных автоматизированных систем. Это говорит о том, что многие заказчики начинают понимать, что нет смысла связывать себя с тем, что отживает свой век. К тому же современные системы контроля и управления это, прежде всего повышение качества эксплуатации за счет оперативных задач, таких, например, как регистрация аварийных состояний, контроль пуска и останова, оценка деятельности оперативного персонала. Микропроцессорные системы позволяют реализовать любые алгоритмы и тем самым расширить диапазон работы регуляторов.

Развитие технических средств систем автоматизации теплоэнергетических процессов требовало создания приборов, позволяющих реализовать достигнутые структурные решения и расширить функциональные возможности совершенствования подсистем технологических защит и АСР.

С помощью комплекса МСТ «Торнадо» разработаем автоматизацию уровня конденсата в конденсаторе.

Отличительной особенностью микропроцессорной техники является то, что все ключи, задатчики, блоки ручного управления (БРУ) выполнены «виртуально». В АСР, реализуемой с использованием блоков системы «Торнадо», сигнал от датчика Д поступает на вход БПИ (блок полевого интерфейса). Затем после обработки в АЦП (аналого-цифровой преобразователь) сигнал поступает на блок сравнения FORME где сравнивается с сигналом задатчика. В данном блоке вместе с сигналом обратной связи от исполнительного механизма формируется сигнал рассогласования. Затем сигнал рассогласования обрабатывается в соответствии с законом регулирования в блоке PDD. После обработки по заданному закону регулирования сигнал через БПИ поступает на усилитель ПБР-2М, который управляет исполнительным механизмом МЭО.

Регулятор снабжен " автобалансом" – безударное включение его в работу.

Предусмотрен "сторож", "недоверность" измеряемого параметра. При появлении данных признаков регулятор аварийно снимается с " автомата".

3.4 Разработка функциональной схемы контроля и автоматического регулирования объекта

Функциональная схема является основным техническим документом, определяющим функционально-блочную структуру отдельных узлов автоматического контроля, управления и регулирования технологического процесса и оснащение объекта управления приборами и средствами автоматизации.

При разработке функциональной схемы автоматизации технологических процессов необходимо решить следующие основные задачи:

- получение первичной информации о состоянии технологического процесса и оборудования;
- непосредственное воздействие на технологический процесс для управления ИМ;
- стабилизация технологических параметров процесса;

- контроль и регистрация технологических параметров процессов и состояния технологического оборудования.

Функциональная схема выполняется в виде чертежа, на котором схематически условными изображениями показывают средства автоматизации аппаратуру всех систем контроля, регулирования, управления и сигнализации, относящуюся к данной технологической установке.

3.5 Разработка заказной спецификации на приборы и средства регулирования

Исходным документом для составления спецификации является функциональная схема автоматизации.

Функциональная схема системы автоматизации контроля технологического процесса является основным документом, определяющим структуру и характер системы. Функциональная схема разработана по ГОСТ 21.404-85 в соответствии со структурной схемой.

3.6 Требования к средствам автоматизации КИПиА

Объем контрольно-измерительных приборов для контроля состояния технологических процессов и оборудования турбоагрегата должен соответствовать требованиям СО 34.35.101-2003 (Методические указания по объему технологических измерений, сигнализации и автоматического регулирования на тепловых электростанциях).

Средства КИПиА и приводы запорно-регулирующей арматуры должны располагаться в удобных для обслуживания местах. Точность приборов должно соответствовать требованиям РД 34.11.321.

Измерения давления, уровня, расхода, химических и электротехнических величин выполняются измерительными преобразователями (датчиками) с выходным унифицированным сигналом 4 – 20 мА постоянного тока. Датчики по возможности группируются на стендах.

Измерение расходов осуществляется методом переменного перепада давлений на сужающем устройстве. Измерения производятся в соответствии с ГОСТ

					ФЮРА.311026.001 ПЗ	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

8.563.1-97. Схемы измерения комплектуются необходимыми вентилями, импульсными линиями, продувочными вентилями и т.д. Отбор всех импульсов производится от одной пары врезок, от которых производится вся необходимая разводка.

Если замеры давлений располагаются на горизонтальном участке трубы, то отборы давлений не располагаются в нижних частях (дне) сосудов или труб. В месте отбора пробы устанавливается коренной вентиль запорного типа. Второй изолирующий вентиль и вентили, запорные для подключения контрольного манометра и продувки располагаются непосредственно у манометра или датчика. При измерении пульсирующих давлений принимаются соответствующие меры, используют золотники (демпфер) для уменьшения пульсаций давления в импульсной линии.

Во всех случаях, где возможно засорение импульсных линий твердыми частицами или вязкими жидкостями, применяются продувки, мембранные разделители.

Гильзы термопар и оборудование для измерения температуры устанавливаются в удобных для эксплуатации местах.

Для подготовки пробы, поступающей к установкам контроля химического состава воды и водяного пара, использованы специальные устройства СУППы (система унифицированная подготовки проб). Для каждой среды устанавливается своя СУПП, которая обеспечивает допустимую температуру и давление среды, поступающей к измерителю.

4 Расчет системы технического водоснабжения

Охлаждение циркуляционной воды происходит в основном за счет ее частичного испарения и конвективного теплообмена с воздухом. Охлаждаемая вода в оросительном устройстве разбрызгивается, стекает по асбестоцементным плитам в виде пленки в бассейн, омываясь воздухом. За счет большой поверхности контакта водной пленки с воздухом пленочные градирни имеют меньшую удельную площадь при равной охлаждающей способности.

Оросительное устройство собрано в отдельные блоки, состоящие из листов 1600x1200x6 мм и установленные на каркасе сборных же железобетона в два яруса по высоте (2x1200 мм). Расстояние между ярусами 25 мм.

На ТЭС техническая вода используется для конденсации пара в конденсаторах турбин, а также вода расходуется в воздухо- и газоохладителях электрогенераторов, в маслоохладителях турбин и вспомогательного оборудования.

Расход охлаждающей воды определен выше из максимального расхода воды в конденсаторы турбин:

$$W_k = 7239,6 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Для пленочных башенных градирен принимается $y=6-8 \text{ м}^3/\text{м}^2 \cdot \text{ч}$.

Теперь определим площадь орошения:

$$F_{op} = \frac{W_k}{y} = \frac{7239,6}{6} = 1206,6 \text{ м}^2$$

Принимаем к установке одну башенную градирню с площадью орошения 1600 м², модификации БГ-1600 ; высотой подъема воды 9,5 м; стальным каркасом; асбестоцементной обивкой; высотой башни 90 м.

Для предотвращения обрастания оросителей водорослями циркуляционную воду необходимо хлорировать.

Схема технического водоснабжения с градирнями предусматривает центральную насосную станцию. Охлажденная вода после градирни самотеком по железобетонным каналам поступает на всас циркуляционных насосов. Их установка обеспечивает работу насосов под заливом. Во избежание накипеобразования в трубной системе конденсаторов циркуляционную воду подкисляют. На

					ФЮРА.311026.001 ПЗ	Лист
						53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

насосной станции применяют центробежные насосы, создающие давление воды в 2,3 МПа.

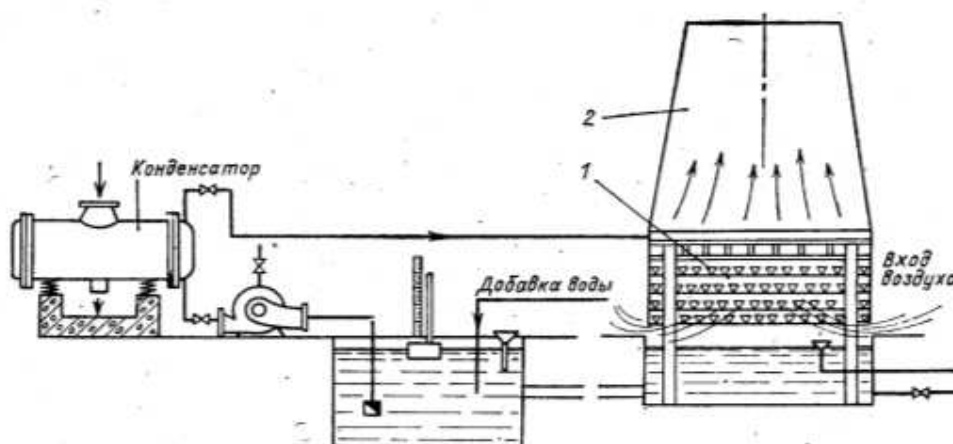


Рис. 4.1 Оборотное водоснабжение ТЭС с градирнями.

1 – оросительное устройство; 2- вытяжная башня.

5 Схема газового хозяйства

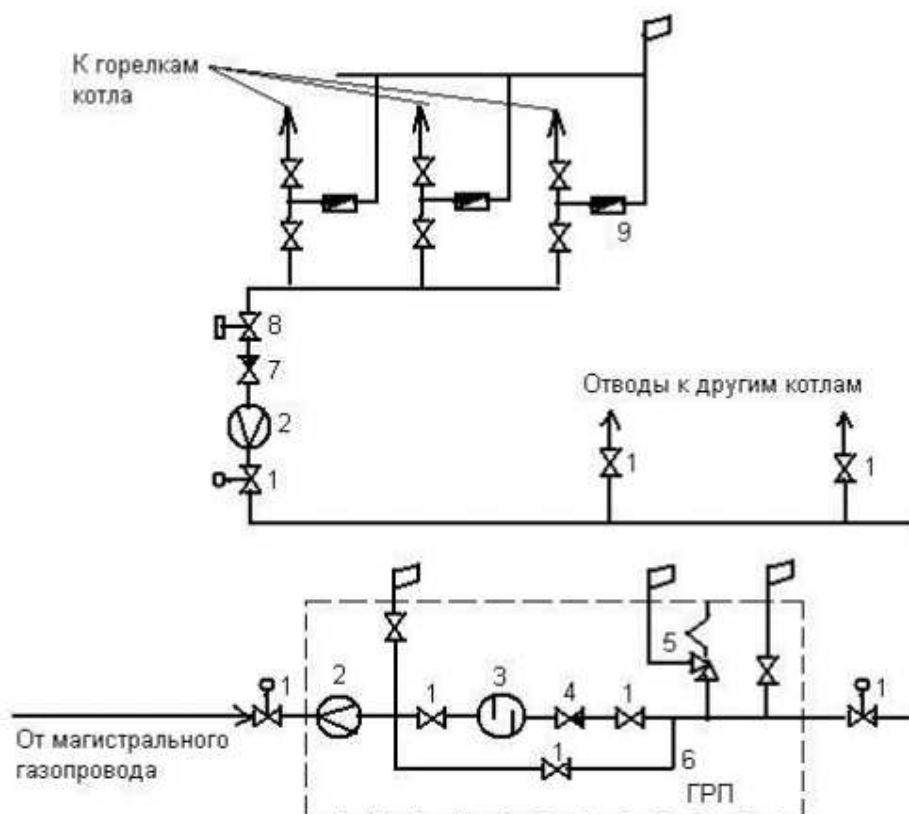
Тепловые электрические станции снабжаются газом от газораспределительных станций (ГРС) через газораспределительные пункты (ГРП). На ТЭС сооружается один ГРП. Производительность ГРП рассчитывается на максимальный расход газа всеми рабочими камерами сгорания. ГРП размещают в отдельных зданиях. К каждому ГРП газ подводится по одному газопроводу. Давление газа перед ГРП $8 \div 10$ МПа, а после ГРП оно определяется потерями давления до камер сгорания и необходимым давлением перед горелками и составляет $1,6 \div 2$ МПа. В пределах ГРП и до камер сгорания прокладка газопроводов наземная. Подвод газа от ГРП к магистрали газотурбинного отделения и от нее к камерам сгорания выполняется одноконтурным.

Схема газового хозяйства представлена на рисунке 5.1.

В ГРП имеются рабочие нитки газопровода, нитки малого расхода, включаемые при малом потреблении газа, и резервная нитка с ручным управлением арматурой. На рабочих нитках и нитках малого расхода устанавливают автоматические регуляторы давления и защитные регуляторы «после себя».

При заполнении газом газопроводы должны продуваться им через сбросные свечи до вытеснения всего воздуха, а при освобождении от газа продуваться воздухом до вытеснения всего газа. Эти требования обусловлены тем, что при объемной концентрации природного газа в воздухе $5\div 15\%$ образуется взрывоопасная смесь. Из сбросных свечей газ выпускается в места, откуда он не может попасть в здания, и где исключена возможность его воспламенения от какого-либо источника огня. На газопроводах устанавливается только стальная арматура.

Рисунок 5.1 схема газового хозяйства



1 – запорная задвижка; 2 – расходомер; 3 – фильтр; 4 – регулятор давления; 5 – предохранительный клапан; 6 – байпасная линия; 7 – регулятор расхода газа; 8 – импульсный отсечный быстродействующий клапан; 9 – пробковый кран

6 Выбор площадки и генерального плана станции

Генеральный план – план размещения на выбранной производственной площадке электростанции ее основных и вспомогательных сооружений. Генеральный план электростанции включает следующие производственные и подсобные здания и сооружения:

главный корпус, внутри которого размещается турбинное и котельное отделения;

помещения для деаэраторов;

щиты управления;

распределительное устройство генераторного напряжения, повышающие трансформаторы и распределительные устройства обычного открытого типа; дымовые трубы;

химводоотчатку;

систему технического водоснабжения;

систему золо- и шлакоудаления с золоотвалами;

газовое хозяйство;

здания и сооружения подсобного назначения: мастерские, склады, гараж, пожарная охрана, а также железнодорожные пути, автомобильные дороги, устройства водоснабжения, канализации.

На территории ГРЭС расположены: пожарное депо, автохозяйство, административно – бытовой корпус и другие вспомогательные сооружения. Все здания и сооружения размещаются, как правило, в пределах основной ограды электростанции. Вне основной ограды размещаются золоотвалы, а также ряд других сооружений. Между зданиями и сооружениями предусмотрены пожарные разрывы и проезды.

7 Охрана окружающей среды

На сегодняшний день система маслоохлаждения в системе смазки является одной из источников загрязнения охлаждающей воды. Сбросы воды после маслоохладителей могут быть направлены в сбросные водоводы при условии, если исключено попадание масла при нарушении плотности маслоохладителя, а также исключение аварийных залповых выбросов при эксплуатации маслоохладителя. Поэтому давление охлаждающей воды в маслоохладителях превышает давление масла.

В системе гидрозолоудаления применяется обратная система воды, транспортирующей золошлаковую пульпу.

Для уменьшения выбросов в атмосферу применяется высокоэффективная система золоулавливания с электрофильтрами, которые имеют степень улавливания 99%.

7.1 Расчет выбросов вредных веществ

Выбор высоты и количества дымовых труб производится таким образом, чтобы загрязнение приземного слоя воздуха выбросами из труб не превышало ПДК вредных примесей.

Выбросы золы, $г/с$:

$$M_{\text{зол}} = B \cdot (A^p + q_4 \cdot \frac{Q_n^p}{32700}) \cdot a_{\text{зн}} \cdot (1 - \eta_{\text{зн}}), \quad (7.1)$$

где B – суммарный расход топлива, $кг/с$;

A^p – зольность на рабочую массу, %;

q_4 – потери от механического недожога, %;

Q_n^p – низшая теплотворная способность топлива, $кДж/кг$;

					ФЮРА.311026.001 ПЗ	Лист
						57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$a_{\text{ул}}$ - количество золы в уносе, %;

$\eta_{\text{зп}}$ - КПД золоуловителя.

$$M_{\text{зол}} = 86,15 \cdot 5 \cdot (0,132 + 0,5 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{22835,5}{32700}) \cdot 0,95 \cdot (1 - 0,98) \cdot 10^{-3} = 1108,9$$

Выбросы оксидов серы, г/с:

$$M_{\text{SO}_2} = 0,02 \cdot B \cdot S^p \cdot 10^3, \quad (7.2)$$

где S^p - содержание серы на рабочую массу, %;

$$M_{\text{SO}_2} = 0,02 \cdot 86,15 \cdot 5 \cdot 0,3 \cdot 10^3 = 2584,5$$

Выбросы оксидов азота, г/с:

$$M_{\text{NO}_2} = 0,34 \cdot 10^{-4} \cdot K \cdot B \cdot Q_d \cdot \left(1 - \frac{q_4}{100}\right) \cdot \beta, \quad (7.3)$$

где $K=4,771$ – коэффициент, характеризующий выход оксидов азота /25/;

$\beta=0,7$ - коэффициент, учитывающий влияние на выход азота качества сжигаемого топлива /25/.

$$M_{\text{NO}_2} = 0,34 \cdot 10^{-4} \cdot 4,771 \cdot 86,15 \cdot 5 \cdot 22835,5 \cdot \left(1 - \frac{0,5}{100}\right) \cdot 0,7 = 1111,34$$

Приведенная масса вредных веществ, г/с:

$$M = M_{\text{SO}_2} + \frac{\text{ПДК}_{\text{ср}}^{\text{SO}_2}}{\text{ПДК}_{\text{ср}}^{\text{зол}}} \cdot M_{\text{зол}} + \frac{\text{ПДК}_{\text{ср}}^{\text{SO}_2}}{\text{ПДК}_{\text{ср}}^{\text{NO}_2}} \cdot M_{\text{NO}_2}, \quad (7.4)$$

$$M = 2584,5 + \frac{0,5}{0,5} \cdot 1108,9 + \frac{0,5}{0,085} \cdot 1111,34 = 10230,7$$

5.2 Выбор количества дымовых труб и ее расчет

Предварительно, по количеству и паропроизводительности парогенераторов выбираем для установки три дымовых трубы высотой 250 м с диаметром устья 9,6 м /5/.

