

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
МОРДОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИМ. Н.П. ОГАРЁВА»

Институт механики и энергетики
Кафедра теплоэнергетических систем

УТВЕРЖДАЮ
Зав. кафедрой
д-р техн. наук, проф.


А. П. Левцев
(подпись)

«17» июня 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

УСТАНОВКА ГАЗОПОРШНЕВОГО МОДУЛЯ В КОТЕЛЬНОЙ АО «САРАНСК ТЕПЛО ТРАНС»

Автор бакалаврской работы:  05.06.2020 В. М. Сердцев

Обозначение бакалаврской работы БР-02069964-13.03.01-24-20

Направление 13.03.01 Теплоэнергетика и теплотехника

Руководитель работы

ст. преподаватель



12.06.2020 И. Н. Артемов

Нормоконтролер

ст. преподаватель



08.06.2020 А. А. Кузнецов

Саранск
2020

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
МОРДОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИМ. Н.П. ОГАРЁВА»

Институт механики и энергетики
Кафедра теплоэнергетических систем

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой
д-р техн. наук, проф.


А. П. Левцев
(подпись)

«04» февраля 2020 г.

ЗАДАНИЕ НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ

Студент Сердцев Владислав Максимович

1 Тема «Установка газопоршневого модуля в котельной АО «Саранск Тепло Транс»

Утверждена приказом № 650-с от 04.02.2020г

2 Срок представления работы к защите 05.06.2020г.

3 Исходные данные для проектирования Техническая документация, технические и экономические показатели работы ОА «Саранск Тепло Транс», типовые проекты по установке газопоршневого модуля в котельных.

4 Содержание выпускной квалификационной работы

4.1 Анализ показателей работы системы теплоснабжения

4.2 Технологическая часть

4.3 Конструктивная часть

4.4 Экономическая часть

5 Графические материалы

5.1 Схема трубопроводов котельной «Московская 48а»

5.2 Тепловая схема с разделительными тепловыми модулями

	Формат	Обозначение	Наименование	Кол.	Прим.
1					
2			<u>Документация текстовая</u>		
3					
4	A4	БР-02069964-13.03.01-24-20	Пояснительная записка	79	
5					
6			<u>Документация</u>		
7			<u>графическая</u>		
8					
9	A2	БР-02069964-13.03.01-24-20	Схема трубопроводов	1	
10			котельной		
11			«Московская 48»		
12					
13	A4	БР-02069964-13.03.01-24-20	Тепловая схема	1	
14			с разделительными		
15			тепловыми модулями		
16					
17	A1	БР-02069964-13.03.01-24-20	Габаритный чертеж	1	
18					
19					
20					
21					
22					
23					
24					
25					

					БР-02069964-13.03.01-24-20			
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата	«Установка газопоршневого модуля в котельной ОА «Саранск Тепло Транс»	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Сердцев В.М.		05.06.20		Д	3	79
Проверил		Артемов И.Н.		12.06.20	Пояснительная записка	ИМЭ, каф. ТЭС, д/о, 405		
Н контр.		Кузнецов А.А.		08.06.20				
Утв.		Левцев А.П.		17.06.20				

РЕФЕРАТ

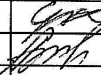
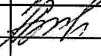


Бакалаврская работа содержит 79 страниц, 1 рисунок, 30 таблиц, 30 использованных источников.

ГОРЯЧАЯ ВОДА, НАГРУЗКА, ТЕМПЕРАТУРА, МОДУЛЬ, КОТЕЛЬНАЯ, УТИЛИЗАЦИЯ, НОМОГРАММА, КОЭФФИЦИЕНТ.

Объектом разработки является котельная «Московская 48а» расположенная в г.Саранск, Республики Мордовия.

Цель работы - производство собственной тепловой и электрической энергии за счет установки нового оборудования.

В процессе работы производился анализ показателей работы системы теплоснабжения, определялся удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии, производился расчет собственных нужд котельной, проанализирован зарубежный и отечественный рынок, а также описаны преимущества ГТМ с точки зрения энергосбережения. Произведен технико-экономический расчет.

