

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет
(национальный исследовательский университет)»
Политехнический институт
Заочный факультет
Кафедра промышленной теплоэнергетики
Направление подготовки 13.03.01 «Теплоэнергетика и теплотехника»

РАБОТА ПРОВЕРЕНА

Рецензент,
Начальник цеха
ГТЭС ООО «АЭС»
_____ В.А. Крыжановский
« ____ » _____ 2018 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой
промышленной теплоэнергетики,
к.т.н., доцент
_____ К.В. Осинцев
« ____ » _____ 2018 г.

**РЕКОНСТРУКЦИЯ ТЭЦ-19 Г. ЕКАТЕРИНБУРГА ПУТЕМ
ЗАМЕНЫ ВОДОГРЕЙНЫХ КОТЛОВ ЭЧМ-50 НА ПТВМ-120**

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ БАКАЛАВРА
ЮУрГУ–13.03.01.2018.591.17 ПЗ ВКР

Консультант
по разделу «Экономика и управление»,
старший преподаватель
_____ Р.А. Алабугина
« ____ » _____ 2018 г.

Руководитель работы,
к.т.н., доцент
_____ С.В. Пашнин
« ____ » _____ 2018 г.

Нормоконтролер,
старший преподаватель
_____ Р.А. Алабугина
« ____ » _____ 2018 г.

Автор работы
студент группы ПЗ–579
_____ А.В. Румянцев
« ____ » _____ 2018 г.

Челябинск 2018.

АННОТАЦИЯ

Румянцев А.В. Реконструкция ТЭЦ-19 г. Екатеринбурга путем замены водогрейных котлов ЭЧМ-50 на ПТВМ-120.– Челябинск: ЮУрГУ, ПИ, ЗФ; 2018, 81 с., 9 ил., библиогр. список – 50 наим., 5 листов чертежей ф. А1, 1 демонстрационный лист ф. А1.

В выпускной квалификационной работе производим реконструкцию ТЭЦ-19 г. Екатеринбурга путем замены водогрейных котлов ЭЧМ-50 на ПТВМ-120. Работа состоит из введения, 9-ти глав, заключения и библиографического списка.

Во введении дано понятие «ТЭЦ», её варианты реконструкции, а также поставлены задачи на ВКР.

В первой главе дана характеристика объекта, описана необходимость реконструкции, предложены технические решения для водогрейной части ТЭЦ.

Во второй главе сделан обзор литературных источников необходимых для выполнения ВКР.

В третьей главе приведено сравнение выбранного котла ПТВМ-120 с зарубежными аналогами нескольких производителей.

В четвертой части выполнены расчеты режимов регулирования и тепловой схемы котельной, а также выбран котел и сделан его тепловой расчет.

В пятой главе рассмотрены мероприятия по энергосбережению.

В шестой главе сделан поверочный расчет дымовой трубы, а также организованы экологические мероприятия по сливу сточных вод и выбросу отходов ТЭЦ.

В седьмой главе разработана система автоматического регулирования.

В восьмой главе сделана характеристика опасных и вредных производственных факторов, приведены мероприятия по электробезопасности, пожарной безопасности, сделан гигиеническая оценка условий труда, а также описан план действий при чрезвычайных ситуациях.

В девятой главе выполнен технико-экономический расчет, сделан SWOT-анализ для реализации проекта и приведено планирование мероприятий по реализации проекта.

В заключении подведены итоги технических показателей и решений.

Графическая часть выполнена на 6-ми листах формата А1.

					<i>13.03.01.2018.591.17 ПЗ</i>								
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Румянцев А.В.</i>			<i>Реконструкция ТЭЦ-19 г. Екатеринбурга путем замены водогрейных котлов ЭЧМ-50 на ПТВМ-120</i>			<i>В</i>	<i>К</i>	<i>Р</i>	<i>3</i>	<i>81</i>	
<i>Пров.</i>		<i>Пащинин С.В.</i>											
<i>Н. Контр.</i>		<i>Алабугина Р.А.</i>						<i>ЮУрГУ Кафедра промышленной тепло- энергетики</i>					
<i>Утв.</i>		<i>Осинцев К.В.</i>											

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
1	ОБОСНОВАНИЕ И АКТУАЛЬНОСТЬ РЕКОНСТРУКЦИИ ТЭЦ-19	6
2	ОБЗОР ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ	8
3	СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ АНАЛОГОВ	10
4	РЕКОНСТРУКЦИЯ ТЭЦ-19	13
4.1	Исходные данные	13
4.2	Расчет тепловых нагрузок и регулирования	15
4.3	Расчет тепловой схемы водогрейной части ТЭЦ	23
4.4	Тепловой расчет водогрейного котла	29
4.5	Расчет газопроводов	36
4.6	Химводоподготовка	42
5	ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ	45
6	ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ	48
7	АВТОМАТИЗАЦИЯ	51
8	БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ	55
8.1	Характеристика опасных производственных факторов и мероприятий по обеспечению травмобезопасности	55
8.2	Электробезопасность	56
8.3	Гигиеническая оценка условий и характера труда	59
8.4	Пожарная безопасность	64
8.5	Чрезвычайные ситуации	66
9	ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ	69
9.1	Технико-экономический расчет	69
9.1.1	Расчет капитальных затрат на реконструкцию ТЭЦ-19	69
9.1.2	Расчет текущих затрат на обслуживание ТЭЦ-19	71
9.1.3	Расчет экономической эффективности проекта	73
9.2	SWOT-анализ для реализации проекта реконструкции	74
9.3	Планирование целей проекта в дереве целей	75
9.4	Планирование мероприятий по реализации проекта (план-график Ганта)	76
ЗАКЛЮЧЕНИЕ		78
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК		79

ВВЕДЕНИЕ

ТЭЦ (тепловая электростанция) представляет собой тепловую электростанцию, производящую одновременно электрическую и тепловую энергию для централизованных систем электроснабжения, отопления жилых и промышленных объектов, горячего водоснабжения. Совершенствование термодинамического цикла и снижение удельных расходов топлива стало возможным благодаря повышению начальных параметров тепловой схемы ТЭЦ. Реконструкция объекта заключается в повышении эффективности использования отработанного пара для его дальнейшего отпуска внешним потребителям.

Конструктивно ТЭЦ является аналогом конденсационной электростанции. Отличие заключается в отборе части тепловой энергии перерабатываемого пара после выработки им электрической энергии. Количество отбираемого пара регулируется турбинами теплоэлектростанции, после чего этот пар конденсируется посредством сетевых подогревателей и передает свою энергию воде в сети. Финальными пунктами назначения воды являются тепловые и водогрейные пункты.

Совмещение функций одновременной генерации электроэнергии и тепла позволяет увеличить расчетный КПД примерно на 35–45%. При этом главными показателями экономичности являются выработка электроэнергии для теплового потребления и выдача высокого КПД.

При строительстве, реконструкции и модернизации ТЭЦ учитывается такой фактор, как близость подачи тепла, воды и пара для потребителей. Использование таких тепловых схем для передачи тепла на большие расстояния с экономической точки зрения нецелесообразно.

В работе ставятся следующие задачи:

- определение тепловых нагрузок на отопление, вентиляцию, ГВС и технологию;
- расчет тепловой схемы водогрейной части ТЭЦ;
- выполнение тепловых расчетов нового оборудования;
- общее газоснабжение ТЭЦ;
- выбор основного и вспомогательного оборудования для расчетной мощности;
- определение экономической эффективности для предложенного проекта реконструкции ТЭЦ;
- выявление уменьшения негативного экологического воздействия при работе на газообразном топливе;
- разработка функциональной схемы автоматизации ТЭЦ и котлов;
- разработка мероприятий по охране труда и трудового процесса.

В работе необходимо соблюдать последовательность, логичность и точность изложенных расчетов и исследований.

					13.03.01.2018.591.17 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		5

1 ОБОСНОВАНИЕ И АКТУАЛЬНОСТЬ РЕКОНСТРУКЦИИ ТЭЦ-19

Станция введена в эксплуатацию в 1961 году, как теплоисточник, обеспечивающий нужды Военного городка №19 в электрической и тепловой энергии для проведения бактериологических исследований.

Производство тепловой и электрической энергии основной вид деятельности ТЭЦ-19, потребителем являются Чкаловский район, микрорайон УНЦ Ленинского района, жилая зона и казармы №19 и №32 военных городков города Екатеринбурга.

Суммарный объем отапливаемых площадей составляет 3 787 801 м³. Тепловая сеть радиальная, двухтрубная. Система теплоснабжения – закрытая.

До реконструкции в 1967г. станция использовала в качестве основного топлива уголь. После проведенной реконструкции появилась возможность работы котлов как на угле так и на природном газе. Некоторое время оба вида топлива использовались совместно, с 2006г. станция практически полностью переведена на сжигание газа, что благоприятно отразилось на экологической обстановке в южной части г. Екатеринбурга. Основным видом топлива является природный газ (8000 ккал/м³), резервным – Кузнецкий каменный уголь марки ДГр, класса 0-300 (5692 ккал/кг).

Площадь ТЭЦ составляет 3526 м², а объем – 70520 м³.

Общее количество персонала составляет 15 человек, из них 2 машинистов котельного цеха.

Используемое оборудование и аппаратура:

- 3 паровых котла БКЗ-50-39ф;
- 2 водогрейных котла ЭЧМ-50шм;
- Паровые турбины АР-4-3м и АР-6-11;
- Вспомогательное оборудование (насосы, эжектора, БРОУ, РПП и т. д.);
- Электрические шкафы и щиты.

Согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов», ТЭЦ-19 – объект с тепловой мощностью 336 Гкал/ч. ТЭЦ работает на газо-мазутном топливе и относится к предприятиям третьего класса опасности с величиной санитарно-защитной зоны 300 м.

Цель работы – разработка схемы реконструкции ТЭЦ-19 для работы более современного оборудования в результате чего будет полностью покрыта потребность расширяющегося Чкаловского района в тепловой энергии.

В работе ставятся следующие задачи:

- изучение существующей схемы и оборудования ТЭЦ-19;
- предложение новой схемы для работы водогрейных котлов вместо выведенного из эксплуатации оборудования;
- выполнение тепловых расчетов монтируемого оборудования;
- определение экономической эффективности для предложенного оборудования;

– выявление уменьшения негативного экологического воздействия при работе ТЭЦ-19 после реконструкции.

Выпускной квалификационной работой предусмотрена реконструкция ТЭЦ-19 города Екатеринбурга Свердловской области путем замены водогрейных котлов ЭЧМ-50 на ПТВМ-120. Суммарный объем отапливаемых площадей составляет 3787801 м², этажность зданий жилой зоны варьируется от одного до шестнадцати во исполнении Закона свердловской области от 21 декабря 2015 года N 151-ОЗ «О стратегии социально-экономического развития свердловской области на 2016 - 2030 годы», принятый Законодательным Собранием Свердловской области 15 декабря 2015 года [6].

Учитывая, что оборудование ТЭЦ-19 весьма устарело, а в отопительный период 2018-2019гг. прогнозируемая величина суммарной тепловой нагрузки (в горячей воде) потребителей в границах зоны обслуживания ТЭЦ составит 206,15 Гкал/ч, в том числе:

- отопительно-вентиляционная – 178,30 Гкал/ч;
- горячего водоснабжения – 27,85 Гкал/ч.

становится явным, что реконструкция ТЭЦ-19 необходимо. Реконструкция ТЭЦ-19 предполагается за счет замены водогрейных котлов ЭЧМ-50 на ПТВМ-120.

Таким образом, энергоисточник имеет ожидаемый резерв тепловой мощности в количестве 14 Гкал/ч, что составляет около 6% от установленной.

					<i>13.03.01.2018.591.17 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		7

2 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ

При написании данной работы были использованы научная и учебно-методическая литература, нормативно-законодательные акты.

Основным документом для разработки данной работы послужили распоряжение Правительства РФ «Энергетической стратегии России до 2030 года» от 13 ноября 2009 [2] и Закон свердловской области от 21 декабря 2015 года N 151-ОЗ «О стратегии социально-экономического развития свердловской области на 2016 – 2030 годы», принятый Законодательным Собранием Свердловской области 15 декабря 2015 года [6].

Климатические условия в районе расположения ТЭЦ: определены в соответствии с данными СНиП 23-01-99* Строительная климатология. [23] и «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03.

Сравнение отечественных и зарубежных аналогов – Цитата газеты «Энергетика и промышленность России» № 09 (221) май 2013 года [43].

Раздел «Энергосбережение» выполнен в соответствии с методическими рекомендациями по оценке эффективности энергосберегающих мероприятий. (Авторы: Бухмиров В.В., Нурахов Н.Н., Косарев П.Г., Фролов В.В., Пророкова М.В.

Характеристика опасных производственных факторов и мероприятий по обеспечению травмобезопасности оборудования – ГОСТ 12.0.003–74 ССБТ. «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» [9].

Электробезопасность разрабатывалась в рамках существующих ПУЭ «Правила устройства электроустановок», требований по защите опасности поражения электрическим током ГОСТ 12.1.019-79 ССБТ. «Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты (И-1-1-86)» [13] и ГОСТ 12.1.030-81 [14].

Гигиеническая оценка условий и характера труда определена согласно СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений» [1], ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» [11]: расчет «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны» согласно утвержденных норм ГН 2.2.5.1313-03 [8]; «Отопление, вентиляция и кондиционирование» СНиП 2.04.05-91*.

Природопользование и охрана окружающей среды – согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов», ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» [2].

Освещенность – требования к освещению рабочего места установлены СНиП 23-05-95. Требования к источникам искусственного освещения регулируются ГОСТ 12.2.007.13-2000.

Виброакустические факторы – СН 2.2.4./2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых и общественных зданий и территории жилой застройки»

										Лист
										8
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.01.2018.591.17 ПЗ

[22], шумовую характеристику рабочих мест при постоянном шуме ГОСТ 12.1.003-83 [10].

При проектировании главного корпуса и других зданий учтены требования СНиП 23-03-2003 «Защита от шума».

Согласно ГОСТ 12.1.012-2004 [12] и СН 2.2.4.2.1.8.566-96 [22] вибрация на постоянных рабочих местах производственных помещений предприятий имеющих стационарные машины относится к категории вибрации по санитарным нормам 3«а»

Эргономичность рабочего места – Оператор выполняет свою работу в основном сидя, не требующую свободного передвижения работающего. Рабочее место оператора соответствует требованиям ГОСТ 12.2.032-78 [16].

В целях обеспечения безопасности работающих предлагается рациональное размещение оборудования согласно СанПиН 2.2.4.1191-03.

Пожарная безопасность. – Главный корпус, в котором расположено помещение БЩУ относится к Г категории здания, обладает III степенью огнестойкости, СО классом конструктивной пожарной опасности и его класс функциональной пожарной опасности соответствует классу Ф5.1в соответствии с п. 5.21 СНиП 21-01-97pw-/*Охрана окружающей среды при утилизации отходов производства – согласно СП 2.1.7.1386-03 «Санитарные правила по определению класса опасности токсичных отходов производства и потребления».

					<i>13.03.01.2018.591.17 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						9
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

3 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ АНАЛОГОВ

Производители котельных установок – это признанные лидеры энергетической отрасли, особенно в плане инноваций. За каких-то пару лет они совершили мощнейший прорыв вперед, сильно продвинув технологии создания промышленных котлов. На сегодняшний день котельная промышленность является одной из крупнейших отраслей энергетики. Котельная промышленность развивается постоянно, в том числе потому, что потребители бесконечно подталкивают ее к изменениям, требуют лучшей работы, автоматизации, увеличения экологичности и надежности. Длительное время котельная промышленность была лишена инвестиций, что наложило на нее определенный отпечаток. Зачастую российские компании вынуждены покупать лицензии у мировых производителей, и это при том, что далеко не все свои технологии иностранцы продают. Примером могут служить интегрированные платформы электронных устройств, которые позволяют управлять выработкой и распределением тепла удаленно: своего рода котельный SMART GRID.

В соответствии с распоряжением Правительства РФ «Энергетической стратегии России до 2030 года» от 13 ноября 2009г. с учетом корректировок и ее пролонгацией до 2035 года [2]. Внешняя энергетическая политика играет особую роль в Стратегии. Стратегической целью внешней энергетической политики является укрепление позиций России на внешних энергетических рынках на базе повышения конкурентоспособности российской энергетики, географической и продуктовой диверсификации экспорта и повышения качества экспортных продуктов.

Российские производители котлов смотрят на ситуацию более оптимистично, да в некоторых компонентах мы отстаем от зарубежных производителей, но во многом наши котлы не уступят иностранным аналогам. Российские производители, направляют большее усилие на внедрение передовых разработок в производстве котлов, только тогда отечественный производитель останется конкурентоспособным на рынке.

Нынешний рынок вынуждает производителей Российского оборудования котлов на постоянное развитие, поскольку он требует все более современного оборудования, большей автоматизации, повышения надежности и экологических показателей. Сегодняшний российский рынок котельного оборудования во многом зеркально отображает путь, пройденный Европейскими производителями за последние десятилетия, обусловленный повышением требований к качеству и комфортности. Конечно, что касается проблем экономии и вредного воздействия на окружающую среду, то здесь, в силу различных факторов, например низких цен на энергоресурсы, мы серьезно отстаем от Европы. Однако определенные подвижки есть и в этих направлениях, и крупнейшие отечественные производители котлов пытаются сравняться по этим компонентам с иностранными компаниями, которые уже давно предлагают такие решения.

Отметим, что сейчас котельная промышленность России – одна из самых больших отраслей энергетической промышленности страны: у нас более двадцати

крупных котельных заводов. Основные отечественные производители котлов для строительства новых энергоблоков – это компании «ЗиО-Подольск» (входит в холдинг «Атомэнергомаш») и «ЭМАльянс», включающая таганрогский завод «Красный котельщик» (входит в концерн «Силовые машины»), «Бийский Котельный Завод». Крупные иностранные производители котлов, представленные на российском рынке, – это, прежде всего, CMI Energy, Viessmann, Alstom. Харбинский котельный завод – китайский производитель, в последнее время действует на российском рынке особенно активно, опровергая распространенное мнение, что китайская продукция выгодно отличается от европейской ценой, но уступает по качеству и внедрению передовых технологий. За последние годы Харбинский котельный завод увеличил свое присутствие на российском рынке именно за счет того, что предлагает самое современное котельное оборудование.

Вместе с тем, нельзя не признать: длительное отсутствие инвестиций в разработки новейших решений наложило свой отпечаток на отечественное котлостроение. Российскими компаниями зачастую приходится покупать лицензии на проектирование, изготовление и монтаж котлов-утилизаторов у ведущих мировых производителей. Это при том, что не каждую технологию иностранцы готовы продать. Например, в последние годы мировые лидеры котлостроения активно внедряют в свои технологические схемы интегрированные платформы электронных устройств, позволяющие удаленно управлять генерацией и распределением тепла.