Минимально допустимая высота дымовой трубы, м:

$$H = \sqrt{\frac{A \cdot M \cdot F \cdot m}{C_{\text{пл}}} \times^3 \sqrt{\frac{n}{V \cdot \Delta t}}}, \quad (7.5)$$

где $A=200$ – коэффициент, учитывающий условия вертикального и горизонтального рассеяния (конвективной диффузии) примеси в воздухе /5/;

$F=1$ - коэффициент, учитывающий характер выбрасываемых загрязнений /5/;

$m=0,8$ - безразмерный коэффициент, учитывающий влияние скоростей выхода газов из устья трубы /5/;

$n=3$ – число труб;

$V=5 \cdot 8 \cdot 86,15=3446 \text{ м}^3/\text{с}$ – суммарный объем дымовых газов, выбрасываемых из труб;

$\Delta t=130 \text{ }^\circ\text{C}$ – разность температур, выходящих из трубы дымовых газов и окружающего воздуха;

Минимально допустимая высота дымовой трубы:

$$H = \sqrt{\frac{200 \cdot 10230,7 \cdot 1 \cdot 0,8}{0,5} \times^3 \sqrt{\frac{3}{3446 \cdot 130}}} = 248,4 \text{ м}$$

					ФЮРА.311026.001 ПЗ	Лист
						59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Эффективная высота выброса дымовых газов, м:

$$H_{эф} = H + \Delta H = H + 1,9 \cdot \frac{d_0 \cdot \omega_0}{v \cdot \varphi} \quad (7.6)$$

где $d_0=9,6$ м – диаметр устья трубы /5/;

$\omega_0=35$ м/с – скорость газов в устье трубы /5/;

$v=5$ м/с – скорость ветра на высоте 10 м над уровнем земли /5/;

$\varphi=1,7$ – коэффициент, учитывающий возрастание скорости ветра с высотой трубы /5/;

$$H_{эф} = 248,4 + 1,9 \cdot \frac{9,6 \cdot 35}{5 \cdot 1,7} = 323,5 \text{ м}$$

8 Экономическая часть

8.1 Введение в экономическую часть

Актуальность темы дипломного проекта обосновывается целями и приоритетами энергетической стратегии России на период до 2020 года. Развитие электроэнергетики должно обеспечить необходимыми энергетическими ресурсами начавшийся экономический рост во всех отраслях народного хозяйства.

Для обеспечения прогнозируемых уровней электро- и теплоснабжения при оптимистическом варианте развития необходимо создание генерирующих мощностей на электрических станциях России (с учётом замены и модернизации) в 2005 – 2020 гг. не менее 177 млн. кВт, в том числе на гидро- и гидроаккумулирующих электростанциях 11,2 млн. кВт, на атомных 23 млн. кВт и на тепловых 143 млн. кВт (из них с парогазовыми и газотурбинными установками 37 млн. кВт). При умеренном варианте развития планируется ввод в действие генерирующих мощностей 121 млн. кВт, в том числе на тепловых электрических станциях (ТЭС) 97 млн. кВт.

Таким образом, согласно энергетической стратегии ввод новых мощностей не изменит структуру установленной мощности электрических станций, в которой наибольший удельный вес занимают ТЭС.

Проект строительства ТЭС в целом отвечает основным приоритетным направлениям развития электроэнергетики.

8.2 Технико-экономические показатели проектируемой ГРЭС

Определение ежегодных издержек, связанных с эксплуатацией.

В дипломном проекте рассчитана себестоимость электрической энергии на проектируемой станции мощностью 2400 МВт. В качестве основного оборудования используются: турбины К-800-240 и котельные агрегаты производительностью 1650 тонн пара в час, работающие на газовом топливе.

					ФЮРА.311026.001 ПЗ	Лист
						61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Эксплуатационные расходы в проектных технико-экономических расчётах, группируются в укрупнённые статьи калькуляции, *млн. руб./год*:

$$U_{\Sigma} = U_T + U_{\Sigma\Gamma} + U_A + U_{TP} + U_{\Gamma P}, \quad (8.1)$$

где U_T – затраты на топливо;

$U_{\Sigma\Gamma}$ – расходы на оплату труда;

U_A – амортизация основных производственных фондов;

U_{TP} – расходы на ремонт основных фондов;

$U_{\Gamma P}$ – прочие расходы.

1.2.2 Расчёт затрат на топливо

Число часов фактической работы турбоагрегата, т. е. календарное время за вычетом времени простоя в капитальном и текущем ремонте, *час/год*:

$$T_p = 8760 - T_{PEM}, \quad (8.2)$$

где T_{PEM} – время простоя в ремонте, *ч*,

$$T_p = 8760 - 1707 = 7053$$

Выработка электроэнергии на ГРЭС, *МВт ч*:

$$W = N_{уст} \cdot T_{уст}, \quad (8.3)$$

где $N_{уст}$ – установленная мощность станции, *МВт*;

$T_{уст}$ – число часов использования установленной мощности, *ч*.

$$W = 2400 \cdot 6500 = 1,56 \cdot 10^7$$

Средняя нагрузка электростанции, *МВт*:

$$P_{ГЭС} = N / T_p , \quad (8.4)$$

где T_p – число часов фактической работы, ч.

$$P_{ГЭС} = 1,56 \cdot 10^7 / 7053 = 2212$$

Среднегодовая нагрузка энергоблока, *МВт*:

$$P_{БЛ} = P_{ГЭС} / n_{БЛ} , \quad (8.5)$$

где $n_{БЛ}$ – число блоков.

$$P_{БЛ} = 2212 / 3 = 737,275$$

Годовой расход топлива блоками ГРЭС на выработку электрической нагрузки в установленном режиме, *т у.т./год*:

$$B_{уст} = (b_{хх} \cdot P_H + b_1 \cdot P_{БЛ} + (b_2 - b_1) \cdot (P_{БЛ} - P_{ЭК})) \cdot T_p \cdot n_{БЛ} , \quad (8.6)$$

где $b_{хх}$ – удельный расход условного топлива на холостой ход агрегата, *т у.т./МВт ч*;

b_1 и b_2 – относительный прирост расхода топлива соответственно до точки экономической мощности и в зоне перегрузки, *т у.т./МВт ч*;

$P_{ЭК}$ и P_H – экономическая и номинальная мощности, *МВт*.

$$B_{уст} = (0,0245 \cdot 800 + 0,276 \cdot 737,275 + (0,298 - 0,276) \cdot (737,275 - 800)) \cdot 7053 \cdot 3 = 4921200$$

Потери топлива в неустановившемся режиме, *т у.т./год*:

					ФЮРА.311026.001 ПЗ	Лист
						63
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$B_{\text{НЕУСТ}} = B_{\text{П6-10ч}} \cdot n_{\text{П6-10ч}} \cdot n_{\text{БЛ}} + B_{\text{ПХС}} \cdot n_{\text{ПХС}} \cdot n_{\text{БЛ}}, \quad (8.7)$$

где $B_{\text{П6-10ч}}$ и $B_{\text{ПХС}}$ – пусковые потери соответственно при останове на 6 – 10 часов, и при пуске из холодного состояния, *т у.т.*;

$n_{\text{П6-10ч}}$ и $n_{\text{ПХС}}$ – число пусков и остановов соответственно на 6 – 10 часов, и из холодного состояния.

$$B_{\text{НЕУСТ}} = 225 \cdot 20 \cdot 3 + 525 \cdot 2 \cdot 3 = 10800$$

Расход топлива на ГРЭС, *т у.т./год*:

$$B = B_{\text{УСТ}} + B_{\text{НЕУСТ}}, \quad (8.8)$$

$$B = 4921200 + 10800 = 4932000$$

Затраты на топливо, *млн. руб./год*:

$$U_T = C \cdot B \cdot 10^{-6}, \quad (8.9)$$

где C – цена топлива, *руб./т у.т.*

$$U_T = 485 \cdot 4932000 \cdot 10^{-6} = 2392$$

Расходы на оплату труда

Для приближённых расчётов заработной платы по станции можно использовать формулу, *млн. руб./год*:

$$U_{\text{ЗП}} = N_y \cdot n_y \cdot \Phi_{\text{ЗП}} \cdot 10^{-6}, \quad (8.10)$$

					ФЮРА.311026.001 ПЗ	Лист
						64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где n_y – штатный коэффициент;

$\Phi_{3П}$ – средняя зарплата одного работника за год;

$$U_{3П} = 2400 \cdot 0,46 \cdot 192000 \cdot 10^{-6} = 212$$

Амортизационные отчисления

Размер амортизационных отчислений, *млн. руб./год*:

$$U_A = K \cdot H_A, \quad (8.11)$$

где H_A – средняя норма амортизации станции в целом;

K – капитальные вложения в ГРЭС, *млн. руб./год*:

$$K = (K' + K_{БЛ} \cdot (n_{БЛ} - 1)) \cdot d_i \cdot k_{уд}, \quad (8.12)$$

где K' и $K_{БЛ}$ – капитальные вложения, связанные с установкой одного блока головного и каждого последующего, *млн. руб.*;

d_i – коэффициент, учитывающий район размещения;

$k_{уд}$ – коэффициент удорожания в ценах текущего года.

$$K = (127,05 + 83,89 \cdot (3 - 1)) \cdot 1,13 \cdot 52,96 = 17644$$

$$U_A = 0,08 \cdot 17644 = 1411,5$$

Расходы по ремонтному обслуживанию

Расходы по ремонту, *млн. руб./год*:

$$U_{ТР} = K \cdot H_{ТР}, \quad (8.13)$$

где H_{TP} – норма отчислений на ремонтное обслуживание от капитальных вложений в ГРЭС.

$$U_{TP} = 17644 \cdot 0,072 = 1270,4$$

1.2.6 Прочие расходы

К прочим расходам относятся:

- общецеховые и общестанционные расходы;
- расходы по охране труда и техники безопасности;
- налоги и сборы;
- плата за землю
- и др.

Их величина принимается 20 – 30 % от суммарных затрат на амортизацию, ремонт и зарплату, с учётом единого социального налога, *млн. руб./год*:

$$U_{IP} = 0,2 \cdot (U_{AM} \cdot U_{TP} \cdot U_{ЗП}) + ECH, \quad (8.14)$$

Эксплуатационные расходы составят, *млн. руб./год*:

$$U_{Э} = 1411 + 212 + 1270,4 + 2392 = 5285,4$$

Для оценки достоверности расчётов определим удельный вес топливной составляющей:

$$T_{опл} = U_T / U_{Э}, \quad (8.15)$$

$$T_{опл} = 2392 / 5285,4 = 0,38$$

Таким образом, топливная составляющая себестоимости занимает не более 40% от полной производственной себестоимости, что позволяет сделать вывод о приемлемости результатов расчёта издержек производства.

					ФЮРА.311026.001 ПЗ	Лист
						66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Годовой отпуск энергии с шин станции, *МВт ч*:

$$N_{отп} = N \cdot (1 - a_{сн}), \quad (8.16)$$

где $a_{сн}$ – коэффициент расхода электроэнергии на собственные нужды станции.

$$W_{отп} = 15600000 \cdot (1 - 0,062) = 14632800$$

Себестоимость отпущенной энергии, *руб./кВт ч*:

$$U_{отп}^э = U_э / W_{отп}, \quad (8.17)$$

$$U_{отп}^э = 5285,4 / 14632,8 = 0,42$$

Себестоимость выработанной энергии, *руб./кВт ч*:

$$U_{выр}^э = U_э / W, \quad (8.18)$$

$$U_{выр}^э = 5285,4 / 15600 = 0,397$$

Удельный расход условного топлива на выработанный кВт ч, *кг у.т./кВт ч*:

$$B_{выр} = B / W, \quad (8.19)$$

$$B_{выр} = 49212000 / 15600000 = 0,315$$

Удельный расход условного топлива на отпущенный кВт ч, *кг у.т./кВт ч*:

$$B_{отп} = B / W_{отп}, \quad (8.20)$$

$$B_{отп} = 4921200 / 14632800 = 0,336$$

Таблица 8 Расчёт первого варианта строительства

Наименование показателя	Значение показателя
Выработка установленной мощности на ГРЭС, МВт ч	$W = 2400 \cdot 6500 = 1,56 \cdot 10^7$
Средняя нагрузка электростанции, МВт	$P_{ГРЭС} = 1,56 \cdot 10^7 / 6656 = 2343,75$
Среднегодовая нагрузка блока, МВт	$P_{БЛ} = 2343,75 / 3 = 737,275$
Годовой расход топлива, т у.т./год	$B_{УСТ} = (0,0245 \cdot 800 + 0,276 \cdot 737,275 + (0,298 - 0,276) \cdot (737,275 - 800)) \cdot 7053 \cdot 3 = 4921200$
Потери топлива в неустановленном режиме, т у.т./год	$B_{НЕУСТ} = 225 \cdot 20 \cdot 3 + 525 \cdot 2 \cdot 3 = 10800$
Расход топлива на ГРЭС, т у.т./год	$B = 4921200 + 10800 = 4932000$
Затраты на топливо, млн.руб./год	$U_T = 485 \cdot 493200 \cdot 10^{-6} = 2392$
Расходы по оплате труда, млн.руб./год	$U_{ЗП} = 2400 \cdot 0,54 \cdot 192000 \cdot 10^{-6} = 212$
Амортизационные отчисления, млн.руб./год	$K = (127,05 + 83,89 \cdot (3 - 1)) \cdot 1,13 \cdot 52,96 = 17644$ $U_A = 0,08 \cdot 17644 = 1411,5$
Расходы по ремонтному обслуживанию, млн.руб./год	$U_{ТР} = 17644 \cdot 0,072 = 1270,4$
Прочие расходы, млн.руб./год	$U_{ДР} = 0,3 \cdot (1943 + 1748 + 212) + 0,26 \cdot 212 = 1247$
Эксплуатационные расходы, млн.руб./год	$U_3 = 1411 + 212 + 1270,4 + 2392 = 5285,4$
Годовой отпуск энергии с шин ТЭС, МВт ч	$W_{отт} = 15600000 \cdot (1 - 0,062) = 14632800$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ФЮРА.311026.001 ПЗ

Лист

68

Во втором варианте расчёта установленная мощность ГРЭС остаётся прежней, состав основного оборудования: 8 блоков К-300-240 с котельными агрегатами производительностью 1650 т/ч.

Второй вариант расчёта сведём в таблицу 8.1, т. к. методика расчёта повторяет методику, описанную выше.

Таблица 8.1 – Пересчёт технико-экономических показателей станции и себестоимости единицы электроэнергии

Наименование показателя	Значение показателя
Число часов фактической работы турбоагрегата, ч.	$T_p = 8760 - 2104 = 6656$
Выработка установленной мощности на ГРЭС, МВт ч	$W = 2400 \cdot 6500 = 1,56 \cdot 10^7$
Средняя нагрузка электростанции, МВт	$P_{ГРЭС} = 1,56 \cdot 10^7 / 6656 = 2343,75$
Среднегодовая нагрузка блока, МВт	$P_{БЛ} = 2343,75 / 8 = 292,968$
Годовой расход топлива, т у.т./год	$B_{уст} = (0,0278 \cdot 300 + 0,3 \cdot 292,968 + (0,278 - 0,3) \times (292,968 - 300)) \cdot 6656 \cdot 8 = 5091292$
Потери топлива в неустановившемся режиме, т у.т./год	$B_{неуст} = 81,3 \cdot 20 \cdot 8 + 154,6 \cdot 2 \cdot 8 = 26400$
Расход топлива на ГРЭС, т у.т./год	$B = 5091292 + 26400 = 5117692$
Затраты на топливо, млн.руб./год	$U_r = 485 \cdot 5117692 \cdot 10^{-6} = 1984$
Расходы по оплате труда, млн.руб./год	$U_{зп} = 2400 \cdot 0,54 \cdot 192000 \cdot 10^{-6} = 248,83$
Амортизационные отчисления, млн.руб./год	$K = (92,9 + 44,7 \cdot (8 - 1)) \cdot 1,13 \cdot 52,96 = 24285$ $U_A = 24285 \cdot 0,08 = 1943$

Продолжение таблицы 8.1

Расходы по ремонтному обслуживанию, млн.руб./год	$U_{TP} = 24285 \cdot 0,072 = 1748$
Прочие расходы, млн.руб./год	$U_{IP} = 0,3 \cdot (1943 + 1748 + 248,83) + 0,26 \cdot 248,83 = 1247$
Эксплуатационные расходы, млн.руб./год	$U_{\Sigma} = 1984 + 248,83 + 1748 + 1943 + 1247 = 7170$
Годовой отпуск энергии с шин ТЭС, МВт ч	$W_{отп} = 15600000 \cdot (1 - 0,062) = 14632800$
Себестоимость отпущенной энергии, руб./кВт ч	$U_{отп}^{\Sigma} = 7170 / 14632,8 = 0,49$
Себестоимость выработанной энергии, руб./кВт ч	$U_{выр}^{\Sigma} = 7170 / 15600 = 0,456$
Удельный расход топлива на выработанный кВт ч, кг у.т./кВт ч	$B_{выр} = 5117692 / 15600000 = 0,328$
Удельный расход топлива на отпущенный кВт ч, кг у.т./кВт ч	$B_{отп} = 5117692 / 14632800 = 0,349$

Результаты расчётов двух вариантов сводим в таблицу 8.2

Таблица 8.2 – Основные технико-экономические показатели станции

Наименование показателя	Значение показателя	
	вариант 1	вариант 2
Установленная мощность, МВт	2400	2400
Состав основного оборудования	3×К – 800 – 240	8×К – 300 – 240

Продолжение таблицы 8.2

Число часов использования установленной мощности, ч./год	6500	6500
Выработка электроэнергии на ГРЭС, МВт ч	26000000	26000000
Годовой отпуск энергии с шин станции, МВт ч	24390000	24390000
Удельный расход условного топлива на выработанный кВт ч, кг у.т./кВт ч	0,315	0,328
Удельный расход условного топлива на отпущенный кВт ч, кг у.т./кВт ч	0,336	0,349
Себестоимость единицы электроэнергии, руб./кВт ч:		
а) выработанной	0,397	0,456
б) отпущенной	0,42	0,49
Штатный коэффициент, чел./МВт	0,46	0,54
Удельные капитальные вложения, млн. руб./МВт	2,58	2,985

Таким образом, по показателю проектной себестоимости первый вариант с составом основного оборудования три блока К-800-240 является более предпочтительным.