					БР-02069964-13.03.01-24-20			
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата	«Установка газопоршневого модуля в котельной ОА «Саранск Тепло Транс» Пояснительная записка	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Сердцев В.М.		05.06.20		Д	4	79
Проверил		Артемов И.Н.		12.06.20				
Н контр.		Кузнецов А.А.		08.06.20				
Утв.		Левцев А.П.		17.06.20				ИМЭ, каф. ТЭС, д/о, 405

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	6
1 Анализ технико-экономических показателей работы системы теплоснабжения	8
1.1 Общие сведения	8
1.2 Определение договорных нагрузок	16
1.3 Расчет нормативов удельного расхода топлива на отпущенное тепло по котельной на каждый месяц периода регулирования и в целом за год	22
1.4 Баланс фактического объема производства тепловой энергии и мощности по месяцам и за год	41
2 Технологическая часть	43
2.1 Обзор и анализ отечественных и зарубежных производителей газопоршневых модулей	44
2.2 Обоснование установки газопоршневого модуля	47
3 Конструктивная часть	49
3.1 Газопоршневая установка с утилизацией тепла	49
3.2 Тепловой расчет рабочего процесса ДВС	50
3.3 Тепловой баланс двигателя	62
3.4 Тепловой расчет теплообменника охлаждающей и теплофикационной воды	65
3.4.1 Расчет теплообменника охлаждающей воды	66
3.4.2 Расчет теплообменника теплофикационной воды	68
4 Экономическая часть	71
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	76
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	77

					БР-02069964-13.03.01-24-20	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		5

ВВЕДЕНИЕ

Постоянный рост цен на тарифы энергоносителей ведет к повышению цен на производимую продукцию, из-за чего снижается конкурентоспособность предприятия[16]. Данная конкуренция на внутреннем и внешнем рынке вынуждает предприятия искать решения, позволяющие снизить издержки производства. В себестоимости производимой продукции определенную часть занимают потребляемые энергетические ресурсы (электроэнергия и тепло).

Из-за этого все больше и больше становится актуален вопрос о надежной альтернативе внешнему электроснабжению с целью обеспечения энергетической безопасности предприятия и дешевыми энергоресурсами.

Все большую популярность в энергетической отрасли приобретают газопоршневые модули, явившиеся на рынок не так давно, но уже завоевали признание своей экономичностью, производительностью и удобством работы.

Современные газопоршневые электроагрегаты, соответствующие технологии когенерации дают возможность потребителям обеспечивать не только технико-экономически выгодное производство электрической и тепловой энергии, но и достигать этого с приемлемыми в настоящее время экологическими показателями по эмиссии выхлопных газов в окружающую среду. Одним из наиболее токсичных является оксид азота, он образуется при сжигании всех органических топлив, в том числе и природного газа[11].

Газопоршневые модули применяются как постоянные или резервные источники электроэнергии для предприятий или небольших населенных пунктов. У них простая и надежная конструкция, проверенная годами эксплуатации в различных климатических условиях[29].

Газопоршневые модули идеально преобразуют энергию природного газа, в электрическую и тепловую, обеспечивая общий КПД примерно 80-90%[13]. Кроме того, собственная производство дает возможность обеспечения предприятия более дешевой электроэнергией и обеспечения основным питанием при аварии на внешних электрических сетях. Также, газопоршневые установки

					БР-02069964-13.03.01-24-20	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		6

сохраняют работоспособность и свой высокий КПД там, где другие установки быстро выходят из строя.

Рассчитан срок окупаемости и годовой экономический эффект от внедрения ГПМ. Цель работы - производство собственной тепловой и электрической энергии за счет установки нового оборудования.

					БР-02069964-13.03.01-24-20	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		7

1 Анализ технико-экономических показателей работы системы теплоснабжения

1.1 Общие сведения

Открытое акционерное общество «СаранскТеплоТранс» (в дальнейшем ОАО «СТТ») создано 1 ноября 2002 г. в соответствии с Гражданским кодексом РФ, Федеральным законом РФ «Об акционерных обществах» и другими правовыми актами. ОАО создано на базе имущественного комплекса СМП «Тепловые сети», который в свою очередь организован в соответствии с Постановлением Совета Министров Мордовской АССР и Президиума Мордовского Облпрофсоюза № 371 от 20.05.1965 года, письмом Министра коммунального хозяйства РСФСР № М-09-5118 от 04.07.1965 г. и Приказом Министра коммунального хозяйства МАССР № 201 от 30.09.1965 г. было сформировано хозрасчетное предприятие объединенных котельных и тепловых сетей.