Впрочем, и к российским производителям котлов постепенно приходит понимание того, что, если не уделять внимания инновациям, легко можно потерять даже собственный рынок, особенно в условиях вступления в ВТО. Не говоря уж о невозможности проникновения на зарубежные рынки с устаревшей продукцией.

Как говорят в руководстве котельного завода «Красный котельщик», «при проектировании современных объектов теплоэнергетики невозможно обойтись без автоматизации. В связи с этим большое внимание мы стали уделять не столько котлам, сколько другим сопутствующим моментам». По их словам, котлы, производимые российскими заводами, по своим технологическим и конструктивным качествам ничуть не уступают импортным; уступает российская техника прежде всего в топках, автоматике и химводоподготовке. Поэтому сейчас российские заводы и специалисты, которые работают в данной отрасли, больше внимания уделяют топкам, турбинам, насосам и всевозможному вспомогательному оборудованию. В последнее время отрасль значительно продвинулась здесь вперед [43].

Газовые котлы производителя из России просты в управлении, неприхотливы в эксплуатации. Они превосходно адаптированы к непростым условиям использования, сложившимся в нашей стране. Газовый котел российского производства неприхотлив к давлению природного газа в магистрали, энергонезависим, а главное – он дешев.

Котельные установки импортного производства высокотехнологичны, а значит, дороги. Кроме того, не все они адаптированы к русским условиям эксплуатации. Поэтому приобретать дорогую и капризную для России зарубежную технику

просто нецелесообразно. Лучше покупать отечественные газовые котлы, ведь при их конструировании специалисты учли климатические особенности нашей страны, специфику подачи газа потребителю.

У отечественных компаний-производителей есть ряд весомых преимуществ перед зарубежными конкурентами, в чем же заключены плюсы наших котлов, и чем они лучше? Это:

- доступная цена и высокое качество продукции;
- доступные запчасти и дешевое обслуживание;
- простая конструкция и соблюдение всех требований СНиП.

Но, есть у отечественной продукции и собственные недостатки:

- несовременный дизайн и иногда несоизмеримые габариты;
- меньшее техническое и функциональное оснащение;
- отсутствие возможности подключать дополнительные контуры.

Если же не требуется высокий уровень комфорта и эстетики, то вы всегда можете приобрести продукцию российских компаний, сэкономя кучу средств и получив качественную продукцию.

										Лист
										12
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.591.17 ПЗ					

4 РЕКОНСТРУКЦИЯ ТЭЦ-19

ТЭЦ предназначена для отпуска пара технологическим потребителям и для подогрева горячей воды для отопления, вентиляции и горячего водоснабжения жилых и общественных зданий.

4.1 Исходные данные

Территория предприятия ТЭЦ-19 размещена по адресу город Екатеринбург, улица Окраинная дом 40, работает на сухом, очищенном природном газе (8000 ккал/м³), резервным топливом является Кузнецкий каменный уголь (5692 ккал/кг). Располагаемая электрическая мощность 6,9 МВт, тепловая 212 Гкал/ч (246,6 МВт).

Состав основного и вспомогательного оборудования перечислены ниже. Основное оборудования приведено в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Техническая характеристика основного оборудования

Ст. №	Энергетические котлы	Производительность, т/ч (Гкал/ч)	Параметры среды		Год ввода в эксплуатацию
			P -кгс/см	t , °С	
Энергетические котлы					
1	БКЗ-50-39Ф	50 (32)	3,9	450	1961
2	БКЗ-50-39Ф	50 (32)	3,9	450	1961
3	БКЗ-50-39Ф	50 (32)	3,9	450	1963
Водогрейные котлы					
4	ЭЧМ-50шм	58	16	130	1967
5	ЭЧМ-50шм	58	16	130	1970

Исходные данные водогрейного котла КВ-ГМ-139,6-150 (ПТВМ-120):

1. Тип топки: камерная;
2. Вид и сорт топлива: газ

В таблице 4.2 представлены технические характеристики котла КВ-ГМ-139,6-150 (ПТВМ-120).

Таблица 4.2 – Исходные данные котла ПТВМ-120

Наименование расчетной величины		Ед. изм.	Параметры
1		2	3
Теплопроизводительность	Q_k	МВт (Гкал/ч)	139,6 (120)
Температура воды:			

Продолжение таблицы 4.2

1		2	3
Обратной	t_2	°С	70
Прямой	t_1	°С	150
Температура «холодного» или подсасываемого воздуха	$t_{хв}$	°С	0
Давление воды на выходе из котла (абсолютное)	$P_{в}$	МПа.	1
Температура уходящих газов	$\vartheta_{вх}$	°С	163

Котлы предназначены для получения горячей воды с температурой до 150°С в отдельно стоящих котельных для использования в системах отопления, вентиляции и горячего водоснабжения объектов промышленного и бытового назначений и на ТЭЦ.

Котлы имеют башенную компоновку: над вертикальной топочной камерой располагается конвективная поверхность нагрева. Топочная камера экранирована трубами 60×3мм с шагом $S=64$ мм. Конвективная поверхность нагрева котла КВ-ГМ-139,6-150 (ПТВМ-120) состоит из восьми пакетов набирается из U-образных ширм из труб 28×3мм с шагом $S_1=64$ мм и $S_2=40$ мм. Боковые стены конвективного газохода закрыты трубами 83×3,5мм с шагом 128мм и являются одновременно стояками конвективных полусекций. Трубные системы котлов подвешиваются к каркасу за верхние коллекторы и свободно расширяются вниз.

Котлы КВ-ГМ-139,6-150 (ПТВМ-120) оборудованы газовыми горелками: шестнадцать, по восемь с каждой стороны. Каждая горелка снабжена индивидуальным дутьевым вентилятором.

Водоподготовительные установки:

– ВПУ подпитки тепловой сети представляет собой технологическую схему деаэрации воды в деаэраторах ДСА-200-4 (2 шт.) и стабилизационную обработку ингибитором коррозии и накипеобразования «Опцион 313» (ОЭДФ-цинк).

Установка дозирования комплексоната (реагента) в основном состоит из:

– бака приготовления раствора реагента емкостью 1,5 м³;
 – расходной емкости – пластмассовые бачки на 200 л;
 – двух электромагнитных дозирующих насосов типа Gammal/L ($V=4,1$ л/ч, $H=16$ бар) и Beta/4 ($V=4,4$ л/ч, $H=10$ бар).

– ВПУ подпитки энергетических котлов включает в себя деаэрацию воды, умягчение воды на натрикатионитовых фильтрах, ее амминирование и фосфатирование. Для натрийкатионирования применяются шесть натрикатионитных фильтра типа ФИПа 1-2,6-0,6 Na (внутренний диаметр 2600 мм, рабочее давление 0,6 МПа, допустимая производительность фильтра 55 т/ч). Из них 4 фильтра для приготовления химочищенной воды первой ступени (загружены катионитом КУ-1) и 2 фильтра второй ступени (загружены катионитом КУ-2-8). Река Патрушиха является приемником сточных вод с ТЭЦ-19.

Бойлерная установка ТЭЦ-19 состоит из 6 бойлеров типа ПСВ. Техническая характеристика бойлеров ТЭЦ приведена в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Техническая характеристика основных бойлеров

Ст. №	Тип	Марка	Год ввода в эксплуатацию	Параметры			
				F , м ²	$P_{в}$, кгс/см ³	$P_{п}$, кгс/см ³	$G_{п}$, т/ч
БО-1	Основной	ПСВ-200-15-7	2000	200	15	7	400
БО-2	Основной	ПСВ-200-15-7	2000	200	15	7	400
БО-3	Основной	ПСВ-200-15-7	2000	200	15	7	400
БО-4	Основной	ПСВ-200-15-7	2001	200	15	7	400
БП	Пиковый	ПСВ-200-15-7	2007	200	15	7	400
	ГВС	ПСВ-63-15-7	1993	63	15	7	120

Для транспорта теплоносителя на ТЭЦ установлено семь сетевых насосов, техническая характеристика которых дана в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Техническая характеристика сетевых насосов

Ст. №	Марка	Год ввода в эксплуатацию	Параметры		
			производительность,	напор, м вод. ст.	мощность, кВт
СН-1	1Д630-90	2005	630	90	315
СН-2	8НДВ	1962	540-720	94-89	200
СН-2а	СЭ 500-70-16	2009	500	70	160
СН-3	1Д1250-125	2005	1250	125	630
СН-4	1Д1250-125	2005	1250	125	630
СН-5	1Д1250-125	2008	1250	125	630
СН-6	1Д1250-125	2004	1250	125	630

4.2 Расчет тепловых нагрузок и регулирования

Расчетный расход теплоты на отопление жилых и общественных зданий (4.1):

$$Q_o' = q_F F (1 + k_1), \text{ МВт} \quad (4.1)$$

где q_F – расход тепла на 1 м² площади застройки ($q_F = 128$ Вт/м² при $t_{н.о} = -31^{\circ}\text{C}$);

k_1 – коэффициент, учитывающий отпуск тепла на отопление ($k_1 = 0,25$);
 F – площадь застройки, $F=3787801 \text{ м}^3$.

$$Q_o' = 128 \cdot 3787801 \cdot (1 + 0,25) = 6060,5 \text{ МВт}$$

Текущая отопительная нагрузка (4.2):

$$Q_o = Q_o' \cdot \frac{t_g - t_n}{t_g - t_{н.о}}, \text{ МВт} \quad (4.2)$$

где t_g – температура воздуха внутри помещения, $t_g = + 20 \text{ }^\circ\text{C}$;

t_n – температура наружного воздуха в начале и в конце отопительного периода, $t_n = + 8 \text{ }^\circ\text{C}$.

$$Q_o = 6060,5 \cdot \frac{20 - 8}{20 + 31} = 1426,0 \text{ МВт}$$

Нагрузка отопления при $t_{н.х.м} = -15,5 \text{ }^\circ\text{C}$:

$$Q_o = 6060,5 \cdot \frac{20 + 15,5}{20 + 31} = 4218,6 \text{ МВт}$$

Расход теплоты на вентиляцию

Расчетный расход теплоты на вентиляцию общественных зданий (4.3):

$$Q_v' = q_F \cdot F \cdot k_1 \cdot k_2, \text{ МВт} \quad (4.3)$$

где k_2 – коэффициент, учитывающий расход теплоты на вентиляцию общественных зданий ($k_2 = 0,55$).

$$Q_v' = 128 \cdot 3787801 \cdot 0,25 \cdot 0,55 = 666,7 \text{ МВт}$$

Текущая вентиляционная нагрузка (4.4):

$$Q_v = Q_v' \cdot \frac{t_g - t_n}{t_g - t_{н.о}}, \text{ МВт} \quad (4.4)$$

$$Q_v = 666,7 \cdot \frac{20 - 8}{20 + 31} = 156,9 \text{ МВт}$$

					<i>13.03.01.2018.591.17 ПЗ</i>	Лист
						16
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Нагрузка вентиляции при $t_{н.х.м} = -15,5^{\circ}\text{C}$:

$$Q_o = 666,7 \cdot \frac{20 + 15,5}{20 + 31} = 464,1 \text{ МВт}$$

Расход теплоты на горячее водоснабжение

Средненедельный расход теплоты горячего водоснабжения в зимнем режиме (4.5):

$$Q_{звс}^{ср.н} = \frac{1,2 \cdot (a + b) \cdot m \cdot c_p \cdot (t_z - t_x^3)}{n_c}, \text{ МВт} \quad (4.5)$$

где m – число жителей ($m = 210000$ чел.);

a – норма расхода горячей воды на одного человека в сутки для жилых зданий ($a = 120$ л/сут);

b – норма расхода горячей воды на одного человека в сутки для общественных зданий ($b = 25$ л/сут);

c_p – теплоёмкость воды ($c_p = 4190$ Дж/кг·К);

t_z – температура горячей воды ($t_z = 55^{\circ}\text{C}$);

t_x – температура холодной воды ($t_x = 5^{\circ}\text{C}$);

n_c – расчетная длительность подачи тепла на ГВС ($n_c = 86400$ с/сут).

Зимний режим:

$$[Q_{звс}^{ср.н}] = \frac{1,2 \cdot (120 + 25) \cdot 210000 \cdot 4190 \cdot (55 - 5)}{86400} = 886,0 \text{ МВт}$$

Летний режим (4.6):

$$[Q_{звс}^{ср.н}]_{л} = 0,8 \cdot [Q_{звс}^{ср.н}]_з \cdot \frac{t_z - t_x^1}{t_z - t_x^3}, \text{ МВт} \quad (4.6)$$

$$[Q_{звс}^{ср.н}]_{л} = 0,8 \cdot 886,0 \cdot \frac{55 - 15}{55 - 5} = 567,0 \text{ МВт}$$

Расчетный расход теплоты на ГВС (4.7):

$$Q'_{звс} = k_c \cdot k_n \cdot Q_{звс}^{ср.н}, \text{ МВт} \quad (4.7)$$

									Лист
									17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.03.01.2018.591.17 ПЗ

где k_c – коэффициент суточной неравномерности расхода теплоты ($k_c = 2,0$);
 k_n – коэффициент недельной неравномерности расхода теплоты ($k_n = 1,2$).

$$Q'_{звс} = 2 \cdot 1,2 \cdot 886,0 = 2126,4 \text{ МВт}$$

$$Q'_{звс} = 2 \cdot 1,2 \cdot 567,0 = 1360,8 \text{ МВт}$$

Расчет годового расхода тепла

Расчет годового расхода тепла по отопительной нагрузке (4.8):

$$Q_{год}^o = n_o \cdot Q_o^{cp} = n_o \cdot Q_o' \cdot \frac{t_g - t_n^{cp.H}}{t_g - t_{но}}, \text{ МВт} \quad (4.8)$$

$$Q_{год}^o = 4890 \cdot 3600 \cdot 6060,5 \cdot \frac{20 + 7,9}{20 + 31} = 5,8 \cdot 10^{10} \text{ МВт}$$

Расчет годового расхода тепла на вентиляцию (4.9):

$$Q_{год}^B = n_o \cdot Q_B', \text{ МВт} \quad (4.9)$$

$$Q_{год}^B = 4890 \cdot 3600 \cdot 666,7 = 1,2 \cdot 10^{10} \text{ МВт}$$

Расчет годового расхода тепла на горячее водоснабжение (4.10):

$$Q_{звс}^{год} = Q_{звс}^{cp.H} \cdot \left[n_o + \beta \cdot \frac{t_2 - t_x^l}{t_2 - t_x^3} \cdot (n_2 - n_o) \right], \text{ МВт} \quad (4.10)$$

где n_2 – длительность работы систем ГВС, $n_2 = 8400$ ч/год;

β – коэффициент, учитывающий изменение средненедельного расхода воды на горячее водоснабжение в неотопительный период по отношению к отопительному, $\beta = 0,8$.

$$Q_{звс}^{год} = 886,0 \cdot \left[1,76 + 0,8 \cdot \frac{55 - 15}{55 - 5} \cdot (3,02 - 1,76) \right] = 2,3 \cdot 10^{10} \text{ МВт}$$

Суммарный годовой расход (4.11):

$$Q_{год} = Q_O^{год} + Q_B^{год} + Q_{ГВС}^{год}, \text{ МВт} \quad (4.11)$$

									Лист
									18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.591.17 ПЗ				

$$Q_{\text{зод}} = (5,8 + 1,2 + 2,3) \cdot 10^{10} = 9,3 \cdot 10^{10} \text{ МВт}$$

Расчет температурного графика

Значения температур сетевой воды в зависимости от температур наружного воздуха определяются методом регулирования тепловых нагрузок и температурным графиком теплосети. В данном случае имеем качественное регулирование по совмещенной нагрузке ГВС и отопления в закрытых системах теплоснабжения при температурном графике теплосети 115/70 °С.

Перепад температур воды внутри тепловой сети (4.12):

$$\delta\tau_0' = \tau_{01}' - \tau_{02}' \text{ } ^\circ\text{C} \quad (4.12)$$

где τ_{01}' – температура воды в подающем трубопроводе, $\tau_{01}' = 115 \text{ } ^\circ\text{C}$;
 τ_{02}' – температура воды в обратном трубопроводе, $\tau_{02}' = 70 \text{ } ^\circ\text{C}$.

$$\delta\tau_0' = 115 - 70 = 45 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Температурный напор нагревательного прибора местной системы (4.13):

$$\Delta t_0' = \frac{\tau_{03}' + \tau_{02}'}{2} - t_A, \text{ } ^\circ\text{C} \quad (4.13)$$

где τ_{03}' – максимальная температура в отопительном приборе, $\tau_{03}' = 95 \text{ } ^\circ\text{C}$;

$$\Delta t_0' = \frac{95 + 70}{2} - 20 = 62,5 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Перепад температур воды в местной системе (4.14):

$$\theta_0' = \tau_{03}' - \tau_{02}', \text{ } ^\circ\text{C} \quad (4.14)$$

$$\theta_0' = 95 - 70 = 25 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Относительна величина тепловой нагрузки отопления (4.15):

$$\bar{Q}_0 = \frac{Q_0}{Q_0'} = \frac{t_g - t_n}{t_g - t_{но}}, \text{ МВт} \quad (4.15)$$

Температура сетевой воды перед отопительной установкой (4.16):

										Лист
										19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.591.17 ПЗ					

$$\tau_{01} = t_g + \Delta t_0' \cdot \bar{Q}_0^{-0.8} + \bar{Q}_0 \cdot (\delta \tau_0' - 0,5 \cdot \theta_0'), \text{ МВт} \quad (4.16)$$

Температура сетевой воды после отопительной установки (4.17):

$$\tau_{02} = t + \Delta t_0' \cdot \bar{Q}_0^{-0.8} - 0,5 \cdot \bar{Q}_0 \cdot \theta_0', \text{ МВт} \quad (4.17)$$

Результаты расчета температур сетевой воды отображены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Температуры сетевой воды

Показатель	Температура наружного воздуха, °С								
	+8	+2,06	0	-5	-10	-15	-20	-25	-29
t_n									
\bar{Q}_0	0,24	0,36	0,4	0,51	0,61	0,71	0,81	0,91	1
τ_{01}	65	65	63,02	73,04	81,9	90,6	99,1	107,5	115
τ_{02}	40	40	45,02	50,09	54,5	58,6	62,7	66,5	70

Температуры сетевой воды τ_1 и τ_2 должны быть рассчитаны с учётом нагрузки отопления и ГВС.