Экономический эффект для станции составит, млн.руб./год:

$$\mathcal{E}_{\text{х.р.}} = (U_{\text{соп}}^{\mathcal{E}} - U_{\text{рек}}^{\mathcal{E}}) \cdot W_{\text{рек}}, \quad (8.21)$$

где $U_{\text{соп}}^{\mathcal{E}}$ – себестоимость единицы отпущенной электроэнергии по сопоставляемому варианту, руб./кВт ч. ;

U_{PEK}^3 – себестоимость единицы отпущенной электроэнергии по рекомендуемому варианту состава основного оборудования, руб./кВт ч. .

W_{PEK} – годовой отпуск электроэнергии по рекомендуемому варианту, МВт ч.

$$\mathcal{E}_{x.p.} = (0,49 - 0,42) \cdot 14632,8 = 1024$$

8.4 Расчёт срока окупаемости станции

Срок окупаемости – это период (измеряемый в месяцах, кварталах или годах), начиная с которого первоначальные затраты покрываются суммарными результатами. Другими словами, это интервал времени, в течение которого общий объём капитальных затрат остаётся большим суммы амортизационных отчислений и прироста прибыли предприятия.

Соотношение между доходами и расходами по реализации проекта определяется показателем чистого дисконтированного дохода (ЧДД). Если ЧДД больше нуля то все затраты по проекту окупаются доходами, т. е. данный проект инвестиций можно рекомендовать к практической реализации.

Чистый дисконтированный доход, млн. руб.:

$$\text{ЧДД} = \left([(T - U_{отп}^3) \cdot W_{отп}] / \frac{1}{(1 + 0,1)^n} \right) - K, \quad (8.22)$$

где K – стоимость строительства станции, млн. руб.;

$U_{отп}^3$ – себестоимость отпущенной энергии, руб./кВт ч.;

$W_{отп}$ – годовой отпуск энергии с шин станции, МВт;

n – текущий год;

T – тариф на отпущенный кВт ч с учётом планируемой рентабельности, руб./кВт ч.

$$T = 1,05 \cdot U_{от}^3, \quad (8.23)$$

$$T = 1,05 \cdot 0,42 = 0,441$$

Расчёт срока окупаемости станции с тремя блоками К-800-240 сведём в таблицу 8.3

Поскольку период окупаемости превышает 10 лет, то выполним расчёт при повышенном уровне рентабельности производства электроэнергии (таблица 1.4)

$$T = 1,25 \cdot 0,42 = 0,525$$

Капитальные вложения в проект ГРЭС 2400 МВт с тремя блоками К-800-240 окупаются на десятый год эксплуатации при условии, что уровень рентабельности принимается выше 25%.

В качестве рекомендуемого состава основного оборудования принимается в дальнейших расчётах три блока К-800-240 с котельными агрегатами производительностью 2600 тонн пара в час, что обеспечивает экономический эффект в сумме 1203 млн.руб./год.

					ФЮРА.311026.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

Введение

Обеспечение безопасности жизнедеятельности человека является важнейшей составной частью успешного построения современного цивилизованного, социально – ориентированного, экономически стабильного и процветающего государства. При этом под термином «безопасность» понимается свойство системы «человек – машина – окружающая среда» сохранять при функционировании в заданных условиях такое состояние, при котором с некоторой вероятностью исключается возникновение происшествий.

Проблема обеспечения безопасности жизнедеятельности приобретает особую актуальность на нынешнем этапе развития производственных сил, когда из-за трудно предсказуемых экологических и генетических последствий природных, либо техногенных происшествий поставлено под сомнение само существование человека как вида.

Проблема обеспечения безопасности жизнедеятельности становится все более острой: она является следствием обострения противоречий между новыми средствами производства и традиционными способами их использования, между гениальными озарениями человеческой мысли, материализованными в лучших научно – технических творениях и весьма низким уровнем бытового массового сознания.

Ущерб от аварийности и травматизма достигает 10 – 15% от валового национального продукта промышленно развитых государств, а экологическое загрязнение окружающей среды и несовершенная техника безопасности является причиной преждевременной смерти 20 – 30% мужчин и 10 – 20% женщин. Несмотря на ряд мер, принятых в России за последние годы, а также существенное падение уровня промышленного производства в стране (свыше 50%), соответствующего снижения аварийности и травматизма в промышленности, особенно связанного с эксплуатацией опасных производственных объектов, не

					ФЮРА.311026.001 ПЗ	Лист
						74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

произошло. Травматизм в промышленности и на транспорте остается не только недопустимо высоким, но и все более приобретает групповые формы.

9.1 Общая характеристика проектируемого объекта с точки зрения безопасности и безвредных условий труда

Площадка ГРЭС предусматривается в соответствии с общей планировкой района. По СНиП 21 – 01 – 97 «Пожарная безопасность производственных зданий», НПБ 201 – 96 «Нормы пожарной безопасности» санитарно – защитная зона принимается по расчету рассеивания вредных выбросов. При этом учитываются следующие факторы:

наличие площадки, пригодной для застройки с учетом перспективного расширения электрической станции;

рационального устройства складов топлива;

проветривание;

возможность и удобство подвода ЛЭП, кабельных и трубных трасс;

расположение ГРЭС по отношению к жилому фонду местности в соответствии с розой ветров.

Вокруг корпуса предусматривается:

автодорога на две полосы;

проезды пожарных автомобилей вокруг складов угля и открытых распределительных устройств (ОРУ);

вдоль открытого сбросного канала, золошлакопроводов и других линейных сооружений не менее 6 метров.

Расстояние от края проезжей части дороги до стен зданий не более 25 метров.

Вдоль стен главного корпуса – расстояние может увеличиваться до 60 метров.

При устройстве тупиковых дорог с площадками для разворота пожарных машин по 5 – 15 метров от стен главного корпуса и установка на площадке пожарных гидрантов. Расстояние между такими тупиковыми дорогами – не более 100 метров.

9.2 Объемно – планировочное решение задания проектируемого цеха

В соответствии со СНиП 21.01.97 «Пожарная безопасность производственных зданий» здание турбинного цеха перекрывается железобетонными блоками, стены сборные, панели шириной 300 мм. Для удобства обслуживания предусматриваются два эвакуационных выхода в разных концах помещения, так как расстояние от наиболее удаленного рабочего места более 30 метров. В турбинном помещении устанавливаем турбины с генераторами и вспомогательное оборудование.

Таблица 9.1 – Общая характеристика работы турбинного цеха

Наименование объекта	Класс пожаро-опасности по ПУЭ	Класс взрыво-опасности по ПУЭ	Класс опасности поражения электрическим током по ПУЭ 99
Турбинный цех	–	ВЗ	с повышенной опасностью

9.3 Анализ и устранение потенциальных опасностей и вредностей технологического процесса

9.3.1 Опасность поражения электрическим током

По ГОСТ 12.1.019.ССБТ «Электробезопасность. Общие требования.» и ГОСТ 12.1.030.ССБТ «Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.» турбинный цех на ТЭС по степени опасности поражения человека электрическим током выделяется в класс с повышенной опасностью, так как в нем имеются следующие уровни опасности:

высокая температура воздуха ($t=35^{\circ}\text{C}$ и выше);

					ФЮРА.311026.001 ПЗ	Лист
						76
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

возможность одновременного прикосновения человека к металлоконструкциям, имеющим соединения с землей и металлическим корпусом электрооборудования.

Величина малого напряжения для питания ручного электрифицированного инструмента и переносных светильников до 12 В. Рабочее напряжение оборудования – 6 кВ и 0,4 кВ. Освещение 220 В.

Допустимое напряжение на корпусе «пробитого» электрооборудования при переменном токе с частотой 50 Гц при продолжительности воздействия на человека более 1 секунды составляет 20 В.

При номинальном рабочем напряжении от 42 В до 380 В применяем защитное заземление с изолированной нейтралью.

9.4 Предотвращение аварийных ситуаций

Предупреждение аварий и взрывов технологического оборудования.

Для обеспечения безопасной работы оборудования предусматриваем:

общие требования безопасности к рабочим местам;

технологическое оборудование предусматриваем со средствами защиты;

ограждение лестничных площадок;

блокировка и сигнализация;

предохранительные устройства;

дистанционное управление;

оборудование, электродвигатели, сигнализация и другие устройства выбираем так, чтобы их установка исключала возможность взрыва и пожара.

Безопасная работа систем, работающих под давлением, обеспечивается комплексом организационно – технических мероприятий, включающих в себя:

конструкции сосудов, применяемые материалы и технологии, в том числе и при ремонтных работах, обеспечивают конструктивную прочность сосудов.

Эксплуатация сосудов ведется в строгом соответствии с требованиями правил эксплуатации сосудов, работающих под давлением, утвержденных комитетом Госгортехнадзора РФ (ПБ 03 – 576 – 03 «Правила устройства и безопасной экс-

					ФЮРА.311026.001 ПЗ	Лист
						77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

плуатации сосудов, работающих под давлением» и ПБ 10 – 290 – 99). Персонал, занятый обслуживанием сосудов, надлежащим образом обучен и аттестован. В турбинном цехе эксплуатируются сосуды, работающие под давлением. Рабочей средой для всех является пар и горячая вода. Все сосуды оборудованы необходимыми приборами для контроля за технологическими параметрами и предохранительными устройствами. Эксплуатация сосудов, работающих под давлением, начинается только после освидетельствования, которое проводится только Госгортехнадзором РФ.

Любые сосуды, независимо от их размера, конструкции, рабочих давлений и температур, обязательно подвергаются техническому освидетельствованию после монтажа до пуска, а также периодически в процессе эксплуатации. Техническое освидетельствование сосудов, не регистрируемых в органах Госгортехнадзора РФ, проводится лицом, ответственным по надзору за исправным состоянием и безопасной эксплуатации сосудов. Первичное и внеочередное техническое освидетельствование сосудов, регистрируемых в органах Госгортехнадзора РФ, проводится инспектором Госгортехнадзора.

Наружный и внутренний осмотр имеют целью: при первичном освидетельствовании проверить, что сосуд установлен и оборудован в соответствии с настоящими правилами и предоставленными при регистрации документами, а также, что сосуд и его элементы не имеют повреждений.

Гидравлические испытания имеют целью: проверку прочности элементов сосуда и плотности соединений. Сосуды подвергаются гидравлическому испытанию с устанавливаемой на них арматурой.

Гидравлическое испытание сосудов проводится пробным давлением:

$$P_{np} = 1,25 \cdot P_{раб} \cdot \frac{[\sigma]_{20}}{[\sigma]_t} \quad (9.1)$$

Сосуд считается выдержавшим гидравлическое испытание, если не обнаружено:

течи, трещин, слезок, потения в сварных соединениях и на основном металле;

					ФЮРА.311026.001 ПЗ	Лист
						78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

течи в разъёмных соединениях;
видимых деформаций, падения давления по манометру.

Таблица 9.2 – Периодичность технического освидетельствования сосудов, зарегистрированных в Госгортехнадзоре РФ

Наименование	Ответственный по надзору	Специалист организации, имеющий лицензии	
	Наружный, внутренний осмотры	Наружный, внутренний осмотры	Гидравлические испытания
Сосуды со средой, вызывающей разрушение (коррозия) со скоростью 0,1 мм/год	2 года	4 года	8 лет
Не более 0,1 мм/год	12 месяцев	4 года	8 лет
Регенеративные подогреватели ПВД и ПНД	После каждого капитального ремонта	После 2-х капитальных ремонтов, но не реже 1 раза в 12 лет	После 2-х капитальных ремонтов, но не реже 1 раза в 12 лет

Внеочередное освидетельствование сосудов, находящихся в эксплуатации, проводим в следующих случаях:

если сосуд не эксплуатировался более 12 месяцев;
если сосуд был демонтирован и установлен на новом месте;
если были проведены ремонтные работы сосуда с применением пайки и сварки;
по требованию инспектора;

после аварии сосуда или его элементов.

Безопасность эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды.

В турбинном цехе все трубопроводы находятся под давлением. Для обеспечения безопасной работы обслуживающего персонала регламент работ предусмотрен ПБ 10-573-03. Вся структура трубопровода сконструирована на определенные параметры давления, имеет систему предохранительных клапанов для сброса избыточного давления разным схемам (дренаж, атмосфера, конденсатор и др.). Вся система управления и защиты имеет ряд контрольно-измерительных точек, оборудована автоматикой, имеет световую и звуковую сигнализацию.

Трубопроводы перед пуском в работу и в процессе эксплуатации должны подвергаться следующим видам технического освидетельствования: наружному осмотру и гидравлическому испытанию.

Техническое освидетельствование трубопроводов проводится лицом, ответственным за исправное состояние и безопасную эксплуатацию, в следующие сроки:

- а) наружный осмотр (в процессе работы) трубопроводов всех категорий - не реже одного раза в год;
- б) наружный осмотр и гидравлическое испытание трубопроводов, не подлежащих регистрации в органах Госгортехнадзора, – перед пуском в эксплуатацию после монтажа, ремонта, связанного со сваркой, а также – при пуске трубопроводов после нахождения их в состоянии консервации свыше двух лет.

Зарегистрированные в органах Госгортехнадзора трубопроводы должны подвергаться: инспектором Госгортехнадзора – наружному осмотру и гидравлическому испытанию – перед пуском вновь смонтированного трубопровода; специалистом организации, имеющей разрешение (лицензию) органов

Госгортехнадзора на проведение технического освидетельствования трубопроводов пара и горячей воды, – наружному осмотру не реже одного раза в три года, наружному осмотру и гидравлическому испытанию после ремонта,

связанного со сваркой, и при пуске трубопровода после нахождения его в состоянии консервации свыше двух лет.

Вновь смонтированные трубопроводы подвергаются наружному осмотру и гидравлическому испытанию до наложения изоляции.

При техническом освидетельствовании трубопровода обязательно присутствие лица, ответственного за исправное состояние и безопасную эксплуатацию трубопровода.

Результаты технического освидетельствования и заключение о возможности эксплуатации трубопровода с указанием разрешенного давления и сроков следующего освидетельствования должны быть записаны в паспорт трубопровода лицом, производившим освидетельствование.

Если при освидетельствовании трубопровода окажется, что он находится в аварийном состоянии или имеет серьезные дефекты, вызывающие сомнение в его прочности, то дальнейшая эксплуатация трубопровода должна быть запрещена, а в паспорте сделана соответствующая мотивированная запись.

Обеспечение взрывопожарной безопасности производства.

По ГОСТ 12.1.004 «Пожарная безопасность. Общие требования безопасности», ГОСТ 12.3.047 «Пожарная безопасность технологических процессов» турбинный цех оснащен всеми необходимыми средствами пожаротушения, противопожарной сигнализацией, комплексом технических мероприятий, предотвращающих развитие пожара. На отметке обслуживания 11 метров установлены водяные пушки, позволяющие вести тушение пожара в любом месте цеха, включая фермы перекрытия. Рабочие места оборудованы пожарными щитами, углекислотными огнетушителями, кабельные туннели оборудованы дренчерными завесами. Система противопожарного водоснабжения работает автономно, имеет автоматический ввод резерва. Все огневые работы в зоне действующего оборудования проводятся только с разрешением инспектора, находящегося на территории ГРЭС с оформлением наряда – допуска.

Обеспечение устойчивости объекта в чрезвычайных ситуациях.

Устойчивость работы турбинного цеха в чрезвычайных ситуациях обеспечивается путем:

проведения ежемесячных противопожарных и противоаварийных тренировок оперативного персонала;

указания в инструкциях по эксплуатации оборудования возможных чрезвычайных ситуаций, регламент действия каждого работника при их возникновении;

технические мероприятия, позволяющие не допустить возникновение чрезвычайных ситуаций, а при их возникновении – не допустить развитие и максимально быстро ликвидировать последствия.

9.5 Расчет зануления электрооборудования

Зануление применяется в трехфазных четырехпроводных электрических сетях напряжением до 1000 В с глухозаземленной нейтралью, а также в однофазных двухпроводных сетях с глухозаземленной нейтралью. Зануление обязательно в помещениях с повышенной опасностью и особо опасных, а также в неопасных помещениях при напряжении выше 42 В переменного и выше 110 В постоянного тока.

Занулению подлежат металлические нетокопроводящие части электроприемников, в том числе металлические корпуса электроприборов, контрольных и наладочных стендов, трансформаторов, пусковых и регулировочных реостатов, переносных электроприемников и т.п. При замыкании фазы на зануленный корпус ток короткого замыкания $I_{кз}$ проходит через следующие участки цепи: нулевой провод J_n , обладающий сопротивлением R_0 , обмотку трансформатора, фазный провод и дает сигнал на автоматический выключатель АВ, который отключает электрооборудование. От начала замыкания фазы А на корпус до срабатывания АВ электрический ток I_z стекает в землю через повторное сопротивление R_n нулевого провода в течение 5 – 7 секунд.

Цель зануления – снизить напряжение на корпус в аварийный период и обеспечить быстрое отключение установки от сети при замыкании фазы на её корпус. В соответствии с этим зануление рассчитывается прежде всего на отключающую способность.