ОАО «СТТ» объединило восемьдесят шесть мелких нерентабельных котельных с самодельными котлами различных конструкций. Было начато строительство соединительных теплотрасс, ликвидация маломощных котельных с присоединением их котловых нагрузок к более мощным котельным. Был взят курс на строительство котельных с современным оборудованием, автоматикой, оборудованием химической подготовки воды и деаэрации. В октябре 1975 года были построены административное здание и база предприятия, в которых в данный момент расположено ОАО «СТТ».

30 сентября 1992 года решением Исполнительного комитета Саранского городского Совета народных депутатов предприятие зарегистрировано как Саранское муниципальное предприятие «Тепловые сети». За эти годы были расширены границы обслуживания в пригородные села, вошедшие в городскую зону. Были приняты на баланс котельные поселков: Николаевка, Зыково, Луховка, Горяйновка, Озерный, приобретены котельные пос. Кирзавод и пос. Авторемзавод.

					БР-02069964-13.03.01-24-20	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		8

В 2009 г. по договору аренды приняты тепловые сети находящиеся в муниципальной собственности и ОАО ПСХК «Саранскстройзаказчик».

Основной целью ОАО «СТТ» является получение прибыли через надежное и бесперебойное снабжение тепловой энергией населения при минимальных затратах, согласно заключенных договоров.

Общество осуществляет: эксплуатацию, проведение ремонта, реконструкцию и новое строительство систем теплоснабжения, находящихся на балансе; осуществление мер по рациональному использованию и экономному расходованию топливно-энергетических ресурсов; организацию технического надзора за сооружением коммунальных энергетических объектов, своевременным вводом их в эксплуатацию; другие виды деятельности, не запрещенные Законодательством РФ.

ОАО «СТТ» включает в себя 4 эксплуатационных района, ремонтномеханический цех, ремонтно-строительный цех, гараж, сварочную лабораторию, участок КИПиА, участок АСУ, электроучасток.

Общие сведения по нагрузкам теплоисточников энергоснабжающей организации (ЭСО), согласно форме рекомендуемого макетом представлены в таблице 1.1.

Как следует из таблицы 1.1, ЭСО имеет собственные источники и источники покупной тепловой энергии. При этом установленная мощность всех источников тепловой энергии в «горячей воде» составляет 1437,28 Гкал/час в паре 1031,1 Гкал/час из которых 702,72 Гкал/ч установленной мощности в паре направлена на приготовление «горячей воды». Располагаемая мощность (согласно режимным картам) - 1352,96 Гкал/час. ОАО «СТТ» является поставщиком тепловой энергии в 8 населенных пунктах, в том числе в г. Саранск, располагаемые мощности которых (с учетом максимальной нагрузки ГВС) равны: - 914,64 Гкал/час (91,3 %) в «горячей воде» и 87,61 Гкал/час в паре.

					БР-02069964-13.03.01-24-20	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

Таблица 1.1 - Общие сведения об энергоснабжающей организации

Наименование населенного пункта	Наименование системы теплоснабжения	Наименование источника теплоснабжения	Установленная тепловая мощность источника		Располагаемая тепловая мощность источника	
			в горячей воде, Гкал/ч	в паре, Гкал/ч	в горячей воде, Гкал/ч	в паре, Гкал/ч
1	2	3	4	5	6	7
г. Саранск	СЦТ от котельной по ул. Московская 48а	Собственные источники тепловой энергии:	25,000	0,000	20,900	0,000
		Котельная по ул. Московская 48а	25,000	0,000	20,900	0,000
	СЦТ от котельной "Нижний рынок" по ул. Кирова 63	Собственные источники тепловой энергии:	4,500	0,000	4,060	0,000
		Котельная "Нижний рынок" по ул. Кирова 63	4,500	0,000	4,060	0,000
	СЦТ от котельной "Лисма" по ул. Лесная 26	Собственные источники тепловой энергии:	20,600	0,000	17,400	0,000
		Котельная "Лисма" по ул. Лесная 26	20,600	0,000	17,400	0,000
	СЦТ от котельной "Баня №2" по ул. Красноармейская 21	Собственные источники тепловой энергии:	1,930	0,650	1,280	0,048
		Котельная "Баня №2" по ул. Красноармейская 21	1,930	0,650	1,280	0,048
	СЦТ от котельной "Баня №3" по ул. Кутузова 26	Собственные источники тепловой энергии:	3,440	0,000	3,190	0,000
		Котельная "Баня №3" по ул. Кутузова 26	3,440	0,000	3,190	0,000
	СЦТ от котельной 2 мкр. по ул. Попова 49	Собственные источники тепловой энергии:	26,000	0,000	24,700	0,000
		Котельная 2 мкр. по ул. Попова 49	26,000	0,000	24,700	0,000
	СЦТ от котельной 3 мкр по ул. М. Расковой 27	Собственные источники тепловой энергии:	24,900	0,000	22,800	0,000
		Котельная 3 мкр. по ул. М. Расковой 27	24,900	0,000	22,800	0,000
	СЦТ от котельной кв. 10-11 по ул. О. Кошевого 20	Собственные источники тепловой энергии:	24,900	0,000	21,700	0,000
		Котельная кв. 10-11 по ул. О. Кошевого 20	24,900	0,000	21,700	0,000
	СЦТ от котельной 6 мкр по ул. Энгельса 19	Собственные источники тепловой энергии:	36,900	0,000	31,300	0,000
		Котельная 6 мкр. по ул. Энгельса 19	36,900	0,000	31,300	0,000
	СЦТ от котельной 8 мкр по ул. Чкалова 1	Собственные источники тепловой энергии:	27,800	0,000	24,500	0,000
		Котельная 8 мкр. по ул. Чкалова 1	27,800	0,000	24,500	0,000
СЦТ от котельной кв. 107 по ул. Гагарина 106б	Собственные источники тепловой энергии:	14,800	0,000	11,700	0,000	
	Котельная кв. 107 по ул. Гагарина 106б	14,800	0,000	11,700	0,000	