Для двух подогревателей $\delta = \delta_1 + \delta_2 = const$. Расчетную теплоту на ГВС можно рассчитать по формуле (4.18):

$$Q_{гвс}^{\delta} = Q_{гвс}^{ср.з} \cdot X_B, \text{ Вт} \quad (4.18)$$

$$Q_{гвс}^{\delta} = 886,0 \cdot 1,2 = 1063,2 \text{ МВт}$$

Величина δ находится по выражению (4.19):

$$\delta = \frac{Q_{гвс}^{\delta}}{Q_0'} \cdot \delta \tau_0' \quad (4.19)$$

$$\delta = \frac{1063,2 \cdot 10^6}{6060,5 \cdot 10^6} \cdot 45 = 7,9$$

Для расчета режима, при котором поверхность теплообмена подогревателей будет максимальна, то есть при $t_n = t_{ни} = +2,06$ °С, находим величины (4.20) и (4.21):

$$\delta_2'' = \frac{\tau_{02}'' - \Delta t_{нед} - t_x}{t_2 - t_x} \cdot \delta, \text{ } ^\circ\text{С} \quad (4.20)$$

где $\Delta t_{\text{нед}}$ – величина недогрева водопроводной воды в подогревателе первой ступени П₁, $\Delta t_{\text{нед}} = 7,94 \text{ } ^\circ\text{C}$.

$$\delta_2'' = \frac{43,39 - 7,94 - 5}{55 - 5} \cdot 7,9 = 4,8, \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$\delta_1'' = \delta - \delta_2'', \text{ } ^\circ\text{C} \quad (4.21)$$

$$\delta_1'' = 7,9 - 4,8 = 3,1 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Для любой наружной температуры t_n находят δ_2 и δ_1 . Результаты занесем в таблицу 4.6.

Таблица 4.6– Температуры сетевой воды с учетом нагрузки отопления и ГВС

Показатель	Температура наружного воздуха, $^\circ\text{C}$								
	+8	+2,06	0	-5	-10	-15	-20	-25	-29
$t_n, \text{ } ^\circ\text{C}$	+8	+2,06	0	-5	-10	-15	-20	-25	-29
$\delta_1, \text{ } ^\circ\text{C}$	4,52	4,52	4,16	2,99	1,98	1,00	0,08	-0,83	-1,63
$\delta_2, \text{ } ^\circ\text{C}$	7,05	7,05	7,41	8,58	9,59	10,57	11,49	12,40	13,20
$\tau_1, \text{ } ^\circ\text{C}$	62,9	62,9	65,77	74,99	83,17	91,27	99,09	106,88	113,89
$\tau_2, \text{ } ^\circ\text{C}$	38,6	38,6	39,91	44,19	47,86	51,42	54,78	58,08	60,99

На основании полученных данных строим температурный график тепловой сети (рисунок 4.1).

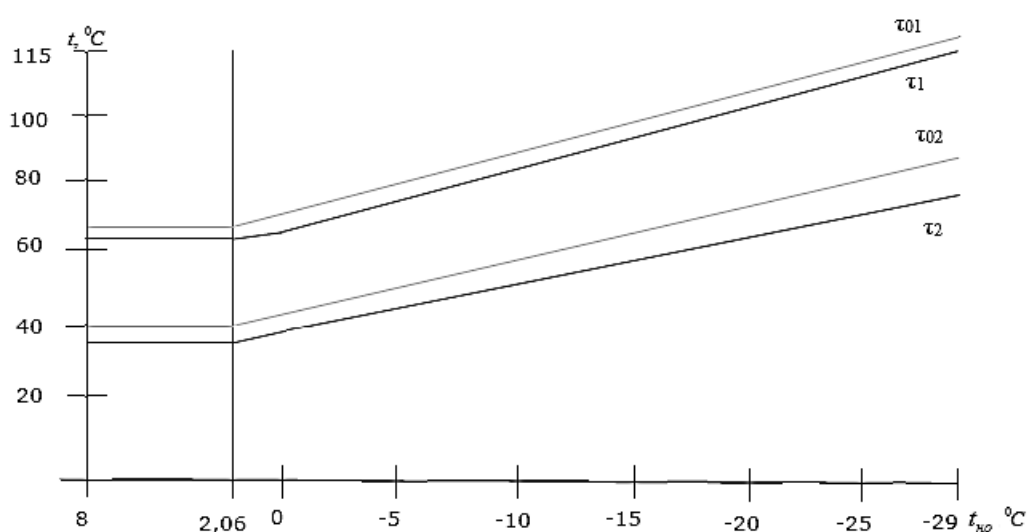


Рисунок 4.1 – Температурный график тепловой сети

Расчет расходов сетевой воды

При качественном регулировании расход воды на абонентском вводе поддерживается постоянными: при $+8^{\circ}\text{C} \geq t_{\text{н}} > t_{\text{ни}}$:

– расход сетевой воды на отопление (4.22):

$$G_o^{+8} = \frac{Q_o}{c_p \cdot (\tau_{o1}'' - \tau_{o2}'')}, \text{ кг/с} \quad (4.22)$$

$$G_o^{+8} = \frac{1426 \cdot 10^6}{4,19 \cdot (60 - 40)} = 17016,7 \text{ кг/с}$$

– расход сетевой воды на вентиляцию (4.23):

$$G_e^{+8} = \frac{Q_e}{c_p \cdot (\tau_1'' - \tau_2'')}, \text{ кг/с} \quad (4.23)$$

$$G_e^{+8} = \frac{156,9 \cdot 10^6}{4,19 \cdot (62,9 - 38,6)} = 1541,0 \text{ кг/с}$$

При $t_{\text{ни}} \geq t_{\text{н}} > t_{\text{но}}$:

Расчетный расход сетевой воды на отопление (4.24):

$$G_o' = \frac{Q_o'}{c_p \cdot \delta \tau_o'}, \text{ кг/с} \quad (4.24)$$

$$G_o' = \frac{6060,5 \cdot 10^6}{4,19 \cdot (115 - 70)} = 32142,7 \text{ кг/с}$$

Расход сетевой воды на вентиляцию (4.25):

$$G_e' = \frac{Q_e'}{c_p \cdot (\tau_1' - \tau_2')}, \text{ кг/с} \quad (4.25)$$

$$G_e' = \frac{666,7 \cdot 10^6}{4,19 \cdot (113,89 - 60,99)} = 3007,9 \text{ кг/с}$$

Для построения графика используются среднемесячные температуры наружного воздуха и тепловые потоки на отопление и вентиляцию для каждого месяца

					13.03.01.2018.591.17 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

отопительного периода. Суммарный тепловой поток для каждого месяца отопительного периода определяется как сумма тепловых потоков на отопление, вентиляцию и среднечасового теплового потока для данного периода на горячее водоснабжение.

Для неотопительного периода суммарный тепловой поток будет равен среднечасовому тепловому потоку на горячее водоснабжение в данный период.

На рисунке 4.2 изображен график расхода воды на отопление и вентиляцию.

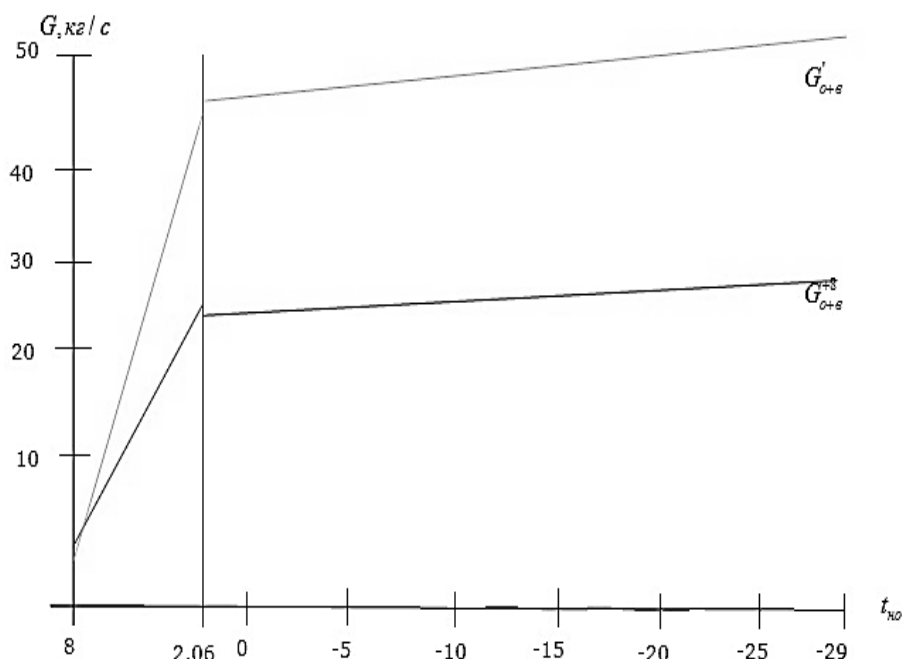


Рисунок 4.2 – График расхода сетевой воды на отопление и вентиляцию

4.3 Расчет тепловой схемы водогрейной части ТЭЦ

Исходные данные для расчета представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Исходные данные

Наименование расчетной величины	Обозначение	Единица измерения	Расчетная Формула	Режим			
				$t_H=35^{\circ}\text{C}$	$t_H=15,5^{\circ}\text{C}$	$t_H=6^{\circ}\text{C}$	Летний
1	2	3	4	5	6	7	8
Внешняя тепловая нагрузка ТЭЦ по пару:							
Пар на технологию с учетом потерь $p = 1 \text{ МПа}, 200^{\circ}\text{C}$	$D_{\text{вн}}$	кг/с	–	41,6	27	21	13,9

Продолжение таблицы 4.7

1	2	3	4	5	6	7	8
Возврат конденсата с производства с $t = 70^\circ\text{C}$	G_k	кг/с	–	1,4	1,4	1,4	1,4
Тепловая нагрузка ТЭЦ с учетом потерь в теплосетях в размере 5%							
т/сеть 1	Q_1	Гкал/ч	–	21,02	21,02	21,02	не работает
ГВС т/сети 1	$G_{\text{ГВС}1}$	Гкал/ч	–	0	0	0	не работает
т/сеть 2	Q_2	Гкал/ч	–	113	113	113	113
ГВС т/сети 2	$G_{\text{ГВС}2}$	т/ч	–	408	408	408	408
т/сеть 3	Q_3	Гкал/ч	–	1,74	1,74	1,74	1,74
ГВС т/сети 3	$G_{\text{ГВС}3}$	т/ч	–	36,69	36,69	36,69	36,69
т/сеть 4	Q_4	Гкал/ч	–	8,7	8,7	8,7	8,7
ГВС т/сети 4	$G_{\text{ГВС}4}$	т/ч	–	12,13	12,13	12,13	12,13
т/сеть 5	Q_5	Гкал/ч	–	19,4	19,4	19,4	19,4
ГВС т/сети 5	$G_{\text{ГВС}5}$	т/ч	–	31,31	31,31	31,31	31,31
т/сеть 6	Q_6	Гкал/ч	–	52,24	52,24	52,24	не работает
ГВС т/сети 6	$G_{\text{ГВС}6}$	т/ч	–	35,41	35,41	35,41	35,41
т/сеть 7 (пар)	Q_7	Гкал/ч	–	заглушена нет заявок			
т/сеть 8 (пар)	Q_8	Гкал/ч	–	1,87	1,87	1,87	1,87
ТГ 1	$Q_{\text{ТГ}1}$	Гкал/ч	–	76,94	76,94	76,94	–
ТГ 2	$Q_{\text{ТГ}2}$	Гкал/ч	–	–	–	–	4,5
Отопление СН	$Q_{\text{СН}}$	МВт	–	4,83	2,14	0,83	0,3
Температурный график теплосети:							
Прямая сетевая вода	$t_{\text{пр}}$	$^\circ\text{C}$	–	130	95,5	78,7	70

Окончание таблицы 4.7

1	2	3	4	5	6	7	8
Обратная сетевая вода	$t_{об}$	°С	–	70	56,9	49,9	–
Средняя температура воды в теплосети	$t_{тс}^{ср}$	°С	–	100	76,2	64,3	–
Температура сырой воды	$t_{св}'$	°С	По СНиП	5	5	5	15
Расчетная температура воды для систем ГВС	$t_{гвс}$	°С	По СНиП	65	65	65	65
Температура сырой воды, подаваемой на химводоочистку	$t_{св}''$	°С	Принимаем	30	30	30	20
Температура химочищенной воды II ступени	$t_{хо}'$	°С	Принимаем с учетом охлаждения в аппаратуре ХВО	28	28	28	20
Температура химочищенной воды, подаваемой в подпиточные деаэраторы	$t_{хп}$	°С	Принимаем с учетом нагрева на ПНС	70	70	70	70
Доля возвращаемого конденсата промышленного пара	β	%	Дано	79	68	63	52
Температура возвращаемого конденсата	$t_{к}^{603}$	°С	Дано	70	70	70	70

Расчет водогрейной части тепловой схемы представлен в таблице 4.8.

					13.03.01.2018.591.17 ПЗ	Лист
						25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 4.8 – Расчет водогрейной части

Наименование расчетной величины		Ед. изм.	Расчетная формула	Режим			
				$t_{\text{н}}=-35^{\circ}\text{C}$	$t_{\text{н}}=-15,5^{\circ}\text{C}$	$t_{\text{н}}=-6^{\circ}\text{C}$	Летний
1	2	3	4	5	6	7	8
Расход воды т/сети 1	G_1	кг/с	$\frac{Q_1 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (t_{\text{нп}} - t_{\text{об}})}$	83,63	130	174,23	не работает
Утечка воды из теплосети	$G_{\text{ут1}}$	кг/с	$0,005 \cdot G_1$	0,42	0,65	0,87	не работает
Расход воды т/сети 2	G_2	кг/с	$\frac{Q_2 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (t_{\text{нп}} - t_{\text{об}})}$	449,48	698,68	936,42	936,42
Утечка воды из теплосети	$G_{\text{ут2}}$	кг/с	$0,005 \cdot G_2$	2,25	3,49	4,68	4,68
Расход воды т/сети 3	G_3	кг/с	$\frac{Q_3 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (t_{\text{нп}} - t_{\text{об}})}$	6,92	10,76	14,42	14,42
Утечка воды из теплосети	$G_{\text{ут3}}$	кг/с	$0,005 \cdot G_3$	0,03	0,05	0,07	0,07
Расход воды т/сети 4	G_4	кг/с	$\frac{Q_4 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (t_{\text{нп}} - t_{\text{об}})}$	34,59	53,76	72,05	72,05
Утечка воды из теплосети	$G_{\text{ут4}}$	кг/с	$0,005 \cdot G_4$	0,17	0,27	0,36	0,36
Расход воды т/сети 5	G_5	кг/с	$\frac{Q_5 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (t_{\text{нп}} - t_{\text{об}})}$	77,15	119,92	160,73	160,73
Утечка воды из теплосети	$G_{\text{ут5}}$	кг/с	$0,005 \cdot G_5$	0,39	0,6	0,8	0,8
Расход воды т/сети 6	G_6	кг/с	$\frac{Q_6 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (t_{\text{нп}} - t_{\text{об}})}$	207,79	323	432,9	не работает
Утечка воды из теплосети	$G_{\text{ут6}}$	кг/с	$0,005 \cdot G_6$	1,04	1,61	2,16	не работает
Суммарный расход воды т/сетей	$\sum G$	кг/с	$G_1 + G_2 + G_3 + G_4 + G_5 + G_6$	859,57	1336,11	1790,76	1183,63
Суммарная утечка воды из теплосетей	$\sum G_{\text{ут}}$	кг/с	$G_{\text{ут1}} + G_{\text{ут2}} + G_{\text{ут3}} + G_{\text{ут4}} + G_{\text{ут5}} + G_{\text{ут6}}$	4,3	6,68	8,95	5,92

Продолжение таблицы 4.8

1	2	3	4	5	6	7	8
Суммарный расход ГВС т/сетей	$\sum G_{ГВС}$	кг/с	$G_{ГВС1} + G_{ГВС2} + G_{ГВС3} + G_{ГВС4} + G_{ГВС5} + G_{ГВС6}$	523,54	523,54	523,54	488,13
Утечка воды из контура котлов ПТВМ-120	$G_{ПВМУТ}$	кг/с	$0,02 \cdot n \cdot G_{ПВМР}$	13,33	13,33	6,67	не работает
Невозврат конденсата с производства	$\sum G_{НК}$	кг/с	$G_{ВН} - G_{К}$	1,8	1,8	1,8	1,8
Расход воды на отопление	$G_{СН}$	кг/с	$\frac{Q_{СН} \cdot 10^3}{4,19 \cdot (t_{нр} - t_{об})}$	19,21	13,22	6,86	1,1
Количество подпиточной воды	$G_{ПОДП}$	кг/с	$\sum G_{ГВС} + \sum G_{УТ} + G_{ПТВ} + \sum G_{НК} + G_{СН}$	562,18	558,57	547,82	496,95
Температура подпиточной воды	$t_{ПВВ}$	°С	(атмосферный деаэратор, давление 0,02 МПа)	102	102	102	102
Тепло, вносимое с подпиточной водой	$Q_{ПВВ}$	МВт	$G_{ПОДП} \cdot 4,19 \cdot (t_{ПВВ} - t_{С.В.}) \cdot 10^{-3}$	146,04	145,11	142,31	108,27
Тепловая нагрузка	$Q_{ВП}$	МВт	$Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6 + Q_7 + Q_8 + Q_{ТГ1} + Q_{ТГ2} + Q_{СН}$	299,73	297,04	295,73	149,5
Расход пара на деаэратор подпитки теплосети	$D_{ДПС}$	кг/с	$G_{ПОДП} \frac{C_p \cdot (t_{нне} - t_{х.н})}{(I_{сп} - C_p t_{х.н}) \cdot \eta}$	29,82	29,63	29,06	26,36
Потеря тепла на деаэратор подпитки теплосети	$Q_{ДПС}$	МВт	$G_{ДПС} \cdot I_{ГР} \cdot 10^{-3}$	85,66	85,11	83,47	75,72
Расход сырой воды на ХВО для подпитки теплосети	$G_{СЫР}^{ПОДП}$	кг/с	$1,25 \cdot G_{ПОДП}$	702,72	698,21	684,77	621,18
Расход воды на подогреватель сырой воды	$G_{СЫР}^{ЗР}$	кг/с	$G_{СЫР}^{ПОДП} \frac{t'_{СЫР} - t_{СЫР}}{(t_{нне} - t'_{нне}) \cdot \eta}$	491,9	488,75	479,34	86,97

