

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	9
1. АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ И ПЕРСПЕКТИВНЫХ ТЕПЛОВЫХ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК, РЕЖИМОВ РАБОТЫ ОБОРУДОВАНИЯ И ОТПУСКА ТЕПЛА	11
1.1 Краткая характеристика станции.....	15
2. РАЗРАБОТКА АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ВАРИАНТОВ РЕКОНСТРУКЦИИ СТАНЦИИ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ТЕМЫ.....	23
2.1. Техничко-экономический анализ и сравнение вариантов реконструкции ТЭЦ	28
3 РАСЧЕТ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ ТУРБОУСТАНОВКИ.....	33
3.1 Описание турбоагрегата ПТ–29/35–2,9/1,0 [10].....	33
3.2 Принципиальная тепловая схема турбоустановки ПТ-29/35-2,9/1,0..	34
3.6 Расчет схемы отпуска теплоты	43
3.10 Расчет подогревателей высокого давления	48
3.11 Расчет атмосферного деаэратора	49
4 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭКОНОМИЧНОСТИ СТАНЦИИ ПОСЛЕ РЕКОНСТРУКЦИИ.....	54
5 ВЫБОР ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ.....	63
6 ТЕПЛОВОЙ РАСЧЕТ ОСНОВНОГО БОЙЛЕРА И ТРУБОПРОВОДОВ	69
7 АСР УРОВНЯ КОНДЕНСАТА В ПОДОГРЕВАТЕЛЕ СЕТЕВОЙ ВОДЫ	80
8 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	92
9 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	98
10. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЛИЯНИЯ РЕКОНСТРУКЦИИ НА ЭКОЛОГИЮ РАЙОНА	107
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	114
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	115
Приложение А.....	118
Приложение Б.....	121
Приложение В.....	125

					ФЮРА.421000.001ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		7

Принципиальная тепловая схема ТЭЦ, ФЮРА.311110.001.ТЗ,
формат А1

Паропровод производственного отбора, ФЮРА.311310.006.ВО,
формат А1

План главного здания ТЭЦ на отм. 7000, ФЮРА.311110.002.МЧ,
формат А1

Схема сетевой воды пара и конденсата, ФЮРА.311011.005.ТЗ,
формат А1

Схема острого пара ПТ-29/35-2,9/1, ФЮРА.311023.004.ТЗ, формат А1

CD-диск.(Пояснительная записка в формате Microsoft Word 2010,
графическая часть в формате cdw).

					ФЮРА.421000.001ПЗ	Лист
						8
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

ВВЕДЕНИЕ

При рассмотрении перспективы технического перевооружения ТЭС следует учитывать специфику ТЭЦ, которые, в отличие от КЭС, жестко связаны с потребителями тепловой энергии сложными и дорогостоящими коммуникациями. С учетом этого, а также принимая во внимание значительную долю ТЭЦ в общем балансе установленной мощности и выработки электроэнергии ТЭС, техническое перевооружение ТЭЦ становится одной из глобальных задач.

Техническое перевооружение ТЭЦ в РАО «ЕЭС России» в период до 2012 г. В основном будет обеспечиваться резервом электрических и тепловых мощностей действующих ГРЭС и ТЭЦ.

Специфическая особенность комбинированного производства электрической и тепловой энергии заключается в том, что тепловая экономичность ТЭЦ в большей степени определяется долей выработки электроэнергии на тепловом потреблении. Наряду с этим при значительной недогрузке ТЭЦ условно постоянные расходы в себестоимости товарной продукции ТЭЦ достигают почти 50 %, а при нормальной загрузке снижаются до 40 %. Таким образом, увеличение загрузки ТЭЦ по электрической и тепловой мощности способствует существенному повышению тепловой и экономической эффективности ТЭЦ.

Анализ показателей работы ТЭЦ свидетельствует о постоянном снижении отпуска тепла, в том числе из отборов паровых турбин.

Общее снижение потребления тепла отборов вызвано различными причинами, включая развитие собственных источников теплоснабжения у потребителей. Однако наиболее существенным является снижение потребности в производственном паре крупных предприятий различных отраслей, чья деятельность в последние годы резко сократилась, а зачастую и прекратилась.

					ФЮРА.421000.001ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		9

Теплоэлектроцентрали, строившиеся с учетом прежних производственных масштабов предприятий, вынуждены сокращать производство и отпуск тепла. Вследствие этого снижаются коэффициенты использования установленной мощности, экономические и другие эксплуатационные показатели [1].

Реальная ситуация на ТЭЦ, в большинстве своем нуждающихся в полном или частичном техническом перевооружении, при разработке концепции требует учитывать конкретные условия каждой из ТЭЦ. Они включают в себя: замену, модернизацию или демонтаж других турбин электростанции, изменение тепловой схемы, перераспределение отопительных нагрузок между существующими турбоагрегатами с изменением схемы теплофикационных узлов, установку дополнительного теплообменного оборудования, замену трубопроводов, реконструкцию электротехнического оборудования и т.п [23].

На ТЭЦ НКМК актуален вопрос повышения надежности работы станции. Это связано с тем, что на ТЭЦ установленные турбогенераторы уже выработали свой ресурс. Только за счет ввода новых турбогенераторов и вывода изношенных турбогенераторов повысится надёжность и экономичность работы станции [23].

В представленной дипломной работе рассматривается установка нового турбогенератора ПТ-29/35-2,9/1,0 на место ранее демонтированной турбины.

					ФЮРА.421000.001ПЗ	Лист
						10
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

1. АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ И ПЕРСПЕКТИВНЫХ ТЕПЛОВЫХ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК, РЕЖИМОВ РАБОТЫ ОБОРУДОВАНИЯ И ОТПУСКА ТЕПЛА

ТЭЦ Кузнецкого металлургического комбината является энергетическим центром комбината и служит основным и единственным источником тепловой и электрической энергии для цехов завода, а также одним из основных источников теплоснабжения Центрального и Куйбышевского районов г. Новокузнецка. Горячее водоснабжение всех потребителей осуществляется по схеме открытого водоразбора с температурным графиком теплосети 150-70 °С со срезкой на 125 °С [23].

Строительство ТЭЦ Кузнецкого металлургического комбината осуществлялось очередями, и ввод производственных мощностей производился поэтапно. Первая очередь станции введена в эксплуатацию в 1932г., завершено строительство станции в 1949г.

Значение ТЭЦ, как источника энергоснабжения завода, так и одного из основных источников теплоснабжения города, сохраняется как в настоящее время, так и на перспективу как минимум до 2015 г. В соответствии с действующей «Схемой теплоснабжения г. Новокузнецка» ТЭЦ Кузнецкого металлургического комбината должна отпускать Центральному району города 445 Гкал/ч теплоэнергии.

Снижение величины отпуска тепла городу предусматривается после развития источников РАО ЕЭС, в том числе в первую очередь «Кузнецкой ТЭЦ». Однако развитие источников РАО ЕЭС существенно отстаёт от насущных потребностей и от запланированных «Схемой» сроков как минимум на 15-20 лет. В связи с этим задача обеспечения отпуска тепла городу от ТЭЦ «НКМК» сохранится как минимум в ближайшие 10 – 20 лет.

					ФЮРА.421000.001ПЗ	Лист
						11
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

Существующие электрические нагрузки ТЭЦ [23]:

Установленная мощность станции – 71 МВт.

Общая выработка электроэнергии – 372662 тыс. кВт/ч.

Промышленный пар - 370 т/ч, лето - 120 т/ч.

Теплофикационный пар: зима - 440 т/ч, лето - 135 т/ч.

Расход циркуляционной воды - 3000 т/ч.

Паровая нагрузка котельной:

зима - 900 т/ч (в работе 7 котлов), лето 400 т/ч (в работе 3 котла).

Среднее число часов использования установленной мощности $t_{\text{ср}} = 5249$ ч.

Состояние сохранных турбогенераторов № 1, 3, 5 и 7 характеризуется крайней степенью износа, что подтверждается сроком эксплуатации и необходимостью снижения эксплуатационных нагрузок. При этом дальнейшее продолжение эксплуатации турбогенераторов 3 и 5, отработавших к настоящему времени 3-х кратный нормативный срок и работающих в настоящее время на пониженных нагрузках в любой момент может завершиться аварией.

Принятие решения о выводе из работы энергетического оборудования ТЭЦ существенно осложняется из-за отсутствия четких критериев, позволяющих сделать технически и экономически обоснованный вывод о необходимости прекращения эксплуатации оборудования. Например, окончание нормативного срока службы, исходя из реновационных отчислений, не влечет за собой безусловного вывода оборудования из эксплуатации по причине морального износа. Однако обновление основных фондов в энергетике происходит почти втрое медленнее, чем в целом в промышленности.

					ФЮРА.421000.001ПЗ	Лист
						14
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

Сохранение этой ситуации и в дальнейшем могло бы привести к тому, что доля морального и физически изношенного оборудования непрерывно доля морального и физически изношенного оборудования непрерывно возрастала бы.

При этом надо учесть следующее:

- По имеющимся оценкам работы металла по критерию ползучести имеет расчетный ресурс 170-220 тыс. часов.
- По истечению указанного срока службы энергетическое оборудование ТЭЦ достигает предельного физического износа, и следовательно, должно быть выведено не только как морально устаревшее и малоэффективное, но так же и как ненадежное. Поэтому необходимо принять скорейшие меры по техническому перевооружению ТЭЦ.

Следует отметить, что котельное оборудование на протяжении периода эксплуатации периодически обновлялось за счёт замены изношенных поверхностей нагрева.

Перспектива развития тепловых и электрических нагрузок ТЭЦ заключается в поэтапной замене генерирующих мощностей. Только за счет ввода новых турбогенераторов и вывода изношенных турбогенераторов повысится надёжность работы станции.

1.1 Краткая характеристика станции

ТЭЦ НКМК в своем составе имеет шесть цехов [23]:

- котельный цех;
- турбинный цех.
- химический цех;
- электроцех;
- цех тепловой автоматики и измерений;
- цех теплофикации.

					ФЮРА.421000.001ПЗ	Лист
						15
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

Котельный цех

В котельный цех входят: котельная ТЭЦ, топливоподача с системами пылеприготовления. Топливом для котлов служит: коксовый и природный газы, каменный уголь и мазут.

Продукцией котельной ТЭЦ является острый пар давлением 28 Па, идущий на турбогенераторы – для выработки электроэнергии, на РОУ для получения промышленного пара для нужд завода и пара 3-6 Па для нужд бойлерной.

Котельная ТЭЦ

В котельной установлено восемь паровых котлов. Первая очередь котлов ст. №№ 1-4 паропроизводительностью 160 т/ч работают на природном и коксовом газе, вторая очередь – ст. №№5-8 - 200 т/ч на угольной пыли и природном газе. Коксовый и природный газы транспортируются до горелок котлов по газопроводам под давлением [23].

Угольная пыль из пылевого бункера с помощью питателей пыли по пылепроводам, поступает в топку. Транспортировка пыли от стояка питателя пыли до топки происходит за счет воздуха нагнетаемого эксгаустером. При сгорании топлива, выделяется определенное количество тепла, которое идет на превращение воды, циркулируемой в трубах котла в перегретый пар.

Перегретый пар с температурой 400°С и давлением 28Па из перегревателя котла через паро-сборочную коробку поступает в главные паропроводы котельной, а затем потребителям.

После сгорания угольной пыли в топках котлов часть несгоревшего угля, а также зола за счет разрежения, создаваемого дымососом, уносятся дымовыми газами в газоходы котла и выбрасываются в атмосферу. Перед дымососами установлены золоуловители.

Кроме золы, уносимой в газоходы, часть золы и несгоревшего топлива спекается в шлак и под действием сил тяжести выпадает в шлаковый бункер и шлаковый комод котла.

					ФЮРА.421000.001ПЗ	Лист
						16
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

Шлак из комода дробится гидродробилками и смывается в канаву, откуда водой уносится в приемный бункер гидрозолоудаления. Туда же поступает золовая пульпа из-под золоуловителей. Шлаковая пульпа (зола, шлак с водой) с помощью багерных насосов откачивается на золошлакоотвал.

Оборудование котельного цеха представлено в приложении А.

Топливоподача

ТЭЦ имеет две топливоподачи, расположенные с южной и северной стороны здания ТЭЦ, которые служат для транспортировки угля с разгрузочных эстакад до бункеров систем пылеприготовления.

Каждая топливоподача состоит из двух самостоятельных систем: рабочей и резервной. Уголь на ТЭЦ поступает непосредственно с шахт в саморазгружающихся вагонах. Складов твердого топлива ТЭЦ не имеет. Вагоны с углем поступают на разгрузочные эстакады топливоподачи, где разгружаются в 32 разгрузочных бункера (по 16 бункеров на каждой эстакаде)[23].

Из разгрузочных бункеров уголь через разгрузочные тележки последовательно передается на пластинчатые транспортеры, порционеры, вертикальные ковшевые конвейеры, грохота и дробилки, где производится дробление угля до размеров 25х25 мм. Пройдя грохота и дробилки, уголь поступает на ленточные (резиновые) транспортеры и при помощи разгрузочных тележек и плужковых сбрасывателей уголь распределяется по расходным бункерам систем пылеприготовления. Расходных бункеров по два на каждый котел.

Системы пылеприготовления

Системы пылеприготовления (по две на каждый котел) служат для размола угля и транспортировки угольной пыли к горелкам котлов. Системы пылеприготовления имеют питатели сырого угля,

					ФЮРА.421000.001ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		17

шаровые и барабанные мельницы производительностью 15-20 т/ч, мельничные вентиляторы (эксгаустеры), сепараторы, циклоны, промежуточные пылевые бункеры и шнеки. Уголь из расходных бункеров питателем угля подается в мельницу, где размалывается падающими шарами в угольную пыль толщиной помола $R=5-7$ мм. Для подсушки топлива и улучшения процесса размола в мельницы подается горячий воздух из воздухоподогревателей котлов. Получаемая в мельнице угольная пыль, за счет разрежения воздуха, создаваемого эксгаустером, проходит сепаратор, где происходит разделение пыли от транспортирующего воздуха и поступает с помощью шнеков в пылевой бункер любого из восьми котлов.

Водогрейная котельная

Водогрейная котельная состоит из 4-х котлов ПТВМ-100 [23], работающих на природном газе и мазуте, и осуществляющих подогрев сетевой воды, идущей на теплоснабжение города и завода; 5-ти сетевых насосов, осуществляющих подачу сетевой воды через котлы в город.

К оборудованию ВК также относятся: мазутонасосная, где установлено три мазутных насоса, осуществляющих подачу мазута к форсункам котлов и прокачку его по кольцу котельной, подогреватели и фильтры мазута, нейтрализационная, где производится нейтрализация обмывочных вод котла.

Турбинный цех

Продукцией турбинного цеха является: электроэнергия, промышленный и отопительный пар, а также горячая вода для системы теплоснабжения завода и города.