По /7, с. 135/ найдем сопротивление обмоток трансформатора:

$$Z_m = 0,129 \text{ Ом}$$

Активное сопротивление фазного провода определим из выражения, Ом:

$$R_\phi = \rho \cdot l / S, \quad (9.2)$$

где ρ - удельное сопротивление металла, из которого выполнен фазный провод, $\text{Ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{м}$ (для меди $\rho = 0,018$);

l - длина фазного провода, м;

S - сечение фазного провода, мм^2 .

$$R_\phi = \frac{0,018 \cdot 200}{25} = 0,144$$

Внутреннее индуктивное сопротивление фазного провода принимаем, Ом:

$$X_\phi = 0$$

Так как для предохранителей с плавкими вставками коэффициент кратности номинального тока $k=3$, то ожидаемый ток короткого замыкания в нулевом проводе равен, А:

$$J_H = k \cdot J_{\text{ном}}, \quad (9.3)$$

где $J_{\text{ном}}$ - номинальный ток плавкой вставки предохранителя или автоматического выключателя, А (100А).

					ФЮРА.311026.001 ПЗ	Лист
						83
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$J_{НОМ} = 3 \cdot 100 = 300$$

Плотность ожидаемого тока в нулевом проводнике, A/mm^2 :

$$i_H = k \cdot J_{НОМ} / S_H, \quad (9.4)$$

где S_H - площадь сечения нулевого провода, mm^2 .

$$i_H = 3 \cdot 100 / 200 = 1,5$$

По /7, с. 136/ определяем R_1 и X_1 - активное и внутреннее индуктивное сопротивления соответственно 1 км нулевого проводника, Ом/км.

$$R_1 = 1,45 \quad X_1 = 0,87$$

Активное и внутреннее индуктивное сопротивления нулевого провода, Ом:

$$R_H = R_1 \cdot l, \quad (9.5)$$

$$X_H = X_1 \cdot l. \quad (9.6)$$

где l – длина нулевого провода, км.

$$R_H = 1,45 \cdot 0,2 = 0,29,$$

$$X_H = 0,87 \cdot 0,2 = 0,174.$$

Внешнее индуктивное сопротивление проводников петли «фаза – нуль», Ом:

$$X_H = 0,1256 \cdot l \cdot \ln(2 \cdot D/d), \quad (9.7)$$

					ФЮРА.311026.001 ПЗ	Лист
						84
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где D – расстояние между нулевыми и фазовыми проводами, м;

d – диаметр проводника, м.

$$X_{\Pi} = 0,1256 \cdot 0,2 \cdot \ln(2 \cdot 0,2 / 0,00564) = 0,107,$$

Найдем сопротивление проводников петли «фаза – нуль», Ом:

$$Z_{\Pi} = \sqrt{(R_{\phi} + R_{\Pi})^2 + (X_{\phi} + X_{\Pi})^2}, \quad (9.8)$$

$$Z_{\Pi} = \sqrt{(0,144 + 0,29)^2 + (0 + 0,174 + 0,107)^2} = 0,517,$$

Ток, протекающий через нулевой защитный проводник, А:

$$J_{\Pi} = \frac{U_{\phi}}{(Z_{\Pi} / 3 + Z_{\Pi})}, \quad (9.9)$$

где U_{ϕ} - фазное напряжение сети, В;

$$J_{\Pi} = \frac{220}{(0,129 / 3 + 0,517)} = 392,9.$$

Таким образом, условие $J_{\Pi} \geq k \cdot J_{ном}$ выполняется и отключение электродвигателя при пробое фазы на корпус обеспечивается ($392,9 \text{ A} \geq 300 \text{ A}$).

Заключение

В результате проделанной работы была спроектирована ГРЭС 2400 МВт. Предполагаемый район строительства – Западная Сибирь Кемеровская область На основании выполненных расчетов можно заключить, что основное оборудование – турбины К – 800 – 240 модернизированные в количестве трех штук; котлы Пп-2650-25-545БТ; выбор вспомогательного оборудования удовлетворяет проектному заданию.

					ФЮРА.311026.001 ПЗ	Лист
						86
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Список использованных источников

1. Григорьева, В. А. Тепловые и атомные электрические станции: Справочник / В. А. Григорьев, В. М. Зорин. – М.: Энергоатомиздат, 1982. – 624с.
2. Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций. – М.: Минэнерго СССР, 1981.
3. Рыжкин, В. Я. Тепловые электрические станции / В.Я. Рыжкин. – М.: Энергоатомиздат, 1967.
4. Ривкин, С.Л. Теплофизические свойства воды и водяного пара / С.Л. Ривкин, А.А. Александров. – М.: Энергия, 1980. – 425 с.
5. Цыганок, А. П. Проектирование тепловых электрических станций: учеб. пособие/А.П. Цыганок, С.А. Михайленко; КрПИ– Красноярск, 1991.–119 с.
6. Кузнецов, Н.В. Тепловой расчет котельных агрегатов (Нормативный метод) / Н.В. Кузнецов. – М.: Энергия, 1973.
7. Емелина, З.Г. Безопасность жизнедеятельности: учеб. пособие / З.Г. Емелина, Д.Г. Емелин; Краснояр. гос. техн. ун–т. – Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2000. – 183 с.
8. Колот, В.В. Безопасность проектируемого объекта: метод. указ. по дипломному проектированию для студентов направления подготовки дипломированных специалистов 650800 – «Теплоэнергетика» (спец. 100500, 100700, 100800) / В.В. Колот, О.Н. Ледяева; Краснояр. гос. техн. ун-т. - Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2003. - 16 с.
9. Биржаков, М.Б. Радиально – осевые ступени мощных турбин / М.Б. Биржаков, В.В. Литинецкий. – Л.: Машиностроение, Ленингр. отд – е, 1983. – 219 с.: ил.
10. Подборский, Л.Н. Турбины ТЭС и АЭС: метод. указ. по курсовому проектированию для студентов специальности 1005 – «Тепловые электрические станции»/ Л.Н. Подборский. – КрПИ – Красноярск, 1991. – 62 с.
11. Астраханцева, И.А. Экономическая оценка технических решений: метод. указ. по дипломному проектированию для студентов специальности 1005 – «Теп-

ловые электрические станции»/ И.А. Астраханцева; Краснояр. гос. техн. ун-т. – Красноярск: ИПЦ КГТУ, 1998. – 27 с.

12. Финоченко, В.А. Выполнение экономической части дипломных проектов: метод указ. для студентов специальностей 0301 – «Электрические станции», 0305 – «Тепловые электрические станции» всех форм обучения / В.А. Финоченко. – КрПИ – Красноярск, 1987. – 36 с.

13. Цыганок, А.П. Проект ТЭС (Часть 1): метод. указ. к дипломному и курсовому проектированию для студентов специальностей 0301, 0305 – «Электрические станции», «Тепловые электрические станции»/ А.П. Цыганок, Н.А. Сеулин; КрПИ – Красноярск, 1981. – 59 с.

14. Цыганок, А.П. Проект ТЭС (Часть 2): нормативные материалы к дипломному и курсовому проектированию для студентов специальностей 0301, 0305 – «Электрические станции», «Тепловые электрические станции»/ А.П. Цыганок, Н.А. Сеулин; КрПИ – Красноярск, 1981. – 36 с.

15. Михайленко, С.А. Тепловые электрические станции: учеб. пособие. 2-е изд. испр. / С.А. Михайленко, А.П. Цыганок; Краснояр. гос. техн. ун-т. - Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2005. - 302 с.

16. Цыганок, А.П. Тепловые и атомные электрические станции: учеб. пособие: в 2 ч./ А.П. Цыганок; Краснояр. гос. техн. ун-т. - Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2000. - 123 с.

17. Трухний, А.Д. Стационарные паровые турбины. – 2-е изд., перераб. и доп./ А.Д. Трухний. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 640 с.: ил.

18. Турбины тепловых и атомных электрических станций: учебник для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. / А.Г. Костюк, В.В. Фролов, А.Е. Булкин и др.; Ред. А.Г. Костюк. – М.: Издательство МЭИ, 2001. -488 с.: ил.

19. Стерман, Л.С. Тепловые и атомные электрические станции: учебник для вузов. – 3-е изд., перераб. / Л.С. Стерман. – М.: Издательство МЭИ, 2004. – 424 с., ил.

20. Липов, Ю.М., Котельные установки и парогенераторы/ Ю.М. Липов, Ю.М. Третьяков. – Москва – Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотичная динамика».

					ФЮРА.311026.001 ПЗ	Лист
						88
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

21. Кузнецов, Н.М. Энергетическое оборудование блоков АЭС – 2-е изд., испр./ Н.М. Кузнецов, А.А. Канаев, И.З. Копп. – Л.: Машиностроение. Ленингр. отд-ние, 1987. – 279 с.: ил.

22. Щегляев, А.В. Паровые турбины/ А.В. Щегляев. – М.: Энергия, 1976. – 368 с.

23. Смирнов А. Д. Справочная книжка энергетика / А.Д. Смирнов, К.М. Антипов – М.: Энергоатомиздат, 1987.

24. Белов, С.В. Безопасность жизнедеятельности./ С.В. Белов, А.В. Ильницкая, А.Ф. Козьяков. – Красноярск: Высшая школа, 1999.

25. Куликов, С.М. Расчет содержания вредных веществ в дымовых газах при проектировании котлов и энергетических установок: метод. указ. к дипломному проектированию для студентов специальностей 1005 – Тепловые электрические станции, 1007 – Промышленная теплоэнергетика/ С. М. Куликов, Е. А. Бойко; Краснояр. гос. техн. ун-т. – Красноярск: ИПЦ КГТУ, 1995. - 32 с.

Приложение А
(обязательное)

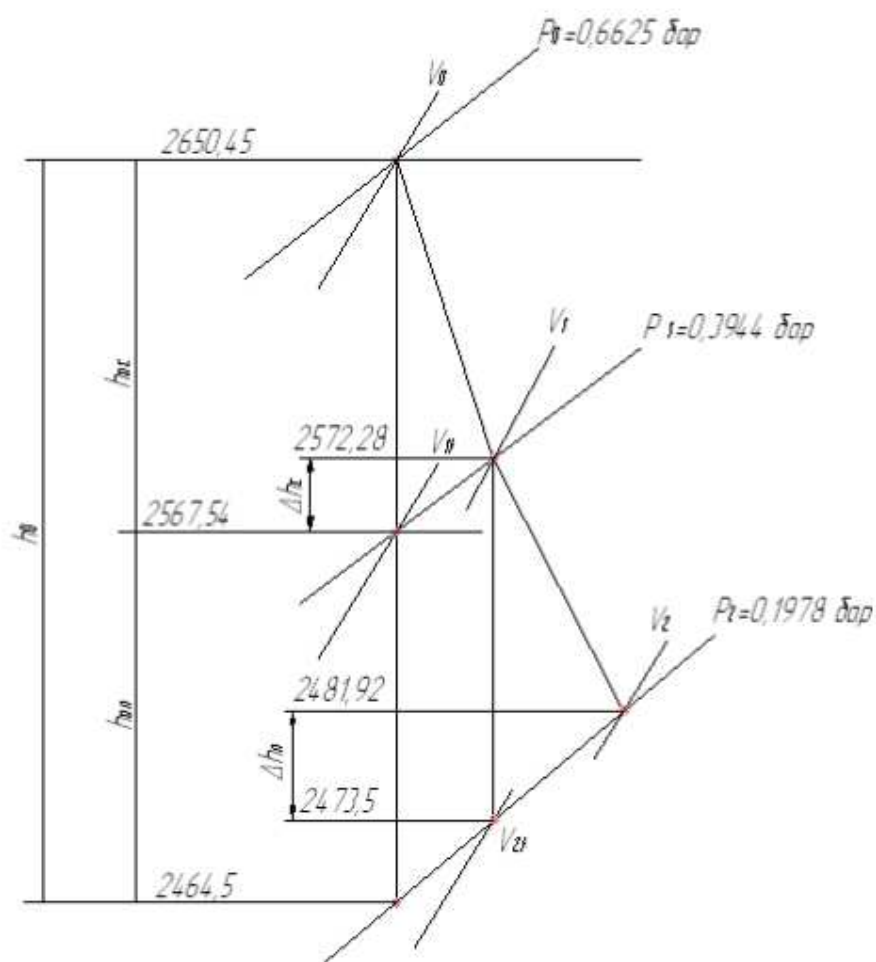
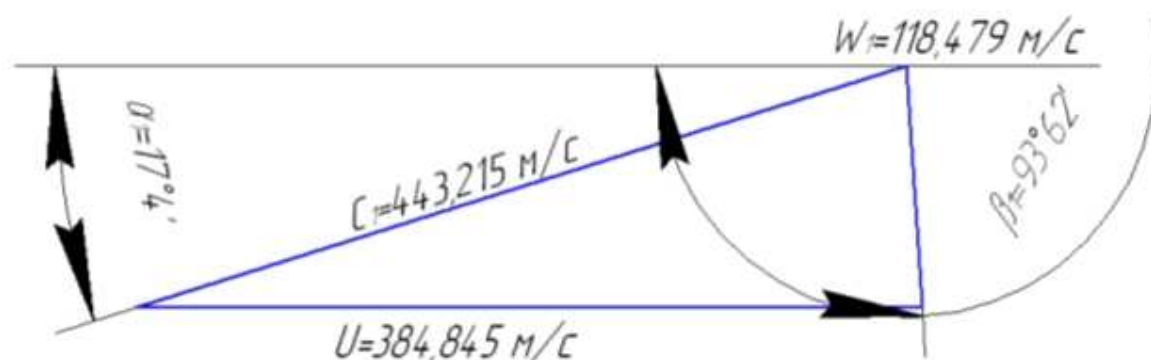


Рисунок А.1 – Процесс расширения пара во второй осевой ступени



Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ФЮРА.311026.001 ПЗ

Лист
90

Рисунок А.2 – Треугольник скоростей на выходе из сопловой решетки (на входе в рабочую решетку) второй осевой ступени

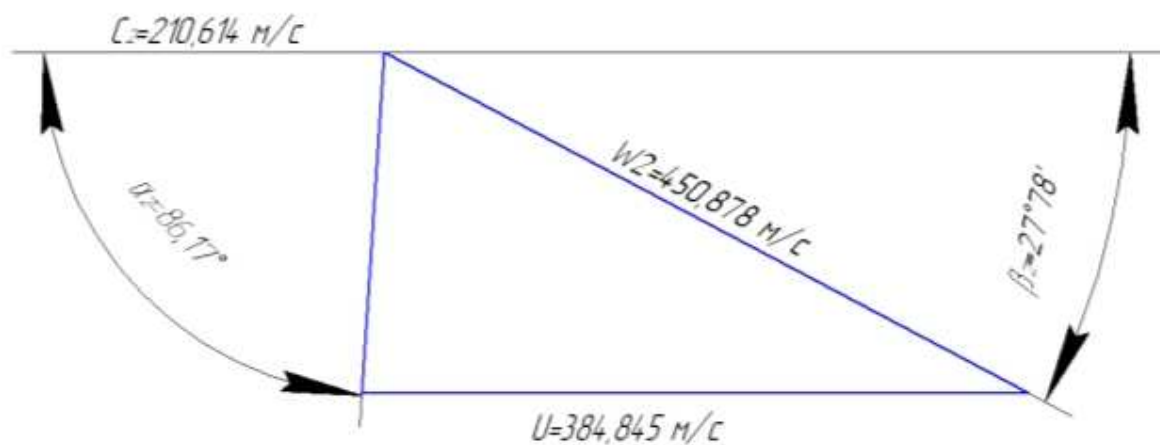


Рисунок А.3 – Треугольник скоростей на выходе из второй осевой ступени

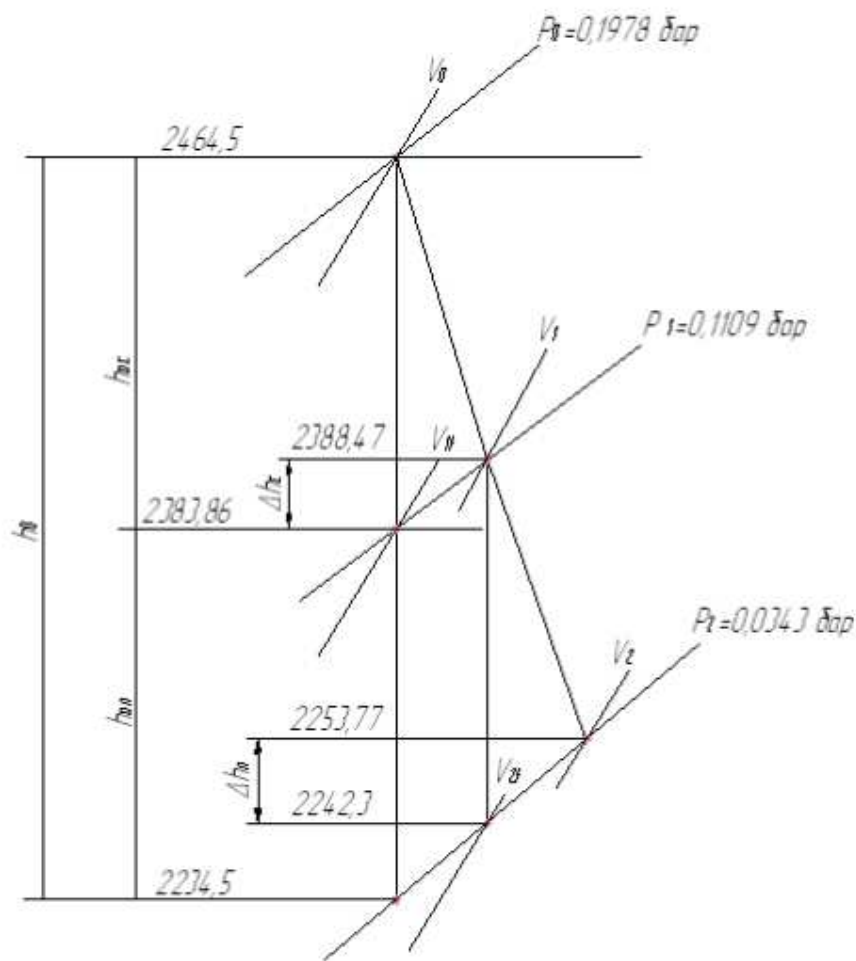


Рисунок А.4 – Процесс расширения пара в третьей осевой ступени (первый выхлоп)