Окончание таблицы 4.8

1	2	3	4	5	6	7	8
Расход пара на подогреватель ПНС	$D_{пнс}^{зр}$	кг/с	$G_{сыр}^{подп} \frac{C_p \cdot (t'''_{сыр} - t''_{сыр})}{(I_{зр} - C_p t_k^{воз}) \cdot \eta}$	44,75	44,46	43,6	49,44

Расчет паровой части тепловой схемы представлен в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Расчет паровой части

Наименование расчетной величины		Ед. изм.	Расчетная формула	Режим			
				$t_H = -35^\circ\text{C}$	$t_H = -15,5^\circ\text{C}$	$t_H = -6^\circ\text{C}$	Летний
1	2	3	4	5	6	7	8
Сетевые подогреватели	$Q_{сп}$	МВт	–	29,52	55,84	81,4	32,4
Расход пара на сетевые подогреватели	$D_{сп}$	кг/с	$\frac{Q_{сп} \cdot 10^3}{(i''_{сп} - i'_{ок}) \cdot \eta_{сп}}$	11,7	22,13	32,26	12,8
Расход пара на производство	$D_{п}$	кг/с	$\frac{(Q_7 + Q_8) \cdot 10^3}{(i''_{сп} - C_p t_{св})}$	0,67	0,67	0,67	0,68
Расход продувочной воды	$G_{пр}$	кг/с	$D_{вн} \frac{a_{пр}}{100}$	1,25	0,81	0,63	0,42
Расход продувочной воды из СНП, уходящей в канализацию	$G'_{пр}$	кг/с	$G_{пр} \frac{i''_{пр} - i_{пр}^*}{i''_{пр} - i'_{пр}}$	1,05	0,68	0,53	0,35
Расход сырой воды на подпитку котлов	$G_{сыр}$	кг/с	$1,25 \cdot ((1 - \beta) \cdot D_{вн} + 0,02 \cdot D_{вн} + G'_{пр})$	13,28	12,33	10,9	9,13
Расход воды на подогреватель сырой воды	G_c	кг/с	$G_{сыр} \frac{t''_{св} - t'_{св}}{(t_{пнс} - t'_{пнс}) \cdot \eta}$	9,68	8,99	7,95	1,33
Расход химводоподготовки для подпитки котлов	$G_{х.о}$	кг/с	$\frac{G_{сыр}}{1,25}$	10,62	9,86	8,72	7,3

Продолжение таблицы 4.9

1	2	3	4	5	6	7	8
Расход пара на подогреватель ХВО II	$D_{x.o}$	кг/с	$G_{x.o} \frac{4,19(t''_{xво}-t'_{xо})}{(i'_n-t'_k) \cdot \eta}$	0,74	0,69	0,61	0,61
Расход пара на питательный деаэратор	D_d	кг/с	$\frac{C_p(D_{x.o}+D_{cn}+D_{I}^2)}$	3,8	4,32	4,77	3,93
Производительность питательного деаэратора	G_d	т/ч	$(D_d+D_{x.o}+D_{ПНС}^{2p})$	258,5	293,7	324,2	267

4.4 Тепловой расчет водогрейного котла

Расчет объемов воздуха и продуктов сгорания представлен в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Расчет объемов воздуха и продуктов сгорания

Наименование величин	Обозначение	Ед. изм.	Поверхности нагрева	
			Топка, фестон, α_T	Конвективные пучки (КП), $\alpha_{КП}$
Коэффициент избытка воздуха	a_i	–	$a_T=1,03$	$a_{КП}=1,08$
Средний коэффициент избытка воздуха	\bar{a}_i	$\frac{M^3}{кг (M^3)}$	$\bar{a}_T =1,03$	$\bar{a}_{КП} =1,055$
Действительный объем водяных паров	V_{H_2O}	$\frac{M^3}{кг (M^3)}$	2,135	2,138
Действительный объем продуктов сгорания	V_r	$\frac{M^3}{кг (M^3)}$	10,878	11,117
Объемная доля водяных паров в ПС	r_{H_2O}	–	0,196	0,192
Объемная доля трехатомных газов в ПС	r_{r_2O}	–	0,091	0,089
Суммарная доля водяных паров и трехатомных газов	$r_{П}$	–	0,287	0,281

Коэффициенты расхода воздуха за поверхностью нагрева (4.26):

$$a_i = a_T + \sum \Delta a_i \quad (4.26)$$

где Δa_i – коэффициенты расхода воздуха в топке и подсасываемого в соответствующей поверхности нагрева теплогенератора.

$$a_T = 1,1$$

Коэффициенты расхода воздуха конвективного пучка (4.27):

$$a_{кп} = a_T + \Delta a_{кп} \quad (4.27)$$

$$a_{кп} = 1,03 + 0,05 = 1,08$$

Действительные объемы водяных паров в топке (4.28):

$$V_{H_2O} = V_{H_2O}^0 + 0,0161 \cdot (\bar{a}_T - 1) \cdot V^0 \quad (4.28)$$

$$V_{H_2O} = 2,13 + 0,0161 \cdot (1,03 - 1) \cdot 9,44 = 2,135 \text{ м}^3$$

Действительные объемы водяных паров в конвективном пучке:

$$V_{H_2O} = 2,13 + 0,0161 \cdot (1,055 - 1) \cdot 9,44 = 2,138 \text{ м}^3$$

Действительные объемы дымовых газов в поверхности нагрева (4.29):

$$V_{\Gamma} = V_{H_2O} + V_{N_2}^0 + V_{R_2O}^0 + (\bar{a}_T - 1) \cdot V^0 \quad (4.29)$$

Действительные объемы дымовых газов в топке:

$$V_{\Gamma} = 2,135 + 7,47 + 0,99 + (1,03 - 1) \cdot 9,44 = 10,878 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Действительные объемы дымовых газов в конвективном пучке:

$$V_{\Gamma} = 2,138 + 7,47 + 0,99 + (1,055 - 1) \cdot 9,44 = 11,117 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Объемные доли водяных паров (4.30):

$$r_{H_2O} = \frac{V_{H_2O}}{V_{\Gamma}} \quad (4.30)$$

Объемные доли водяных паров в топке:

$$r_{H_2O} = \frac{2,135}{10,878} = 0,196$$

Объемные доли водяных паров в конвективном пучке:

$$r_{H_2O} = \frac{2,135}{11,117} = 0,192$$

Объемные доли трехатомных газов (4.31):

$$r_{RO_2} = \frac{V_{RO_2}}{V_{\Gamma}} \quad (4.31)$$

Объемные доли трехатомных газов в топке:

$$r_{RO_2} = \frac{0,99}{10,878} = 0,091$$

Объемные доли трехатомных газов в конвективном пучке:

$$r_{RO_2} = \frac{0,99}{11,117} = 0,089$$

Суммарные доли водяных паров и трехатомных газов (4.32):

$$r_{\Pi} = r_{H_2O} + r_{RO_2} \quad (4.32)$$

Суммарные доли водяных паров и трехатомных газов в топке:

$$r_{\Pi} = 0,196 + 0,091 = 0,287$$

Суммарные доли водяных паров и трехатомных газов в конвективном пучке:

$$r_{\Pi} = 0,192 + 0,089 = 0,281$$

Расчет энтальпий теоретических объемов воздуха и продуктов сгорания производим при температуре от 100 до 1000 °С через каждые 100 °С. Затем подсчитываем энтальпии продуктов сгорания при коэффициенте избытка воздуха за газоходами всех поверхностей нагрева. Результаты расчета энтальпий воздуха и продуктов сгорания представлен в таблице 4.11.

					13.03.01.2018.591.17 ПЗ	Лист
						31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 4.11 – Расчет энтальпий воздуха и продуктов сгорания

Газоход	Температура газов	I_2^0 КДж/м ³	I_6^0 КДж/м ³	$I_2^0 \cdot (a_i - 1)$ КДж/м ³	$I_2 = I_2^0 + I_6^0$ КДж/м ³
1	2	3	4	5	6
Топка и фес-тон (при α_T)	2200	39311	32122	963,66	40274,66
	2000	35337	28950	868,5	36205,5
	1800	31405	25796	773,88	32178,88
	1600	27509	22690	680,7	28189,7
	1400	23685	19602	588,06	24273,06
Топка и фес-тон (при α_T)	1200	19984	16562	496,86	20480,86
	1000	16317	13578	407,34	16724,34
Топка и фес-тон (при α_T)	800	12749	10660	319,8	13068,8
	600	9326	7837	235,11	9561,11
	400	6058	5118	153,54	6211,54
	200	2956	2521	75,63	3031,63
	100	1463	1253	37,59	1500,59
	$t_{XB}=30$	–	285	–	–
Конвективный пучок $\alpha_{КП}$	400	6058	5118	281,49	6339,49
	200	2956	2521	138,66	3094,66
	100	1463	1253	68,92	1531,92
	$t_{XB}=30$	–	285	–	–

Энтальпии дымовых газов при соответствующей температуре (4.33):

$$I_T = I_T^0 + I_B^0 \cdot (a_i - 1) \quad (4.33)$$

Энтальпии дымовых газов при соответствующей температуре при 1000°C в топке:

$$I_T = 16317 + 13578 \cdot (1,03 - 1) = 16724,34 \text{ КДж/м}^3$$

Энтальпии дымовых газов при соответствующей температуре при 1000°C в конвективном пучке при 200°C:

$$I_T = 2956 + 2521 \cdot (1,055 - 1) = 3094,66 \text{ КДж/м}^3$$

Энтальпии при других температурах рассчитываются аналогично. Произведем тепловой баланс котла. Располагаемое тепло топлива Q_H^P находим по формуле (4.34):

$$Q_P^P = Q_H^P \quad (4.34)$$

$$Q_P^P = 8000 \text{ ккал/м}^3$$

Потери тепла с химическим недожогом: $q_3 = 0,5\%$.
Потеря тепла с уходящими газами (4.35):

$$q_2 = \frac{I_{yx} - a_{yx} \cdot I_{XB}^p}{Q_P^P} \cdot 100 \quad (4.35)$$

$$q_2 = \frac{2516,4 - 1,055 \cdot 285}{33520} \cdot 100 = 6,61\%$$

где при $t = 30^\circ\text{C}$;

$$I_{XB}^p = 285 \text{ ккал/кг}$$

$$I_{yx} = 2516,4 \text{ кДж/м}^3$$

$$t_{yx} = 163^\circ\text{C}$$

$$a_{yx} = 1,055$$

Потеря тепла от наружного охлаждения котла: $q_5 = 0,92\%$

КПД водогрейного котла «брутто» находят по методу обратного баланса (4.36):

$$\eta_{\text{вк}} = 100 - (q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6) \quad (4.36)$$

$$\eta_{\text{вк}} = 100 - (6,61 + 0,5 + 0,92) = 91,97\%$$

Расход топлива, подаваемого в топку (4.37):

$$B = \frac{G \cdot C_v \cdot (t_{np} - t_{об})}{Q_P^P \cdot \eta_{\text{вк}}} \cdot 100 \quad (4.37)$$

$$B = \frac{388,61 \cdot 4,19 \cdot (152 - 70)}{33520 \cdot 91,97} \cdot 100 = 15225 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Конвективными называют такие поверхности нагрева, в которых процесс передачи теплоты осуществляется путем конвективного теплообмена. Конвективные пучки получают теплоту не только путем конвективного теплообмена, но и теплоту прямого излучения топки. При расчете такой поверхности нагрева используют методику расчета конвективных поверхностей нагрева с учетом тепловосприятия прямого излучения топки. Расчет топки и конвективного пучка пред-

ставлен в таблице 4.12.

Таблица 4.12 – Расчет топки и конвективного пучка котла ПТВМ-120

Наименование	Обозначение	ПТВМ-120				
		3				
1	2	3				
Нагрузка, %		100	100	80	80	60
Теплопроизводительность, Гкал/ч	Q	120	120	96	96	72
Температурный график, °С		120	120	96	96	72
Тепловой баланс						
Низшая теплотворная способность топлива, ккал/кг	Q_P^H	8620	8620	8620	8620	8620
Температура холодного воздуха, °С	$t_{хв}$	-26	0	-26	0	0
Температура уходящих газов, °С	t_{yx}	165	163	142	141	119
Потеря с уходящими газами, °С	q_2	7,92	6,95	7,04	6,07	5,13
КПД, %	η	91,18	92,35	91,86	92,83	93,48
Расход воды, т/ч	D	1399	1399	1394	1394	1407
Расчетный расход топлива, нм ³ /ч	V_p	15281	15086	12138	12010	8948
Топка						
Объем топки, м ³	V_m	285	285	285	285	285
Полная поверхность стен, м ²	F_{cm}	259	259	259	259	259
Параметр	M	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49
Коэффициент тепловой эффективности	Ψ	0,635	0,635	0,635	0,635	0,635
Степень черноты топки	a_m	0,518	0,517	0,502	0,501	0,521
Коэффициент избытка воздуха	a	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
Полезное тепловыделение в топке, ккал/кг	Q_m	2847	2921	3072	3136	3650
Теоретическая температура горения, °С	ϑ_a	1946	1966	1946	1962	1962

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

13.03.01.2018.591.17 ПЗ

Лист

34

Продолжение таблицы 4.12

1	2	3				
Температура газов на выходе, °С	ϑ_a''	1350	1355	1300	1304	1190
Теплонапряжение топочного объема, ккал/м ³ /ч	q_v	422167	456290	367112	363260	270323
Конвективная часть						
Расположение труб		шах.	шах.	шах.	шах.	шах.
Полная поверхность стен, м	F_{cm}	2994,1	2994,1	2994,1	2994,1	2994,1
Относительный поперечный шаг	σ_1	2,29	2,29	2,29	2,29	2,29
Относительный продольный шаг	σ_2	1,18	1,18	1,18	1,18	1,18
Диаметр труб, мм	d	28	28	28	28	28
Сечение для прохода газов, м ²	F_2	21,66	21,66	21,66	21,66	21,66
Средняя скорость газов, м/с	W_2	6,07	5,99	4,57	4,52	3,08
Средняя температура газов, °С	ϑ_2	757	759	721	722,5	654
Коэффициент теплоотдачи конвекцией, ккал/м ³ /ч/град	a_k	75,5	74,96	63,8	63,37	50,65
Коэффициент теплоотдачи излучением, ккал ³ /м /ч/град	a_l	3,64	3,64	3,19	3,18	2,62
Температурный напор, °С	Δt	381,4	381,4	345,7	315,6	291,6
Коэффициент тепловой эффективности	Ψ	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85
Коэффициент теплопередачи, ккал/м ³ /ч/град	K_1	67,3	66,8	56,92	56,58	48,28
Коэффициент формы шахматного пучка	C_s	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24
Коэффициент	φ	2	2	2	2	2
Коэффициент	C_d	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
Тепловосприятие пакета, ккал/кг	Q_6	2470	2482	2487	2110	2109
Соппротивление пакета, кг/м ²	Δh_n	20,9	20,6	13,2	12,9	7,4

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

13.03.01.2018.591.17 ПЗ

Лист

35

4.5 Расчет газопроводов

Газопровод до ГРУ. Скорость газа в газопроводе среднего давления принимаем $\omega_{\Gamma} = 15$ м/с.

Площадь сечения для прохода газа S , м², рассчитывается по формуле (4.38):

$$S = \frac{B_{\text{теп}}}{\omega_{\Gamma}} \quad (4.38)$$

$$S = \frac{1,2}{15} = 0,08 \text{ м}^2$$

Внутренний диаметр газопровода d м, определяется из выражения (4.39):

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot S}{\pi}} \quad (4.39)$$

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,08}{3,14}} = 0,32 \text{ м}$$

Принимаем стандартный диаметр газопровода 325×8 мм (4.40):

$$W_1 = \frac{V_1}{3600 \cdot F_1} \quad (4.40)$$

Расход газа на один котел: $V_1 = 9000$ м³/ч.

Площадь газопровода (4.41):

$$F_1 = \frac{\pi \cdot D_{\text{вн}}^2}{4} \quad (4.41)$$

$$F_1 = 0,785 \cdot 0,325^2 = 0,083 \text{ м}^2$$

$$W_1 = \frac{9000}{3600 \cdot 0,785 \cdot 0,325^2}$$

Рассчитаем потери на этом участке газопровода (4.42):

$$P_{\text{общ}} = P_{\text{тр}} + P_{\text{мест}} \quad (4.42)$$

Потеря давления на трение определяется по формуле (4.43):

					<i>13.03.01.2018.591.17 ПЗ</i>	Лист
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$P_{\text{тр}} = \lambda \cdot \frac{l}{D} \cdot \frac{W^2}{2g} \cdot \gamma \quad (4.43)$$

где λ – безразмерный коэффициент;
 D – диаметр газопровода, м;
 l – длина газопровода, м;
 W – скорость газового потока, м/сек;
 $g = 9,81$ м/сек – ускорение свободного падения;
 γ – удельный вес газа, кг/м³.

При турбулентном характере газового потока (4.44):

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}} \quad (4.44)$$

где Re – критерий Рейнольдса (4.45):

$$Re = \frac{W \cdot D_{\text{вн}}}{\lambda} \quad (4.45)$$

где λ – кинематическая вязкость газа м²/сек (принимается $\lambda = 14 \cdot 10^6$).

Потеря давления в местных сопротивлениях определяется по формуле (4.46):

$$P_{\text{мест}} = \sum \xi \frac{W^2}{2g} \rho \quad (4.46)$$

где ξ – безразмерный коэффициент местного сопротивления;
 W – скорость газового потока;
 $\rho = 0,72$ кг/м³ – плотность газа.

Потери на трение (4.47):

$$P_{\text{тр}} = \lambda_1 \cdot \frac{l}{D} \cdot \frac{W_1^2}{2g} \cdot \rho \quad (4.47)$$

где λ_1 – кинематическая вязкость газа м²/сек (4.48):

$$\lambda_1 = \frac{0,3164}{Re_1^{0,25}} \quad (4.48)$$

Критерий Рейнольдса рассчитаем по формуле (4.49):

$$Re_1 = \frac{W_1 \cdot D_{BH}}{14 \cdot 10^{-6}} \quad (4.49)$$

$$Re_1 = \frac{30,2 \cdot 0,325}{14 \cdot 10^{-6}} = 701\,071$$

$$\lambda_1 = \frac{0,3164}{701071^{0,25}} = 0,011$$

$$P_{тр} = 0,011 \frac{2 \cdot 30,2^2}{0,325 \cdot 2 \cdot 9,81} \cdot 0,72 = 2,27 \text{ кгс/м}^2$$

Потери давления в местных сопротивлениях (4.50):

$$P_{мест} = \sum \xi \frac{W_1^2}{2g} \rho \quad (4.50)$$

Сумма коэффициентов местного сопротивления для участка будет равна (4.51):

$$\sum \xi_1 = \xi_{пер} + \xi_{кр} + \xi_{кол} \quad (4.51)$$

где $\xi_{пер} = 0,1$ – коэффициент местного сопротивления перехода;

$\xi_{кр} = 2$ – коэффициент местного сопротивления крана;

$\xi_{кол} = 0,5$ – коэффициент местного сопротивления круто загнутого колена.

$$\sum \xi_1 = 1 \cdot 0,1 + 1 \cdot 2 + 3 \cdot 0,5 = 3,6$$

$$P_{мест} = 3,6 \frac{30,2^2}{2 \cdot 9,81} \cdot 0,72 = 120,5 \text{ кгс/м}^2$$

Общая потеря на участке:

$$P_{общ} = 2,278 + 120,5 = 122,76 \text{ кгс/м}^2$$

Газопровод от ГРУ до отвода на котел. Скорость газа в газопроводе низкого давления принимаем $\omega_r = 8,5$ м/с.