В турбинном цехе установлено: 5 турбогенераторов (таблица 1.2), 8 редукционно-охладительных установок (РОУ), 5 групп деаэраторов, 4 бойлера для подогрева сетевой воды и насосы различного назначения [23].

					ФЮРА.421000.001ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		18

Каждый турбогенератор состоит из турбины, приводимой во вращение острым паром, и генератора, расположенного на одном валу с турбиной и служащего для превращения механической энергии в электрическую.

Таблица 1.2 – Состав основных турбогенераторов [23]

Стан- цион №	Тип турбины	Год изготов- ления	Параметры		Расход пара, т/ч	Эл.мощ- ность, МВт
			$t_0, ^\circ\text{C}$	P_0 , МПа		
1	Противодавленческая турбина Калужского завода АР-6-11	1958	400	3,5	100	6
3	Теплофикационная турбина фирмы "Вумаг"	1932	400	2,9	120	12
5	Теплофикационная турбина фирмы "Вумаг"	1934	400	2,9	140	24
6	Противодавленческая турбина ПР-30-2,9-2	2001	400	2,9	220	30
7	Противодавленческая турбина ЛМЗ АПР-12-3	1943	400	2,9	170	12

В связи с выявлением дефектов – микротрещин в апреле 2008 г. согласно заключению № 184 МЦ Ростехнадзора была запрещена эксплуатация проточной части ЦНД ТГ№ 3. На основании имеющегося проекта Харьковского завода, турбогенератор № 3 был переведен на работу с противодавлением (была демонтирована проточная часть ЦНД).

РОУ служит для редуцирования острого пара в пар пониженных параметров (давления и температуры) для промышленных нужд завода и бойлерной. Редуцирование пара производится путем дросселирования и впрыска в него конденсата.

Деаэраторы служат для деаэрации и подогрева питательной воды, идущей для питания котлов. Для деаэрации и подогрева используется пар низких параметров отборов турбин.

					ФЮРА.421000.001ПЗ	Лист
						19
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

Бойлера служат для подогрева сетевой воды. Подогрев осуществляется паром низких параметров от отборов турбин, РОУ.

Вспомогательное оборудование турбинного цеха представлено в приложении Б.

Химический цех

Химический цех в своем составе имеет:

- химводоочистки (ХВО №№ 1, 2, ХВО № 3);
- две химлаборатории и маслохозяйство.

Продукцией ХВО № 1 является химочищенная вода для подпитки паровых котлов. Схема работы: коагуляция – фильтрация через мех. фильтры – двухступенчатое Na-катионирование в катионитовых фильтрах.

Продукцией ХВО № 2, 3 является химочищенная вода для подпитки теплосетей завода и города.

Схема работы ХВО № 2: коагуляция – фильтрация через мех. фильтры (10 шт.) – Na-катионирование (10 шт.) – деаэрация (Д-300 – 4 шт.). Производительность до 1000 м³/ч, t = 80°C.

Сырая вода из реки Томь, частично подогретая в конденсаторе турбогенератора № 5 до температуры 40°C, поступает на механические и Na-катионитовые фильтры, освобождаясь от механических примесей и солей жесткости, проходит деаэрацию, освобождаясь от растворенного кислорода воде. Далее подготовленная химически очищенная вода идет на подпитку теплосети.

Схема работы ХВО № 3: коагуляция – осветление в осветлителях – фильтрация через мех. фильтры – подкисление серной кислотой – дегазация в декарбонизаторах – фильтрация через катионитовые фильтры. Производительность до 600 м³/ч, t = 80°C.

Питание водой ХВО осуществляется циркуляционной водой через конденсатор турбогенератора №5.

					ФЮРА.421000.001ПЗ	Лист
						20
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

Система водоснабжения ТЭЦ – оборотная с 2-мя брызгальными бассейнами, служащими для охлаждения циркуляционной воды.

Подпитка бассейнов осуществляется от насосной станции 1-го подъема, принадлежащей цеху водоснабжения и расположенной на берегу реки Томь.

На химводоочисках установлены:

- насосы сырой воды;
- насосы подпитки тепловых сетей;
- теплообменные аппараты;
- коагуляционная установка;
- катионитовые фильтры;
- щелочная и соляная установки на ХВО № 3;
- деаэраторы;
- емкости и насосы для перекачивания химреагентов.

В химлабораториях производятся анализы воды, пара, масла.

На маслохозяйстве производится хранение и регенерация (восстановление) отработанных масел

Электроцех

Электроцех занимается эксплуатацией и ремонтом электрического оборудования станции: генераторов, трансформаторов, электродвигателей, распределительных щитов высокого и низкого напряжения, электрических щитов.

Выработанная в генераторах турбин электроэнергия, а также электроэнергия, принятая через понижающие трансформаторы из системы Кузбассэнерго, поступает в главное распредустройство, откуда осуществляется распределение ее по цехам завода, и через понизительные трансформаторы на распредустройства собственных нужд ТЭЦ.

					ФЮРА.421000.001ПЗ	Лист
						21
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

С распределительных устройств собственных нужд производится питание электродвигателей вспомогательного оборудования и электрических щитов ТЭЦ.

Цех тепловой автоматики и измерений

Цех тепловой автоматики и измерений обслуживает контрольно-измерительные приборы, системы автоматического регулирования и защит всего оборудования ТЭЦ.

В ведении цеха имеются щиты и мастерские КИП и автоматики.

Цех теплофикации

Цех теплофикации занимается обслуживанием и ремонтом межцеховых коммуникаций, а именно паропроводов, воздухопроводов, трубопроводов горячей воды, конденсата, химочищенной и питательной деаэрированной воды.

В состав цеха теплофикации входит насосная станция «Подкачки сетевой воды на пиковую водогрейную котельную ТЭЦ».

					ФЮРА.421000.001ПЗ	Лист
						22
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

микротрещин). Как правило, в работе остаются теплофикационный ТГ №5 и противодавленческий ТГ №1 или ТГ №6, т.к. они жестко завязаны с производственными потребителями. Выработка эл. энергии снижается до 28 МВт [23].

В связи с пуском цеха разделения воздуха в ОАО «НКМК» бронь электропотребления возросла до 36,5 МВт и при выводе в ремонт ТГ № 5 или ТГ № 1(6), она не будет обеспечена. Дефицит электроэнергии будет составлять 11,5 МВт.

4. Дефицит в конденсате.

С закрытием доменного производства (на ТЭЦ НКМК это связано с остановкой турбовоздухонагревателей, которые обеспечивали станцию конденсатом), фактическая работа станции осуществляется только от турбогенератора №5. В связи с этим на ТЭЦ НКМК существует острая нехватка конденсата на впрыск котлоагрегатам и РОУ.

Отсутствует возможность ремонта ТГ № 5 (станц. № 5) без ввода аварийной схемы отдельного фосфатирования котлоагрегатов, в виду полного отсутствия конденсата, что не предусмотрено работой станции.

Исходя из вышесказанного, можно сделать заключение, что для реконструкции турбинного цеха ТЭЦ НКМК необходима турбина:

1. Конденсационная.
2. С регулируемыми отборами пара.
3. Параметры пара перед турбиной – Р=29 Па, t=400°С.
4. Мощность – не менее 25-30 МВт.

Для реконструкции ТЭЦ НКМК с целью повышения тепловой и электрической мощности, а также повысить экономичность работы турбинного оборудования я решила взять для сравнения две турбины (ПТ–29/35–2,9/1,0 и Т–30–2,9)

					ФЮРА.421000.001ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		27

3.9 Расчет вспомогательных элементов тепловой схемы

3.9.1 Расчет расширителя непрерывной продувки

Расширитель непрерывной продувки служит для уменьшения потерь рабочего тела и сохранения части теплоты, сбрасываемой с непрерывной продувкой из барабана парового котла. Расчетная схема расширителя и охладителя непрерывной продувки котла изображена на рисунке 5.

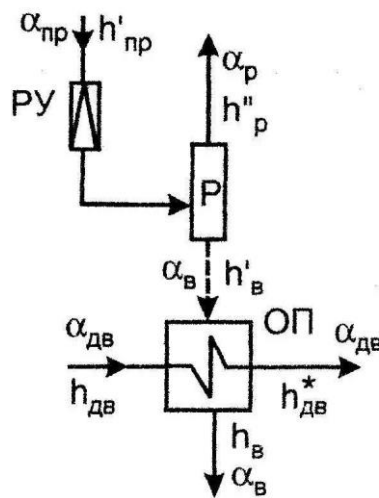


Рисунок 5-Расчетная схема расширителя и охладителя непрерывной продувки котла

Целью расчета расширителя заключается в определении относительных расходов пара α_p и воды α_v по расходу продувочной воды $\alpha_{пр}$ на основе решений материального и теплового балансов

$$\alpha_{пр} = \alpha_p + \alpha_v;$$

$$\alpha_{пр} \cdot h'_{пр} \cdot \eta_c = \alpha_p \cdot h''_p + \alpha_v \cdot h'_v,$$

где $\eta_c = 0,99$ – КПД расширителя

$h'_{пр} = 1048,2$ кДж/кг – энтальпия продувочной воды (для состояния насыщения при давлении в барабане котла, по таблицам)

$$P_6 = 1,2 \cdot P_0 = 1,2 \cdot 2,9 = 3,48 \text{ МПа.}$$

$h''_p = 2685,25$ кДж/кг – энтальпия пара на выходе из расширителя

Давление в расширителе

					ФЮРА.421000.001ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		46

$$P_p = 1,05 \cdot P_d = 1,05 \cdot 0,12 = 0,126 \text{ МПа.}$$

$h'_B = 445,28 \text{ кДж/кг}$ – энтальпия воды на выходе из расширителя

$$0,003 = \alpha_p + \alpha_B ;$$

$$0,003 \cdot 1048,2 \cdot 0,99 = \alpha_p \cdot 2685,25 + \alpha_B \cdot 445,28;$$

$$3,113154 = \alpha_p \cdot 2685,25 + \alpha_B \cdot 445,28;$$

$$\alpha_p = 0,003 - \alpha_B ;$$

$$3,113154 = (0,003 - \alpha_B) \cdot 2685,25 + \alpha_B \cdot 445,28;$$

$$3,113154 = 8,05575 - \alpha_B \cdot 2685,25 + \alpha_B \cdot 445,28;$$

$$\alpha_B = 0,002207;$$

$$\alpha_p = 0,003 - \alpha_B = 0,003 - 0,002207 = 0,000793.$$

3.9.2 Расчет охладителя продувки

Охладитель продувки служит для сохранения части рабочего тела, сбрасываемого с водой из расширителя.

Целью расчета охладителя продувки является определение энтальпии $h^*_{дв}$, с которой добавочная вода поступает в паротурбинную установку.

Температура добавочной воды $t_{дв} = 25^\circ\text{C}$

Энтальпия добавочной воды на входе в охладитель продувки

$$h_{дв} = c \cdot t_{дв} = 4,19 \cdot 25 = 104,75 \text{ кДж/кг.}$$

Относительный расход добавочной воды $\alpha_{дв} = 0,209834$.

$\eta_{п} = 0,98$ – КПД охладителя продувки

Уравнение теплового баланса охладителя продувки дополняется соотношением

$$h_B - h^*_{дв} = (40 - 80) \text{ кДж/кг,}$$

$$\text{принимаяем } h_B - h^*_{дв} = 60 \text{ кДж/кг, отсюда\}$$

$$h_B = 60 + h^*_{дв}$$

$$\alpha_B \cdot (h'_B - h_B) \cdot \eta_{п} = \alpha_{дв} \cdot (h^*_{дв} - h_{дв});$$

$$0,002207 \cdot (445,28 - 60 - h^*_{дв}) \cdot 0,98 = 0,209834 \cdot (h^*_{дв} - 104,75);$$

					ФЮРА.421000.001ПЗ	Лист
						47
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

$$0,8333067 - h_{дв}^* \cdot 0,00216286 = 0,209834 \cdot h_{дв}^* - 21,9801115;$$

$$h_{дв}^* \cdot 0,21199686 = 22,8134182;$$

$$h_{дв}^* = 107,61 \text{ кДж/кг.}$$

$$h_{в} = 60 + h_{дв}^* = 60 + 107,61 = 167,61 \text{ кДж/кг.}$$

3.10 Расчет подогревателей высокого давления

Целью расчета регенеративных подогревателей является определение расходов греющего пара на них.

Сначала рассчитывается группа ПВД, против хода питательной воды, затем деаэратор и ПНД от деаэратора к конденсатору.

3.10.1 Составляем и решаем уравнения материального и теплового балансов подогревателей высокого давления.

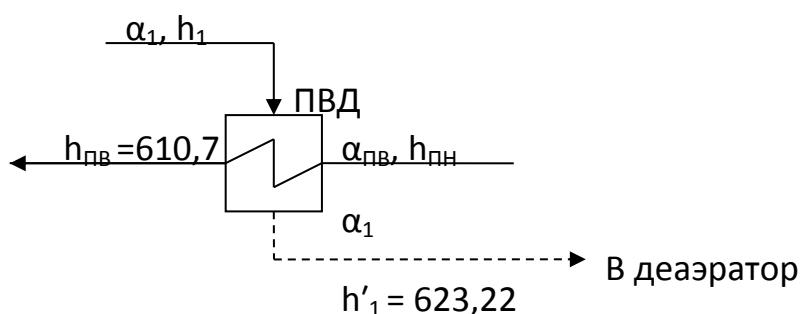


Рисунок 6 – Расчетная схема ПВД

3.10.2 Относительный расход пара на ПВД находим из уравнения теплового баланса подогревателя

$$\alpha_1 \cdot (h_1 - h'_1) \cdot \eta_{\Pi} = \alpha_{\PiВ} \cdot (h_{\PiВ} - h_{\PiН}),$$

где $\eta_{\Pi} = 0,98$ – КПД подогревателя;

$h_{\PiН}$ – энтальпия воды за питательным насосом

$$h_{\PiН} = h_{д} + h_{н}^a = 439,3 + 4,38 = 443,68 \text{ кДж/кг,}$$

где $h_{н}^a$ – адиабатная работа сжатая 1 кг воды в питательном насосе

$$h_{н}^a = V' \cdot (P_{\PiВ} - P_{д}) \cdot 10^3,$$

где $V' = 0,0010473 \text{ м}^3/\text{кг}$ - удельный объем воды в состоянии насыщения при давлении P_d , определяем по [2, табл. XXIII].