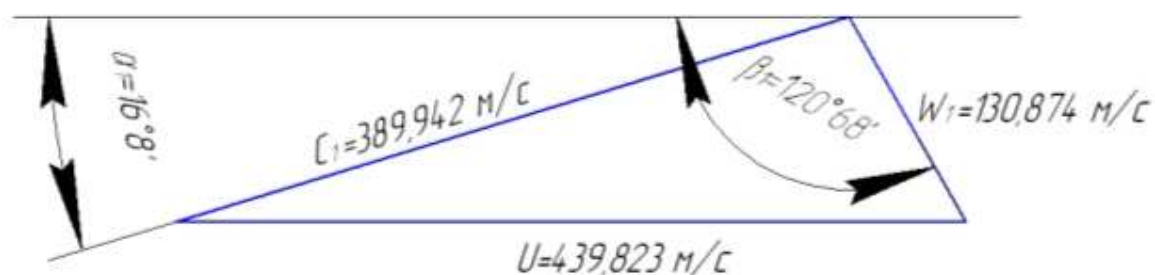


Рисунок А.5 – Треугольник скоростей на выходе из сопловой решетки (на входе в рабочую решетку) третьей осевой ступени (первый выхлоп)

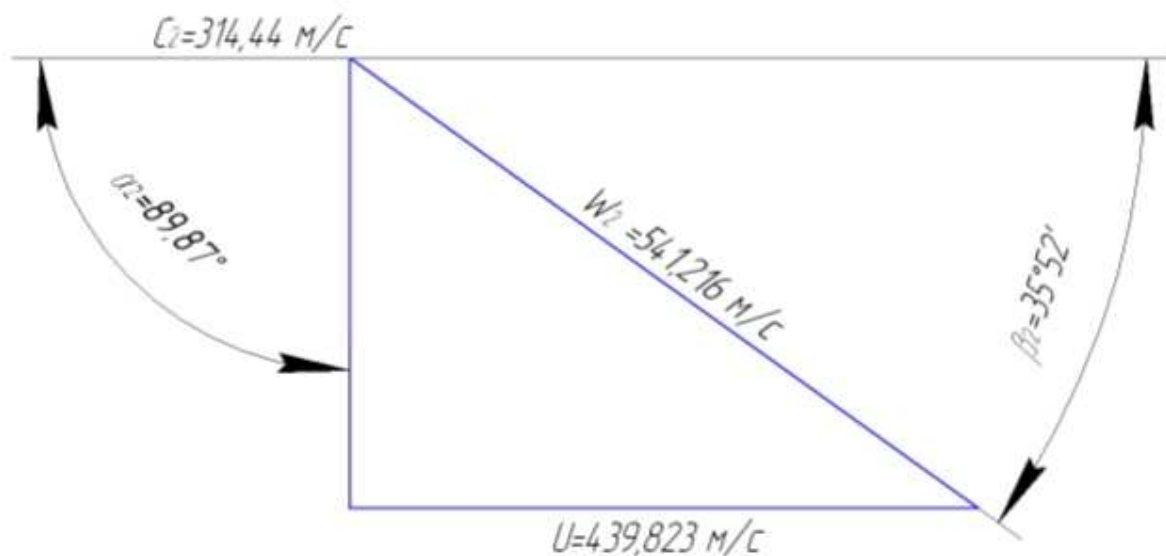


Рисунок А.6 – Треугольник скоростей на выходе из третьей осевой ступени (первый выхлоп)

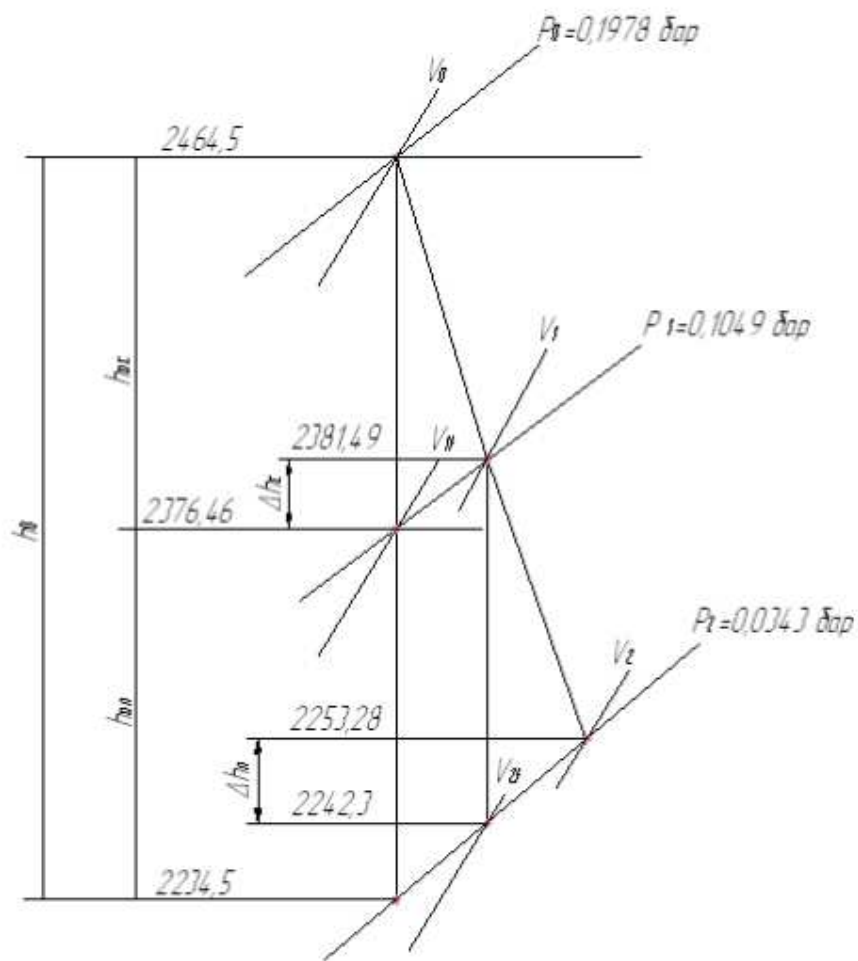
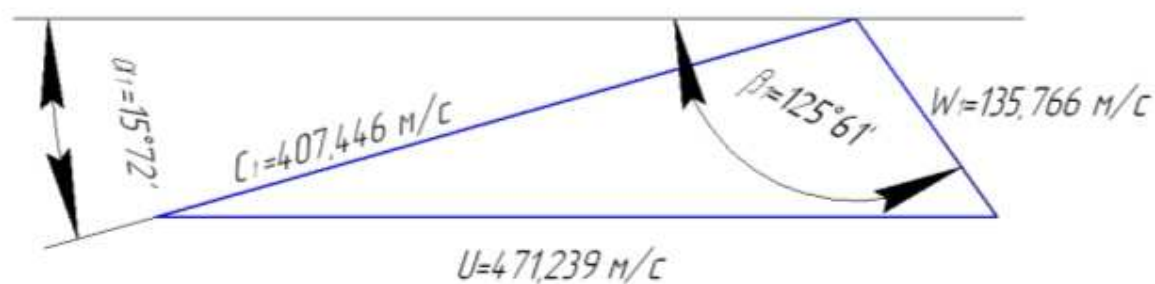


Рисунок А.7 – Процесс расширения пара в третьей осевой ступени (второй выхлоп)



Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ФЮРА.311026.001 ПЗ

Лист

94

Рисунок А.8 – Треугольник скоростей на выходе из сопловой решетки (на входе в рабочую решетку) третьей осевой ступени (второй выхлоп)

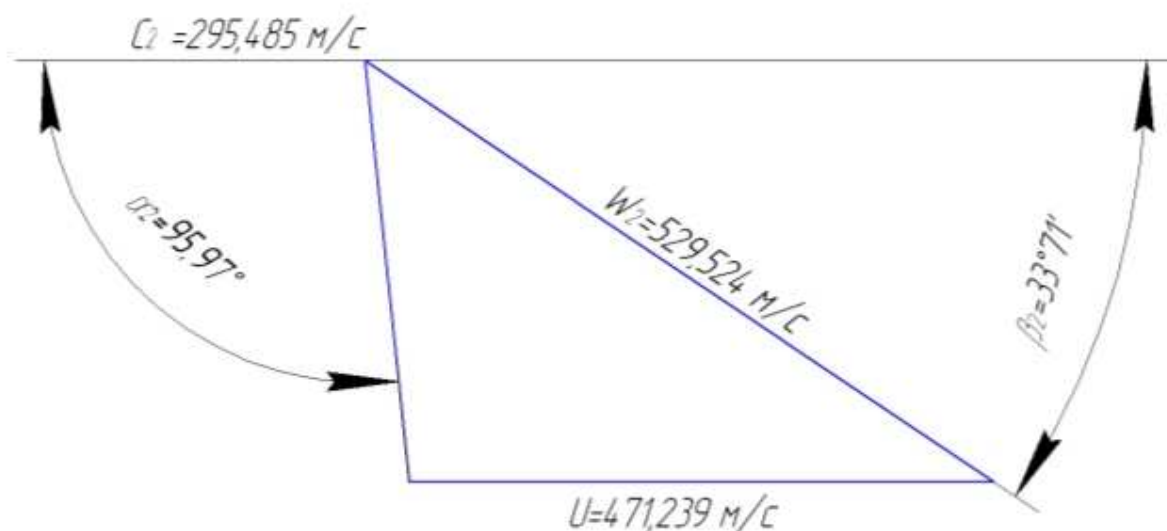


Рисунок А.9 – Треугольник скоростей на выходе из третьей осевой ступени (второй выхлоп)

Министерство образования и науки РФ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТОМСКИЙ
ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

КУРСОВАЯ РАБОТА
по дисциплине: «Тепловые и атомные электростанции»
«ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭНЕРГБЛОКА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ
МОЩНОСТЬЮ 250 МВт»

Работу выполнил:
Студент группы 3-6301
Ларин П. В.

Работу принял:

Томск 2016

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное общеобразовательное учреждение
высшего профессионального образования
НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ
Энергетический институт
Кафедра «Атомных и тепловых электростанций»

" У Т В Е Р Ж Д А Ю "

Зав.кафедрой АТЭС

А.С.Матвеев

18 декабря 2013 г.

ЗАДАНИЕ № 8
на выполнение курсовой работы по дисциплине
"ТпАЭС"

Выдано студенту(ке) группы 3-6391 Ларину Петру Васильевичу на тему:

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭНЕРГОБЛОКА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ МОЩНОСТЬЮ 250 МВт

1.ОСНОВНЫЕ ЗАДАЧИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

- 1.1. Выбор и формирование исходной структуры принципиальной тепловой схемы (ПТС) турбоустановки по литературным источникам.
- 1.2. Расчет тепловой схемы ПТУ и показателей тепловой экономичности энергоблока.
- 1.3. Выбор основного и вспомогательного оборудования для наиболее экономичного варианта тепловой схемы.
- 1.4. Представление полной тепловой схемы ПТУ выбранного варианта в виде чертежа.

2.ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

- 2.1. Прототип, на который надо ориентироваться при разработке тепловой схемы: К-300-240 с двухступенчатой сетевой установкой и смешивающими ПНД-2.
- 2.2. Электрическая мощность N_e - 250 МВт.
- 2.3. Тепловая мощность сетевых подогревателей $Q_{от}$ - 40 МВт.
- 2.4. Начальные параметры: давление P_0 - 23,5 МПа;
температура t_0 - 555 °С.
- 2.5. Конечное давление P_k - 0,003 МПа.
- 2.6. Параметры пара после промежуточного перегрева:
давление $P_{пп}$ - 3,4 МПа;
температура $t_{пп}$ - 550 °С.
- 2.7. Давления в нерегулируемых отборах турбины рассчитать, исходя из равномерного подогрева питательной воды и основного конденсата в подогревателях.
- 2.8. Давление в деаэраторе P_d - 0,60 МПа.
- 2.9. Температура питательной воды $t_{пв}$ - 225 °С.
- 2.10. Количество отборов 7.
- 2.11. Особенности тепловой схемы:
 - 2.11.1. Наличие смешивающих подогревателей:
ПНД-2
 - 2.11.2. Наличие испарителя:
подключен к 6 отбору
 - 2.11.3. Наличие атмосферного деаэратора:
нет
 - 2.11.4. Схема установки нагрева сетевой воды:
ВСП+НСП
 - 2.11.5. Наличие расширителя непрерывной продувки (Р) и охладителя продувки (ОП):
нет

Объем пояснительной записки: 30 – 50 с. с включением в нее графического материала:

- принципиальные тепловые схемы вариантов ПТУ;
- процессы расширения пара в турбине и турбоприводе в hS - диаграмме.

Объем графической части: полная тепловая схема ПТУ – 1 лист ф.А1.

3. РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ

3.1. Спроектировать тепловую схему на заданные параметры:

- уточнить состав и параметры расчетной принципиальной тепловой схемы;
- разбить регенеративный подогрев воды по ступеням и уточнить состав тепловой схемы.

3.2. Определить параметры пара, конденсата и воды во всех характерных точках схемы.

3.3. Рассчитать сетевую подогревательную установку на расчетную температуру наружного воздуха.

3.4. Рассчитать принципиальную тепловую схему энергоблока и определить показатели тепловой экономичности энергоблока.

3.5. Выбрать основное и вспомогательное оборудование паротурбинной установки.

4. ГРАФИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

4.1. Полная тепловая схема энергоблока.

5. РЕКОМЕНДУЕМАЯ ЛИТЕРАТУРА

- 5.1. Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции. – М.: Энергия, 1976. – 448 с.: ил.
- 5.2. Елизаров Д.П. Теплоэнергетические установки электростанций. – М.: Энергоиздат, 1982. – 264 с.:ил.
- 5.3. Трояновский Б.М. и др. Паровые и газовые турбины атомных электростанций: Учебн.пособие для вузов/ Б.М. Трояновский, Г.А.Филиппов, А.Е.Булкин. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 256 с.
- 5.4. Ривкин С.Л. и др. Термодинамические свойства воды и водяного пара. – М.: Энергия, 1975 и более поздних лет.
- 5.5. Тепловые и атомные электрические станции. Справочник. /Под ред. В.А. Григорьева и В.М. Зорина. – М.: Энергоиздат, 1982.
- 5.6. Антонова А.М., Воробьев А.В. Расчет показателей работы электростанций. Метод.указания для студентов направления 550900 «Теплоэнергетика», специальностей 100500 «Тепловые электрические станции» и 101000 «Атомные электрические станции и установки». – Томск, изд.ТПУ, 2001. –44 с.
- 5.7. Тепловые схемы ТЭС и АЭС / В.М. Боровков, О.И. Демидов, С.А. Казаров и др.; Под ред. С.А. Казарова. – СПб.: Энергоатомиздат. Санкт-Петербургское отд-ние, 1995. – 392 с.: ил.
- 5.8. Вукалович М.П. Таблицы термодинамических свойств воды и водяного пара. – М-Л.: Энергия, 1969.
- 5.9. Гиршфельд В.Я., Морозов Г.Н. Тепловые электрические станции. – М.: Энергоиздат, 1982.

Срок сдачи законченной курсовой работы на проверку

10 мая 2014 г.

Задание принял к исполнению студент _____ 18 декабря 2013 г.

Руководитель дисциплины

Матвеев А.С. 18 декабря 2013 г.

Оглавление

I. Выбор и формирование исходной структуры ПТС	5
II. Расчет тепловой схемы паротурбинной установки	6
2.1. Построение температурного графика.....	6
2.2 Расчет давлений в отборах, исходя из равномерного подогрева воды и конденсата в подогревателях.....	7
2.3. Построение процесса расширения пара в турбине.....	9
2.3.1. Расчет процесса расширения в турбоприводе.....	11
2.4. Расчет схемы отпуска теплоты.....	13
2.5. Предварительная оценка расхода пара на турбину.....	14
2.6. Расчёт вспомогательных элементов тепловой схемы.....	15
2.6.1. Расчет испарителя.....	15
2.7. Составление общих уравнений материального баланса.....	17
2.7.1 Материальные балансы по пару.....	17
2.7.2 Материальные балансы по воде.....	17
2.7.3 Расчет турбопривода.....	17
2.8. Составление и решение уравнений материального и теплового балансов подогревателей регенеративной системы.....	18
2.9. Проверка материального баланса рабочего тела в схеме.....	20
2.10. Определение расхода пара на турбину.....	21
2.11. Проверка мощности.....	22
2.12. Расчет показателей тепловой экономичности	22
III. Выбор основного и вспомогательного оборудования.....	24
3.1. Выбор котлов.....	24
3.2. Выбор насосов.....	24
3.2.1. Питательные насосы.....	24
3.2.2. Конденсатные насосы.....	25
3.2.3. Сетевые насосы.....	25
3.3. Деаэраторы питательной воды.....	26
3.4. Выбор испарителя.....	26
3.5. Выбор регенеративных подогревателей.....	26
3.5.1. Выбор подогревателей низкого давления.....	27
3.5.2. Выбор подогревателей высокого давления.....	29
3.5.3. Выбор сетевых подогревателей.....	29
Список использованной литературы.....	30
Приложения 1-5.....	31-35

I. Выбор и формирование исходной структуры ПТС

Турбина представляет собой одновальный трехцилиндровый агрегат с тремя выхлопами в общий конденсатор.