Площадь сечения для прохода газа S м², рассчитывается по формуле (4.52):

$$S = \frac{V_{теп}}{\omega_r} \quad (4.52)$$

					13.03.01.2018.591.17 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

$$S = \frac{1,2}{8,5} = 0,142 \text{ м}^2$$

Внутренний диаметр газопровода d м, определяется из выражения (4.53):

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot S}{\pi}} \quad (4.53)$$

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,142}{3,14}} = 0,425 \text{ м}$$

Принимаем стандартный диаметр газопровода 426×6 мм (с запасом).
Скорость газа на участке (4.54):

$$W_1 = \frac{V_1}{3600 \cdot F_1} \quad (4.54)$$

Расход газа на один котел: $V_1 = 9000 \text{ м}^3/\text{ч}$.
Площадь газопровода (4.55):

$$F_1 = \frac{\pi \cdot D_{\text{вн}}^2}{4} \quad (4.55)$$

$$F_1 = 0,785 \cdot 0,426^2 = 0,14 \text{ м}^2$$

$$W_1 = \frac{9000}{3600 \cdot 0,785 \cdot 0,426^2} = 17,2 \text{ м/сек}$$

Рассчитаем потери на этом участке газопровода (4.56):

$$P_{\text{общ}} = P_{\text{тр}} + P_{\text{мест}} \quad (4.56)$$

Потери на трение (4.57):

$$P_{\text{тр}} = \lambda_1 \cdot \frac{1}{D} \cdot \frac{W_1^2}{2g} \cdot \rho \quad (4.57)$$

где λ_1 – кинематическая вязкость газа $\text{м}^2/\text{сек}$ (4.58):

$$\lambda_1 = \frac{0,3164}{Re_1^{0,25}} \quad (4.58)$$

Число Рейнольдса (4.59):

$$R_{e1} = \frac{W_1 \cdot D_{вн}}{14 \cdot 10^{-6}} \quad (4.59)$$

$$R_{e1} = \frac{17,5 \cdot 0,426}{14 \cdot 10^{-6}} = 532\,500$$

$$\lambda_1 = \frac{0,3164}{532500^{0,25}} = 0,012$$

$$P_{тр1} = 0,012 \cdot \frac{2}{0,426} \cdot \frac{17,5^2}{2 \cdot 9,81} \cdot 0,72 = 0,63 \text{ кгс/м}^2$$

Потери давления в местных сопротивлениях (4.60):

$$P_{мест} = \sum \xi \cdot \frac{W_1^2}{2g} \cdot \rho \quad (4.60)$$

Сумма коэффициентов местного сопротивления для участка № 1 будет равна (4.61):

$$\sum \xi_1 = 1\xi_{пер} + 1\xi_{кр} + 1\xi_{кол} \quad (4.61)$$

где $\xi_{пер} = 0,1$ – коэффициент местного сопротивления перехода;

$\xi_{кр} = 2$ – коэффициент местного сопротивления крана;

$\xi_{кол} = 0,5$ – коэффициент местного сопротивления круто загнутого колена.

$$\sum \xi_1 = 1 \cdot 0,1 + 1 \cdot 2 + 1 \cdot 0,5 = 2,6$$

$$P_{мест} = 2,6 \cdot \frac{17,5^2}{2 \cdot 9,81} \cdot 0,72 = 29,2 \text{ кгс/м}^2$$

Общая потеря на участке:

$$P_{общ} = 0,63 + 29,2 = 29,85 \text{ кгс/м}^2$$

То расчетное давление в основном газопроводе перед отводом на котел должно быть не ниже (4.62):

$$P_{газ} = P_{гор} + P_{общ1} \quad (4.62)$$

$$P_{\text{газ}} = 2000 + 29,85 = 2030 \text{ кгс/м}^2 = 20,3 \text{ кПа}$$

Потеря давления по всей трассе проектируемого газопровода составит (4.63):

$$P_{\text{сумм}} = P_{\text{газ}} + P_{\text{общ2}} + P_{\text{общ3}} \quad (4.63)$$

$$P_{\text{сумм}} = 2030 + 123 = 2153 \text{ кгс/м}^2$$

Таким образом, на выходе из ГРУ давление газа должно быть равным:

$$P = 21,53 \text{ кПа} \approx 0,22 \text{ атм}$$

Принимаем давление за регулятором 25 кПа. Рабочее давление для горелки уточняется при наладке котла в эксплуатационном режиме.

Ниже на рисунке 4.3 представлен план ГРП.

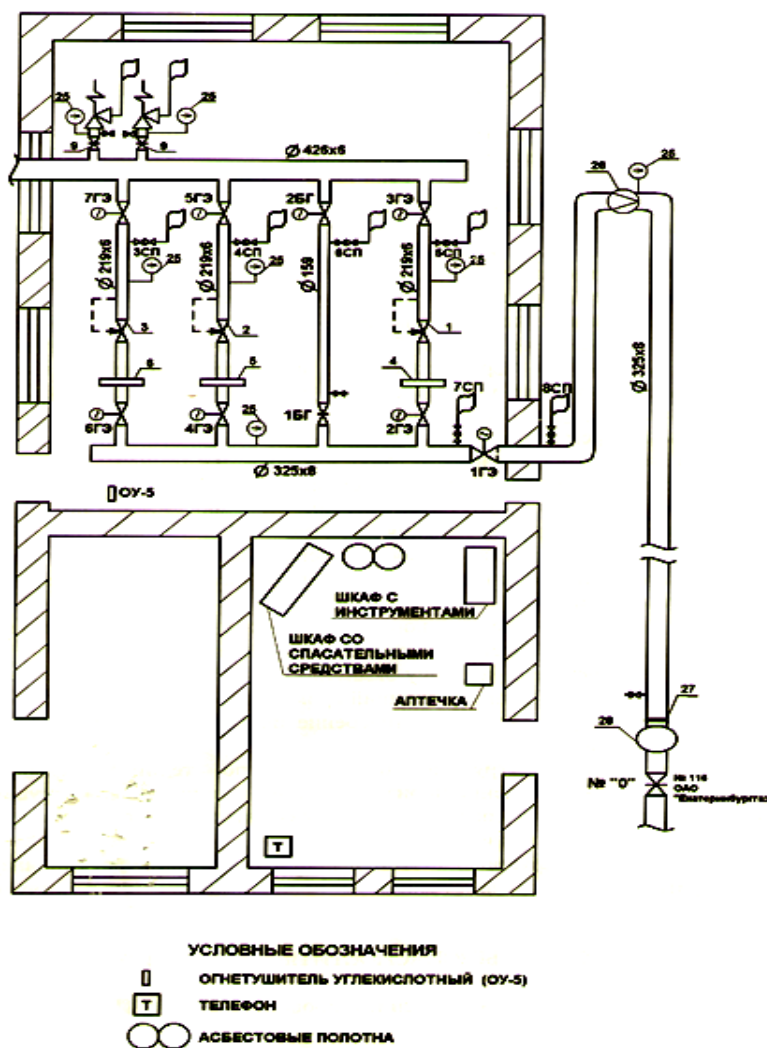


Рисунок 4.3 – План ГРП

Выработка химически подготовленной воды для подпитки тепловых сетей (подпиточной):

– проектная – 400 т/час;

– фактическая 2017г: средняя – 265 т/час, максимальная – 310 т/час, общая за год – 2212745 т.

Выработка химочищенной воды (Na–катионированной) для питания паровых котлов:

– проектная – 150 т/час

– фактическая 2017г: средняя – 40 т/час, максимальная – 63 т/час, общая за год – 344627 т.

Расход поваренной соли (концентрат минеральный «Галит») для регенерации Na-катионитовых фильтров 2017г – 172т, массовая доля хлористого натрия в реагенте 98%.

Расход исходной горводопроводной воды на регенерации Na – катионитовых фильтров 2017г – 25004 т.

Расход космплесоната ОПТИОН 313 для обработки воды для подпитки тепловых сетей (подпиточной воды) 2017г - 2350кг, массовая доля основного вещества по фосфатам в реагенте 95%, концентрация ОПТИОНА в сетевой воде поддерживается 1–2 мг/дм³; ПДК – 20 мг/дм³.

Расход тринатрийфосфата для обработки питательной воды для паровых котлов 2017 г – 2395кг, массовая доля PO43 – 25%.

Расход аммония хлористого для обработки питательной воды для паровых котлов 2017 г – 1200кг, массовая доля аммония хлористого 95,5%.

Источником воды, поступающей на ТЭЦ является вода из городского водопровода, имеющая переменный состав.

Химический состав исходной воды за 2017 год следующий:

– водородный показатель pH: 7,2 – 7,4;

– жесткость общая: 1,73-2,63 мг-экв/дм³;

– щелочность общая: 0,81-1,61 мг-экв/дм³;

– содержание железа: 62-166 мкг/дм³;

– содержание меди: 14–31 мкг/дм³;

– хлориды: 12–16 мг/дм³;

– солесодержание: 152–198 мг/дм³;;

– перманганатная окисляемость: 2,7-4,1 мг/дм³.

Приемник сточных вод с ТЭЦ – река Патрушиха.

Расход сточных вод с ТЭЦ за 2017 год – 273113,7 м³.

Химический состав сточных вод 2017 году представлен в таблице 4.13.

Таблиц 4.13 – Химический состав сточных вод на 2017 год

Наименование компонента	Концентрация	ПДК	НДС
1	2	3	4
Взвешенные вещества, мг/дм ³	6,1		4,1

Продолжение таблицы 4.13

1	2	3	4
Сухой остаток, мг/дм ³	312,5	1000	344
Сульфаты, мг/дм ³	77,9	100	—
Хлориды, мг/дм ³	30,3	300	40,3
Кальций, мг/дм ³	23,3	180	22,5
Магний, мг/дм ³	8,6	40	8,0
Железо, мкг/дм ³	0,439	0,1	0,43
Нефтепродукты, мг/дм ³	0,093	0,05	0,05
Водородный показатель, рН	8,23	6,5-8,5	—

Ниже на рисунке 4.4 представлена схема химводоподготовки.

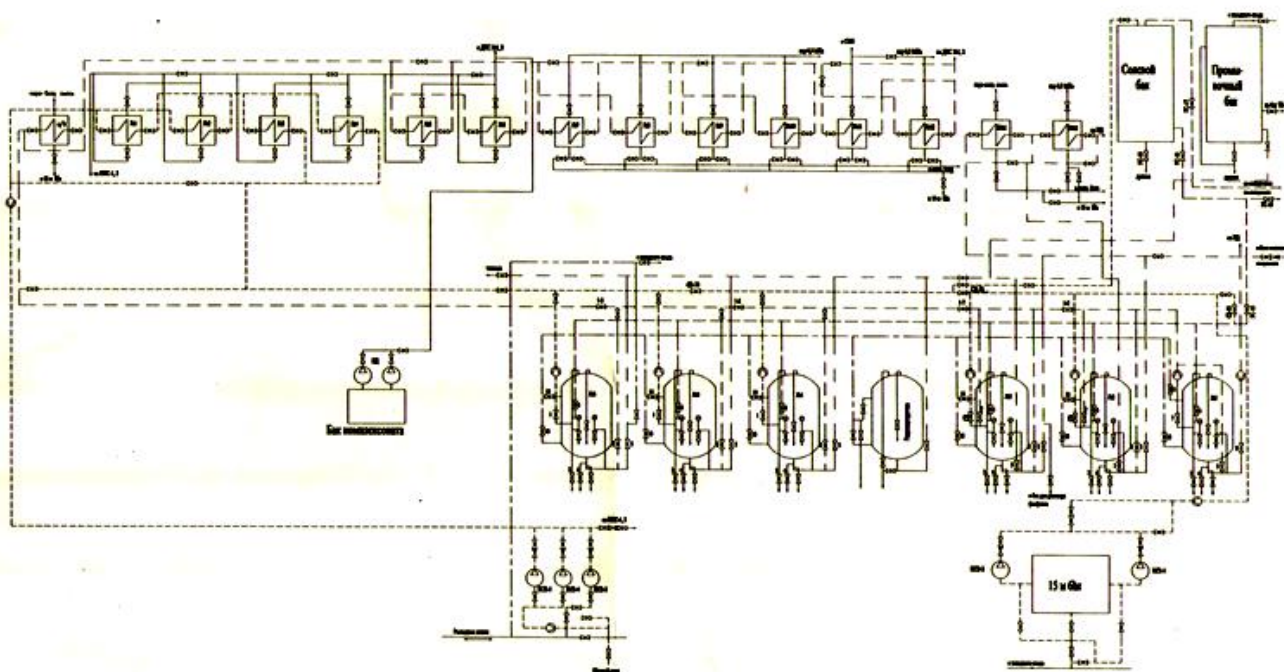


Рисунок 4.4 – Схема химводоподготовки

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

13.03.01.2018.591.17 ПЗ

Лист

44

5 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

Ряд энергосберегающих мероприятий для обеспечения экономии газового топлива при внедрении системы по автоматизации горения топлива и замене горелочных устройств.

На котлах при замене установленных горелок, на более современные, использующие струйно-нишевую технологию горелочных устройств (рисунок 5.1) позволит более качественно подготавливать топливную смесь природный газ-воздух, а также позволит расширить диапазон регулирования котлоагрегатов.

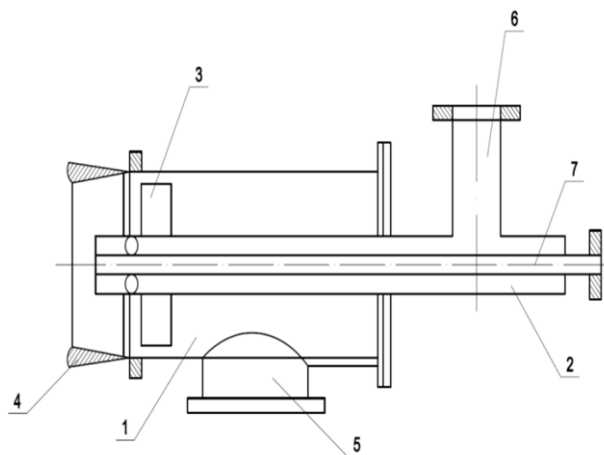


Рисунок 5.1 – Конструкция газовых горелок: 1 – воздушная камера; 2 – газовая камера; 3 – завихритель; 4 – насадок горелки; 5 – воздушный патрубок; 6 – газовый патрубок; 7 – смотровая труба

На рисунке 5.2 изображен общий вид горелки.

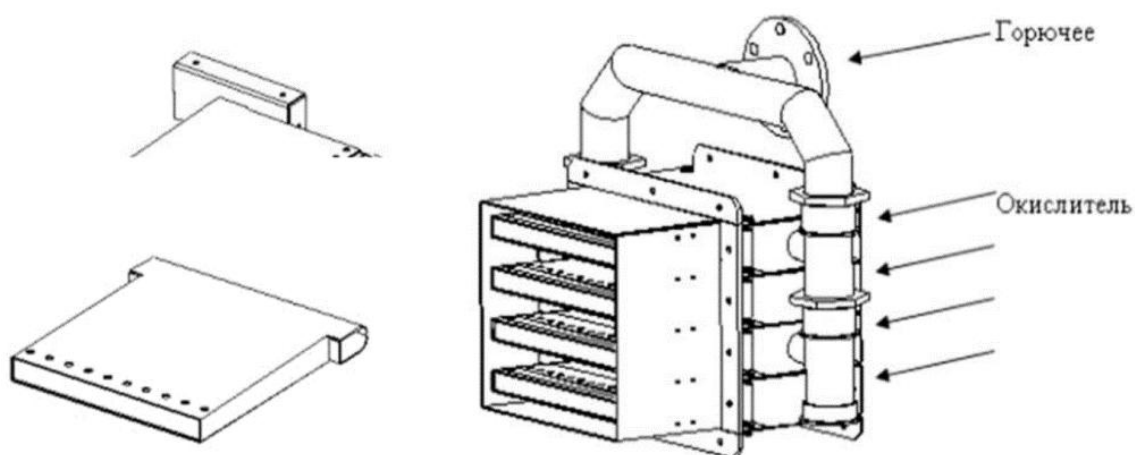


Рисунок 5.2 – Общий вид горелочного устройства со струйно-нишевой технологией сжигания топлива

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.01.2018.591.17 ПЗ

Лист

45

На рисунке 5.3 изображен принцип работы горелки.

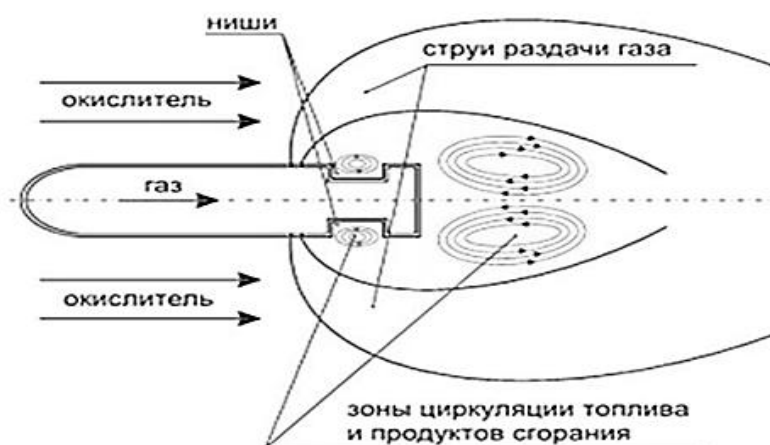


Рисунок 5.3 – Принцип работы горелочного устройства со струйно-нишевой технологией сжигания топлива

Замена устаревших горелок на более современные струйно-нишевые горелки дает ряд преимуществ:

- способность поддерживать устойчивость пламени при любом давлении газа;
- снижение удельных затрат природного газа от 5% до 10% за счет оптимизации топочного процесса;
- снижения потерь тепла и повышения КПД;
- снижение удельных затрат электроэнергии на привод тягодутьевых средств до 20% за счет низкого аэродинамического сопротивления горелочного устройства;
- снижение уровня выбросов токсичных веществ NO_x ; CO – за счет повышения качества сгорания и снижения потребления газа;
- работа в широком диапазоне давления газа в (низкое до 500 мм.в.ст, среднее до 2500 мм.в.ст.);
- высокая равномерность распределения температурного поля в топочном пространстве.
- снижение звукового давления (уровня шума) до 75 - 79 Дб.