$P_{пв}, P_d$ - давления питательной воды за питательным насосом и в деаэраторе;

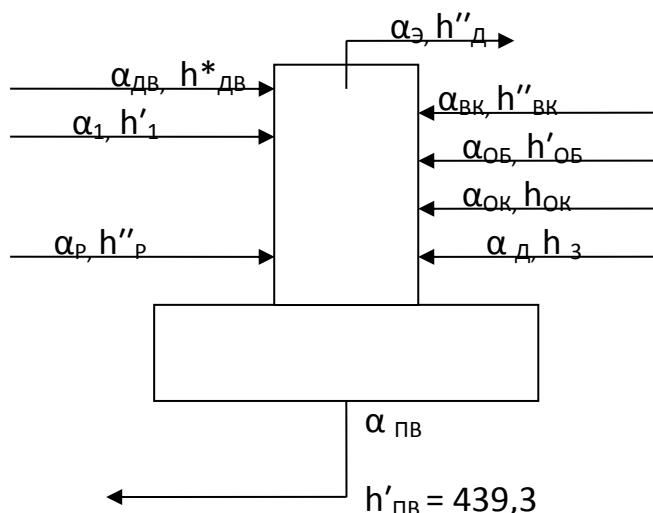
$$h_n^a = 0,0010473 \cdot (4,3 - 0,12) \cdot 10^3 = 4,38 \text{ кДж/кг};$$

$$\alpha_1 = \frac{\alpha_{пв} \cdot (h_{пв} - h_{пн})}{(h_1 - h'_1) \cdot \eta_{п}} = \frac{1,043 \cdot (610,7 - 443,68)}{(2900 - 623,22) \cdot 0,98} = 0,078074.$$

3.11 Расчет атмосферного деаэратора

Атмосферный деаэратор служит для деаэрации добавочной воды. Расчетная схема атмосферного деаэратора изображена на рисунке 7.

Рисунок 7 – Расчетная схема атмосферного деаэратора



3.11.1 Составляем уравнения материального и теплового баланса деаэратора

$$\alpha_{дв} + \alpha_1 + \alpha_p + \alpha_{вк} + \alpha_{ок} + \alpha_{об} + \alpha_d = \alpha_{пв} + \alpha_{э},$$

$$(\alpha_{дв} \cdot h_{дв}^* + \alpha_1 \cdot h'_1 + \alpha_p \cdot h''_p + \alpha_{вк} \cdot h_{вк} + \alpha_{ок} \cdot h_{ок} + \alpha_{об} \cdot h'_{об} + \alpha_d \cdot h_z) \cdot \eta_c = \alpha_{пв} \cdot h'_{пв} + \alpha_{э} \cdot h''_д$$

$\alpha_{э} = 0,002 \div 0,003$ - относительный расход пара на эжектор,

принимаем $\alpha_{э} = 0,002$;

$h''_д = 2683,06 \text{ кДж/кг}$ – энтальпия насыщения пара в деаэраторе, [3, табл. XXIII].

					ФЮРА.421000.001ПЗ	Лист
						49
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

$\eta_c = 0,99$ – КПД смешивающего подогревателя;

$h'_{ПВ} = 439,3$ кДж/кг при $P = 0,12$ МПа (табл.1);

$h''_{БК} = 762,68$ кДж/кг при $P = 1$ МПа (табл.1).

$\alpha_{БК} = G_{БК}/G'_0 = 7,78 / 59 = 0,131864$;

$\alpha_{ОБ} = 0,37288$

3.11.2 Из совместного решения уравнений материального и теплового балансов находим $\alpha_{ОК}$.

$0,209834 + 0,078074 + 0,000793 + 0,131864 + \alpha_{ОК} + 0,37288 + \alpha_{Д} = 1,043 + 0,002$;

$\alpha_{ОК} = 0,251555 - \alpha_{Д}$,

$(0,209834 \cdot 107,61 + 0,078074 \cdot 623,22 + 0,000793 \cdot 2685,25 + 0,131864 \cdot 762,68 +$
 $+ \alpha_{ОК} \cdot 372,93 + 0,37288 \cdot 432,01 + \alpha_{Д} \cdot 2718,24) \cdot 0,99 = 1,043 \cdot 439,3 + 0,002 \cdot 2683,06$

$(335,02482 + \alpha_{ОК} \cdot 372,93 + \alpha_{Д} \cdot 2718,24) \cdot 0,99 = 463,55602$;

$(335,02482 + (0,251555 - \alpha_{Д}) \cdot 372,93 + \alpha_{Д} \cdot 2718,24) \cdot 0,99 = 463,55602$;

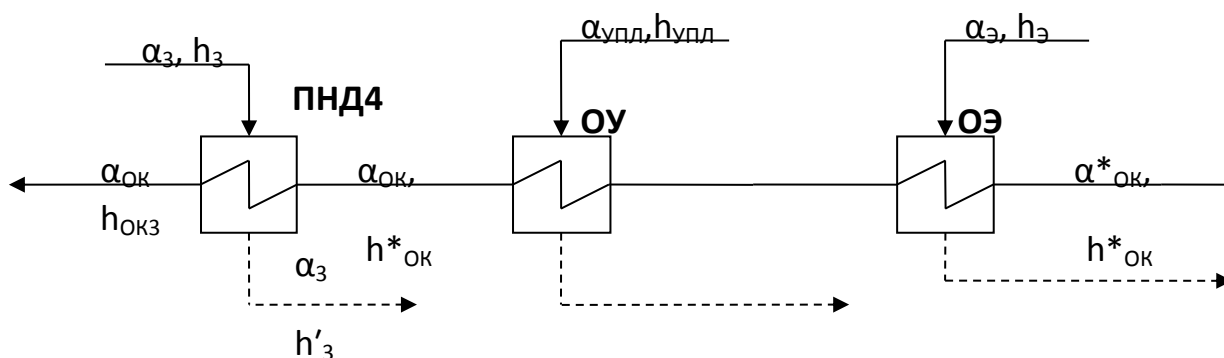
$424,54884 + \alpha_{Д} \cdot 2501,7993 = 463,55602$;

$\alpha_{Д} = 0,015592$;

$\alpha_{ОК} = 0,251555 - \alpha_{Д} = 0,251555 - 0,015592 = 0,235963$.

3.12 Расчет подогревателя низкого давления (ПНД)

Рисунок 8 - Расчетная схема ПНД



3.12.1 Относительный расход пара на ПНД4 находим из уравнения теплового баланса подогревателя

$$\alpha_3 \cdot (h_3 - h'_3) \cdot \eta_{\text{П}} = \alpha_{\text{ОК}} \cdot (h_{\text{ОК}} - h^*_{\text{ОК}}),$$

где $\eta_{\text{П}} = 0,98$ – КПД подогревателя;

$$\alpha_3 = \frac{\alpha_{\text{ОК}} \cdot (h_{\text{ОК}} - h^*_{\text{ОК}})}{(h_3 - h'_3) \cdot \eta_{\text{П}}} = \frac{0,235963 \cdot (372,93 - 209,37)}{(2668 - 381,34) \cdot 0,98} = 0,017222.$$

3.12.2 Охладители эжекторов (ОЭ) и уплотнений (ОУ) служат для конденсации пара из эжекторов и уплотнений турбины, при этом проходящий через них основной конденсат $\alpha_{\text{ОК}}$ подогревается.

С учетом этого подогрева температура основного конденсата после ОЭ и ОУ равна

$$t^*_{\text{ОК}} = t_{\text{НК}} + \Delta t_{\text{ОЭ}} + \Delta t_{\text{ОУ}} = 43,97 + 4 + 2 = 49,97 \text{ }^{\circ}\text{C},$$

где $t_{\text{НК}}$ - температура насыщения в конденсаторе (таблица 1);

$\Delta t_{\text{ОЭ}}$ - подогрев основного конденсата в ОЭ, принимается 3-5 $^{\circ}\text{C}$;

$\Delta t_{\text{ОУ}}$ - подогрев основного конденсата в ОУ, принимается 1-3 $^{\circ}\text{C}$.

3.12.3 Определяем энтальпию основного конденсата при температуре $t^*_{\text{ОК}}$

$$h^*_{\text{ОК}} = 4,19 \cdot t^*_{\text{ОК}} = 4,19 \cdot 49,97 = 209,37 \text{ кДж/кг}.$$

3.13 Проверка материального баланса

3.13.1 Относительный расход пара в конденсатор

$$\alpha_{\text{К}} = 1 - \sum \alpha_j,$$

где $\sum \alpha_j$ - сумма расходов во все отборы турбины;

$$\alpha_{\text{К}} = 1 - (\alpha_{\text{ПТ}} + \alpha_1 + \alpha_{\text{Д}} + \alpha_{\text{ОБ}} + \alpha_3),$$

где $\alpha_{\text{ПТ}} = G_{\text{ПТ}} / G'_0 = 19,44 / 59 = 0,329492$

$$\alpha_{\text{К}} = 1 - (0,329492 + 0,078074 + 0,015592 + 0,37288 + 0,017222) = 0,18674$$

					ФЮРА.421000.001ПЗ	Лист
						51
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

3.13.2 Этот же расход можно определить из уравнения материального баланса конденсатора и точки смешения перед конденсатным насосом

$$\alpha'_K = \alpha_{OK}^* - \sum \alpha_{слива},$$

где $\sum \alpha_{слива}$ - сумма относительных расходов, сливаемых в конденсатор

$$\sum \alpha_{слива} = \alpha_{Э} + \alpha_{УПД} + \alpha_3 = 0,002 + 0,03 + 0,01722 = 0,049222.$$

$$\alpha'_K = 0,235963 - 0,049222 = 0,18674.$$

Относительная ошибка $\delta\alpha_K = 0 \%$.

3.14 Определение расхода пара на турбину

3.14.1 Определяем расход пара на турбину

$$G_0 = \frac{N_g \cdot 10^3}{H_i \cdot \eta_M \cdot \eta_T \cdot (1 - \sum \alpha_j \cdot y_j)},$$

где $\sum \alpha_j \cdot y_j = 0,197627 \cdot 0,7325 + 0,078074 \cdot 0,5834 +$
 $+ (0,37288 + 0,015592) \cdot 0,3562 + 0,017222 \cdot 0,2934 = 0,362359$

$$G_0 = \frac{29 \cdot 10^3}{799,95 \cdot 0,99 \cdot 0,98 \cdot (1 - 0,362359)} = 58,6 \text{ кг/с.}$$

Относительная ошибка

$$\delta G = 100 \cdot \frac{G_0 - G'_0}{G_0} = 100 \cdot \frac{58,6 - 59}{59} = 0,6 \%$$

Относительная ошибка $\delta G = 0,6 \%$ не превышает допустимого значения 2% .

3.14.2 Определяем расход пара по отборам

$$G_j = \alpha_j \cdot G_0,$$

$$G_1 = \alpha_{ПТ} \cdot G_0 = 0,329492 \cdot 58,6 = 19,31 \text{ кг/с;}$$

$$G_2 = \alpha_1 \cdot G_0 = 0,078074 \cdot 58,6 = 4,58 \text{ кг/с;}$$

$$G_3 = (\alpha_{ОБ} + \alpha_{Д}) \cdot G_0 = (0,37288 + 0,015592) \cdot 58,6 = 22,76 \text{ кг/с;}$$

$$G_4 = \alpha_3 \cdot G_0 = 0,017222 \cdot 58,6 = 1,01 \text{ кг/с.}$$

$$G_K = \alpha_K \cdot G_0 = 0,18674 \cdot 58,6 = 10,94 \text{ кг/с.}$$

					ФЮРА.421000.001ПЗ	Лист
						52
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

3.15 Проверка мощности

Определяем расчетную электрическую мощность

$$N'_9 = G_0 \cdot [H_i \cdot \alpha_K + \sum (\alpha_{отбj} \cdot H_j)] \cdot \eta_M \cdot \eta_\Gamma,$$

где $\sum (\alpha_{отбj} \cdot H_j) = 0,329492 \cdot 214 + 0,078074 \cdot 333,26 +$

$+ (0,37288 + 0,015592) \cdot 515,02 + 0,017222 \cdot 565,26 = 360,7$

$N'_9 = 58,6 \cdot [799,95 \cdot 0,18674 + 360,7] \cdot 0,99 \cdot 0,98 = 29 \text{ МВт.}$

Полученные результаты расчетов заносим в таблицу 3.2

Таблица 3.2 – Относительные и абсолютные расходы пара

№отбора	ПТ	ПВД	ДСА	ОБ	ПНД	К	Т
α	0,329492	0,078074	0,015592	0,37288	0,017222	0,18674	1
D, кг/с	19,31	4,58	0,91	21,85	1,01	10,94	58,6

5 ВЫБОР ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

5.1 Выбор конденсатных насосов

Конденсатные насосы выбираем по конденсационному режиму с выключенным теплофикационным отбором. На основании расчета тепловой схемы [п.4.] определяем расчетную подачу конденсатных насосов

$$G_K = (1,1 \div 1,2) \cdot G_K^{\max} = (1,1 \div 1,2) \cdot 118 = 140 \text{ т/ч},$$

где $G_K^{\max} = (\alpha_K + \alpha_{\text{об}}) \cdot G_0 = (0,18674 + 0,37288) \cdot 58,6 = 32,79 \text{ кг/с} = 118 \text{ т/ч};$

Конденсатные насосы выбирают с одним резервом: два насоса с подачей, равной 100% полной или три насоса с подачей, равной 50%.

Выбираем два конденсатных насоса типа ЭКН-160-55 (один рабочий, один резервный) производства ОАО КТЗ.

Характеристики насоса:

Производительность - 160 м³/ч;

Напор – 55 м. в. ст.;

Мощность - 300 кВт.

5.2 Выбор конденсатора

Для конденсации отработавшего в турбине пара выбираем конденсатор типа КП – 1650 ОАО КТЗ.

Таблица 5.2 - Характеристика конденсатора типа КП - 1650

Показатель	Величина
Поверхность охлаждения, м ²	1650
Рабочее давление в водяном пространстве конденсатора, мПа	0,2
Номинальный расход охлаждающей воды, м ³ /ч	4600
Минимальный допустимый расход воды, м ³ /ч	2000
Номинальная температура охлаждающей воды, °С	20
Максимальная температура охлаждающей воды, °С	32
Гидравлическое сопротивление, мПа	0,06

					ФЮРА.421000.001ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		63

5.3. Выбор циркуляционных насосов

Расход циркуляционной воды на турбину из характеристики конденсатора составляет $4600 \text{ м}^3/\text{ч}$. Выбираем два насоса типа АД-3200-336-2-24 производства АО «Насосэнергомаш» г. Сумы.

Характеристики насоса:

Производительность - $2200 \text{ м}^3/\text{ч}$;

Напор – 13 м. в. ст.;

Мощность - 132 кВт.

5.4 Выбор регенеративных подогревателей

5.4.1 На основании расчета тепловой схемы определяем расход питательной воды $G_{\text{ПВ}} = \alpha_{\text{ПВ}} \cdot G_0 = 1,043 \cdot 58,6 = 61,12 \text{ кг/с} = 220 \text{ т/ч}$;

Выбор подогревателей производим в соответствии с давлением по паровой и водяной стороне, расходом воды и поверхностью нагрева.

Для регенеративного подогрева питательной воды выбираем подогреватель высокого давления ПВ-150 ОАО КТЗ.