Конденсационная паровая турбина К-300-240 номинальной мощностью 250 МВт, с начальным давлением пара 23,5 МПа предназначена для привода генератора переменного тока типа ТВВ-320-2 с частотой вращения ротора 50 с^{-1} ; а также для несения базовой части графиков нагрузок и участия в нормальном и аварийном регулировании мощности энергосистемы с возможностью привлечения для покрытия переменной части графиков нагрузок.

Главный питательный насос имеет паровой турбопривод. Пар на турбопривод отбирается из второго отбора турбины. Отработанный пар из турбопривода возвращается в пятый отбор турбины, а также отбирается на ПНД-5 и НСП.

Конечное давление в конденсаторе составляет $P_k = 0,003 \text{ МПа}$. Номинальная расчетная электрическая мощность турбогенератора энергоблока принята 250 МВт.

Турбина имеет семь нерегулируемых отборов пара, предназначенных для подогрева питательной воды (основного конденсата) в четырех ПНД, деаэраторе и двух ПВД до температуры 225°C .

Греющий пар для двухступенчатой сетевой установки отбирается из третьего отбора турбины и выхлопа турбопривода (соответствует давлению 5-го отбора турбины). Конденсат греющего пара группы ПВД каскадно отводится в деаэратор, а ПНД-4,5 - сливается в ПНД-6, откуда насосом подается в линию основного конденсата между ПНД-5 и ПНД-6. Дренаж ПНД-7 заведён в конденсатор.

Из третьего отбора турбины производится отбор пара на деаэратор высокого давления. Добавочная вода подается в испаритель, подключенный к 6-му отбору. Вторичный пар испарителя и конденсат испарителя поступает в ПНД-7.

II. Расчет тепловой схемы паротурбинной установки

2.1. Построение температурного графика.

По заданию температурный график теплосети 150/70. Принимаем температуры сетевой воды на выходе из сетевых подогревателей.

$$t_{\text{нсп}} = 110^{\circ}\text{C}$$

$$t_{\text{всп}} = 150^{\circ}\text{C}$$

Приняв недогрев до температуры насыщения 7 и 10 °С соответственно, находим давления в сетевых подогревателях.

$$t_s^{\text{нсп}} = 110 + 7 = 117^{\circ}\text{C};$$

$$t_s^{\text{всп}} = 150 + 10 = 160^{\circ}\text{C};$$

$$P_s^{\text{нсп}} = 0,18051 \text{ МПа};$$

$$P_s^{\text{всп}} = 0,6182 \text{ МПа}.$$

2.2. Расчет давлений в отборах, исходя из равномерного подогрева воды и конденсата в подогревателях

По давлению в деаэраторе $P_d=0,6$ МПа, по [1] находим температуру насыщения.

$$t_{sd}=158,8\text{ }^{\circ}\text{C}, \quad h'=670,5 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

Повышение энтальпии питательной воды в питательном насосе определяем по формуле:

$$\Delta h_{nn} = v_d \cdot (P_{пв} - P_{sd}) \cdot 10^3$$

где v_d – удельный объем воды в деаэраторе;

$P_{пв}$, P_d – давления питательной воды и в деаэраторе в МПа.

$$P_{пв}=(1,2 \div 1,5) \cdot P_0=1,4 \cdot 23,5=33 \text{ МПа.}$$

$$\Delta h_{nn} = 0,001101 \cdot (33 - 0,6) \cdot 10^3 = 35,7 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

Энтальпия питательной воды после питательного насоса $h_{пн}$:

$$h_{пн}=h'_d+\Delta h_{пн}=670,5+35,7=706,2 \text{ кДж/кг.}$$

Температура питательной воды после питательного насоса $t_{пн}$ по $h_{пн}$ и $P_{пв}$:

$$t_{пн} = 162,6^{\circ}\text{C}$$

Температура питательной воды на выходе из подогревателя задана:

$$t_{пв1} = 225\text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$t_{пв2} = t_{пн} + \frac{t_{пв1} - t_{пн}}{2} = 162,6 + \frac{225 - 162,6}{2} = 193,8^{\circ}\text{C}$$

Температура основного конденсата на входе в ПНД 7 $t'_{ок7}$:

$$t_{sk} = f(p_k) = 24^{\circ}\text{C}$$

Охладители эжекторов (ОЭ) и уплотнений (ОУ) служат для конденсации пара из эжекторов и уплотнений турбины, при этом проходящий через них основной конденсат $\alpha_{ок}$ подогревается. Подробный расчет ОЭ и ОУ обычно не производится, но подогрев основного конденсата в них учитывается приближенно. С учетом этого подогрева температура основного конденсата после ОЭ и ОУ

$$t_{ок} = t_{нк} + (\Delta t_{оэ} + \Delta t_{оу}),\text{ }^{\circ}\text{C},$$

Δt_{o3} – подогрев основного конденсата в ОЭ, принимается 3-5 °С;

Δt_{oy} – подогрев основного конденсата в ОУ, принимается 1-3 °С.

$$t'_{ок7} = t_{ск} + \Delta t_{o3} + \Delta t_{oy} = 24 + 2 + 3 = 29 \text{ °С}$$

Принимаем недогревы: в ПВД-1: 4 °С, в ПВД-2: 4,2 °С;

во всех ПНД-4,5,7,8: 2 °С, в ПНД-6: 0 °С.

Температуру основного конденсата на входе в деаэратор принимаем из условия подогрева основного конденсата в деаэраторе на 10-15 °С.

$$t_{ок} = t_{s\partial} - \Delta t_{\partial} = 158,8 - 14,8 = 144 \text{ °С}$$

Температуры основного конденсата на выходе из подогревателей:

$$t_{ок4} = t_{ок} = 144 \text{ °С}$$

$$t_{ок7} = t'_{ок7} + \frac{t_{ок4} - t'_{ок7}}{4} = 29 + \frac{144 - 29}{4} = 57 \text{ °С}$$

$$t_{ок6} = t_{ок7} + \frac{t_{ок4} - t_{ок7}}{3} = 57 + \frac{144 - 57}{3} = 86 \text{ °С}$$

$$t_{ок7} = t'_{ок7} + \frac{t_{ок4} - t'_{ок7}}{2} = 86 + \frac{144 - 86}{2} = 115 \text{ °С}$$

Давления пара в подогревателях определяем по таблицам [1] по температуре насыщения, которая определяется как:

$$t_s = t_b + \delta t$$

$$t_{s1} = 229 \text{ °С} \quad P_{s1} = 2,7459 \text{ МПа}$$

$$t_{s2} = 193,8 + 4,2 = 198 \text{ °С} \quad P_{s2} = 1,4907 \text{ МПа}$$

$$t_{s3} = 158,8 \text{ °С} \quad P_{s3} = 0,6 \text{ МПа}$$

$$t_{s4} = 144 + 2 = 146 \text{ °С} \quad P_{s4} = 0,4272 \text{ МПа}$$

$$t_{s5} = 115 + 2 = 117 \text{ °С} \quad P_{s5} = 0,18051 \text{ МПа}$$

$$t_{s6} = 86 + 0 = 86 \text{ °С} \quad P_{s6} = 0,0602 \text{ МПа}$$

$$t_{s7} = 57 + 2 = 59 \text{ °С} \quad P_{s7} = 0,01904 \text{ МПа}$$

Давления пара в отборах турбины определяются как:

$$P_{отб} = 1,05 \cdot P_s$$

$$P_1 = 2,8832 \text{ МПа}$$

$$P_2 = 1,565 \text{ МПа}$$

$$P_4 = 0,4485 \text{ МПа}$$

$$P_5 = 0,1895 \text{ МПа}$$

$$P_6 = 0,0632 \text{ МПа}$$

$$P_7 = 0,02 \text{ МПа}$$

Для отбора на деаэратор и ВСП принимаем давление $P_3=0,65$ МПа.

Исходя из технических соображений, сетевые подогреватели подключаем:

ВСП – 3 отбор турбины;

НСП – 5 отбор турбины.

2.3. Построение процесса расширения пара в турбине

1. Определяем точку 0 с заданными параметрами пара перед стопорным клапаном турбины $P_0=23,5$ МПа, $t_0=555^\circ\text{C}$ и энтальпию

$$h_0=3372,3 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

2. Определяем точку 0' за стопорными и регулирующими клапанами турбины на пересечении энтальпии h_0 с давлением P'_0 . P'_0 меньше P_0 на величину потери от дросселирования в стопорном (СК) и регулирующих (РК) клапанах ($3\div 5\%$ от P_0) и определяется как

$$P'_0=0,95 \cdot P_0=0,95 \cdot 23,5=22,325 \text{ МПа}$$

Давление перед трактом промперегрева определится как:

$$P_0'' = P_{\text{пп}}/0,9=3,4/0,9=3,77 \text{ МПа.}$$

3. Определяем энтальпию точки 1t в конце изоэнтропийного процесса расширения пара в ЧВД:

$$h_{0t}''=2893,4 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

Располагаемый теплоперепад ЧВД:

$$H_0^{\text{ЧВД}} = h_0 - h_{0t}'' = 3372,3 - 2893,4 = 478,9 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

Действительный теплоперепад ЧВД:

$$H_i^{\text{ЧВД}} = H_0^{\text{ЧВД}} \cdot \eta_{0i}^{\text{ЧВД}} = 478,9 \cdot 0,855 = 409,5 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

Энтальпия $h_0''=h_0-H_i^{\text{ЧВД}}=3372,3-409,5=2962,8$ кДж/кг на пересечении с $P_1=3,77$ МПа дает точку 0'' в конце действительного процесса в ЧВД.

4. Определяем параметры на входе в ЦСД:

$$h_{nn} = 3577,2 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} \quad \Delta h_{nn} = 614,4 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

$$s_{nn} = 7.3292 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{K}}$$

5. Определяем давление пара за ЧСД $P_4=0,4485$ МПа и точка 4t в конце изоэнтропийного процесса расширения пара в ЧСД.

$$h_{4t} = 2965 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

Располагаемый теплоперепад ЧСД:

$$H_0^{\text{ЧСД}} = h_{\text{цсд}} - h_{4t} = 3577,2 - 2965 = 612,2 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

Действительный теплоперепад ЧСД:

$$H_i^{ЧСД} = H_0^{ЧСД} \cdot \eta_{0i}^{ЧСД} = 612,2 \cdot 0,901 = 551,6 \text{ кДж/кг}$$

Энтальпия 4-го отбора

$$h_4 = h_{цсд} - H_i^{ЧСД} = 3577,2 - 551,6 = 3025,6 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

на пересечении с $P_4=0,4485$ МПа дает точку 4 в конце действительного процесса в ЧСД. На пересечении процесса ЦСД'-4 с изобарами $P_1=2,8832$ МПа, $P_2=1,565$ МПа и $P_3=0,65$ МПа, определяем энтальпии в первом h_1 , во втором h_2 и в третьем h_3 отборах турбины:

$$h_1=3522,5 \text{ кДж/кг}; \quad h_2=3336,1 \text{ кДж/кг}; \quad h_3=3108,7 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

6. Определяем давление на входе в ЦНД P_4' с учетом потерь давления $2\div 5\%$ в перепускных паропроводах как:

$$P_4' = (0,95 \div 0,98) \cdot P_4 = 0,97 \cdot 0,4485 = 0,435 \text{ МПа}$$

На пересечении h_4 с P_4' определяется точка 4' на входе в ЦНД.

7. Определяется давление пара на выходе из ЦНД P_k' с учетом потери давления в выхлопном патрубке турбины, которая составляет $2\div 5\%$ от давления в конденсаторе P_k .

$$P_k' = (1,02 \div 1,05) \cdot P_k = 1,05 \cdot 0,003 = 0,00315 \text{ МПа}$$

8. Находим теоретическую точку kt в конце изоэнтروпийного процесса расширения пара в ЦНД и энтальпию h_{kt} .

$$h_{kt} = 2217,5 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

Располагаемый теплоперепад ЦНД:

$$H_0^{ЦНД} = h_4 - h_{kt} = 3025,6 - 2217,5 = 808,1 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

Действительный теплоперепад ЦНД:

$$H_i^{ЦНД} = H_0^{ЦНД} \cdot \eta_{0i}^{ЦНД} = 808,1 \cdot 0,846 = 683,7 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

$$\text{Энтальпия } h_k = h_4 - H_i^{ЦНД} = 3025,6 - 683,7 = 2341,9 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} \text{ на пересечении с } P_k'$$

дает точку k' в конце действительного процесса в ЧНД. $k'-k$ – процесс дросселирования пара в выхлопном патрубке турбины при постоянной энтальпии h_k . На пересечении процесса $4'-k'$ с $P_5=0,1895$ МПа, $P_6=0,0632$ МПа, и $P_7=0,02$ МПа определяем энтальпии в шестом h_6 и в седьмом отборах:

$$h_5 = 2864,4 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}, \quad h_6 = 2694,5 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}, \quad h_7 = 2545,8 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Действительный теплоперепад турбины:

$$H_i = H_i^{ЧВД} + H_i^{ЧСД} + H_i^{ЦНД} = 409,5 + 551,6 + 683,7 = 1644,8 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

2.3.1. Расчёт процесса расширения в турбоприводе.

Энтальпия пара отбора на турбопривод: $h_2 = 3336,1 \text{ кДж/кг}$

Принимаем КПД турбопривода $\eta_{oi}^{III} = 0,8$

Давление на входе в турбопривод: $P'_2 = 0,9 \cdot P_2 = 1,408 \text{ МПа}$

Энтальпия пара на выходе из турбопривода и в 5м отборе (при давлении $P_5 = 0,1895 \text{ МПа}$):

теоретическая: $h'_{III} = 2816,6 \text{ кДж/кг}$; действительная: $h'_{III} = 2920,5 \text{ кДж/кг}$

Использованный теплоперепад турбопривода:

$$H_i^{III} = 3336,1 - 2920,5 = 415,6 \text{ кДж / кг}$$

Принимаем что при недостатке пара из выхлопа турбопривода для питания подогревателей, пар из 5-го отбора идёт только на ПНД-5.

Параметры пара, воды и конденсата

Табл. 1

Элементы тепловой схемы	Пар в отборе		Пар в подогревателе	Дренаж греющего пара		Питательная вода, основной конденсат			Удельная работа	Коэффициент недовыработки мощности
	$P_{отб}$	h	$P_{п}$	$t_{н}$	h'	$t_{пв}$	$P_{пв}$	$h_{пв}$	H	Y
	МПа	кДж/кг	МПа	°С	кДж/кг	°С	МПа	$\frac{кДж}{кг}$	$\frac{кДж}{кг}$	-
П1	2,8832	3522,5	2,7459	229	985,5	225	33	976,3	464,2	0,7178
П2	1,565	3336,1	1,4907	198	843,4	193,8	33	839,8	650,6	0,6045
Д	0,65	3108,7	0,6	158,8	670,5	158,8 (162,6 после ТПН)	0,6	670,5 706,2 (после ТПН)	878	0,4662
П4	0,4485	3025,6	0,4272	146	615	144	1	606,8	961,1	0,4157
П5	0,1895	2864,4 2920,5 (из ТП)	0,18051	117	491	115	1	483,2	1122,3 1066,2 (из ТП)	0,3177 0,3518 (из ТП)
П6	0,0632	2694,5	0,0602	86	360,2	86	1	360,9	1292,2	0,2144
П7	0,02	2545,8	0,01904	59	247	57	1	239,4	1440,9	0,1240
К	0,00315	2341,9	0,003	24	101	24 29 (после ОУ, ОЭ)	0,003	101 122,5 (после ОУ, ОЭ)	1644,8	0,0000
ВС П	0,65	3108,7	0,6182	160	675,6	150	1,5	632,9	878	0,4662
НСП	0,1895	2920,5	0,18051	117	461,4	110	1,5	462,3	1122,3	0,3177
И	0,0632	2715,9	0,0702	90	377				1292,2	0,2144
ТП	1,565	3336,1	1,408		2920,5				650,6	0,6045

2.4. Расчет схемы отпуска теплоты

Отпуск теплоты от ТЭС осуществляется паром и горячей водой. Пар отпускается промышленным потребителям для технологических целей, горячая сетевая вода отпускается для отопления, вентиляции и горячего водоснабжения.

Расчет сетевой подогревательной установки на расчетную температуру наружного воздуха

На ТЭЦ нагрев сетевой воды производится в ВСП и НСП паром из теплофикационных отборов турбины (Приложение Г, рис.1) .

Целью расчета схемы отпуска сетевой воды является определение расходов сетевой воды $G_{св}$, пара на ВСП $D_{ВСП}$ и НСП $D_{НСП}$.

Расчет этой схемы следует начать с разбивки полной тепловой нагрузки $Q_{от}$ по ступеням подогрева сетевой воды $Q_{ВСП}$, $Q_{НСП}$, учитывая, что тепловая нагрузка любого подогревателя при постоянной теплоемкости воды C_v пропорциональна нагреву воды в ней. Откуда следует, что

$$\frac{Q_{от}}{t_{пс} - t_{ос}} = \frac{Q_{ПВК}}{t_{пс} - t_{ВСП}} = \frac{Q_{ВСП}}{t_{ВСП} - t_{НСП}} = \frac{Q_{НСП}}{t_{НСП} - t_{ос}} = G_{св} \cdot C_v$$

где $t_{пс}$, $t_{ос}$ – температуры прямой на входе в теплосеть и обратной на выходе сетевой воды, которые определяется по температурному графику теплосети в зависимости от температуры наружного воздуха.

Это уравнение позволяет определить $G_{св}$ в кг/с, $Q_{ВСП}$, $Q_{НСП}$ в кВт, при этом $Q_{от}$ необходимо подставлять в кВт.

Расходы греющего пара из отборов на ВСП и НСП определяется из уравнений их тепловых балансов:

$$\text{ВСП: } D_{ВСП} \cdot (h_{всп} - h'_{всп}) \cdot \eta_n = Q_{ВСП}$$

$$\text{НСП: } [D_{НСП} \cdot (h_{нсп} - h'_{нсп}) + D_{дрВСП} \cdot (h'_{всп} - h'_{нсп})] \cdot \eta_n = Q_{НСП}$$

где $h_{ВСП}$, $h_{НСП}$ – энтальпии греющего пара отборов;

$h'_{всп}$, $h'_{нсп}$ – энтальпии дренажей НСП и ВСП (все эти энтальпии имеются в табл.1).