Возникновение перерасхода топливного газа неоптимального соотношения «газ–воздух» на газовых котельных связано в основном с использованием на них ручной регулировки режимов горения.

При установке автоматизированной запорной арматуры на газопроводе и установка ЧРП на дутьевом вентиляторе и дымососе позволит осуществлять:

- автоматическую подготовку котлоагрегата к розжигу;
- автоматический розжиг горелок котла с переходом в режим минимальной мощности;
- управление нагрузкой и оптимизация соотношения топливо-воздух каждой из горелок котла;

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.01.2018.591.17 ПЗ

Лист

46

- управление тепловым режимом котла;
- регулирование температуры сетевой воды на выходе из котельной в зависимости от температуры наружного воздуха;
- защита, сигнализация и блокировка работы котла при неисправностях;
- управление с операторских станций технологическим оборудованием (дымосос, вентиляторы, задвижки);
- обеспечение оперативно-технологического персонала информацией о параметрах теплового режима и состоянии технологического оборудования;
- регистрация в режиме реального времени параметров технологического процесса и действий оперативного персонала;
- протоколирование и архивирование информации;
- представление архивной информации и результатов расчетов.

Экономия топлива (природного газа), при реализации данного мероприятия достигается за счет повышения эффективности его сгорания, и, как следствие, сокращения потребления топлива на выработку необходимого количества тепловой энергии. Внедрение мероприятий по замене горелок на устройства со струйно-нишевой технологией сжигания позволяет получить экономию от 3% до 6%.

Произведем расчет экономии при внедрении данного мероприятия в натуральном и денежном выражении для котельной:

- с годовым потреблением газа на выработку тепловой энергии – 6 817 тыс. м³;
- объем выработанной тепловой энергии за год – 219,8 Гкал;
- средняя температура наружного воздуха за отопительный период составляет $t_{\text{ср.нар}} = -6,5^{\circ}\text{C}$;
- длительность отопительного периода $n = 218$;
- тариф на газовое топливо $T = 3,78 \text{ руб./м}^3$;
- количество котлов – 3 шт.

Экономия топлива при замене горелок на струйно-нишевые с учетом коэффициента снижения потребления топлива $k_r = 3\%$ составит 204,5 тыс. м³.

Автоматизация процесса горения, исходя из анализа результатов внедрения мероприятия, позволяет сократить потребление топлива на 4 – 10 %, уменьшить себестоимость тепловой энергии, повысить безопасности процесса выработки тепловой энергии, уменьшить число аварийных остановов котлов на 80% и снизить затраты на капитальный ремонт на 15%.

Расчетная экономия природного газа при внедрении системы автоматизации горения при $k_A = 4\%$ (5.1):

$$\Delta B_A = k_A \cdot B \quad (5.1)$$

где k_A – коэффициент экономии топлива при внедрении данного мероприятия;
 B – расход топлива на горелки, тыс. м³.

$$\Delta B_A = 0,04 \cdot 6817 = 272,70 \text{ тыс. м}^3$$

					13.03.01.2018.591.17 ПЗ	Лист 47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

6 ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ

Целью разработки данного раздела является определение степени влияния газовой ТЭЦ №19 мощностью 10МВт МУП «ЕКАТЕРИНБУРГЭНЕРГО» на состояние окружающей среды в зоне жилой застройки района строительства.

Санитарно-защитная зона: 300м (ТЭЦ относится к III классу) по СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» [22].

Котлы являются источниками загрязнения атмосферы вредными веществами.

Для обеспечения безопасной эксплуатации котельной предусматривается:

- автоматический контроль заданных параметров работы котлов.
- предупредительная и аварийная сигнализация при изменении технологических параметров, с одновременной отсечкой подачи природного газа.
- своевременный ремонт котельного оборудования.
- обучение и аттестация обслуживающего персонала.
- выполнение требований регламента эксплуатации и обслуживания котлов.

При соблюдении перечисленных мероприятий возможность возникновения аварийной ситуации исключается.

ТЭЦ оказывает существенное влияние на состояние воздушного бассейна в районе ее расположения. Потребляя топливо и воздух, котельная выбрасывает в атмосферу продукты горения. Наиболее вредными являются оксиды азота NO и NO_2 . Поэтому расчеты вредных выбросов котельной проведены для NO_2 как наиболее токсичного вещества.

Загрязняющие вещества, выделяющиеся при сжигании топлива в котлах, будут выбрасываться в атмосферу через дымовую трубу без дополнительной очистки.

Поддержание ПДК на допустимом уровне обеспечивается пассивными и активными методами. К активному методу относится рациональное ведение топочного процесса и предварительная подготовка топлива. Пассивный метод заключается в установке дымовой трубы, которая выводит продукты сгорания в более высокие слои атмосферы, чтобы улучшить условия рассеивания их в воздухе до уровня концентрации, когда они становятся безопасными для человека.

Минимально допустимая высота дымовой трубы, при которой максимальная концентрация вредных выбросов не превышает ПДК, определяется по формуле (8.1):

$$H = \sqrt{\frac{A \cdot M \cdot F \cdot \eta}{C_i \cdot \sqrt[3]{V_1 \cdot \Delta T}}} \quad (8.1)$$

где $A=160$ – коэффициент, зависящий от метеорологических условий в данном районе;

M_{NOx} – суммарный выброс вредных веществ в атмосферу из дымовой трубы, г/с.

									Лист
									48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.591.17 ПЗ				

$F=1$ – коэффициент, учитывающий характер выбрасываемых веществ;
 $n=1$ – коэффициент, учитывающий влияние скорости выхода газов из устья трубы, $v=10-15$ м/с;
 N – Коэффициент, связанный с опасной скоростью ветра при $vt>2$;
 $V_{д.г.} = 9,44$ м³/с – расход дымовых газов на срезе (устье) трубы;
 ΔT – разность температур выбрасываемых газов и атмосферного воздуха
 $\Delta T=130^\circ\text{C}$;
 C_i – ПДК NO_2 , мг/м³: $C_{NO_2}=0,2$ мг/м³.

$$H_{NO_2} = \sqrt{\frac{160 \cdot 7,48 \cdot 1 \cdot 1}{0,2 \cdot \sqrt[3]{9,44 \cdot 130}}} = 80 \text{ м}$$

На ТЭЦ установлена труба высотой 100м, что удовлетворяет условию рассеивания вредных веществ дымовых газов до концентрации меньше, чем ПДК.

Необходимо учесть фоновые концентрации выбрасываемых веществ в районе расположения ТЭЦ: $C_{\phi}(NO_2)=0,04$ мг/м³. Должно выполняться условие (8.2):

$$\frac{C_{NO_2} + C_{\phi}(NO_2)}{C_{NO_2}} \leq 1 \quad (8.2)$$

где C_{NO_2} – концентрация NO_2 в дымовых газах, выбрасываемых из дымовой трубы, мг/м³ (8.3):

$$C_{NO_2} = \frac{A \cdot M_{NO_2} \cdot F \cdot n}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V \cdot \Delta T}} \quad (8.3)$$

$$C_{NO_2} = \frac{162 \cdot 7,48 \cdot 1 \cdot 1}{100^2 \cdot \sqrt[3]{9,44 \cdot 130}} = 0,112 \text{ мг/м}^2$$

$$\frac{0,0112 + 0,04}{0,02} = 0,256 \leq 1$$

Поскольку условие (8.2) выполняется, дымовая труба обеспечит необходимое рассеивание NO_2 .

Охрана окружающей среды при утилизации отходов производства. На запроектированной ТЭЦ образования отходов – продуктов сгорания топлива не будет, т.к. котлы работают на газе, что исключает образование шлаков.

Бытовые отходы, образующиеся в процессе жизнедеятельности обслуживающего персонала, не рассматриваются в данном проекте, поскольку постоянного обслуживающего персонала и бытовых помещений нет. Основными видами отходов, образующимися при обслуживании и ремонте будут являться отходы при

планово-предупредительных ремонтах технологического оборудования:

- лом черных металлов;
- обтирочный материал, загрязненный маслами;
- отходы от уборки помещений.

По степени воздействия на человека и окружающую среду данные отходы можно отнести к четвертому классу опасности (малоопасные) согласно СП 2.1.7.1386-03 «Санитарные правила по определению класса опасности токсичных отходов производства и потребления».

Люминесцентные лампы вместе с другим мусором не выбрасываются. Данные отходы относятся к 1-ому классу опасности, так как представляют опасность для здоровья человека. В настоящий момент существует система утилизации люминесцентных ламп для профессиональных потребителей (офисы, административные здания, промышленные предприятия и так далее). Отработавшие лампы сдаются на специализированные предприятия для утилизации.

Образование отходов происходит при плановом обслуживании и не требует постоянных мест складирования. Эти отходы будут вывозиться специализированной организацией проводящей ремонт оборудования.

Охрана поверхностных и подземных вод от истощения и загрязнения, осуществляется следующими мероприятиями, стоки поступают в герметичный сборный приямок и затем вывозятся на очистные сооружения. При условии герметичности приямка попадания загрязняющих веществ в подземный горизонт исключается.

Охрана и рациональное использование земельных ресурсов. ТЭЦ размещается на промышленной площадке с существующими подъездными путями, поэтому проектом не предусмотрено дополнительного отвода земли.

Производственная оценка степени воздействия реконструируемой ТЭЦ показала, что эксплуатация данного объекта не вызывает нарушения экологического равновесия в районе его размещения.

											Лист
											50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.591.17 ПЗ						

7 АВТОМАТИЗАЦИЯ

Объектом автоматизации является ТЭЦ-19, предназначенная для теплоснабжения систем отопления и горячего водоснабжения потребителей Чкаловского района, микрорайона УНЦ Ленинского района, жилой зоны и казарм ВГ-19 и ВГ-32, а также для выработки электрической энергии.

Система теплоснабжения закрытая.

Схема присоединения потребителей теплоты – независимая.

Параметры теплоносителей систем:

Контур теплосети – теплоноситель с температурой 130-70°C.

Система ГВС – вода с температурой 55°C, минимальное давление горячей воды на выходе из ТЭЦ не менее 2 кгс/см².

На ТЭЦ установлены 3 паровых котла типа БКЗ-50-39ф, 2 водогрейных котла типа ПТВМ-120, паровые турбины АР-6-11 и АР-4-3М. На каждом котле установлены комбинированные, пылегазовые, щелевые горелки полностью автоматические. При работе горелки осуществляется постоянный контроль давления газа, воздуха, контроль наличия пламени. Встроенный коммутационный блок последовательно управляет работой горелки и проводит диагностику неисправностей.

Проектом предусматривается оснащение котельной современными средствами автоматического регулирования, контроля, защиты и блокировок.

Уровень автоматизации позволяет обеспечить надежную и экономичную работу технологического оборудования.

Автоматика безопасности при ее отключении или неисправности блокирует возможность подачи газа на газоиспользующую установку в ручном режиме и обеспечивает нормативный процесс эксплуатации газоиспользующего оборудования в автоматическом режиме, исключая возможность вмешательства в этот процесс обслуживающего персонала.

Решения по автоматизации

Настоящий раздел включает в себя автоматизацию:

- паровых котлов ПТВМ-120;
- вспомогательного оборудования.

Организация контроля параметров и выбор приборов произведен в соответствии со следующими принципами:

- параметры, наблюдение за которыми достаточно для правильного ведения установленных режимов, измеряются показывающими приборами;
- параметры, изменение которых может привести к аварийному состоянию, контролируются сигнализирующими приборами;
- параметры, учет которых необходим для хозяйственных расчетов или анализа работы оборудования, контролируются суммирующими приборами.

Автоматика котла ПТВМ-120 выполняется на базе контроллеров АГАВА 6432. Комплект средств управления АГАВА 6432 предназначен для водогрейных и паровых котлов, печей, сушильных агрегатов и т. п. Универсальность технических решений, реализованная в изделии, позволяет использовать его и в системах ав-

										Лист
										51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.01.2018.591.17 ПЗ

585 об./мин., напряжение 380 В. Регулирование производится направляющим аппаратом на всасе – автоматически, дистанционно, вручную.

Для подачи воздуха на каждом паровом котле установлено по одному дутьевому вентилятору одностороннего всасывания тип ВД-15,5, производительностью 59900 м³/ч и полном напоре 203 мм.в.ст. Привод вентилятора от электродвигателя мощностью 75 кВт., число оборотов 585 об/мин, напряжение 380в. Регулирование производительности производится направляющим аппаратом на всасе – автоматически, дистанционно, вручную.

Котел оборудован двумя тангенциальными молотковыми мельницами тип ММТ 1300/2004, производительностью до 18 т/ч. Приводом мельницы служит эл.двигатель переменного тока мощностью 250 кВт. Число оборотов 735 об/мин, напряжение 6000 В.

Подача угля на мельницы осуществляется скребковыми питателями сырого угля (ПСУ). Приводом питателя служит электродвигатель постоянного тока. Производительность ПСУ регулируется числом оборотов двигателя с помощью плоского контролера, а также толщиной слоя угля.

Котел оборудован двумя комбинированными, пылегазовыми, щелевыми горелками.

Воздух подается в четыре эжекционные сопла тракта вторичного воздуха, в которые вмонтированы газовые трубы, заканчивающиеся вертикальными стояками. В стояке расположены отверстия для истечения газа. Газ выходит в поток воздуха, перемешивается с ним по всей высоте амбразуры. Горелка позволяет работать совместно на газе и угле, а также каждым видом топлива в отдельности.

При аварийном останове дымососа прекращается работа дутьевого вентилятора и обоих ШМТ и ПСУ. Для работы этой блокировки ключи блокировки должны стоять в положении «Сблокировано».

При отключении любого из электродвигателей блокировкой или защитой двигателей, срабатывает звуковая и световая сигнализация (мигает зеленая лампа). Для независимой работы электродвигателей ключи блокировки должны стоять в положении «Деблокировано».

Проектом предусматривается контроль:

- температуры наружного воздуха;
- температуры прямой сетевой воды в системе отопления;
- температуры горячей воды;
- давления в системе теплоснабжения;
- давления на всасе и нагнетании всех насосов.

Проектом предусматривается:

- автоматическое включение резервного сетевого насоса при отключении одного из работающих в данный момент насосов;
- защита всех насосов от «сухого хода»;
- закрытие электромагнитного клапана на вводе газа в котельную при загазованности котельной метаном (СН₄) или угарным газом (СО), пожаре, пропадании напряжения, повышении давления газа во внутреннем газопроводе выше рабочих

пределов.

Предусмотрено автоматическое отключение сетевых насосов при аварийном снижении давления перед насосами. Переключение на резервный насос происходит при отключении одного из работающих насосов.

Проектом предусмотрена технологическая защита котла.

В связи с тем, что котельная работает без постоянного присутствия обслуживающего персонала, в котельной предусмотрена сигнализация загазованности котельной метаном (СН₄) и угарным газом (СО), а также закрытие электромагнитного клапана на вводе газопровода при загазованности метаном или угарным газом, пожаре, отключении электропитания котельной, повышении давления газа во внутреннем газопроводе выше нормы.

При срабатывании аварийных защит котлов и газового оборудования устройством аварийной сигнализации подается звуковой и световой сигнал. Лицо, ответственное за эксплуатацию котельной установки должно разобраться в причинах, вызвавших срабатывания аварийной защиты, и предпринять действия в соответствии с инструкцией по эксплуатации.

В соответствии с требованиями «Правил устройств электроустановок» (ПУЭ) все средства автоматизации заземляются путем присоединения к шине дополнительного уравнивания потенциалов, размещенной в шкафу АВР.

					<i>13.03.01.2018.591.17 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		54

8 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Вопросам безопасности и экологичности в нашей стране в настоящее время уделяется большое внимание. Ни один технологический процесс, ни одна установка, какую бы экономическую эффективность они не предусматривали, не будут внедрены, если не соблюдаются безопасные условия труда для обслуживающего персонала и безопасность для окружающей среды.

Безопасность жизнедеятельности в условиях производства неразрывно связана с понятием безопасности труда.

Одним из важнейших направлений охраны труда на предприятиях является обеспечение работников инструкциями по охране труда.

Утвержденные инструкции для работников учитываются службой охраны труда предприятия в журнале учёта. Надзор и контроль за соблюдением правил и инструкций по охране труда осуществляется федеральными органами надзора.

Общественный контроль осуществляют профсоюзы или иные представительные органы. Действующее законодательство в области охраны труда обеспечивает экономическую заинтересованность работодателя в улучшении условий и охраны труда. Мероприятия по охране труда обеспечивают и экологический эффект, выраженный в снижении загрязнения воздушной среды, воды и почвы, а также в сохранении здоровья самого человека, являющегося главным объектом экологии.

Безопасность проекта

В данном подразделе будет дана оценка существующим условиям труда на рабочем месте машиниста котельного цеха, согласно действующим нормативным актам по следующим факторам: электробезопасность, состояние воздуха рабочей зоны, освещенность, уровни шума, уровень вибрации, энергетические воздействия, пожарная безопасность.

8.1 Характеристика опасных производственных факторов и мероприятий по обеспечению травмобезопасности

Для данного рабочего места согласно ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» [2] можно выделить следующие виды опасных производственных факторов и соответствующие мероприятия по обеспечению травмобезопасности.

Физические опасные и вредные производственные факторы:

- движущиеся машины и механизмы;
- повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов;
- повышенный уровень шума на рабочем месте;
- повышенный уровень вибрации;
- повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека;

Производственное оборудование должно обеспечивать безопасность работающих при монтаже (демонтаже), вводе в эксплуатацию и эксплуатации как в

случае автономного использования, так и в составе технологических комплексов при соблюдении требований (условий, правил), предусмотренных эксплуатационной документацией.

В соответствии с п. 1 ст. 2 Федерального Закона № 116 ФЗ от 21.07.1997 (с изменением от 18.12.2006) «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» [5] проектируемый энергоблок является опасным производственным объектом, так как используются:

- горючие вещества (природный газ, масло трансформаторное, масло турбинное);
- оборудование и трубопроводы, имеющие давление свыше 0,07 МПа и температуру среды свыше 115 °С;
- стационарно установленные грузоподъемные механизмы;

Принятое при проектировании технологическое оборудование и трубопроводы, удовлетворяют требованиям безопасности, прочности, коррозионной стойкости и надежности при эксплуатации при заданных параметрах и климатических условиях, а также отвечает требованиям Правил безопасности и другой НТД, действующей в РФ.