Таблица 5.3 – Характеристика ПВД

Показатель	Величина
Поверхность нагрева, м^2	150
Расход подогреваемой воды, $\text{м}^3/\text{ч}$	250
Температура подогреваемой воды на входе, $^{\circ}\text{C}$	105
Температура подогреваемой воды на выходе, $^{\circ}\text{C}$	145,7
Расход греющего пара, т/ч	8,6
Давление пара, МПа	4,9
Температура пара, не более, $^{\circ}\text{C}$	300
Давление питательной воды, не более, МПа	7,2

5.4.2 На основании расчета тепловой схемы определяем расход основного конденсата

$$G_{\text{ок}} = \alpha_{\text{ок}} \cdot G_0 = 0,235963 \cdot 58,6 = 13,83 \text{ кг/с} = 50 \text{ т/ч};$$

Выбираем подогреватель низкого давления типа ПН – 90 ОАО КТЗ.

Таблица 5.4 – Характеристика ПНД

Показатель	Величина
Поверхность нагрева, м ²	90
расход подогреваемой воды, м ³ /ч	160
температура воды на входе, °С	68,6
температура воды на выходе, °С	90,5
число входов по воде	4
Давление пара, не более, МПа	0,16
Температура греющего пара, °С	123
Гидравлическое сопротивление по конденсату, МПа	0,0036
Давление конденсата, не более, МПа	0,7

5.5 Выбор сетевых насосов

На основании расчета тепловой схемы определяем расход сетевой воды

$$Q_{\text{сн}} = G_{\text{св}} \cdot 1,1 = 1625 \cdot 1,1 = 1787,5 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Выбираем два сетевых насосов типа АД 2000-100.

Его характеристики:

Подача 2000 м³/ч;

Напор 100 м;

Частота вращения 1500 об/мин;

КПД насоса 85 %;

Допустимый кавитационный запас 22 м ;

Потребляемая мощность 800 кВт;

					ФЮРА.421000.001ПЗ	Лист
						65
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

5.6 Выбор сетевого подогревателя

На основании расчета тепловой схемы СПУ выбираем основной бойлер БО-550-3М, по температуре входа и выхода сетевой воды, а так же по параметрам отбираемого из отбора турбин пара.

Расход сетевой воды 1625 т/ч .

Таблица 5.5 – Технические характеристики основного бойлера.

№	Наименование	Основной бойлер
	Тип	БО-550-3М
1.	Расход воды, м ³ /час	2200
2.	Температура входящей воды, °С	60
3.	Температура выходящей воды, °С	116
4.	Давление греющего пара, кгс/см ²	2,0
5.	Температура греющего пара, °С	104-200
6.	Поверхность нагрева, м ²	550
7.	Число ходов воды	2
8.	Диаметр трубок, мм	17/19
9.	Материал трубок	латунь

5.7 Выбор дренажных насосов

5.7.1 Для обратного производственного конденсата.

На основании расчета тепловой схемы определяем расход обратного производственного

$$G_{\text{БК}} = \alpha_{\text{БК}} \cdot G_0 \cdot 3,6 = 0,132765 \cdot 58,6 \cdot 3,6 = 28 \text{ т/ч};$$

Выбираем дренажные насосы (ДНБК), которые подают обратный конденсат производственного потребителя в атмосферный деаэратор, типа КсВ-50-110 – 2 шт. [4, с. 369], один в работе, другой в резерве.

Его характеристики:

Подача 50 м³/ч;

Напор 110 м;

Частота вращения 1500 об/мин;

КПД насоса 65 %;

Допустимый кавитационный запас 1,6 м ;

Потребляемая мощность 23 кВт;

Завод изготовитель ПО «Насосэнергомаш».

5.7.2 Для конденсата сетевых подогревателей.

На основании расчета тепловой схемы

$$G_{\text{СП}} = G_{\text{ОБ}} = 21,85 \text{ кг/с} = 78,66 \text{ т/ч};$$

Выбираем два дренажных насоса типа КсВ-80-155 – 2 шт. [4, с. 369], один в работе, другой в резерве.

Его характеристики:

Подача 80 м³/ч;

Напор 155 м;

Частота вращения 3000 об/мин;

КПД насоса 65 %;

Допустимый кавитационный запас 1,6 м ;

Потребляемая мощность 52 кВт;

Завод изготовитель ПО «Насосэнергомаш».

					ФЮРА.421000.001ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		67

5.8 Эжекторы

Эжекторы поставляются заводом-изготовителем в комплекте с турбоагрегатом. Выбираются в зависимости от требуемой производительности. Устанавливаем 2 пароструйных эжектора типа ЭО-50М (основной и пусковой). Охладитель уплотнений выбирается по расходу пара и воды ЭУ-400.

5.9 Выбор генератора

Выбираем генератор типа ТПФ-36-2УЗ, производитель ОАО «Электросила».

Таблица 5.6– Характеристика генератора

Наименование параметра	Числовое значение параметра	
	номинальный режим	длительно-допустимый режим
Полная мощность, кВт	45000	47060
Активная мощность, кВт	36000	40000
Напряжение, В	6300	6300
Ток, А	4124	4313
Частота, Гц	50	50
Частота вращения, об/мин	3000	3000
КПД, %	97,8	не нормируется

6 ТЕПЛОВОЙ РАСЧЕТ ОСНОВНОГО БОЙЛЕРА И ТРУБОПРОВОДОВ

6.1 Тепловой расчет бойлера

Исходные данные: [из теплового расчета схемы отпуска тепла]

Расход сетевой воды – 451,4 кг/с

Давление греющего пара – 0,113 МПа;

Расход пара на бойлер – 21,85 кг/с.

Давление воды – 0,8 МПа;

Тепловая нагрузка – 48955,04 кВт;

Внутренний диаметр трубок - $d_{BH} = 0,017$ м;

Наружный диаметр трубок - $d_H = 0,019$ м;

число ходов воды $z=2$.

6.1.1 Определим среднелогарифмический температурный напор, °C

$$\Delta t_{CP} = \frac{\Delta t_B - \Delta t_M}{\ln \frac{\Delta t_B}{\Delta t_M}},$$

где $\Delta t_B = t_s - t_{B.BX} = 103,06 - 70 = 33,06$ °C - больший

$\Delta t_M = t_s - t_{B.BYIX} = 103,06 - 97,06 = 6$ °C - меньший температурные напоры,

где t_s – температура насыщения при давлении греющего пара P_{II} , °C

$$\Delta t_{CP} = \frac{33,06 - 6}{\ln \frac{33,06}{6}} = 16,79 \text{ °C}$$

средняя температура воды в трубках

$$t_{B.CP} = t_s - \Delta t_{CP} = 103,06 - 16,79 = 86,27 \text{ °C};$$

					ФЮРА.421000.001ПЗ	Лист
						69
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

6.1.2 по этой температуре и давлению P_B определяем необходимые теплофизические характеристики нагреваемой воды:

$\nu_B = 0,00103 \text{ м}^3 / \text{кг}$ - удельный объем;

$\mu_B = 328,54 \cdot 10^{-6} \text{ Па} \cdot \text{с}$ - динамическая вязкость,

$\nu_B = 0,33936 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2 / \text{с}$ - кинематическая вязкость,

$\lambda_B = 0,6713 \text{ Вт} / \text{м} \cdot \text{К}$ - коэффициент теплопроводности,

$Pr_B = 2,0554$ - критерий Прандтля.

Принимаем скорость воды в трубах $w_B = 1,7 \text{ м/с}$;

Расчетное число труб в одном ходе воды

$$N_{1X} = \frac{G_B \cdot 4 \cdot \vartheta_B}{\pi \cdot d_{BH}^2 \cdot w_B} = \frac{451,4 \cdot 4 \cdot 0,00103}{3,14 \cdot 0,017^2 \cdot 1,7} = 1206 \text{ шт},$$

Общее число трубок в подогревателе

$$N = N_{1X} \cdot z = 1206 \cdot 2 = 2412 \text{ шт}.$$

6.1.3 Коэффициент теплоотдачи от труб к воде

$$\alpha_2 = Nu \frac{\lambda_B}{d_{BH}} \cdot \varepsilon_{СП} \cdot \varepsilon_L,$$

где $Nu = 0,023 \cdot Re^{0,8} \cdot Pr_B^{0,4}$ - критерий Нуссельта;

$Re = w_B \cdot d_{BH} / \nu_B = 1,7 \cdot 0,017 / 0,33936 \cdot 10^{-6} = 85160,3$ - критерий Рейнольдса;

$Nu = 0,023 \cdot Re^{0,8} \cdot Pr_B^{0,4} = 0,023 \cdot 85160,3^{0,8} \cdot 2,0554^{0,4} = 269,82$;

$\varepsilon_L = 1$ - поправка на длину трубы;

$$\alpha_2 = Nu \frac{\lambda_B}{d_{BH}} \cdot \varepsilon_L = 269,82 \cdot \frac{0,6713}{0,017} \cdot 1 = 10654,72 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}.$$

					ФЮРА.421000.001ПЗ	Лист
						70
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

6.1.4 Теплофизические характеристики дренажа греющего пара.

Процесс передачи тепла нагреваемой воде от греющего пара в бойлере происходит в процессе конденсации пара. Поэтому теплофизические характеристики греющей среды определяются как характеристики насыщенной воды при давлении греющего пара $P_{\text{п}}$. К таким характеристикам относятся:

$\mu' = 272,94 \cdot 10^{-6} \text{ Па} \cdot \text{с}$ - динамическая вязкость,

$\nu' = 0,28546 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2 / \text{с}$ - кинематическую вязкость,

$\lambda' = 0,6790 \text{ Вт} / \text{м} \cdot \text{К}$ - коэффициент теплопроводности,

$\text{Pr}' = 1,6967$ - критерий Прандтля,

$r_{\text{к}} = 2248,36 \text{ кДж} / \text{кг}$ - скрытая теплота парообразования.

6.1.5 Расчет коэффициента теплоотдачи при конденсации пара на вертикальных трубах.

Режим течения пленки конденсата определяется числом Рейнольдса

$$\text{Re}_{\text{к}} = \frac{q \cdot H_{\text{а}}}{\mu' \cdot r'},$$

где $H_{\text{а}}$ – активная длина труб, принимаем 1,0 м

$q = K' \cdot \Delta t_{\text{ср}}, \frac{\text{кВт}}{\text{м}^2}$ - удельный тепловой поток, где

K' - коэффициент теплопередачи;

Принимаем коэффициент теплопередачи в пределах $K' = 4,5 \frac{\text{кВт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$

Определяем удельный тепловой поток

$$q = K' \cdot \Delta t_{\text{ср}} = 4,5 \cdot 16,79 = 75,56 \frac{\text{кВт}}{\text{м}^2};$$

$$\text{Re}_{\text{к}} = \frac{q \cdot H_{\text{а}}}{\mu' \cdot r'} = \frac{75,56 \cdot 1,0}{272,94 \cdot 10^{-6} \cdot 2248,36} = 123,13$$

					ФЮРА.421000.001ПЗ	Лист
						71
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

$$\text{т.к. } 100 < \text{Re} < 400, \text{ то } \alpha_1 = \left[0,185 + \frac{5,8}{\text{Re}_K} \right] \cdot \left(\frac{g}{(v_K)^2} \right)^{\frac{1}{3}} \cdot \lambda_K,$$

где $g = 9,81 \text{ м/с}^2$ – коэффициент свободного падения;

$$\alpha_1 = \left[0,185 + \frac{5,8}{\text{Re}_K} \right] \cdot \left(\frac{g}{(v_K)^2} \right)^{\frac{1}{3}} \cdot \lambda_K =$$

$$\left[0,185 + \frac{5,8}{123,13} \right] \cdot \left(\frac{9,81}{(0,28546 \cdot 10^{-6})^2} \right)^{\frac{1}{3}} \cdot 0,6790 = 7781,64 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$$

6.1.6 Коэффициент теплопередачи подогревателя К определяем из уравнения:

$$k = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{S}{\lambda_{nc}} + \frac{1}{\alpha_2}} = \frac{1}{\frac{1}{7781,64} + \frac{0,002}{105} + \frac{1}{10654,72}} = 4,56,$$

где $\lambda_l = 105 \text{ Вт/(мК)}$ - металл труб латунь.

Относительная погрешность

$$\delta K = \frac{K - K'}{K} \cdot 100 = \frac{4,5 - 4,56}{4,5} \cdot 100 = 1,3 \text{ \% не превышает } 2 \text{ \%}.$$

6.1.7 Площадь поверхности нагрева F, м^2 , определяем из уравнения:

$$F = \frac{Q}{k \cdot \Delta t_{cp}} = \frac{48955,04}{4,56 \cdot 16,89} = 535,63 \text{ м}^2.$$

В результате теплового расчета бойлера получили расчетную площадь поверхности нагрева $535,63 \text{ м}^2$, которая соответствует площади поверхности нагрева имеющимся бойлерам [приложение Б], поэтому замену оборудования производить не будем.

					ФЮРА.421000.001ПЗ	Лист
						72
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

6.2 Расчет трубопровода производственного отбора

Проектируемый турбогенератор устанавливается на месте демонтированного турбогенератора № 4 типа «Т», поэтому подача острого пара и теплофикационный отбор подключаются к существующим трубопроводам.

Для подключения производственного отбора необходим новый, который будет врезаться в общий коллектор производственного пара с

$$d_y = 500 \text{ мм.}$$

Исходные данные берем из расчета тепловой схемы.

$$p = 1,3 \text{ МПа;}$$

$$t = 290,5 \text{ }^{\circ}\text{C;}$$

$$V_{\pi} = 0,19315 \text{ м}^3/\text{кг.};$$

$$G_{\pi} = 100 \text{ т/ч} = 27,78 \text{ кг/с}$$

Определяем внутренний диаметр трубопровода ($d_{\text{вн}}$):

$$d_{\text{вн}} = \sqrt{\frac{4 \cdot G_{\pi} \cdot V_{\pi}}{\pi \cdot \omega_{\pi}}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 27,78 \cdot 0,19315}{3,14 \cdot 50}} = 0,37 \text{ м,}$$

где G_{π} - секундный расход пара, кг/с,

V_{π} - удельный объем пара, $\text{м}^3/\text{кг}$;

$\omega_{\pi} = 50 \text{ м / с}$ - скорость пара.

Выбираем стандартный диаметр близкий по значению (1, стр.358):

$d_y = 400 \text{ мм}$ – условный диаметр;

$d_{\text{вн}} = 414 \text{ мм}$ – внутренний диаметр;

$d_{\text{н}} = 426 \text{ мм}$ –наружный диаметр.

6.3 Расчет трубопровода на прочность

Целью механического расчета является определение толщины стенки трубопровода отвечающая условиям прочности.