Отопительная нагрузка отборов $Q_{от}=40$ МВт, расход сетевой воды $G_{св}$:

$$G_{св} = \frac{Q_{от}}{C_{св} \cdot (t_{всн} - t_{ос})} = \frac{40000}{4,23 \cdot (150 - 70)} = 118,2 \text{ кг/с}$$

$$Q_{НСП} = 118,2 \cdot 4,23 \cdot (105 - 70) = 17500 \text{ кВт}$$

$$Q_{ВСП} = 118,2 \cdot 4,23 \cdot (150 - 105) = 22500 \text{ кВт}$$

$$D_{ВСП} = \frac{20000}{(3108,7 - 675,6) \cdot 0,98} = 8,39 \text{ кг/с}$$

$$[D_{НСП} \cdot (2864,4 - 491) + 9,44 \cdot (675,6 - 491)] \cdot 0,98 = 20000 \text{ кВт}$$

$$D_{НСП} = 7,95 \text{ кг/с}$$

$$D_{орНСП} = 8,39 + 7,95 = 16,34 \text{ кг/с}$$

2.5. Предварительная оценка расхода пара на турбину

Для расчета тепловой схемы в относительных единицах необходимо все расходы, полученные при расчете схем отпуска пара и тепла в абсолютных единицах $D_{всп}$, $D_{нсп}$, в относительные $\alpha_{всп}$, $\alpha_{нсп}$. Необходимый при этом расход D_0 можно приближенно оценить по формуле

$$D'_0 = K_p \cdot \left[\frac{N_э \cdot 10^3}{H_i \cdot \eta_m \cdot \eta_g} + \sum (D_j \cdot Y_j) \right]$$

где $N_э$ – заданная электрическая мощность в МВт;

H_i – действительный теплоперепад турбины в кДж/кг ;

η_m , η_g – КПД механический и электрогенератора (могут быть приняты 0,98-0,995);

D_j – расходы пара из отборов турбины на сетевые подогреватели ВСП, НСП и паровым потребителям в кг/с;

Y_j – коэффициенты недовыработки мощности соответствующих отборов из табл. 1;

K_p – коэффициент регенерации.

K_p зависит от многих факторов и находится в пределах от 1 до 1,4.

Примем $K_p=1,19$

$$D'_0 = 1,19 \cdot \left[\frac{250 \cdot 10^3}{1644,8 \cdot 0,985} + 8,39 \cdot 0,4662 + 7,95 \cdot 0,3177 \right] = 191,3 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

$$\alpha_{\text{всп}} = \frac{D_{\text{всп}}}{D'_0} = \frac{8,39}{191,3} = 0,04385$$

$$\alpha_{\text{нсп}} = \frac{7,95}{191,3} = 0,04154$$

$$\alpha_{\text{оп.нсп}} = \frac{8,39 + 7,95}{191,3} = 0,08539$$

2.6. Расчёт вспомогательных элементов тепловой схемы

К вспомогательным элементам относятся расширители и охладители продувки, испарители и конденсаторы испарителей, деаэраторы добавочной воды, охладители эжекторов и пара уплотнений.

2.6.1. Расчёт испарителя

Энтальпия добавочной воды на входе в ОП $h_{\text{дв}} = 4,19 \cdot t_{\text{дв}}$,

где $t_{\text{дв}} = 10 \div 12^\circ \text{С}$ - температура добавочной воды на входе в ОП.

Относительный расход добавочной воды, компенсирующей потери рабочего тела на ТЭС, определяется в общем случае как

$$\alpha_{\text{дв}} = \alpha_{\text{вн}} + \alpha_{\text{внеш}}$$

где $\alpha_{\text{вн}}$ – относительные внутренние потери рабочего тела, определяются как

$$\alpha_{\text{вн}} = \alpha_{\text{ут}} + \alpha_{\text{в}} + \alpha_{\text{пи}},$$

где $\alpha_{\text{ут}}$ – относительный расход утечек, принимается 0,005-0,012;

$\alpha_{\text{в}}$ – относительный расход продувочной воды, сбрасываемый из расширителя непрерывной продувки в канализацию;

$\alpha_{\text{пи}}$ – относительный расход продувки испарителя, принимается $0,01 \cdot (\alpha_{\text{ут}} + \alpha_{\text{в}})$;

$$\alpha_{\text{вн}} = 1,01 \cdot (0,01 + 0) = 0,0101$$

$$\alpha_{\text{пи}} \approx 0,0001$$

$\alpha_{\text{внеш}}$ – относительные внешние потери рабочего тела, в нашей схеме отсутствуют.

Принимаем расход добавочной воды: $\alpha_{дв} = 0,0101$;

$$t_{дв} = 11,93, h_{дв} = 4.19 \cdot 11,93 = 50 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}},$$

Испаритель служит для восполнения потерь рабочего тела дистиллятом, полученным из добавочной воды термическим способом.

Расчетная схема испарительной установки.

Целью расчета испарителя является определение относительного расхода греющего пара из отбора турбины, который определяется при решении уравнения теплового баланса испарителя

$$\alpha_u \cdot (h_u - h'_u) \cdot \eta_n = \alpha_u^{см} \cdot (h_u^{см} - h_{дв}) + \alpha_{ни} \cdot (h'_{ни} - h_{дв})$$

где h_u, h'_u – энтальпии пара и дренажа для отбора, из которого пар поступает на испаритель;

$h_u^{см}, h'_{ни}$ – энтальпии вторичного пара и продувочной воды испарителя, определяются для состояния насыщения при температуре $t_u^{см}$, которая принимается на 12-15°C меньше температуры насыщения греющего пара, взятой из табл.1 для соответствующего отбора (5);

$$t_u^{см} = 86 - 12 = 74^\circ\text{C}; \quad h_u^{см} = 2632,9 \text{ кДж/кг}; \quad h'_{ни} = 309,8 \text{ кДж/кг};$$

$h_{дв}^* = 50 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$ – энтальпия добавочной воды на входе в испаритель;

$t_{дв}^* = 11,93^\circ\text{C}$ – температура добавочной воды на входе в испаритель.

$$\alpha_u^{см} = \alpha_{дв} - \alpha_{ни} = 0,0101 - 0,0001 = 0,01$$

$$\alpha_u \cdot (2694,5 - 360,2) \cdot 0,98 = 0,01 \cdot (2632,9 - 50) + 0,0001 \cdot (309,8 - 50)$$

$$\alpha_u = 0,0113$$

2.7. Составление общих уравнений материального баланса

2.7.1 Материальные балансы по пару

Относительный расход пара на турбину:

$$\alpha_0 = 1.$$

Относительный расход пара на турбоустановку:

$$\alpha_{\text{ТУ}} = \alpha_0 = 1$$

Относительный расход пара из парогенератора равен

$$\alpha_{\text{ПГ}} = \alpha_{\text{ТУ}} + \alpha_{\text{УТ}} + \alpha_{\text{УПл}},$$

где $\alpha_{\text{УПл}}$ – расход пара из уплотнений турбины, принимается $0,02 \div 0,04$;

$$\alpha_{\text{ПГ}} = 1 + 0,01 + 0,02 = 1,03$$

2.7.2 Материальные балансы по воде

Относительный расход питательной воды в парогенератор:

$$\alpha_{\text{ПВ}} = \alpha_{\text{ПГ}} + \alpha_{\text{пр}} = 1,03 + 0 = 1,03$$

2.7.3 Расчёт турбопривода.

Относительный расход пара на турбопривод определяется по формуле

$$\alpha_{\text{ТП}} = \frac{\alpha_{\text{ПВ}} \cdot h_{\text{Н}}^a}{H_i^{\text{ТП}} \cdot \eta_{\text{М}}^{\text{ТП}} \cdot \eta_{\text{Н}}},$$

где $H_i^{\text{ТП}}$ – действительный теплоперепад турбопривода; $\eta_{\text{М}}^{\text{ТП}}$ – механический КПД турбопривода, принимается 0.97 - 0.98; $\eta_{\text{Н}}$ – КПД насоса, принимается $0.75 \div 0.83$; адиабатная работа сжатия 1 кг воды в питательном насосе, определяется по формуле $h_{\text{Н}}^a = v' \cdot (P_{\text{ПВ}} - P_{\text{Д}}) \cdot 10^3$, кДж/кг, где v' – удельный объем воды в состоянии насыщения при давлении $P_{\text{Д}}$ в м /кг,; $P_{\text{ПВ}}$, $P_{\text{Д}}$ – давления питательной воды за питательным насосом и в деаэраторе, МПа.

$$\alpha_{\text{ТП}} = \frac{1,03 \cdot 35,7}{415,6 \cdot 0,98 \cdot 0,8} = 0,11285$$

2.8 .Составление и решение уравнений материального и теплового балансов подогревателей регенеративной системы

Принимаем КПД поверхностных подогревателей $\eta_n=0,98$, смешивающих подогревателей $\eta_{см}=0,99$.

Расчет группы ПВД

Подогреватель П1

$$\left[\alpha_{П1} \cdot (h_1 - h_1') \right] \cdot \eta_n = \alpha_{ПВ} \cdot (h_{ПВ1} - h_{ПВ2})$$

где $\alpha_{П1}$ – относительный расход пара на подогреватель;

$$\begin{aligned} \left[\alpha_{П1} \cdot (3522,5 - 985,5) \right] \cdot 0,98 &= 1,03 \cdot (976,3 - 839,8) \\ \alpha_{П1} &= 0,05655 \quad \alpha_{дрП1} = 0,05655 \end{aligned}$$

Подогреватель П2

$$\begin{aligned} \left[\alpha_{П2} \cdot (h_2 - h_2') + \alpha_{дрП1} \cdot (h_1' - h_2') \right] \cdot \eta_n &= \alpha_{ПВ} \cdot (h_{ПВ2} - h_{ПВ3}) \\ \left[\alpha_{П2} \cdot (3336,1 - 843,4) + 0,0565 \cdot (985,5 - 843,4) \right] \cdot 0,98 &= \\ = 1,03 \cdot (839,8 - 706,2) \\ \alpha_{П2} &= 0,05633 \quad \alpha_{дрП2} = 0,05655 + 0,05633 = 0,11288 \end{aligned}$$

Расчет деаэратора

Расход пара на эжектор $\alpha_э = 0,003$.

$$\alpha_д + \alpha_{дрП2} + \alpha_{ОК} = \alpha_{ПВ} + \alpha_э$$

$$\alpha_д + 0,1096 + \alpha_{ОК} = 1,03 + 0,003$$

$$\alpha_д = 1,03 + 0,003 - 0,11288 - \alpha_{ОК} = 0,92012 - \alpha_{ОК}$$

$$(\alpha_д \cdot h_3 + \alpha_{дрП2} \cdot h_2' + \alpha_{ОК} \cdot h_{ОК4}) \cdot \eta = \alpha_{нг} \cdot h_д' + \alpha_э \cdot h_д''$$

$$\begin{aligned} \left[(0,92012 - \alpha_{ОК}) \cdot 3108,7 + 0,11288 \cdot 843,4 + \alpha_{ОК} \cdot 606,8 \right] \cdot 0,99 &= \\ = 1,03 \cdot 670,5 + 0,003 \cdot 2756,1 \end{aligned}$$

$$\alpha_{ОК} = 0,89917$$

$$\alpha_д = 0,02095$$

Расчет группы ПНД.

Подогреватель П4

$$\alpha_{П4} \cdot (h_4 - h'_4) \cdot \eta_n = \alpha_{OK} \cdot (h_{OK4} - h_{OK5})$$

$$\alpha_{П4} \cdot (3025,6 - 615) \cdot 0,98 = 0,89917 \cdot (606,8 - 483,2)$$

$$\alpha_{П4} = 0,04704 \quad \alpha_{опП4} = 0,04704$$

Подогреватель П5

$$\begin{aligned} & \left[\alpha_{П5} \cdot (h_5 - h'_5) + \alpha_u \cdot (h'_u - h'_5) + \alpha_{опП4} \cdot (h'_4 - h'_5) + (\alpha_{ТП} - \alpha_{НСП}) \cdot (h'_{ТП} - h'_5) \right] \cdot \eta_n = \\ & = \alpha_{OK} \cdot (h_{OK5} - h_{OK4}) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} & \left[\alpha_{П5} \cdot (2864,4 - 491) + 0,04704 \cdot (615 - 491) + (0,11285 - 0,04154) \cdot (2920,5 - 491) \right] \cdot \\ & \cdot 0,98 = 0,89917 \cdot (483,2 - 360,9) \end{aligned}$$

Расход пара из отбора турбины в подогреватель:

$$\alpha_5 = -0,02817$$

Знак минус в данном случае означает, что пара из выхлопа турбопривода хватает для НСП и ПНД-5 и его избыток возвращается обратно в турбину.

Расход пара из турбопривода в ПНД-5:

$$\alpha_{П5} = \alpha_{mn} + \alpha_5 - \alpha_{НСП} = 0,11285 + 0,02817 - 0,04154 = 0,04314$$

$$\alpha_{опП5} = 0,04704 + 0,04314 = 0,09018$$

Для того чтобы определить оставшиеся неизвестные расходы необходимо составить и решить систему уравнений. Составим их:

Принимаем $\alpha_{OK}^* = \alpha_K + \alpha_{дрП7} + \alpha_{Э} + \alpha_{упл}$; а также то, что тепло дренажа ПНД-7 полностью воспринимается циркуляционной водой.

$$1) (\alpha_{дрП5} + \alpha_{дрНСП}) \cdot h'_5 + \alpha_{П6} \cdot h_6 + \alpha_{OK}^* \cdot h_{OK7} = \frac{\alpha_{OK} \cdot h'_6}{\eta_{см}}$$

$$2) \alpha_{OK} = \alpha_{OK}^* + \alpha_{дрП5} + \alpha_{П6} + \alpha_{дрНСП}$$

$$3) \alpha_{П7} \cdot (h_7 - h'_7) + \alpha_{и}^{BT} \cdot (h_{и}^{BT} - h'_7) + \alpha_{и} \cdot (h'_и - h'_7) = \frac{\alpha_{OK}^* \cdot (h_{OK7} - h'_{OK7})}{\eta_{П}}$$

Подставляя известные значения, упрощаем уравнения:

$$\left\{ \begin{array}{l} \alpha_{П6} \cdot 2694,5 + \alpha_{П7} \cdot 0 + \alpha_K \cdot 239,4 = 240,948 \\ \alpha_{П6} \cdot 1 + \alpha_{П7} \cdot 0 + \alpha_K \cdot 1 = 0,7236 \\ \alpha_{П6} \cdot 0 + \alpha_{П7} \cdot 2298,8 + \alpha_K \cdot (-129,49) = -25,396 \end{array} \right.$$

Решив систему уравнений определим:

$$\alpha_{П6} = 0,02758 \quad \alpha_{П7} = 0,02816 \quad \alpha_{OK}^* = 0,69602$$

$$\alpha_K = \alpha_{OK}^* - \alpha_{\text{э}} - \alpha_{\text{упл}} - \alpha_{П7} - \alpha_{\text{и}}^{\text{BT}} - \alpha_{\text{и}} ;$$

$$\alpha_K = 0,68639 - 0,003 - 0,02 - 0,01 - 0,02816 - 0,0113 = 0,62356$$

2.9. Проверка материального баланса рабочего тела в схеме

$$\alpha_1 = \alpha_{П1} = 0,05655$$

$$\alpha_2 = \alpha_{П2} + \alpha_{П1} = 0,05633 + 0,11285 = 0,16918$$

$$\alpha_3 = \alpha_{\text{д}} + \alpha_{\text{всп}} = 0,02095 + 0,04385 = 0,0648$$

$$\alpha_4 = \alpha_{П4} = 0,04704$$

$$\alpha_5 = \alpha_{П5} = -0,02817$$

$$\alpha_6 = \alpha_{П6} + \alpha_{\text{и}} = 0,02758 + 0,0113 = 0,03888$$

$$\alpha_7 = \alpha_{П7} = 0,02816$$

Определяем расход пара в конденсатор.

$$\alpha_K = 1 - \sum \alpha_j$$

где $\sum \alpha_j$ – сумма расходов во все отборы турбины.

$$\sum \alpha_j = 0,37644$$

$$\alpha_K = 1 - 0,37644 = 0,62356$$

Этот же расход α_K можно определить, с другой стороны, из материального баланса конденсатора и точки смешения перед конденсатным насосом как

$$\alpha_K = \alpha_{OK}^* - \sum \alpha_{\text{слив}}$$

где α_{OK}^* – относительный расход основного конденсата на входе в груп-

пу ПНД, определяется при расчете группы ПНД;

$\sum \alpha_{\text{слив}}$ – сумма относительных расходов, сливаемых в конденсатор и в точку смешения перед конденсатным насосом.

В нашем случае α_k уже определено в расчёте ПНД 6-7.

$$\delta \alpha_k = \frac{|\alpha_k - \alpha'_k|}{\alpha_k} \cdot 100\% = \frac{|0,62356 - 0,62356|}{0,62356} \cdot 100\% = 0\% < 0,5\%$$

2.10. Определение расхода пара на турбину

Расход пара на турбину определяется по формуле:

$$D_0 = \frac{N_g \cdot 10^3}{\left[H_i \cdot \eta_m \cdot \eta_s \cdot \left(1 - \sum \alpha_j \cdot Y_j \right) \right]},$$

где все входящие в формулу величины определены ранее.