Безопасность и надежность эксплуатации трубопроводов, транспортирующих пар, горячую воду и природный газ в пределах нормативного срока эксплуатации обеспечивается за счет выполнения следующих мероприятий:

- выбором трассы и системы крепления трубопроводов, позволяющей компенсировать температурные деформации, а также исключить провисание и образование застойных зон;
- для регулярного обслуживания трубопроводов в труднодоступных местах предусмотрены площадки для обслуживания и проходные мостики из негорючих материалов. Для проведения работ по ремонту и обслуживанию оборудования трубопроводы разбиты на технологические блоки, снабженные запорной арматурой, поворотными фланцами, штуцерами для продувки сжатым воздухом;
- трубопроводы оснащены регулировочной арматурой, предохранительными устройствами, средствами защиты блокировок и измерений;
- поверхности оборудования с температурой более плюс 45 °С, доступные для прикосновения, снабжены тепловой изоляцией;
- предусматриваются средства коллективной защиты (ограждения, освещение, вентиляция, плакаты безопасности, защитные и предохранительные устройства и приспособления, ограждения вращающихся и движущихся частей оборудования, проходы между элементами оборудования и т.д.).

8.2 Электробезопасность

Категория помещения по электроопасности, применяемое напряжение. Согласно ПУЭ определяют в отношении опасности поражения людей электрическим током следующие классы помещений:

										Лист
										56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.591.17 ПЗ					

нии к металлическим нетоковедущим частям, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции, применяют следующие способы:

- защитное заземление;
- зануление;
- выравнивание потенциала;
- система защитных проводов;
- защитное отключение;
- изоляция нетоковедущих частей;
- электрическое разделение сети;
- малое напряжение;
- контроль изоляции;
- компенсация токов замыкания на землю;
- средства индивидуальной защиты.

Технические способы и средства применяют отдельно или в сочетании друг с другом так, чтобы обеспечивалась оптимальная защита.

Используемая защита от опасности поражения электрическим током:

– токоведущие части электроустановок имеют ограждения от случайного приближения к ним и достаточную высоту для обеспечения проходов и проездов согласно ПУЭ;

– молниезащита и заземления зданий и оборудования выполнены в соответствии с «Правилами устройства электроустановок»;

– электроустановки оснащены средствами контроля и автоматики режима работы, а также защитой от коротких замыканий и перенапряжений в соответствии с указаниями ПТЭЭП, ПУЭ;

– распределительные устройства оборудованы блокировкой предотвращающей возможность ошибочных действий персонала с коммутационными аппаратами и заземляющими ножами;

– заземление электротехнического оборудования и сооружение контура заземления предотвращает попадание персонала под напряжение;

Для защиты персонала от поражения током все электродвигатели оснащены защитными средствами, предусмотрено заземление всех металлических частей электрооборудования, не находящихся под напряжением, но которые могут оказаться под ним вследствие повреждения изоляции.

В помещении БЩУ предусмотрены основные меры защиты:

– малые напряжения, 220 В;

– защитные заземления, зануления (по ПУЭ сопротивление заземления в электроустановках до 1000 В не должно превышать 4 Ом; а для обеспечения защиты необходимо, чтобы нулевой провод имел проводимость не менее 50% проводимости фазного провода);

– двойная изоляция (токоведущие части надежно изолированы и недоступны для случайного прикосновения);

– защитные отключения.

Все металлические части электрооборудования, которые могут оказаться под

Температура в помещениях БЩУ и ПТК поддерживается на уровне +18 оС. Скорость воздуха в помещениях не более 0,2 м/с (оптимальное значение для Пб категории труда).

Уровень аэроионизации воздуха не контролируется.

Запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны.

Согласно ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» [11]:

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК), прописанных в ГН 2.2.5.1313-03. «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны» [8], используемых при проектировании производственных зданий, технологических процессов, оборудования, вентиляции, для контроля за качеством производственной среды и профилактики неблагоприятного воздействия на здоровье работающих.

Отбор проб должен проводиться в зоне дыхания при характерных производственных условиях.

Для каждого производственного участка должны быть определены вещества, которые могут выделяться в воздух рабочей зоны. При наличии в воздухе нескольких вредных веществ контроль воздушной среды допускается проводить по наиболее опасным и характерным веществам, устанавливаемым органами государственного санитарного надзора.

Основными вредностями в машинном и котельном отделениях являются тепловыделения от технологического оборудования.

Характеристика существующих систем оздоровления воздушной среды.

В соответствии со СНиП 2.04.05-91* «Отопление, вентиляция и кондиционирование» [23] для обеспечения нормируемых параметров воздушной среды и устойчивой работы технологического оборудования проектируется общеобменная приточно-вытяжная вентиляция с механическим и естественным побуждением, рассчитанная на ассимиляцию теплоизбытков, и обеспечивающая воздухообмен из расчета не менее трехкратного в час.

Удаление воздуха из турбинного отделения осуществляется крышными вентиляторами и переток в котельное отделение. Из котельного отделения удаление воздуха осуществляется крышными вентиляторами.

Приток наружного воздуха осуществляется с помощью приточных установок КЦКП фирмы «Вега» с подогревом воздуха в холодный период года до температуры 10 °С и дополнительно предусматривается естественный приток воздуха в теплый период года через оконные проемы.

Приточные установки комплектуются фильтрами для очистки воздуха и воздухонагревателями.

Основными вредностями в помещениях БЩУ и ПТК являются теплопоступления от технологического оборудования, от электроосвещения и от обслуживающего персонала в помещении БЩУ.

										Лист
										60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.591.17 ПЗ					

Таблица 8.1 – Требования, предъявляемые к уровню шума на рабочем месте машиниста

Уровни звукового давления, дБа, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБа
31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
103	91	83	77	73	70	68	66	64	87

Борьба с шумом принята в следующих направлениях:

- принятие объемно-планировочных решений, позволяющих локализовать источники шума;
- локализация шума по мере их образования путем применения современных звукопоглощающих материалов в ограждающих конструкциях.

Защита помещений от шума предусмотрена устройством звукоизоляции в конструкциях полов, стен, потолков в помещениях с постоянным пребыванием людей, устройством швов между фундаментами здания и основного оборудования.

При проектировании главного корпуса и других зданий учтены требования СНиП 23-03-2003 «Защита от шума».

В помещениях с постоянным пребыванием персонала во встройке для обеспечения уровня звука LA, не превышающего нормативного, равного 60 дБ (согласно таблице 1 СНиП 23-03-2003 «Защита от шума»), проектом предусмотрено устройство ограждающих стен по внутреннему периметру встройки из пенобетонных блоков, имеющих достаточное звукопоглощение.

При профилактических обходах шумного оборудования предусматривается использование следующих средств индивидуальной акустической защиты, различающихся по своему конструктивному исполнению:

- противошумные наушники, закрывающие ушную раковину снаружи;
- противошумные вкладыши, перекрывающие наружный слуховой проход или прилегающие к нему;
- противошумные шлемы и каски.

Для снижения шума в источниках его возникновения (газовая и паровая турбины, генераторы) предусматривается устройство шумозащитных кожухов, обеспечивающих допустимые уровни звука в соответствии с действующими нормативными требованиями.

2) Уровни вибрации: требования к уровням вибрации на рабочем месте, используемые методы и средства защиты от вибрации.

Согласно ГОСТ 12.1.012-2004 [12] и СН 2.2.4.2.1.8.566-96 [21] вибрация на постоянных рабочих местах производственных помещений предприятий имеющих стационарные машины относится к категории вибрации по санитарным нормам 3«а» – критерий «граница снижения производительности труда», т.к. в помещении присутствует технологическая вибрация.

Вибрационная нагрузка нормируется для каждого направления действия вибрации. Допустимые уровни вибрации на описываемом рабочем месте сведены в таблицу 8.2.

Таблица 8.2 – Допустимые нормы вибрации на БЩУ

Среднегеометрические частоты октавных полос, Гц	Предельно допустимые значения по осям			
	Виброускорение		Виброскорость	
	м/с ²	дБ	м/с ²	дБ
8	1,4	123	2,8	115
16	1,4	123	1,4	109
31,5	2,8	129	1,4	109
63	5,6	135	1,4	109
125	11,0	141	1,4	109
250	22,0	147	1,4	109
500	45,0	151	1,4	109
1000	89,0	159	1,4	109

Для предотвращения передачи вибраций от вращающихся частей оборудования предусматриваются швы, отделяющие их фундаменты от фундаментов здания.

А также фундаменты основного и вспомогательного оборудования не имеют соприкосновения со строительными конструкциями и другими фундаментами; фундаменты под турбоагрегаты.

В помещении БЩУ возможно влияние электромагнитного поля промышленной частоты 50 Гц. Оценка ЭМП ПЧ (50 Гц) осуществляется отдельно по напряженности электрического поля (Е) в кВ/м, напряженности магнитного поля (Н) в А/м или индукции магнитного поля (В), в мкТл. Предельно допустимые уровни напряженности периодических (синусоидальных) МП устанавливаются для условий общего (на все тело) и локального (на конечности) воздействия приведены в таблице 8.3.

Таблице 8.3 – ПДУ воздействия периодического магнитного поля частотой 50 Гц

Время пребывания, час	Допустимые уровни МП, Н (А/м) / В (мкТл)	
	Общее воздействие	Локальное воздействие
8	80/100	800/1000

Технические меры защиты: малые напряжения, разделение сетей, компенсация емкостного тока, защитные заземления, зануления, двойная изоляция, защитные отключения.

приведенной на рисунке 8.1

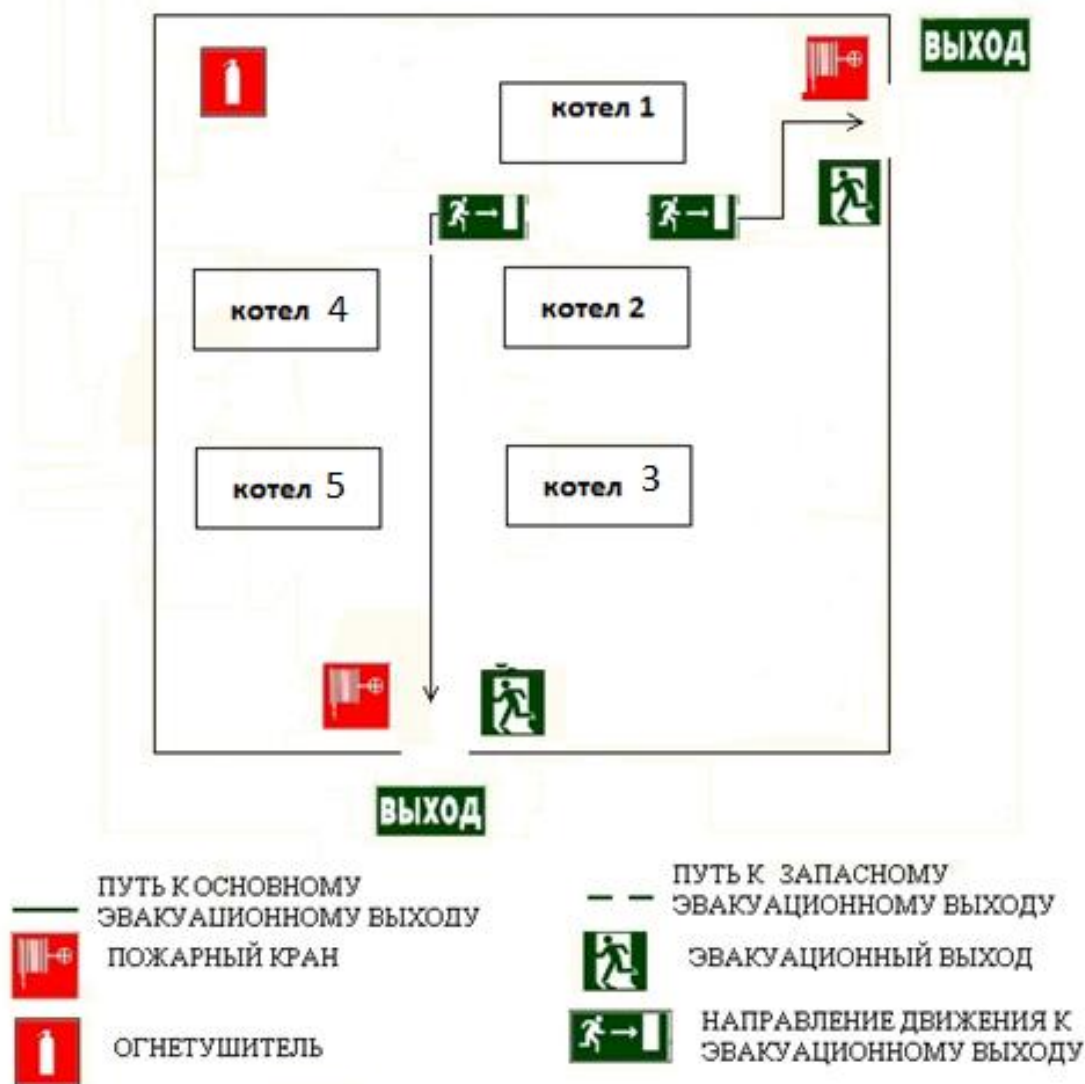


Рисунок 8.1 – План эвакуации

8.5 Чрезвычайные ситуации

По причинам возникновения можно выделить два класса чрезвычайных ситуаций:

- природные (стихийные бедствия: землетрясения, наводнения, ураганы, смерчи и т.п.);
- техногенные (внезапный выход из строя машин, механизмов и агрегатов во время их эксплуатации, сопровождающийся серьезными нарушениями производственного процесса, взрывами, образованием очагов пожаров, радиоактивным, химическим, биологическим заражением больших территорий);

В БЦУ расположено оборудование управляющее технологическим процессом. Все оборудование блоков имеет высокую степень автоматизации.

Системы автоматического управления позволяют:

- осуществлять автоматическое управление пуском турбоустановки;
- повысить надежность и экономичность работы энергооборудования электростанций при малом числе обслуживающего персонала;
- предотвратить ошибочные действия персонала путём своевременной сигнализации и блокирования ошибочных команд управления;

Все перечисленные факторы способствуют своевременному предупреждению аварийных ситуаций и своевременному принятию решений по их устранению.

К возможным чрезвычайным ситуациям техногенного характера относятся:

1) Пожар, возгорание в системе маслохозяйства, повреждение уплотнений подшипника турбогенератора, обрушение кровли, разгон турбины и невозможность ее останова, загорание кабеля.

Принимаются меры:

- оповещение персонала о ЧС, вызов пожарной команды, охлаждение ограждений и оборудования машзала и тушение пожара персоналом боевого расчета;
- оказание помощи пострадавшим;
- ликвидация загорания в кабельном отсеке;
- восстановление остекления оконных проёмов и закрытие обрушившейся кровли;
- составление графика восстановления генератора;
- восстановление поврежденных кабелей и энергоснабжения потребителей и собственных нужд;
- выяснение состояния отключенного оборудования;

2) Утечка газа в ГРП, его возгорание и взрыв, вызывающее разрушение здания и оборудования.

Мероприятия:

- закрыть задвижку на линии подачи газа после станции очистки газа;
- вызов пожарной команды и ликвидация пожара;
- оказание помощи пострадавшим;
- срочное восстановление электрических кабелей, энергоснабжения потребителей и нормативных параметров электростанции;
- выяснение состояния отключенного оборудования.

3) Загорание и разрушение кабелей. Отключение энергоблока в связи с отсутствием топлива.

Мероприятия:

- закрыть задвижку на линии подачи газа после станции очистки газа;
- оказание помощи пострадавшим;
- восстановление оборудования, ремонт здания;
- восстановление электрической проводки и поврежденных кабелей;
- составление донесения в штаб ГО и ЧС города, области, Минэнерго России.

Вывод: Рабочее место машиниста блока, расположенное на БЦУ, соответствует следующим требованиям законодательных актов:

- микроклимат в соответствии СанПиН 2.2.4.548-96;
- искусственное освещение в соответствии со СНиП 23-05-95;

- электробезопасность в соответствии с ГОСТ 12.1.03 0-81;
- эргономика рабочего места в соответствии с ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ;
- пожарная безопасность СНиП «Пожарная безопасность» (21-01-97);
- уровень шума ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ и т.д.

Необходимая освещенность рабочего места в рабочие часы обеспечивается естественным и искусственным освещением. Микроклимат на рабочем месте вполне удовлетворяет всем нормам в зимний период и в теплое время года.

Таким образом, рабочие места полностью соответствуют требованиям безопасности, изложенным в соответствующих нормативных документах.

Согласно проектируемой карте аттестации рабочего места машинист находится в следующих условиях труда:

1. По степени вредности и опасности – 3 класс, 2 степень;
2. По степени травмобезопасности – 1 класс.

Поэтому для нейтрализации последствий от данных условий предусмотрены следующие мероприятия:

- доплата к тарифной ставке в размере 10% от оклада;
- продолжительность дополнительного отпуска – 8 дней;
- перерывы по 5–10 минут в течение каждого часа смены.

					<i>13.03.01.2018.591.17 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						68
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

9 ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ

Основной целью экономической части является определение экономической эффективности капиталовложений в проект. Основные задачи включают технико-экономическое обоснование разработки студента, проведение анализа уже существующих аналогичных разработок, определение экономического эффекта от ее использования.

9.1 Технико-экономический расчет

Исходными данными для работы служат результаты, полученные при расчете тепловых нагрузок. Суммарная тепловая мощность при максимально-зимнем режиме: $\Sigma Q = 279,12$ МВт.

9.1.1 Расчет капитальных затрат на реконструкцию ТЭЦ-19

Стоимость оборудования и монтажных работ определяется по прейскуранту завода-изготовителя и сведена в таблицу 9.1 [46 – 49].