					ФЮРА.421000.001ПЗ	Лист
						73
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

Толщину стенки трубопровода определяем по формуле:

$$S = \frac{P}{2\phi \cdot \sigma_{\text{доп}} + p} d_H + c,$$

где P – давление среды, протекающей внутри трубопровода, МПа;

$\phi = 1$ - коэффициент прочности, учитывающий класс и марку стали, наличие и вид сварных швов;

$c = 1$ -прибавка к расчётной толщине стенки на неточность изготовления, коррозию и т.д., мм.

$\sigma_{\text{доп}}$ - допускаемое напряжение в металле трубопровода, МПа.

При рабочей температуре металла труб больше 250°C , но не свыше 400°C допускаемое напряжение принимаем по пределу текучести соответствующего металла и выбираемому запасу прочности [2, стр. 695].

Выбираем сталь марки Ст.20 и находим $\sigma_{\text{доп}} = 120$ МПа.

$$S = \frac{1,3}{2 \cdot 1 \cdot 120 + 1,3} \cdot 426 + 1 = 4 \text{ мм}$$

Определяем толщину стенки сгибов. Толщина стенки гнутых труб принимается с учетом утонения стенки при сгибе

$$S_{\text{изогн}} = S \cdot \frac{2R + d_n}{2R} \cdot 4 \cdot \frac{2 \cdot 600 + 426}{2 \cdot 600} = 6 \text{ мм},$$

где $R = 600 \text{ мм}$. - радиус сгиба (ГОСТ 17375-2001).

Выбираем стандартную трубу 426х6.

6.4 Гидравлический расчет

Целью гидравлического расчета является определение потерь давления по длине трубопровода.

Находим потери давления в трубопроводе (ΔP):

$$\Delta P = (\lambda_{\text{тр}} \cdot \frac{L}{d_v} + \sum \xi_M) \cdot \frac{C^2}{2 \cdot V},$$

где $\lambda_{\text{тр} 1}$ - коэффициент трения

					ФЮРА.421000.001ПЗ	Лист
						74
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

$$\lambda = \frac{1}{(1,14 + 2 \cdot \lg \frac{d_{\text{вн}}}{k_3})^2} = \frac{1}{(1,14 + 2 \cdot \lg \frac{414}{0,2})^2} = \frac{1}{60,403} = 0,0166,$$

где k_3 - эквивалентная шероховатость (для бесшовных труб $k_3=0,2\text{мм}$ [1, стр. 57];

L – общая длина прямых труб, м

$$L = 10 + 56 = 76 \text{ м.}$$

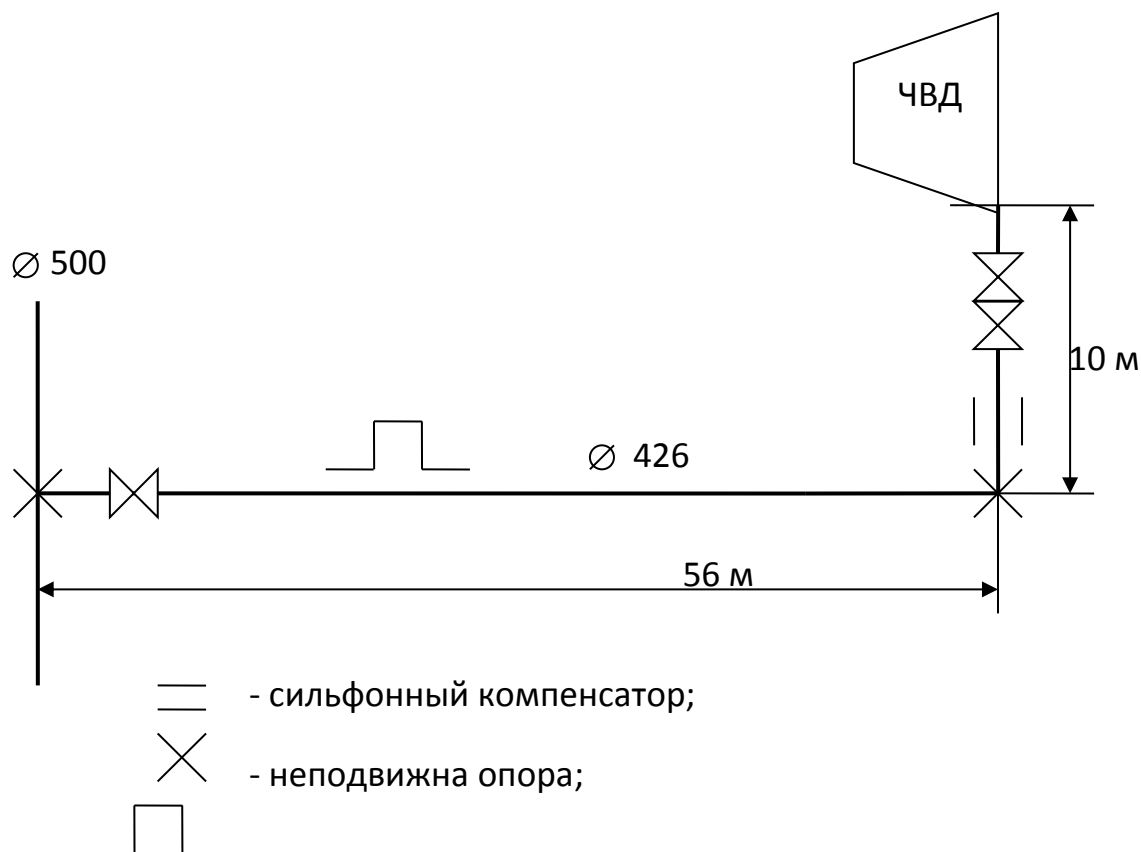


Рисунок 9- Отпуск производственного пара.

Определим сумму коэффициентов местного сопротивления $\sum \xi_m$:

$$\sum_{i=1}^n \xi_i = (\xi_1 + \xi_2 + \xi_3 + \xi_4) = 0,5 \cdot 3 + 0,3 + 0,2 + 2 = 4,$$

где $\xi_1 = 0,5$ – Задвижка 3 шт, [3, стр. 205]

$\xi_2 = 0,3$ - коэффициент местного сопротивления при повороте на 90°

					ФЮРА.421000.001ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		75

$\xi_3 = 0,2$ – компенсатор сильфонный;

$\xi_4 = 2$ – компенсатор П-образный.

Потери давления в трубопроводе (ΔP):

$$\Delta P = \left(\lambda \frac{L}{d_{\text{вн}}} + \sum \xi_i \right) \cdot \frac{C^2}{2 \cdot V_{\text{п}}} = \left(0,0166 \cdot \frac{76}{0,414} + 4 \right) \cdot \frac{50^2}{2 \cdot 0,19315} = 45607,96 \text{ Па}.$$

Проектируемый трубопровод производственного пара соответствует запланированной врезке в общий коллектор производственного пара, так как расчетный наружный диаметр его равный 426 мм меньше 500мм – наружного диаметра общего коллектора.

Оценка компенсирующей способности паропровода

Компоновка паропровода приведена на листе № 6 графической части.

Для оценки компенсирующей способности паропровода используем критериальный метод расчета с помощью графика [3, рис. 5.4]. Этот метод основан на вычислении критериальных параметров, определяемых условиями прочности металла и геометрическими размерами трубопровода.

Оценка компенсирующей способности производится по двум безразмерным параметрам.

Первый - геометрический, представляет собой отношение упругой длины трубопровода к расстоянию между неподвижными опорами

$$X = \frac{L}{a} - 1,$$

где L - развернутая длина трубопровода между неподвижными опорами, м;
 $a = 56$ м – расстояние между неподвижными опорами,

Второй параметр является функцией приведенной температурной деформации, отнесенной к единице длины трубопровода

$$Y = \frac{E \cdot \alpha \cdot d_{\text{н}}}{\sigma_{\text{ск}} \cdot L},$$

					ФЮРА.421000.001ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		76

где $E=1,72 \text{ кгс/см}^2$ -модуль упругости металла трубы, при расчетной температуре,[3]

$\sigma_{\text{ск}} = 0,546 \text{ кгс/см}^2$ – допустимое напряжение самокомпенсации, [3];

$\alpha=0,77 \text{ см/м}$ – абсолютная величина температурного удлинения [3];

d_n - наружный диаметр, м.

Определяем развернутую длину трубопровода

$$L=56+5 \cdot 3+10=81 \text{ м.}$$

Определяем критериальные параметры

$$X = \frac{L}{a} - 1 = \frac{81}{56} - 1 = 0,45$$

$$Y = \frac{E \cdot \alpha \cdot d_n}{\sigma_{\text{ск}} \cdot L} = \frac{1,72 \cdot 10^{-6} \cdot 0,77 \cdot 10^{-7} \cdot 426}{0,546 \cdot 81} = 12,7 \cdot 10^{-13}.$$

По диаграмме для оценки компенсирующей способности трубопровода [3, рис. 5.4] определяем, что заданное температурное удлинение компенсируется трубопроводом, следовательно, самокомпенсация обеспечивается.

Расчет изоляции

Согласно установленным правилам, при температуре больше 45°C на трубопроводе должна быть изоляция.

Необходимость выполнения тепловой изоляции стационарных трубопроводов определяется требованием к сокращению тепловых потерь, обеспечению допустимого падения температуры теплоносителя, предохранению обслуживающего персонала от ожогов.

Допустимые потери теплоты, толщина изоляционного слоя и пределы допустимых температур для одной и той же толщины изоляционного слоя определяются в зависимости от транспортируемой среды.

					ФЮРА.421000.001ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		77

Исходные данные берем на основании расчет тепловой схемы.

Температура пара – 290,5 °С;

Диаметр трубопровода – 426 мм;

Температура окружающей среды – 25 °С.

Для проектируемого трубопровода выбираем материал изоляции.

Основной изоляционный слой:

- материал - маты минераловатные прошивные с обкладкой металлической сеткой № 20; число слоев - 2; общая толщина - 150 мм;

Покрывной слой изоляционной конструкции - сталь тонколистовая оцинкованная толщиной - 0,8мм.

По таблице П-16 [7] находим удельные тепловые потери – $q_e = 241$ Вт/м.

Находим сопротивление теплоотдаче [таблица 2-10, 7] $R_{ln} = 0,02 \frac{m^0C}{Вт}$ и

среднюю температуру изоляционного слоя [таблица 2-3, 7] $t_{cp} = 175^0C$.

Определяем коэффициент теплопроводности материала изоляции [табл. 2-4, 7]

$$\lambda_{из} = 0,045 + 0,0002 \cdot t_{cp} = 0,045 + 0,0002 \cdot 175 = 0,08 Вт / м.$$

По формуле 2-21 [7] имеем $\ln \frac{d_{из}}{d_H} = 2 \cdot \lambda_{из} \cdot \pi \cdot \left(\frac{t_n - t_0}{q_e} - R_{ln} \right)$,

где $t_n = 290,5^0C$ - температура пара;

$t_0 = 25^0C$ - температура окружающего воздуха;

$$\ln \frac{d_{из}}{d_H} = 2 \cdot 0,08 \cdot 3,14 \cdot \left(\frac{290,5 - 25}{241} - 0,02 \right) = 0,54$$

По таблице П-1 [7] находим значение отношения $\frac{d_{из}}{d_H} = 1,7$.

Толщину изоляционного слоя определяем по формуле

$$\delta_{из} = \frac{d_H}{2} \cdot \left(\frac{d_{из}}{d_H} - 1 \right) = \frac{426}{2} \cdot (1,7 - 1) = 150 \text{ мм.}$$

Проверяем температуру на поверхности изоляции

					ФЮРА.421000.001ПЗ	Лист
						78
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

$$t_{\text{из}} = t_{\text{ст}} - q_e \frac{\ln \frac{d_{\text{из}}}{d_{\text{ст}}}}{2\pi\lambda_{\text{из}}} = 290,5 - 241 \cdot \frac{0,54}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,08} = 31,5^{\circ}\text{C}$$

При полученной толщине изоляционного слоя температура на поверхности трубопровода не превышает 45°C , что соответствует правилам техники безопасности.

					ФЮРА.421000.001ПЗ	Лист
						79
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

7 АСР УРОВНЯ КОНДЕНСАТА В ПОДОГРЕВАТЕЛЕ СЕТЕВОЙ ВОДЫ

7.1 Системный анализ объекта автоматизации

Объектом регулирования является подогреватель сетевой воды типа ПСВ-200-7-15. Подогреватель представляет собой кожухотрубный теплообменник вертикального типа, основными узлами которого являются: корпус, трубная система, верхняя и нижняя (плавающая) водяные камеры. В подогревателе ПСВ сетевая вода движется по теплообменным трубкам, а греющий пар поступает через пароподводящий патрубок в межтрубное пространство.

Подогреватель ПСВ-200-7-15 предназначен для подогрева сетевой воды паром, поступающим из отбора турбины. Конденсат (дренаж) греющего пара подается насосом в деаэратор.

Величина подогрева воды в подогревателе зависит от параметров пара отбора турбины и определяется из статических расчетов. С изменением нагрузки турбины параметры и расход пара в отборах изменяются пропорционально нагрузке, что приводит к соответствующим изменениям подогрева воды в подогревателе. Таким образом, температура воды после подогревателя не регулируется.

Единственной регулируемой величиной в подогревателе является уровень конденсата пара. При повышении уровня затапливается поверхность теплообмена, что ухудшает конденсацию пара. Кроме того, большой запас конденсата пара в подогревателе нежелателен, потому что при аварийной разгрузке турбогенератора давление в отборах резко понижается, что приводит к вскипанию конденсата и возможному попаданию его через паропроводы в турбину (для этого специально предусмотрены обратные клапаны).

					ФЮРА.421000.001ПЗ	Лист
						80
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

Снижение уровня конденсата в подогревателе нежелательно из-за возможного «проскока» пара в дренажный насос, что вызывает кавитацию насоса [1, с. 239].

Таким образом, автоматическая система регулирования (в дальнейшем – АСР) уровня конденсата в подогревателе сетевой воды должна поддерживать нормальный уровень конденсата в корпусе, выпускать избыток конденсата в дренажную сеть и препятствовать выходу пара из корпуса.

7.2 Выбор структуры АСР уровня

Выбор структуры управления объектом автоматизации оказывает существенное влияние на эффективность его работы, снижение относительной стоимости системы управления, ее надежности, ремонтоспособности и т.д.

Благодаря определенному взаимодействию между объектом автоматизации и системой управления система автоматизации в целом обеспечивает требуемый результат функционирования объекта, характеризующийся различными параметрами регулирования [2, с. 17].

Регулирование уровня конденсата в подогревателе осуществляется по следующей схеме: конденсат пара стекает в нижнюю часть корпуса подогревателя и отводится из него через регулирующий клапан, меняющий расход дренажа из подогревателя, тем самым, восстанавливая необходимое значение уровня. Таким образом, регулирование уровня в подогревателе основывается на типовой одноконтурной АСР.

Структурная схема АСР уровня конденсата в подогревателе представлена на ФЮРА. 421000.006 С1.