Отбор	α	Y	$\alpha \cdot Y$	H , кДж/кг	$\alpha \cdot H$, кДж/кг	D , кг/с
1	0,05655	0,7178	0,0405903	464,2	26,25051	10,85
2	0,16918	0,6045	0,1022609	650,6	110,068508	32,45
3	0,0648	0,4662	0,0302095	878	56,8944	12,43
4	0,04704	0,4157	0,0195533	961,1	45,210144	9,02
5	-0,02817	0,3177	-0,008949	1122,3	-31,615191	-5,4
6	0,03888	0,2144	0,0083348	1292,2	50,240736	7,46
7	0,02816	0,1240	0,0034909	1440,9	40,575744	5,4
К	0,62356	0	0	1644,8	1025,63149	119,6
Σ	0,37644		0,195491		1323,25634	

$$\sum \alpha_j Y_j = 0,195491$$

$$D_0 = \frac{250 \cdot 10^3}{\left[1644,8 \cdot 0,985 \cdot \left(1 - 0,195491 \right) \right]} = 191,8 \text{ кг/с}$$

$$\delta D_0 = \frac{|190,3 - 190,8|}{190,3} \cdot 100 \% = 0,27\% < 2\%$$

2.11. Проверка мощности

Правильность расчета расходов можно определить по расчетной электрической мощности.

$$N'_9 = D_0 \cdot (\alpha_k \cdot H_i + \sum \alpha_j \cdot H_j) \cdot \eta_m \cdot \eta_e$$
$$N'_9 = 191,8 \cdot 1323,25634 \cdot 0,985 = 249993,6 \text{ кВт}$$
$$\delta N = \frac{|250000 - 249993,6|}{250000} \cdot 100 \% = 0,0026 \% < 1 \%$$

2.12. Расчет показателей тепловой экономичности

Основными отчетными показателями ТЭС являются удельные расходы условного топлива на отпущенные электрическую и тепловую энергии.

1. Тепловая нагрузка парогенератора, кВт:

$$Q_{ПГ} = D_0 \cdot [\alpha_{ПГ} \cdot (h_0 - h_{нс}) + \alpha_{nn} \cdot \Delta h_{nn}]$$

где h_0 – энтальпия пара на входе в турбину, $\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$;

$h_{пв}$ – энтальпия питательной воды на входе в парогенератор, $\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$;

$\Delta h_{пр}$ – повышение энтальпии в промежуточном пароперегревателе, $\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$;

$\alpha_{ПГ}$ – относительный расход пара из парогенератора;

$$Q_{ПГ} = 191,8 \cdot [1,03 \cdot (3372,3 - 976,3) + 1 \cdot 614,4] = 591182 \text{ кВт}$$

2. Полная тепловая нагрузка турбоустановки, кВт:

$$Q_{ТУ} = D_0 \cdot [(\alpha_{my} + \alpha_{ynl}) \cdot (h_0 - h_{нс}) + \alpha_{nn} \cdot \Delta h_{nn} + \alpha_{дв} \cdot (h_{дв} - h_{нс})]$$

где $\alpha_{дв}$ – относительный расход добавочной воды;

$h_{дв}$ – энтальпия добавочной воды.

$$Q_{ТУ} = 191,8 \cdot [(1 + 0,02) \cdot (3372,3 - 976,3) + 1 \cdot 614,4 + 0,0101 \cdot (50 - 976,3)] =$$
$$= 584792 \text{ кВт}$$

3. Тепловая нагрузка турбоустановки на отопление, кВт:

$$Q_T = \frac{Q_{om}^{cn}}{\eta_n},$$

где Q_{om}^{cn} – тепловая нагрузка сетевых подогревателей

$$Q_T = \frac{40000}{0,98} = 40816 \text{ кВт}$$

4. Тепловая нагрузка турбоустановки по производству электроэнергии, кВт:

$$Q_{TY}^{\circ} = Q_{TY} - Q_T = 584792 - 40816 = 543976 \text{ кВт}$$

5. КПД турбоустановки по производству электроэнергии:

$$\eta_{my}^{\circ} = \frac{N_{\circ}'}{Q_{my}^{\circ}}$$

$$\eta_{my}^{\circ} = \frac{250000}{543976} = 0,4596$$

6. КПД трубопроводов:

$$\eta_{mp} = \frac{Q_{TY}}{Q_{III}} = \frac{584792}{591182} = 0,9892$$

7. КПД станции по отпуску электроэнергии:

$$\eta_c^{\circ} = \eta_{my}^{\circ} \cdot \eta_{mp} \cdot \eta_{nz} \cdot (1 - k_{cn}) = 0,4596 \cdot 0,9892 \cdot 0,948 \cdot (1 - 0,02) = 0,4238$$

8. Удельный расход условного топлива по отпуску электроэнергии, г у. т.

$$b_{\circ}^{omn} = \frac{123}{\eta_c^{\circ}} = \frac{123}{0,4238} = 291,2 \text{ г.у.т./кВт·ч}$$

9. КПД станции по отпуску теплоты:

$$\eta_c^m = \eta_{nz} \cdot \eta_{mp} \cdot \eta_n = 0,948 \cdot 0,9892 \cdot 0,98 = 0,919$$

10. Удельный расход условного топлива по отпуску теплоты:

$$b_m^{omn} = \frac{34,1}{\eta_c^m} = \frac{34,1}{0,919} = 37,1 \text{ кг у.т./ГДж}$$

III. Выбор основного и вспомогательного оборудования

3.1. Выбор котлов

По паропроизводительности $D=3,6 \cdot 1,03 \cdot 1,03 \cdot 191,8=732,5 \text{ т/ч}$ выбираем котел завода «Красный котельщик» типа Кп-1000-25-545/542 ГМН (Модель ТГМП-354П), абсолютное давление 25 МПа, температура пара 545°C.

Паровой котёл на сверхкритические параметры пара прямоточный с однократным промперегревом, работающие на газе и мазуте, предназначены для блоков 250-300 МВт с теплофикационной турбиной и 300-315 МВт с конденсационной турбиной.

Котёл имеет П-образную компоновку и состоит из следующих основных узлов: топочной камеры и опускного газохода, соединенных в верхней части переходным газоходом, пароперегревателя, водяного экономайзера, 2-х вынесенных за пределы здания регенеративных вращающихся воздухоподогревателей.

Все газоходы котлов экранированы газоплотными панелями и образуют единую газоплотную коробку.

С целью улучшения экологических показателей на данных котлах внедрены определенные технологические мероприятия.

Топочная камера котлов ТГМП-354П, оборудована 8 полуподовыми газомазутными плоскофакельными горелками, позволяющими улучшить экологические показатели котла.

Процессы питания котлов, горения, регулирования температуры перегрева пара полностью автоматизированы.

3.2. Выбор насосов

3.2.1. Питательные насосы

Расход и подача питательной воды:

$$G_{нв} = \alpha_{нв} \cdot G_0 = 1,03 \cdot 191,8 = 197,6 \text{ кг / с}$$

$$V = G_{нв} \cdot \nu \cdot 3600 = 197,6 \cdot 3600 \cdot 0,001101 = 783 \text{ м}^3 / \text{ч}$$

Выбираем стандартную приводную турбину для турбоагрегата К-300-240, Р-12-14П производства АО «Пролетарский завод» и к ней питательный насос ПН-1135-340.

В качестве пускорезервного насоса выбираем ПЭ 600-300-4 с гидромуфтой и встроенным мультипликатором. В качестве бустерных выбираем насосы марки 12ПД-8 в количестве 2 шт.

3.2.2. Конденсатные насосы

Выбирают с одним резервным насосом: два насоса с подачей, равной 100% полной или три насоса с подачей, равной 50 %. Расчетная подача конденсатных насосов определяется по формуле:

$$G_k = 1,1 \div 1,2 \cdot G_k^{\max}$$

где $G_k^{\max}$ – максимальный расход пара в конденсатор. Определяется по конденсационному режиму работы.

$$G_k^{\max} = (\alpha_{BCП} + \alpha_{HСП} + \alpha_{ок}^*) \cdot D_0 = (0,69602 + 0,078141) \cdot 191,8 = 148,5 \text{ кг/с}$$

$$G_k = 1,1 \cdot 148,5 = 163,4 \text{ кг/с}$$

Подача конденсатного насоса:

$$V = G_k \cdot v \cdot 3600 = 163,4 \cdot 0,001003 \cdot 3600 = 590 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Также рассчитаем конденсатный насос дренажа ПНД6:

$$V = G_k \cdot v \cdot 3600 = 1,1 \cdot 0,89917 \cdot 191,8 \cdot 0,001036 \cdot 3600 = 707,5 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Выбираем для основного конденсата: насосы первой ступени –

КсВ-320-85 2+1 шт., для второй ступени - КсВ-320-160 2+1 шт.; также выбираем 2 насоса КсВ-700-180 для перекачивания дренажа ПНД-6.

3.2.3. Сетевые насосы

Установка сетевых насосов возможна в виде насосной группы без привязки к конкретным турбинам. В этом случае резервный насос устанавливается при числе рабочих насосов не более трех. При большем числе работающих насосов резервный не требуется.

Расчетная подача сетевых насосов определяется по формуле:

$$V = 1,2 \cdot G_{сг} \cdot v \cdot 3600 = 1,2 \cdot 118,2 \cdot 0,00109 \cdot 3600 = 557 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Выбираем сетевые насосы СЭ800-100-11 в количестве 1+1 шт.

3.3. Деаэраторы питательной воды

Суммарная производительность деаэраторов выбирается по максимальному расходу питательной воды. На каждый блок устанавливается, по возможности, один деаэратор с одной или двумя колонками с рабочим давлением 0,55-0,7 МПа. Емкость баков деаэраторов должна быть на 15% больше запаса питательной воды, который составляет: для блочных электростанций не менее 3÷5 минут, для электростанций с поперечными связями - не менее 7 минут работы при остановке конденсатных насосов.

Номинальная производительность деаэратора:

$$G_d = G_{пв} = 197,6 \text{ кг/с.}$$

$$V_d = G_{пв} \cdot v \cdot t \cdot 1,15 = 197,6 \cdot 0,001101 \cdot 5 \cdot 60 \cdot 1,15 = 75,1 \text{ м}^3$$

Выбираем деаэраторную колонку ДП-1000(номинальная производительность 277,8 кг/с) с деаэраторным баком БДП-100-1.

3.4. Выбор испарителя

Выбор испарителя будем производить по номинальному расходу вторичного пара, поскольку при расчете был выбран оптимальный температурный напор.

$$G_u = 191,8 \cdot 0,01 = 1,92 \text{ кг/с}$$

Выбираем испаритель поверхностного типа И-120-2.

3.5. Выбор регенеративных подогревателей

Как правило, применяется одноточечная схема подогревателей; на каждый регенеративный отбор должен устанавливаться один корпус подогревателя. В энергоблоках ТЭС и АЭС применяются поверхностные и смешивающие регенеративные подогреватели; смешивающие используются в качестве подогревателей низкого давления.

Регенеративные подогреватели выбираются в соответствии с давлением по паровой и водяной стороне, расходом воды и поверхностью нагрева, которая определяется в результате теплового расчета подогревателя на основании данных расчета тепловой схемы.

3.5.1. Выбор подогревателей низкого давления

1) П7

$$G_{OK}=133,5 \text{ кг/с}$$

$$\Delta t = \frac{\Delta t_{\delta} - \Delta t_{\text{м}}}{\ln \frac{\Delta t_{\delta}}{\Delta t_{\text{м}}}}$$

$$\Delta t_{\delta}=t_s-t_{\text{вх}}=59-29=30^{\circ}\text{C}$$

$$\Delta t_{\text{м}}=t_s-t_{\text{вых}}=59-57=2^{\circ}\text{C}$$

$$\Delta t = \frac{30 - 2}{\ln \frac{30}{2}} = 10,34^{\circ}\text{C}$$

$$Q_{П7}=133,5 \cdot 4,2 \cdot (57-29)=15700 \text{ кВт}$$

$$F = \frac{15700}{3 \cdot 11,34} = 506,1 \text{ м}^2$$

Выбираем ПН-550-26-2-IV-нж

2) П6

По расходу 172,5 кг/с и давлению в подогревателе 0,0602 выбираем стандартный для турбины К-300-240 смешивающий подогреватель ПНСВ-800-2 с параметрами:

Типоразмер	Типоразмер турбины	Расход, кг/с		Температура конденсата, °C		Температура пара, °C	Рабочее давление в корпусе, МПа	Объем корпуса подогревателя, м³	Масса подогревателя, заполненного водой, т
		конденсата	пара	на входе	на выходе				
ПНСВ-800-2	К-300-240-3	222,2	14,7	49	94	134	0,082	21	28

3) П5

$$G_{OK}=172,5 \text{ кг/с}$$

$$\Delta t = \frac{\Delta t_{\delta} - \Delta t_{\mathcal{M}}}{\ln \frac{\Delta t_{\delta}}{\Delta t_{\mathcal{M}}}}$$

$$\Delta t_{\delta}=t_s-t_{BX}=117-86=31^{\circ}\text{C}$$

$$\Delta t_{\mathcal{M}}=t_s-t_{\text{ВЫХ}}=117-115=2^{\circ}\text{C}$$

$$\Delta t = \frac{31-2}{\ln \frac{31}{2}} = 10,58^{\circ}\text{C}$$

$$Q_{П7}=172,5 \cdot 4,2 \cdot (115-86)=21006 \text{ кВт}$$

$$F = \frac{21006}{3 \cdot 10,58} = 661,8 \text{ м}^2$$

Выбираем ПН-850-25-6-I

4) П4

$$G_{OK}=172,5 \text{ кг/с}$$

$$\Delta t_{\delta}=t_s-t_{BX}=146-115=31^{\circ}\text{C}$$

$$\Delta t_{\mathcal{M}}=t_s-t_{\text{ВЫХ}}=146-144=2^{\circ}\text{C}$$

$$\Delta t = \frac{31-2}{\ln \frac{31}{2}} = 10,58^{\circ}\text{C}$$

$$Q_{П4}=172,5 \cdot 4,2 \cdot (144-115)= 21006 \text{ кВт}$$

$$F = \frac{21006}{3 \cdot 10,58} = 661,8 \text{ м}^2$$

Выбираем ПН-850-25-6-I

3.5.2. Выбор подогревателей высокого давления

1) П2

$$G_{ПВ}=197,6 \text{ кг/с}$$

$$\Delta t_0 = t_s - t_{BX} = 198 - 162,6 = 35,4 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$\Delta t_M = t_s - t_{ВЫХ} = 198 - 193,8 = 4,2 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$\Delta t = \frac{35,4 - 4,2}{\ln \frac{35,4}{4,2}} = 14,64 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$Q_{П2} = 197,6 \cdot 4,3 \cdot (193,8 - 162,6) = 26504 \text{ кВт}$$

$$F = \frac{26504}{3 \cdot 14,64} = 603,6 \text{ м}^2$$

Выбираем ПВ-900-380-18

2) П1

$$G_{ПВ}=197,6 \text{ кг/с}$$

$$\Delta t_0 = t_s - t_{BX} = 229 - 193,8 = 35,2 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$\Delta t_M = t_s - t_{ВЫХ} = 229 - 225 = 4 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$\Delta t = \frac{35,2 - 4}{\ln \frac{35,2}{4}} = 14,35 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$Q_{П1} = 197,6 \cdot 4,3 \cdot (225 - 193,8) = 26504 \text{ кВт}$$

$$F = \frac{26504}{3 \cdot 14,35} = 615,8 \text{ м}^2$$

Выбираем ПВ-900-380-66

3.5.3. Выбор сетевых подогревателей

По номинальной теплопроизводительности, а также по рабочему давлению выбираем два подогревателя ПСВ-125-7-15 с параметрами:

Обозначение подогревателя	Площадь поверхности теплообмена, м ²	Рабочее давление, МПа		Максимальная температура пара на входе, °С	Температура сетевой воды, °С		Номинальный расход воды, т/ч	Расчетная теплопроизводительность, МВт	Количество ходов сетевой воды	Масса подогревателя, кг
		пара в корпусе	воды в трубной системе		на входе	на выходе				
ПСВ-125-7-15	125	0,147	1,47	400	70	110	500	23,26	2	4295
		0,69			110	150				4749

Выбор остальных элементов тепловой схемы.

По аналогии с прототипом выбираем конденсатор 300-КСЦ-3, два эжектора (в комплекте с охладителями) типа ЭВ-1-230 и охладитель пара из уплотнений (с эжектором) ПС-115.

Список использованной литературы

1. Сертифицированный набор программ для вычислений свойств воды и водяного пара "WaterSteamPro"TM
2. Елизаров Д. П. Теплоэнергетические установки электростанций. – М: Энергоиздат, 1982. – 264 с.
3. Рихтер Л.А. и др. Вспомогательное оборудование тепловых электростанций. – М.: Энергоатомиздат, 1987.
4. Рыжкин Е.Я. Тепловые электрические станции. -М.:Энергия,1976.- 448 с.
5. Баженов М. И. и др. Промышленные тепловые электростанции. – М.:1979. – 296 С.
6. Леонков А. М., Яковлев А. В.Тепловые электрические станции. Минск.; Высшая школа, 1978. – 222 с.
7. Тепловое оборудование и тепловые сети: Учебник для ВУЗов Г. А. Арсеньев и др. – М : Энергоатомиздат, 1983. – 400 с.
8. Долговский ЕМ. Тепловые электрические станции и тепловые сети. – М.: ГЭИ, 1963. – 234 с.
9. Теплотехнический справочник. – М.: Энергия, 1975. – 744 с.
10. Справочник / Под общ. ред. чл.-корр. АН СССР В. А. Григорьева, В. М. Зорина. Справочная серия. Учебное пособие для ВУЗов. 2-е изд., перераб.- (Теплоэнергетика и теплотехника; Кн. 3). - М.: Изд-во: Энергоатомиздат, 1989. - 608 с.