Таблица 9.1 – Стоимость оборудования и монтажных работ

Наименование оборудования	Количество	Стоимость единицы, тыс. руб.		Общая стоимость, тыс. руб.	
		Оборудования	Монтажных работ	Оборудования	Монтажных работ
1	2	3	4	5	6
Котел ПТВМ-120	2	25000,00	7500,00	50000,00	15000,00
Горелка МГМГ-8	32	87,50	25,00	2800,00	800,00
Комплект автоматизации котла на базе контроллера АГАВА 6432	2	600,00	180,00	1200,00	360,00
Комплект газового оборудования	2	400,00	120,00	800,00	240,00
Комплект трубопроводной арматуры	2	378,00	113,00	756,00	226,00
ИТОГО:		–	–	55556,00	16626,00

Определим остальные составляющие капитальных затрат:

– транспортные расходы на доставку и складирование оборудования (9.1):

$$K_0 = 0,05 \cdot K_1 \quad (9.1)$$

где K_1 – итоговая стоимость оборудования, тыс. руб.;
0,05 – расходы на грузовые перевозки 5 % (по данным ООО «Авто-трейдинг»).

$$K_{\delta} = 0,05 \cdot 55556,00 = 2777,80 \text{ тыс.руб.}$$

– расходы на проектирование составят 500,00 тыс. руб. (по данным АО «Дорогобужкотломаш»).

Общие капитальные вложения в реконструкцию ТЭЦ (9.2):

$$K = K_1 + K_m + K_{\delta} + K_{пр} + K_{дем} \quad (9.2)$$

где K_1 – итоговая стоимость оборудования, тыс. руб.;
 K_m – итоговая стоимость монтажных работ, тыс. руб.;
 K_{δ} – транспортные расходы на доставку и складирование оборудования, тыс. руб.;
 $K_{пр}$ – стоимость проектных работ, тыс. руб.;
 $K_{дем}$ – итоговая стоимость демонтажных работ, тыс. руб., $K_{дем} = 2350,00$ тыс. руб. (по прейскуранту цен АО «Дорогобужкотломаш»).

$$K = 55556,00 + 16626,00 + 2777,80 + 500,00 + 2350,00 = 77808,80 \text{ тыс.руб.}$$

Стоимость металлолома демонтированного оборудования (9.3):

$$K_{л} = S \cdot M \quad (9.3)$$

где S – цена металлолома, тыс. руб., $S=9,7$ тыс. руб./т (по данным ООО «Мет-ЛОМ»);
 M – масса демонтированного оборудования, т, $M=18,9$ т (по паспортным характеристикам котлов ЭЧМ-50).

$$K_{л} = 9,7 \cdot 18,9 = 183,30 \text{ тыс.руб.}$$

Итоговая стоимость затрат на реализацию реконструкции (9.4):

$$K_{И} = K - K_{л} \quad (9.4)$$

где K – общие капитальные вложения в реконструкцию ТЭЦ, тыс. руб.;
 $K_{л}$ – стоимость металлолома демонтированного оборудования, тыс. руб.

$$K_{И} = 77808,80 - 183,30 = 77625,50 \text{ тыс.руб.}$$

					<i>13.03.01.2018.591.17 ПЗ</i>	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

9.1.2 Расчет текущих затрат обслуживания ТЭЦ-19

Годовые затраты на природный газ при котлах ПТВМ-120 (9.5):

$$I_T = C_T \cdot B_{год} \quad (9.5)$$

где C_T – тариф на природный газ, руб./м³ ($C_T = 2785$ руб./м³ – по данным ОАО «Новатек-Екатеринбург»);
 $B_{год}$ – годовой расход газа, млн.м³/год.

$$I_T = 2785,00 \cdot 266,7 \cdot 10^6 = 742759500,00 \text{ тыс.руб./год}$$

Годовой фонд основной и дополнительной зарплаты всех категорий персонала обслуживания котлов ПТВМ-120 составит 2427 тыс. руб./год (по данным бухгалтерии ТЭЦ-19).

Отчисления на социальные нужды (9.6):

$$I_{соц} = H_C \cdot \text{годовой фонд} \quad (9.6)$$

где H_C – процент отчислений на социальные нужды, % ($H_C = 34\%$).

$$I_{соц} = 0,34 \cdot 2427 = 825,2 \text{ тыс.руб./год}$$

Содержание и эксплуатация энергооборудования, включая содержание оборудования и его текущий ремонт (9.7):

$$I_э = 0,01 \cdot K + 0,1 \cdot K \quad (9.7)$$

где 0,01 – 1% на содержание и эксплуатацию энергооборудования;
0,1 – 10% на амортизацию энергооборудования;
 K – общая стоимость устанавливаемого оборудования, тыс.руб.

$$I_э = 0,01 \cdot 77808,80 + 0,1 \cdot 77808,80 = 8558,97 \text{ тыс.руб./год}$$

Цеховые расходы, содержание и текущий ремонт цеховых зданий и сооружений (9.8):

$$I_p = 0,0025 \cdot K \quad (9.8)$$

где 0,0025 – 0,25% на цеховые расходы;
 K – общая стоимость устанавливаемого оборудования, тыс.руб.

										Лист
										71
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.01.2018.591.17 ПЗ

$$I_p = 0,0025 \cdot 77808,80 = 194,52 \text{ тыс.руб./год}$$

Прочие производственные расходы (9.9):

$$I_{np} = 0,1 \cdot \Sigma I_3 \quad (9.9)$$

где 0,1 – 10% на прочие производственные расходы;

ΣI_3 – сумма зарплат всех категорий персонала, тыс.руб./год.

$$I_{np} = 0,1 \cdot 2427 = 242,7 \text{ тыс.руб./год}$$

Сумма всех затрат (9.10):

$$C = \Sigma I_i = I_m + I_3 + I_{соц} + I_э + I_p + I_{np} \quad (9.10)$$

где ΣI_i – сумма всех затрат, тыс.руб./год;

$$\begin{aligned} C_1 &= 742759500,00 + 2427,00 + 825,20 + 8558,97 + 194,52 + 242,7 = \\ &= 742771748,40 \text{ тыс.руб./год} \end{aligned}$$

Себестоимость 1 МВт тепловой энергии (9.11):

$$C_{мэ} = \frac{C}{Q} \quad (9.11)$$

где Q – годовое производство тепла, Гкал/год (Q=2066400 Гкал/год – по расчетам главы 4);

$$C_{мэ} = \frac{742771748,40}{2066400} = 359,45 \text{ руб./Гкал}$$

Проведем расчет текущих затрат на энергетическое обслуживание котельной до реконструкции.

Годовые затраты на природный газ при котлах ЭЧМ-50 (2 шт.):

$$I_T = 2785,00 \cdot 272,3 \cdot 10^6 = 758355500,00 \text{ тыс.руб./год}$$

Содержание и эксплуатация энергооборудования, включая содержание оборудования и его текущий ремонт (9.12):

					13.03.01.2018.591.17 ПЗ	Лист
						72
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$I_{\text{э}} = 0,01 \cdot K_{\text{см}} + 0,1 \cdot K_{\text{см}} \quad (9.12)$$

где 0,01 – 1% на содержание и эксплуатацию энергооборудования;

0,1 – 10% на амортизацию энергооборудования;

$K_{\text{ст}}$ – общая балансовая стоимость оборудования с котлами ЭЧМ-50, тыс.руб. ($K_{\text{ст}}=76512,00$ руб. по данным бухгалтерии ТЭЦ-19)

$$I_{\text{э}} = 0,01 \cdot 76510,00 + 0,1 \cdot 76510,00 = 8120,00 \text{ тыс.руб./год}$$

Цеховые расходы, содержание и текущий ремонт цеховых зданий и сооружений (9.13):

$$I_{\text{р}} = 0,0025 \cdot K_{\text{см}} \quad (9.13)$$

где 0,0025 – 0,25% на цеховые расходы;

$K_{\text{ст}}$ – общая балансовая стоимость оборудования с котлами ЭЧМ-50, тыс.руб. ($K_{\text{ст}}=76512,00$ руб. по данным бухгалтерии ТЭЦ-19)

$$I_{\text{р}} = 0,0025 \cdot 76510,00 = 191,3 \text{ тыс.руб./год}$$

Сумма всех затрат:

$$\begin{aligned} C_2 &= 758355500,00 + 2427,00 + 825,20 + 8120,00 + 191,30 + 242,7 = \\ &= 758365126,00 \text{ тыс.руб./год} \end{aligned}$$

Себестоимость 1 МВт тепловой энергии (9.14):

$$C_{\text{тэ}} = \frac{C}{Q} \quad (9.14)$$

где Q – годовое производство тепла, Гкал/год ($Q=998760$ Гкал/год – по техническим данным ТЭЦ-19);

$$C_{\text{тэ}} = \frac{758365126,00}{998760} = 759,30 \text{ руб./Гкал}$$

9.1.3 Расчет экономической эффективности проекта

Экономия текущих затрат составит (9.15):

$$\Delta C = C_2 - C_1, \quad (9.15)$$

					13.03.01.2018.591.17 ПЗ	Лист
						73
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где C_1 – общая сумма затрат на обслуживание оборудования после проведения реконструкции;
 C_2 – общая сумма затрат на обслуживание оборудования до реконструкции.

$$\Delta C = 758365126,00 - 742771748,40 = 15593,40 \text{ тыс. руб./год}$$

Экономическая эффективность принятых технических решений может быть определена таким показателем, как срок окупаемости. Для определения срока окупаемости проекта реконструкции используют формулу 9.16:

$$T = \frac{K_{И}}{\Delta C} \quad (9.16)$$

где $K_{И}$ – капитальные затраты ($K_{И} = 77625,50$ тыс. руб. – по формуле 9.4);
 ΔC – экономия текущих затрат, тыс. руб./год.

$$T = \frac{77625,50}{15593,40} = 4,7 \text{ года}$$

Вывод: по результатам расчета получили срок окупаемости проекта менее 5 лет, соответственно данный проект реконструкции экономически эффективен. Основная экономия текущих затрат достигается за счет снижения затрат на топливо (природный газ) и увеличением выработки тепловой энергии (большим КПД оборудования).

9.2 SWOT-анализ для реализации проекта реконструкции

Составим две матрицы, в квадрантах которых приводятся сильные (S) и слабые (W) стороны, её возможности (O) и соответственно угрозы (T) от внешней среды. ТЭЦ-19 с проведением реконструкции приведена в таблице 9.2.

Таблица 9.2 – SWOT-анализ ТЭЦ-19 с проведением реконструкции

S: сильные стороны	W: слабые стороны
1. Экономия топлива; 2. Экономия воды; 3. Экономия электроэнергии; 4. Четкое знание сотрудниками своих полномочий и ответственности; 5. Высокая квалификация ИТР;	1. Недостаток финансов, недостаточная прибыльность; 2. Высокая стоимость оборудования 3. Недостаточная техническая оснащённость (Отсутствие запасных частей);



Рисунок 9.1 – Дерево целей проекта

9.4 Планирование мероприятий по реализации проекта (план-график Ганта)

График отражает примерное распределение процессов во времени и их логическую последовательность, должен быть скорректирован и дополнен при детальной проработке проекта изменений. График отображен в таблице 9.4.

Таблица 9.4 – План-график Ганта при реконструкции котельной

Этап работ	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь
1. Разработка проекта. формирование смет и графиков.									

Продолжение таблицы 9.4

Этап работ	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь
2. Приобретение оборудования									
3. Демонтаж котлов									
4. Подготовка основания под монтаж котлы									
5. Монтаж оборудования котлов									
6. Вывод из эксплуатации котлов для подключения в систему отопления нового оборудования									
7. Отключение газа, монтаж газового оборудования									
8. Обвязка систем автоматизации и пробный запуск оборудования.									
9. Сдача оборудования после монтажа									
10. Ввод оборудования в эксплуатацию									

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе выполнен проект реконструкции ТЭЦ-19 города Екатеринбурга. Проектом предусмотрена замена двух водогрейных котлов ЭЧМ-50 на котлы ПТВМ-120.

Потребителями тепловой и электрической энергии ТЭЦ-19 являются Чкаловский район, микрорайон УНЦ Ленинского района, жилая зона и казармы №19 и №32 военных городков города Екатеринбурга.

Выполнено сравнение выбранного котла ПТВМ-120 с аналогами производителей котельного оборудования «ЗиО-Подольск», «ЭМАльянс», «Бийский Котельный Завод», а также зарубежными марками СМІ Energy, Viessmann, Alstom.

Годовая выработка тепловой энергии ТЭЦ-19 после реконструкции составила 2066400 Гкал. Мощность водогрейных котлов – 240 Гкал/ч. Годовой расход топлива составит $266,7 \cdot 10^{10} \text{ м}^3$ природного газа.

К мероприятиям по энергосбережению относятся использование струйно-нишевых горелок МГМГ-8.

Поверочный расчет дымовой трубы высотой 100 м показал, что нет необходимости установки новой дымовой трубы. Организованы мероприятия по охране поверхностных и сточных вод, а также земельных участков прилегающей территории.

Автоматика котла ПТВМ-120 выполнена на базе контроллера АГАВА 6432.

Сделана характеристика опасных и вредных производственных факторов, приведены мероприятия по электробезопасности, пожарной безопасности, сделан гигиеническая оценка условий труда, а также описан план действий при чрезвычайных ситуациях.

Выполнен технико-экономический расчет, сделан SWOT-анализ для реализации проекта реконструкции и приведено планирование мероприятий по реализации проекта. Срок окупаемости проекта реконструкции составит 4,7 года.

Реконструкция ТЭЦ-19 путем замены водогрейных котлов ЭЧМ-50 на котлы ПТВМ-120 даст увеличение мощности водогрейной части станции. При этом проект экономически эффективен и не оказывает сверхдопустимого влияния на окружающую среду.

					<i>13.03.01.2018.591.17 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

- 16 ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования. М.: Государственный стандарт СССР, 1978. – 14 с.;
- 17 ГОСТ 27331-87. Пожарная техника. Классификация пожаров. М.: Государственный стандарт СССР, 1987. – 4 с.;
- 18 ГОСТ Р 12.1.009-2009 ССБТ. Электробезопасность. Термины и определения. М.: Стандартиформ, 2009. – 16 с.;
- 19 НПБ 105-03. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. М.: МЧС России, 2003. – 28 с.;
- 20 ПБ 12-529-03. Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления. М.: Государственный стандарт СССР, 2003. – 72 с.;
- 21 СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиеническая оценка условий и характера труда. «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. М.: Информационно-издательский центр Минздрава России, 1996. – 13 с.;
- 22 СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. М.: Государственный стандарт СССР, 1996. – 8 с.;
- 23 СП 131.13330.2012. Строительная климатология. М.: Минрегион России, 2012. – 113 с.;
- 24 СТО ЮУрГУ 04-2008. Стандарт организации. Курсовое и дипломное проектирование. Общие требования к содержанию и оформлению. Челябинск: Издательство ЮУрГУ, 2008. – 57 с.;
- 25 Алабугин, А.А. Экономико-управленческая часть выпускных квалификационных работ для направления подготовки «Теплоэнергетика и теплотехника»: учебное пособие для бакалавров и магистрантов / А. А. Алабугин, Р.А. Алабугина. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2018. – 44 с.;
- 26 Алабугина Р.А. Выпускная квалификационная работа: структура, требования к оформлению и нормоконтролю: методические указания / Р.А. Алабугина. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2017. – 43 с.;
- 27 Александров, А.А. Таблицы теплофизических свойств воды и водяного пара: справочник / А.А. Александров, Б.А. Григорьев. М.: Издательство МЭИ, 2004. – 98 с.;
- 28 Бузников, Е.Ф. Производственные и отопительные котельные / Е.Ф. Бузников, К.Ф. Роддатис, Э.И. Берзиньш. – М.: Энергоатомиздат, 2010. – 248 с.;
- 29 Грибанов, А.И. Расчёт дымовой трубы / А.И. Грибанов. – Челябинск: Издательство ЮУрГУ, 2008. – 22 с.;
- 30 Кириллов, В.В. Расчет тепловых схем источников теплоснабжения промышленных предприятий: учебное пособие / В.В. Кириллов. – Челябинск: Издательство ЮУрГУ, 2004. – 67 с.;
- 31 Клименко, А.В. Промышленная теплоэнергетика и теплотехника: справочник / А.В. Клименко, В.М. Зорина. – М.: Издательство МЭИ, 2007. – 327 с.;
- 32 Кудинов, А.А. Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях /

						<i>Лист</i>
					<i>13.03.01.2018.591.17 ПЗ</i>	80
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- А.А, Кудинов, С.К. Зиганшина. – М.: Машиностроение, 2011. – 374 с.;
- 33 Кузнецов, Н.В. Тепловой расчет котельных агрегатов. Нормативный метод / Н.В. Кузнецов, 2-е изд., перераб. – М.: ЭКОЛИТ, 2011. – 296 с.;
- 34 Липов, Ю.М. Котельные установки и парогенераторы: учебник для вузов / Ю.М. Липов, Ю.М. Третьяков. – М.: Энергоатомиздат, 2006. – 208с.
- 35 Лумми, А.П. Расчет водогрейного котла / А.П. Лумми, В.А. Мунц. – Екатеринбург: Издательство ГОУ ВПО УГТУ – УПИ, 2009. – 41 с.;
- 36 Плетнев, Г.П. Автоматизация технологических процессов и производств в теплоэнергетике: учебник для студентов вузов / Г.П. Плетнев. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007. – 352 с.;
- 37 Росляков, П.В. Методы защиты окружающей среды / П.В. Росляков. – М.: Издательство МЭИ, 2007. – 336 с.;
- 38 Сидельковский, Л.Н. Котельные установки промышленных предприятий: учебник для вузов / Л.Н. Сидельковский, Ю.Б. Юренв. – Издательство Бастет, 2009. – 528 с.;
- 39 Соколов, Б.А. Паровые и водогрейные котлы малой мощности / Б.А. Соколов. – М.: Academia, 2008, – 64 с.;
- 40 Соколов, Б.А. Устройство и эксплуатация оборудования котельных, работающих на твердом топливе: учебное пособие / Б.А. Соколов. – М.: Academia, 2010. – 288 с.;
- 41 Соколов, Е.Я. Теплофикация и тепловые сети: учебник для вузов / Е.Я. Соколов. – М.: Издательский дом МЭИ, 2009. – 472 с.;
- 42 Трухний, А.Д. Основы современной энергетики / А.Д. Трухний. – М.: Издательство МЭИ, 2008. – 472 с.;
- 43 Газета «Энергетика и промышленность России» № 09 (221) май 2013 года – <https://www.eprussia.ru/epr/221/>;
- 44 Официальный сайт Viessman – <https://www.viessmann.ru>;
- 45 Официальный сайт АО «БиКЗ» – <http://www.bikz.ru>;
- 46 Официальный сайт ООО «Бийский котельный завод» – <http://www.bikz.ru>;
- 47 Официальный сайт ООО «Торговый дом Дорогобужкотломаш» – <http://www.dkm.ru>;
- 48 Официальный сайт ООО НПО «АГАВА» – <http://www.kb-agava.ru>;
- 49 Официальный сайт ООО ПКФ «Энергосистемы» – <https://systemgaz.ru>;
- 50 Энергоаудит и энергосбережение – <http://www.alfar.ru>.