					ФЮРА.421000.001ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		81

Принцип действия такой системы заключается в следующем. Регулируемый технологический параметр (уровень) измеряется первичным преобразователем (ПП) - преобразователем гидростатического давления, сигнал от которого через нормирующий преобразователь (НП) поступает на вход регулирующего устройства (РУ). Там он сравнивается с заданием, сигнал о котором поступает на вход регулятора от задатчика (ЗД). Регулирующее устройство вырабатывает сигнал регулирующего воздействия и через блок ручного управления (БРУ), коммутирующий режимы управления технологическим процессом, подает его на вход пускового устройства (ПУ). Это устройство усиливает сигнал до величины, необходимой для запуска исполнительного механизма (ИМ), воздействующего на регулирующий орган (РО), который изменяет расход дренажа греющего пара из подогревателя в сторону восстановления заданного значения уровня конденсата. Положение вала исполнительного механизма отслеживается датчиком положения (ДП).

7.3 Разработка функциональной схемы АСР уровня

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 [27, с. 25].

При разработке функциональной схемы АСР уровня конденсата в подогревателе были решены следующие задачи:

- на технологической схеме объекта автоматизации определено местоположение точек отбора измерительной информации и точек воздействия на регулируемый параметр;
- выбрана структура измерительных каналов и каналов передачи

					ФЮРА.421000.001ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		82

управляющих воздействий;

- выбраны методы и технические средства получения, преобразования, передачи и представления измерительной информации, а также технические средства выработки управляющих воздействий;

- решены вопросы размещения технических средств автоматизации (ТСА) на технологическом оборудовании, трубопроводах, по месту и на щитах;

- согласованы параметры измерительных каналов.

АСР уровня конденсата спроектирована на основе ТСА, серийно выпускаемых отечественными предприятиями. Все измерительные каналы (ИК) имеют унифицированный токовый выходной сигнал 4...20 мА. ИК составлены из однотипных технических средств, обеспечивающих взаимозаменяемость, простоту сочетания друг с другом и удобство компоновки на щитах.

В качестве технических средств получения и преобразования информации, измерительных приборов, а также регулирующих устройств использованы средства автоматизации ГСП.

На чертеже функциональной схемы системы автоматического контроля и сигнализации представлены:

- технологическая схема объекта автоматизации;
- первичные и функциональные преобразователи, устройства оперативного управления;
- щит, микропроцессорный контроллер;
- линии связи между техническими средствами автоматизации.

Функциональная схема АСР уровня конденсата в подогревателе представлена на ФЮРА. 421000.007 С2.

					ФЮРА.421000.001ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		83

Информация о регулируемом параметре (уровне конденсата) через первичный преобразователь (1а) поступает на датчик гидростатического давления (1б), откуда токовый сигнал 4...20 мА через промежуточный (нормирующий) преобразователь (1в), осуществляющий гальваническое разделение цепей измерения, подается на вход регулирующего устройства (модуль аналогового ввода контроллера КРОСС-500). На модуль аналоговых сигналов также приходит сигнал (4...20 мА) от ручного задатчика (3а), который сравнивается с измеренным значением уровня, и сигнал (4...20 мА) с блока сигнализации положения вала исполнительного механизма (БСПТ).

Сигнал по уровню конденсата в подогревателе также дублируется на щит КИПиА, путем вывода его на регистрирующий прибор (1г).

Далее, на основании поступивших сигналов, контроллер формирует управляющее воздействие (0В или 24 В), которое, с модуля дискретного ввода-вывода, через блок ручного управления (2а), коммутирующий режимы управления (ручной либо автоматический), подается на пускатель (2б), где усиливается по мощности и подается на исполнительный механизм (2в). Выходной вал исполнительного механизма, вращаясь, при помощи механической связи оказывает влияние на регулирующий орган, вследствие чего меняется расход дренажа греющего пара, обеспечивая требуемый уровень конденсата внутри объекта управления (подогревателя сетевой воды).

					ФЮРА.421000.001ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		84

7.4 Выбор технических средств АСР уровня и составление заказной спецификации

7.4.1 Выбор средств измерения гидростатического давления

В качестве первичных измерительных преобразователей давления на ТЭС широко используются преобразователи типов Сапфир–22–ДД (изготовитель – ЗАО «Манометр», г. Москва) и Метран–43–ДГ (изготовитель – ПГ «Метран» г. Челябинск).

Вышеперечисленные преобразователи предназначены для работы в системах автоматического контроля, регулирования и управления технологическими процессами и обеспечивают непрерывное преобразование гидростатического давления (разности давлений) в стандартный токовый выходной сигнал (0...5, 4...20, 0...20, 5...0, 20...4, 20...0 мА) дистанционной передачи.

Основные технические параметры и характеристики преобразователей давления представлены в таблице 8.1.

					ФЮРА.421000.001ПЗ	Лист
						85
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

Таблица 7.1 – Основные технические параметры и характеристики преобразователей давления (уровня)

Тип преобразователя	Модель	Ряд верхних пределов измерений	Предел допускаемой основной погрешности, %
Метран-43-ДГ	3536	4; 6; 10; 16; 25; 40 кПа	0,25; 0,5
	3545-01	25; 40; 60; 100; 160; 250 кПа	
	3595	4; 6; 10; 16; 25; 40 кПа	
Сапфир-22МТ-ДД	2410	0,4; 0,63; 1,0; 1,6 кПа	0,25; 0,5
	2430	6,3; 10; 16; 25; 40 кПа	
	2440	6,3; 40; 100; 160; 250 кПа	

Для преобразования сигналов и питания преобразователей давления применяются блоки питания типа БПС–24, БПД–40, БПК–40, Метран–604 (с линейной характеристикой). Блоки питания и преобразования сигналов обеспечивают получение линейной зависимости между измеряемым параметром и выходным унифицированным сигналом, а также осуществляют гальваническую развязку цепей измерительной информации.

Выбираем первичные измерительные преобразователи давления (уровня) типа Метран–43–ДГ-3545-01, работающие совместно с блоками питания и преобразования сигналов типа Метран–604 с линейной характеристикой (изготовитель – ПГ «Метран» г. Челябинск). В комплекте с преобразователем давления (уровня) выбираем сосуд уравнильный типа СУ-6,3-2-А (изготовитель – ПГ «Метран» г. Челябинск).

7.4.2 Выбор устройств оперативного управления

В качестве устройств оперативного управления на ТЭС применяются блоки ручного управления, ручные задатчики, пусковые устройства и пр.

Блоки ручного управления используются для коммутации цепей управления, а пусковые устройства – для усиления управляющего сигнала, поступающего на исполнительный механизм. Задатчики необходимы для установки сигналов задания для регуляторов.

Основные характеристики устройств оперативного управления представлены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Основные характеристики устройств оперативного управления

Исполнение	Функции	Примечание
БРУ–22	Ручное или дистанционное переключение цепей управления на два положения; световая сигнализация положения цепей; управление ИМ	–
БРУ–32	Ручное переключение с автоматического режима управления на ручной и обратно; кнопочное управление интегрирующими исполнительными устройствами; световая индикация выходного сигнала регулирующего устройства с импульсным выходным сигналом; определение положения регулирующего органа по сигналу от электрического ИМ	Входные сигналы стрелочного индикатора: унифицированные токовые 0...5, 4...20 мА, напряжения 0...10 В
БРУ–42	Ручное или дистанционное переключение с автоматического режима управления на ручной и обратно; кнопочное управление интегрирующими исполнительными устройствами; световая индикация режимов управления, выходного сигнала регулирующего устройства с импульсным выходным сигналом; определение положения регулирующего органа по сигналу от электрического ИМ	

Продолжение таблицы 7.2

Исполнение	Функции	Примечание
РЗД-12	Ручная установка сигналов задания для стабилизирующих регуляторов и регуляторов соотношения. Входной сигнал: нет. Выходной сигнал: плавное изменение коэффициента деления потенциометра с сопротивлением 10 или 2,2 кОм	Разрешающая способность: 0,5 % от максимального сигнала
РЗД-22	Ручная установка сигналов задания для стабилизирующих регуляторов и регуляторов соотношения, преобразование одного вида унифицированного сигнала постоянного тока или напряжения в другой. Входной сигнал: 0...5, 0...20, 4...20 мА, 0...10 В. Выходной сигнал: 0...5, 0...20, 4...20 мА, 0...10 В	
ПБР-2М	Бесконтактное управление электрическими исполнительными механизмами и приводами; пуск, реверс любых синхронных и асинхронных двигателей мощностью до 1,1 кВт	Управление электрическими исполнительными механизмами и приводами с однофазными конденсаторными двигателями
ПБР-3А		Управление электрическими исполнительными механизмами и приводами с трехфазными синхронными и асинхронными двигателями

Выбираем устройства оперативного управления типа БРУ-42 и ПБР-3А (изготовитель – ОАО «ЗЭиМ» г. Чебоксары).

В качестве задатчика регулируемого параметра выберем ручной задатчик типа РЗД-22, имеющий выходной сигнал 4...20 мА (ОАО «ЗЭиМ» г. Чебоксары).

					ФЮРА.421000.001ПЗ	Лист
						88
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

7.4.3 Выбор исполнительного механизма

При составлении заказной спецификации был проведен расчет параметров исполнительного механизма (ИМ) по методике, изложенной в [3, приложение 3-12.5].

Исходные данные

Внутренний диаметр трубопровода 450 мм

В качестве ИМ был выбран механизм электрический однооборотный – МЭО [3, табл. ПЗ-53].

Максимальный крутящий момент МЭО

$$M_{\max} = 6,89 \cdot D_y - 338 = 6,89 \cdot 450 - 338 = 2762,5 \text{ Н} \cdot \text{м},$$

где D_y - условный диаметр трубопровода, мм.

При выборе МЭО учитывалось условие

$$M_H > M_{\max},$$

где M_H – номинальный крутящий момент на выходном валу ИМ, Н · м.

Выбираем ИМ типа МЭО–4000/63-0,25У-97К.

7.4.5 Выбор регулирующего устройства

Современный рынок средств автоматизации предлагает широкий спектр аппаратных и программных регулирующих устройств для построения систем, надежных и удобных в эксплуатации. Все больше в настоящее время используются программируемые логические контроллеры (ПЛК). ПЛК представляют собой устройство, предназначенное для сбора, преобразования, обработки, хранения информации и выработки команд управления.

					ФЮРА.421000.001ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		89

Они реализованы на базе микропроцессорной техники и работают в локальных и распределенных системах управления. Принципиальное отличие ПЛК от релейных схем заключается в том, что все его функции реализованы программно. На одном контроллере можно реализовать схему, эквивалентную тысячам элементов жесткой логики. При этом надежность работы схемы не зависит от ее сложности.

В настоящее время в качестве регулирующих устройств в АСР на предприятиях энергетического комплекса широко используются микропроцессорные контроллеры типа Ремиконт Р-130, КРОСС-500 и Decont-182. Применение программируемых логических контроллеров обеспечивает высокую надежность, простое тиражирование и обслуживание устройств управления, ускоряет монтаж и наладку оборудования, обеспечивает быстрое обновление алгоритмов управления (в том числе и на работающем оборудовании).

Для реализации функции управления в АСР уровня выбираем микропроцессорный контроллер типа КРОСС-500. Состав контроллера представлен в таблице 7.3.

					ФЮРА.421000.001ПЗ	Лист
						90
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

Таблица 7.3 – Состав контроллера КРОСС–500

Название блока/ модуля	Назначение
Блок центральный ЦБ1 в составе модуля процессора SM2-CPU-1,5	Является мастером шины SPI, предназначен для управления работой контроллера, взаимодействия пользователя с контроллером через компьютер и SCADA-программу
Базовый монтажный блок SMART2-BASE	Имеет посадочные места для установки модуля процессора SM2-CPU-1,5, модуля ИСК1
Модуль согласования ИСК1	Соединяет и согласовывает модули УСО с центральным процессором
Блок питания LOK 4601-2R/P-ONE/	Обеспечивает подключение к питающей сети 220 В и преобразование переменного напряжения в постоянное напряжение 24 В.
Модуль питания DC-24/5	Обеспечивает питание УСО на одной шине SPI
Модули УСО AI1 – 8, DIO1 – 8/8	Сбор, первичная обработка информации от датчиков и ИМ, а также выдача управляющих воздействий на объект
Блоки терминальные T1 – AI, T1 – D	Позволяют подключить к контроллеру кабели различных сечений от датчиков и ИМ
Соединения гибкие C1 – AI, C1 – D	Соединяют модули УСО и терминальные блоки

На основе выбранных выше технических средств АСР составляем заказную спецификацию приборов и средств автоматизации, которая приведена в приложении А.

					ФЮРА.421000.001ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		91

9 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Понятие охрана труда означает систему законодательных актов, социально-экономических, организационных, технических, гигиенических и лечебно-профилактических мероприятий и средств, обеспечивающих безопасность, сохранение здоровья и работоспособности человека в процессе труда.

Охрану труда принято подразделять на 3 вида:

- техническую (техника безопасности);
- правовую (трудовое законодательство);
- санитарно-гигиеническую (производственная санитария).

Основой трудового законодательства является кодекс законов о труде (КЗОТ).

Общее руководство работой по охране труда на ТЭС возлагается на директора и главного инженера. Непосредственное руководство организацией работы по технике безопасности (ТБ) и производственной санитарии осуществляет главный инженер лично или его заместитель в соответствие со штатным расписанием. Также, на любом предприятии имеется специальная служба ТБ в составе отдела или должность инженера по технике безопасности. Ответственность за состояние ТБ и производственной санитарии в цехах, отделах, лабораториях и т.п. возлагается на их руководителей – начальников цехов, мастеров участка и т.д.

Стационарные теплофикационные установки должны эксплуатироваться в соответствии с:

- Правилами техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей;
- Правилами Госгортехнадзора РФ;
- Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих

	под давлением;				ФЮРА.421000.001ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		98

- Инструкцией по эксплуатации тепловых сетей;
- Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ;
- СНИП 2.04.07-86 Тепловые сети.

На каждом предприятии должны быть разработаны и доведены до всего персонала безопасные маршруты следования по территории предприятия к месту работы и планы эвакуации на случай пожара или аварийной ситуации.

Все проходы и проезды, входы и выходы как внутри производственных помещений и сооружений, так и снаружи на примыкающей к ним территории должны быть освещены, свободны и безопасны для пешеходов и транспорта. Загромождение проходов и проездов или использование их для складирования грузов запрещается.

Проходы, проезды, переходы, а также лестницы, площадки и перила к ним следует всегда содержать в исправном состоянии и чистоте, а расположенные на открытом воздухе – очищать от снега и льда и посыпать песком. Настилы площадок и переходов, а также перила к ним должны быть надежно укреплены. На период ремонта вместо снятых перил следует делать временное ограждение. Перила и настилы, снятые на время ремонта, после его окончания должны быть немедленно установлены на место и хорошо укреплены.

Междуэтажные перекрытия, полы, каналы и прямки должны содержаться в исправности. Все проемы в полу должны быть ограждены. Крышки и кромки люков, колодцев, камер и прямков, а также перекрытия каналов должны быть выполнены из рифленого железа вровень с полом или землей и надежно закреплены.

В каждом цехе должен иметься план с указанием на нем ремонтных площадок и допустимых на них нагрузок. В цехах должны быть четко обозначены границы площадок, а на табличках указаны допустимые

	нагрузки на них				ФЮРА.421000.001ПЗ	Лист
						99
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

Вблизи рабочих мест смазочные материалы допускается хранить в специальных металлических бачках и масленках.

Курение на территории и в производственных помещениях разрешается только в специально отведенных местах.

В производственных помещениях должны быть вывешены плакаты, наглядно иллюстрирующие безопасные методы работы и правила оказания доврачебной помощи.

Планировка рабочего места

Рабочим местом называется зона постоянного или временного пребывания человека при выполнении работы. В теплосиловых установках электростанции рабочим местом принято называть участок установки и относящуюся к нему территорию. Пространство высотой до 2м над уровнем рабочей площадки называется рабочей зоной.

Требования к рабочему месту установлены ГОСТами.

Основные требования следующие: на рабочем месте должны быть обеспечены наиболее благоприятные для человека условия работы, ощущения комфорта и полной безопасности; конструкция рабочего места, размеры рабочих зон должны соответствовать росту, размерам и форме тела, показателям зрения и слуха; планировка рабочего места должна избавлять рабочего от лишних и утомительных трудовых движений и обеспечивать удобную рабочую позу; рабочее место должно быть обеспечено материалами, инструментами и приспособлениями для выполнения работы.

В соответствии с санитарными нормами рабочее место должно быть освещено, провентилировано, постоянно содержаться в чистоте; недопустимы захламленность, беспорядок и грязь.

					ФЮРА.421000.001ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		100

Освещение рабочих мест и производственных помещений

Из общего объема информации человек получает через зрительный канал около 80%. Качество поступающей информации во многом зависит от освещения. Неудовлетворительное количественное или качественное, оно не только утомляет зрение, но и вызывает утомление всего организма в целом.

Нерациональное освещение может, кроме того, являться причиной травматизма: плохо освещенные опасные зоны, слепящие источники света и блики от них, резкие тени ухудшают видимость настолько, что вызывают полную потерю ориентации рабочих. Неправильная эксплуатация также как и ошибки, допущенные при проектировании и устройстве осветительных приборов в пожаро - и взрывоопасных цехах (неправильный выбор источника света, светильников, проводов и т.д.) могут привести к взрыву, пожару и несчастным случаям. При неудовлетворительном освещении, кроме того, снижается работоспособность и производительность труда.

Воздух рабочей зоны

Воздух рабочей зоны производственных помещений предприятий должен соответствовать ГОСТу 12.1.005-88 «ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».

Температура, относительная влажность, скорость движения воздуха возле тела человека, а также температура стен и окружающих предметов образуют микроклимат на рабочем месте.

Установлены нормы оптимального микроклимата в рабочей зоне в зависимости от сезона года и тяжести работы табл.9.1

					ФЮРА.421000.001ПЗ	Лист
						101
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

Таблица 9.1– Нормы оптимального микроклимата

Сезон года, Тем-ра наружного воздуха	Категория работы	Температура в рабочей зоне, °С	Скорость Движения воздуха,
Холодный и переходной; менее +10°С	Легкая 1	20-23	0.2
	Средней тяжести 2а	18-20	0,2
	Средней тяжести 2б	17-19	0.3
	Тяжелая 3	16-18	0,3
Теплый +10°С и более	Легкая 1	22-25	0.2
	Средней тяжести 2а	21-23	0,3
	Средней тяжести 2б	20-22	0.4
	Тяжелая 3	18-20	0.5

Нормы оптимального микроклимата в рабочей зоне:

- относительная влажность 60-40%.
- Допустимая область влажности воздуха 40-75%. При влажности более 75% затрудняется испарение пота, менее 40% пересыхание слизистой оболочки.
- Допустимая область подвижности воздуха 0,2— 1 м/с. Застойный воздух затрудняет конвекцию, слишком подвижный вызывает сквозняк.

Человеку необходим чистый воздух без примесей пыли, вредных аэрозолей, газов, паров. При наличии в воздухе частиц ядовитых веществ возможно отравление, вредной пыли - заболевание легких, угольной пыли — антракоз легких, особенно вредна кварцевая пыль, способная отлагаться в легких и вызывать их заболевание.

Вентиляция

Вентиляцией называется регулируемое перемещение воздуха с целью замены слишком нагретого или загруженного воздуха помещений чистовым с необходимой температурой и влажностью.

На электростанциях используются следующие системы вентиляции:

- общеобменная механическая для удаления слишком теплого воздуха, влаги, умеренно и малоопасных примесей воздуха равномерно из всего помещения;
- общеобменная естественная для удаления избытков теплого воздуха;

					ФЮРА.421000.001ПЗ	Лист
						102
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

- местная приточная - для подачи охлажденного и увлажненного воздуха к рабочим местам;
- местная вытяжная совместно с приточной для улавливания чрезвычайно и высоко опасных примесей воздуха непосредственно у источника их образования.

Защита от избыточной теплоты

Нагретые поверхности котлов, паропроводов, турбин излучают тепловую энергию. Применяются следующие способы защиты от теплоты (избыточной): теплоизоляция горячих поверхностей; экранирование источников излучения поглощающими и отражающими теплоту материалами; воздушные души и вентиляция; защитная одежда; ограничение длительности работы при больших тепловых нагрузках с обязательными перерывами отдыха.

Защита от вредных веществ

Для уменьшения утечек вредных веществ в окружающую среду непосредственно из источника их возникновения необходимы надежная герметизация топок, газоходов, газопроводов, насосов, компрессоров, транспортеров; встроенных местных вытяжек из мест пересыпки топливной пыли; замена токсичных веществ нетоксичными.

Вибрация и шум

Источником вибрации и шума являются вращающиеся механизмы и агрегаты большой мощности, ручной виброинструмент. Наибольший шум создается оборудованием котельно-турбинных цехов. В таблице 8.2 представлены источники шума в этих цехах и их уровень.

Наибольший шум создается оборудованием котельно-турбинных цехов. В табл. 8.2 представлены источники шума в этих цехах и их уровень.

					ФЮРА.421000.001ПЗ	Лист
						103
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

Таблица 9.2 – Источники шума в этих цехах и их уровень

Оборудование	Уровень шума, дБ*А
Турбинное отделение: генератор,	79 – 117
турбина	100 – 103
коллектор дренажей,	94 – 103
насосы,	85 – 99
паропроводы	87 – 98
Котельное отделение: шаровые мельницы	101 – 107
золошлакоудаление	91 – 92
дымососы	86 – 92
дутьевые вентиляторы	86 - 91

Зоны с уровнем звука выше 85 дБ*А обозначены знаками безопасности. Запрещается даже кратковременное пребывание в зонах с уровнями звукового давления выше 135 дБ.

В ряде случаев практически невозможно уменьшить шум и вибрацию до допустимых уровней. Для предотвращения профессиональных заболеваний, работающие в шумных условиях или в условиях воздействия вибрации должны соблюдать правила безопасной работы. ГОСТами установлены следующие меры защиты: применение средств индивидуальной защиты (наушники, беруши), чередование труда и активного отдыха, сокращение длительности работы в вибро - и шумоопасных условиях. Так, для машинистов-обходчиков турбин целесообразно устройство звукоизолированных кабин, размещаемых на участках наиболее длительного их пребывания.

Электробезопасность

По электрической опасности турбинный цех относится к категории с повышенной опасностью, т. к. помещение характеризуется наличием токопроводящих полов (металлические) и возможности одновременного прикосновения человека к имеющим соединение с землёй металлоконструкциями зданий и к металлическим корпусам электрооборудования.

Для предотвращения поражения персонала электрическим током предусматриваем ограждение токоведущих частей, обесточивание оборудования, защитное заземление для электроустановок.

Пожаробезопасность

Система пожарной защиты предусматривает, наряду с мерами предотвращения возникновения пожара и распространение его за пределы очага возгорания, также применение средств пожаротушения и пожарной сигнализации.

Для тушения пожаров применяют первичные средства тушения, к которым относятся водяные и воздушно-пенные пожарные стволы, присоединенные при помощи рукавов к системе пожарного водопровода при помощи пожарных кранов, располагаемых в наиболее доступных и безопасных местах здания.

В целях повышения пожарной безопасности на тепловых электростанциях запрещены кабели с полиэтиленовой изоляцией и оболочкой, необходимо применять только кабели с негорючими покрытиями. Трассы кабеля должны проходить на безопасных расстояниях от нагретых поверхностей, следует предусматривать их защиту от внешних воздействий и перегрева.

					ФЮРА.421000.001ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		105

Все огневые работы в зоне действующего оборудования проводятся только с разрешением инспектора, находящегося на территории ТЭЦ с оформлением наряда – допуска.

В каждом цехе на случай возникновения пожара обеспечивают возможность быстрой и безопасной эвакуации людей через эвакуационные выходы - двери, ворота, проходы. Выходы считаются эвакуационными, если они ведут из помещений:

- а) первого этажа непосредственно наружу;
- б) в соседние помещения того же этажа, имеющие выход наружу непосредственно или через лестничные клетки;
- в) в проход или в коридора непосредственный выходом наружу или через местную клетку.

					ФЮРА.421000.001ПЗ	Лист
						106
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

10. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЛИЯНИЯ РЕКОНСТРУКЦИИ НА ЭКОЛОГИЮ РАЙОНА

Работа станции связана не только с полезным отпуском электроэнергии и тепла, но и с серьезным воздействием на окружающую среду, особенно серьезное влияние оказывает станция на воздушный бассейн.

Для производства электроэнергии и тепла на ТЭЦ НКМК в качестве топлива используется коксовый и природный газы, а также каменный уголь и мазут. Таким образом, в атмосферу вместе с дымовыми газами выбрасываются такие токсичные компоненты как: зола, окислы серы SO_2 и SO_3 , азота NO_x , пятиокись ванадия V_2O_5 при сжигании мазута, а при неполном сгорании топлива – окись углерода CO , сажа, углеводороды CH_4 , C_2H_4 , в том числе канцерогенный бензопирен $\text{C}_{20}\text{H}_{12}$, несгоревшие частицы топлива.

Очистка дымовых газов способствует не только снижению выбросов золы в атмосферу, но и повышению надежности эксплуатации рабочих колес дымососов, особенно осевых. Степень улавливания золы должна быть такой, чтобы обеспечить на уровне дыхания при неблагоприятных метеорологических условиях концентрацию золы не выше предельно допустимых концентраций (ПДК).

В этом разделе мы определим объём дымовых газов на выходе из дымовой трубы до реконструкции и после.

					ФЮРА.421000.001ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		107

10.1 Объём дымовых газов на выходе из дымовой трубы до реконструкции

Объём дымовых газов на выходе из дымовых труб тепловой эл. станции:

$$V = V_{\Gamma}^0 \cdot B \cdot [t_{\Gamma} + 273 / 273],$$

где $t_{\Gamma} = 140^{\circ}\text{C}$ – средняя температура уходящих газов;

$$B = 10^{-3} \cdot N_{\text{Э}} \cdot q_{\text{Э}} / 3,6 \cdot \eta_{\text{К}} \cdot Q_{\text{Н}}^{\text{P}} - \text{расход топлива,}$$

где $N_{\text{Э}} = 78\text{МВт}$ – электрическая мощность;

$Q_{\text{Н}}^{\text{P}} = 20,934\text{ МДж/кг}$ – низшая теплота сгорания для кузнецких углей;

$\eta_{\text{К}} = 0,87$ – КПД котлоагрегатов;

$q_{\text{Э}} = 7730\text{ кДж/кВт ч}$

$$B = 10^{-3} \cdot 78 \cdot 7730 / 3,6 \cdot 0,87 \cdot 20,934 = 9,6\text{кг / с}$$

Удельный объём дымовых газов:

$$V_{\Gamma}^0 = V^0 \cdot (a - 1) + V_{\text{N}_2}^0 + V_{\text{RO}_2} + V_{\text{H}_2\text{O}},$$

где a - коэффициент избытка воздуха на выходе из трубы;

V_0 – теоретическое количество сухого воздуха, необходимое для полного сгорания топлива;

$$V_{\Gamma}^0 = 0,089 \cdot (C^{\text{P}} + 0,375 \cdot S^{\text{P}}) + 0,265 \cdot H^{\text{P}} - 0,0333 \cdot O^{\text{P}},$$

где $C^{\text{P}}, S^{\text{P}}, H^{\text{P}}, O^{\text{P}}$ – углерод, сера, водород и кислород рабочей массы кузнецкого угля, %

$$V_{\Gamma}^0 = 0,089 \cdot (63,3 + 0,375 \cdot 0,6) + 0,265 \cdot 4,4 - 0,0333 \cdot 7,4 = 6,58\text{м}^3 / \text{с}.$$

Теоретический объём азота, $\text{нм}^3/\text{кг}$

$$V_{\text{N}_2}^0 = 0,79 \cdot V^0 + 0,008 \cdot N^{\text{P}} = 0,79 \cdot 6,58 + 0,008 \cdot 2,7 = 5,2\text{нм}^3 / \text{кг}.$$

Теоретический объём трехатомных газов

$$V_{\text{RO}_2}^0 = 1,866 \cdot (C^{\text{P}} + 0,375 \cdot S^{\text{P}}) \cdot 10^{-2} = 1,866 \cdot (63,3 + 0,375 \cdot 0,6) \cdot 10^{-2} = 1,18\text{нм}^3 / \text{кг}$$

					ФЮРА.421000.001ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		108

Объём водяных паров определяем по формуле

$$V_{\text{H}_2\text{O}}^0 = 0,11 \cdot H^P + 0,0124 \cdot W^P + 0,0161 \cdot V^0 + 0,016 \cdot (a - 1) \cdot V^0,$$

где W^P – влага рабочей массы топлива в %,

$$V_{\text{H}_2\text{O}}^0 = 0,11 \cdot 4,4 + 0,0124 \cdot 12 + 0,0161 \cdot 6,58 + 0,016 \cdot (1,4 - 1) \cdot 6,58 = 0,78$$

$$V_{\Gamma}^0 = 6,58 \cdot (1,4 - 1) + 5,2 + 1,18 + 0,78 = 9,79 \text{ м}^3 / \text{кг}.$$

В итоге объём дымовых газов равен

$$V_{\text{дг}} = 9,79 \cdot 9,6 \cdot [140 + 273 / 273] = 142,2 \text{ м}^3 / \text{с}.$$

10.2 Объём дымовых газов на выходе из дымовой трубы после реконструкции

Удельные объёмы газов останутся прежними, изменится только расход топлива, с учетом того, что $N_{\text{Э}} = 107 \text{ МВт}$

$$B = 10^{-3} \cdot N_{\text{Э}} \cdot q_{\text{Э}} / 3,6 \cdot \eta_{\text{К}} \cdot Q_{\text{H}}^P$$

$$B = 10^{-3} \cdot 107 \cdot 7730 / 3,6 \cdot 0,87 \cdot 20,934 = 13,2 \text{ кг} / \text{с}.$$

$$V_{\text{дг}} = 9,79 \cdot 13,2 \cdot [140 + 273 / 273] = 195,5 \text{ м}^3 / \text{с}$$

В результате проведенных расчетов мы видим, что выброс дымовых газов увеличился на $53,3 \text{ м}^3/\text{с}$.

Определим максимальные приземные концентрации летучей золы, диоксида серы и окислов азота и сравним полученные концентрации с соответствующими предельно-допустимыми концентрациями ПДК.

Расчет будем производить для котлоагрегата №4, так как устанавливаемая турбина будет питаться от него.

Определим расход топлива и объём дымовых газов для котлоагрегата №4. Удельные объёмы газов останутся прежними, изменится только расход топлива, с учетом того, что турбогенератор ПТ-29/35 будет нести

					ФЮРА.421000.001ПЗ	Лист
						109
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

номинальную нагрузку с $N_{\text{э}} = 29 \text{ МВт}$.

$$B_p = 10^{-3} \cdot N_{\text{э}} \cdot q_{\text{э}} / 3,6 \cdot \eta_{\text{к}} \cdot Q_{\text{н}}^p = 10^{-3} \cdot 29 \cdot 7730 / 3,6 \cdot 0,87 \cdot 20,934 = 4,3 \text{ кг / с}.$$

$$V_{\text{дг}} = 9,79 \cdot 4,3 \cdot [140 + 273 / 273] = 63,7 \text{ м}^3 / \text{с}$$

Определяем расчетную площадь проходного сечения золоуловителя

$$f_{\text{расч}} = \frac{V_{\text{дг}}}{U} = \frac{63,7}{1,4} = 45,5 \text{ м}^2$$

где $U = 1,4 \text{ м/с}$ – скорость газов.

Выбираем число фильтров $Z = 2 \text{ шт.}$, тогда площадь одного фильтра

$$f = \frac{f_{\text{расч}}}{Z} = \frac{45,5}{2} = 22,8 \text{ м}^2$$

Выбираем электрический фильтр ЭГА 1 – 14 – 7,5 – 4 – 4

Площадь активного сечения $f = 28,7 \text{ м}^2$

Поверхность охлаждения $A_{\text{п}} = 2209 \text{ м}^2$

Активная длина поля $L_{\text{п}} = 2,56 \text{ м}$

Так как на котлоагрегате №4 установлены более мощные золоуловители типа МП-ВТИ рисунок 4, состоящие из четырех циклонов диаметром 2500 мм каждый, газовое сопротивление золоуловителя 50 - 60 мм вод. ст., поэтому замену производить не будем.

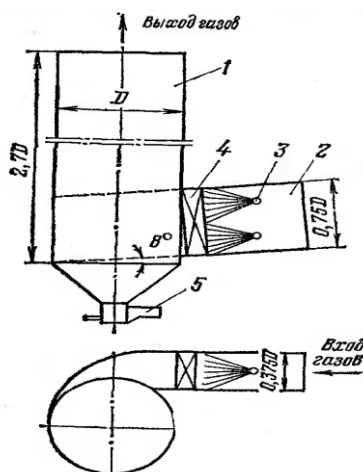


Рисунок 10.1- Мокрый прутковый золоуловитель типа МП-ВТИ

					ФЮРА.421000.001ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		110

1 – корпус; 2 – патрубок входной; 3 – форсунки оросительные прутковой решетки; 4 – решетка прутковая; 5 – гидрозатвор.

Определим массовый расход золы в дымовых газах перед золоуловителем:

$$M_{BX} = 10 \cdot B \cdot (A_p + q_u \cdot \frac{Q_H^p}{32,7}) \alpha_{yn}$$

$q_u = 6\%$ - потери теплоты от механического недожога.

$\alpha_{yn} = 0,95$ – доля уноса золы из топки.

$$M_{BX} = 10 \cdot 4,3 \cdot (13,2 + 6 \cdot 20,934 / 32,7) 0,95 = 710 \text{ г/с}$$

Количество уловленной золы:

$$M_{yL} = M_{BX} \cdot \eta$$

$$M_{yL} = 710 \cdot 0,93 = 660 \text{ г/с}$$

Количество выброшенной золы в атмосферу:

$$M = M_{BX} \cdot (1 - \eta)$$

$$M = 710 \cdot (1 - 0,93) = 49,7 \text{ г/с}$$

Концентрация золы на входе в золоуловитель:

$$C_{BX} = \frac{M_{BX}}{V_{дг}} = \frac{710}{63,7} = 11,14 \text{ г / м}^3 = 11140 \text{ мг / м}^3$$

Концентрация золы на выходе из золоуловителя:

$$C_{вых} = \frac{M}{V_{дг}} = \frac{49,7}{63,7} = 0,78 \text{ г / м}^3 = 780 \text{ мг / м}^3$$

Максимальные приземные концентрации вредных выбросов определяем при номинальной мощности турбины:

$$C_{mi} = \frac{A \cdot M_i \cdot F_i \cdot m \cdot n}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V_{дг} (t_{дг} - t_{нв})}} \eta_p$$

где $A=200$ – коэффициент стратификации атмосферы

					ФЮРА.421000.001ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		111

M_i - суммарное количество вредного вещества, выбрасываемого в атмосферу

$F=2$ - коэффициент охлаждения для золовых частиц

m – коэффициент, учитывающий подъем факела над трубой.

$n = 1$; $\eta_p = 1$ коэффициент рельефа.

Массовый выброс золы $M_3 = M = 49,7$ г/с

Массовый выброс диоксида серы.

Содержание серы на рабочую массу топлива: $S^p = 0,6\%$

Доля SO_2 , улавливания летучей золы: $\eta_{SO_2} = 0,1$ [17, п.3-44]

$$M_{SO_2} = 5,56 \cdot S^p \cdot B_p \cdot 4 \cdot (1 - \eta_{SO_2}) = 5,56 \cdot 0,6 \cdot 4,3 \cdot 4 \cdot (1 - 0,1) = 51,6 \text{ г / сек}$$

Массовый выброс окислов азота.

$$M_{NO_x} = n_{NO_2} \cdot B \cdot Q_H^p \left(1 - \frac{\beta}{100} \right),$$

где $\beta = 30$; $n_{NO_2} = 0,36$ [17, п.3-44]

$$M_{NO_x} = 0,36 \cdot 4,3 \cdot 20,934 (1 - 30 / 100) = 22,68 \text{ г / с}$$

$$f = \frac{10^3 \cdot w^2 \cdot D_0}{H^2 \cdot (t_{yt} - t_{hb})}; \quad m = \frac{1}{0,67 + 0,1\sqrt{f} + 0,34^3\sqrt{f}}$$

На котлоагрегате №4 выброс дымовых газов производится через дымовую трубу высотой 53 м и диаметром 3612 мм,.

При высоте дымовой трубы $H=53$ м и температуры наружного воздуха $t_{hb}=24^\circ\text{C}$

$$f = \frac{10^3 \cdot 23^2 \cdot 3.612}{53^2 \cdot (140 - 24)} = 5,86, \quad m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{5.86} + 0,34^3 \sqrt{5.86}} = 0.66$$

Максимальная приземная концентрация летучей золы:

$$C_{M3} = \frac{200 \cdot 49,7 \cdot 2 \cdot 0,66 \cdot 1}{53^2 \cdot \sqrt[3]{63.7(140 - 24)}} = 0.23 \text{ мг / м}^3$$

Максимальная приземная концентрация диоксида серы:

					ФЮРА.421000.001ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		112

$$C_{\text{MSO}_2} = \frac{200 \cdot 51,6 \cdot 2 \cdot 0,66 \cdot 1}{53^2 \cdot \sqrt[3]{63,7(140 - 24)}} = 0,25 \text{ мг / м}^3$$

Максимальная приземная концентрация окислов азота:

$$C_{\text{MNO}_x} = \frac{200 \cdot 22,68 \cdot 2 \cdot 0,66 \cdot 1}{53^2 \cdot \sqrt[3]{63,7(140 - 24)}} = 0,076 \text{ мг / м}^3$$

Приземная концентрация с учетом суммации действия SO₂ и NO_x:

$$C_M = C_{\text{MSO}_2} + 5,88 \cdot C_{\text{MNO}_2}$$

$$C_M = 0,25 + 5,88 \cdot 0,076 = 0,47 \text{ мг/м}^3$$

Сравним полученные значения максимальных концентраций с соответствующими предельно-допустимыми концентрациями.

$$C_{\text{M}_3} = 0,23 \text{ мг/м}^3 < \text{ПДК}_3 = 0,3 \div 0,5$$

$$C_{\text{MSO}_2} = 0,25 \text{ мг/м}^3 < \text{ПДК}_{\text{SO}_2} = 0,5$$

$$C_{\text{MNO}_x} = 0,076 \text{ мг/м}^3 < \text{ПДК}_{\text{NO}_x} = 0,085$$

$$C_M = 0,47 \text{ мг/м}^3 < \text{ПДК}_M = 0,5$$

Из сравнения с ПДК видно – превышения предельно допустимых концентраций нет.

В результате проведенных расчетов мы выяснили, что установка нового турбогенератора не повлекла за собой ухудшение экологической обстановки и не требует замены вспомогательного оборудования котлоагрегата.

					ФЮРА.421000.001ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		113

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполненной дипломной работы мы выявили, что установка нового турбоагрегата ПТ-29/35-1,0 дает дополнительную выработку электроэнергии на 56 тыс.кВт.

Ввод ТГ №4 дает дополнительную мощность производственным и тепловым потребителям (в номинальном режиме), без использования РОУ (только для обеспечения зимнего максимума).

Из расчета показателей экономичности станции выявили, что с установкой турбогенератора ПТ-29/35-2,9/1,0 увеличится отпуск электроэнергии на 295,48 тыс.кВт·ч и отпуск тепловой энергии на 112,86 МВт. Снизится удельный расход условного топлива по выработке электроэнергии на 89,2 г/кВт·ч, а также снизится удельный расход условного топлива по производству теплоты на 24,13 г/кВт·ч, и соответственно, повысится КПД ТЭЦ по отпуску электроэнергии на 22 %. .

В результате оценки экономической эффективности установки турбогенератора ПТ–29/35–2,9/1,0 выяснили, что затраты связанные с установкой турбоагрегата окупятся через 4,2 года. Это позволит получать дополнительную прибыль за счет продажи электроэнергии.

Ввод ТГ №4 позволит вывести из эксплуатации устаревший, физически изношенный турбогенератор №3, находящиеся в аварийном состоянии, тем самым повысит надёжность работы станции.

					ФЮРА.421000.001ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		114

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Елизаров Д.П. Теплоэнергетические установки электростанции. – М: Энергоиздат, 1982. – 264 с.
2. Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции. учебник для вузов. – М.: Энергия, 1976; М.: Энергоатомиздат, 1987.
3. Вукалович М. П. Таблицы термодинамических свойств воды и водяного пара. – М – Л.: Энергия, 1969. – 400 с.
4. Тепловые и атомные электрические станции: Справочник /Под общ. Ред. В.А.Григорьева, В.М.Зорина. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
5. Стерман Л.С., Лавыгин В.М., Тишин С.Г. Тепловые и атомные электрические станции. учебник для вузов. – М.: Издательство МЭИ, 2000.- 408 с.
6. Теплотехнический справочник. – М.: Энергия, 1975. -744 с.
7. Хижняков С.В. Практические расчеты тепловой изоляции. -М.: Энергия, 1976
8. Тепловая изоляция. Справочник по специальным работам. М.: Строиздат, 1973. – 430 с.
9. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей/ Министерство энергетики и электрификации СССР. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 288 с.
10. Паровые газовые турбины: Учебник для вузов /М.А. Трубилов, Г.А. Арсеньев, В.В. Фролов и др. Под ред. А.Г. Костюка, В.В. Фролова – М.: Энергоатомиздат, 1985. -352 с.
11. Рихтер Л.А., Волков Э.П., Покровский В.Н. Охрана водного и воздушного бассейнов от выбросов ТЭС. – М: Энергоиздат, 1981. – 296 с.
12. Качан А.Д., Яковлев Б.В. справочное пособие по технико-экономическим основам проектирования ТЭС. –Минск: Выш. школа. 1982. - 318 с.

					ФЮРА.421000.001ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		115

13. Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети. М.: МЭИ, 1999. – 472 с.
14. Плетнев Г.П. Автоматизированное управление объектами тепловых электрических станций. М.: Энергоатомиздат. 1981 г.
15. Теплообменное оборудование паротурбинных установок. Отраслевой каталог. Ниизинформэнергомаш. М.: 1984. – 287 с.
16. Долин П.А. основы техники безопасности в электрических установках. – М.: Энергия, 1990 г.
17. Рудомино Б.В., Ремжин Ю.Н. Проектирование трубопроводов тепловых электрических станций.
18. Ключев А.С., Глазов Б.В., Дубровский А.Х. Проектирование систем автоматизации технологических процессов. –М.: Энергия, 1980.
19. Наладка средств автоматизации и автоматических систем регулирования /Под ред. А.С. Ключева – М: Энергоатомиздат, 1989
20. Оптимизация режимов энергетических систем / Под ред. В.М. Синькова – Киев: Высш. школа, 1976
21. Еремкин А.И. и др. Нормирование выбросов загрязняющих веществ в атмосферу – Москва, 2000
22. Жабо В.В. Охрана окружающей среды на ТЭС и АЭС – М: Энергоатомиздат, 1992
23. Материалы, документация предприятия НКМК ТЭЦ.
24. Менеджмент в энергетике (Экономика и управление энергетическими предприятиями) Учебное пособие/ Коршунова Л.А., Кузьмина Н.Г. - Изд-во ТПУ, Томск:, 2007г - 188 с.
25. МЕНЕДЖМЕНТ .Планирование производственной программы ТЭС/ Методические указания по выполнению курсовой работы для студентов энергетических специальностей Института дистанционного образования Издание второе стереотипное, Изд-во ТПУ, Томск: 2003г.

					ФЮРА.421000.001ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		116

26.SWOT-анализ и синтез - основа формирования стратегии организации/
Юрий Учитель, Михаил Учитель.-М., «Либроком»,Москва:, 2010г-328 с.

27. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ФУНКЦИОНАЛЬНЫХ СХЕМ СИСТЕМ
АВТОМАТИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ И РЕГУЛИРОВАНИЯ/ А. В.
Волошенко, Д. Б. Горбунов

					ФЮРА.421000.001ПЗ	Лист
						117
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		