Продолжение таблицы 1.1

1	2	3	4	5	6	7
	СЦТ от котельной по ул. Осипенко 57	Собственные источники тепловой энергии:	13,000	0,000	12,300	0,000
		Котельная по ул. Осипенко 57	13,000	0,000	12,300	0,000
	СЦТ от котельной ДРБ по ул. Р. Люксембург 15	Собственные источники тепловой энергии:	13,000	0,000	11,800	0,000
		Котельная ДРБ по ул. Р. Люксембург 15	13,000	0,000	11,800	0,000
	СТ от котельной "Онк. Дисп." по ул. Ульянова	Собственные источники тепловой энергии:	0,000	0,650	0,000	0,420
		Котельная "Онк.Дисп." по ул. Ульянова	0,000	0,650	0,000	0,420
	СТ от котельной "РД №2" по ул. Косарева	Собственные источники тепловой энергии:	0,000	1,300	0,000	1,010
		Котельная "РД №2" по ул. Косарева	0,000	1,300	0,000	1,010
	СЦТ от котельной "Школы №13"	Собственные источники тепловой энергии:	1,260	0,000	0,620	0,000
		Котельная "Школа №13"	1,260	0,000	0,620	0,000
	СТ от котельной Баня №8	Собственные источники тепловой энергии:	1,950	0,650	1,360	0,052
		Котельная "Баня №8"	1,950	0,650	1,360	0,052
	СТ от котельной Баня №5	Собственные источники тепловой энергии:	0,000	1,300	0,000	1,150
		Котельная "Баня №5" по ул. Пролетарская 90	0,000	1,300	0,000	1,150
<i>Всего по г. Саранска</i>			<i>1271,080</i>	<i>91,050</i>	<i>1207,740</i>	<i>89,180</i>
п. Ялга	СЦТ от котельной "МГУ"	Собственные источники тепловой энергии:	19,500	0,000	17,740	0,000
		Котельная "МГУ"	19,500	0,000	17,740	0,000
<i>Всего по п. Ялга</i>			<i>19,500</i>	<i>0,000</i>	<i>17,740</i>	<i>0,000</i>
п. Николаевка	СЦТ от котельной п. Николаевка	Собственные источники тепловой энергии:	7,000	0,000	5,030	0,000
		Котельная п. Николаевка	7,000	0,000	5,030	0,000
<i>Всего по п. Николаевка</i>			<i>7,000</i>	<i>0,000</i>	<i>5,030</i>	<i>0,000</i>
п. Зыково	СЦТ от котельной Школы п. Зыково	Собственные источники тепловой энергии:	1,950	0,000	1,090	0,000
		Котельная Школы п. Зыково	1,950	0,000	1,090	0,000
<i>Всего по п. Зыково</i>			<i>1,950</i>	<i>0,000</i>	<i>1,090</i>	<i>0,000</i>
п. Кирзавод	СЦТ от котельной п. Кирзавод	Собственные источники тепловой энергии:	5,760	0,000	3,190	0,000
		Котельная п. Кирзавод	5,760	0,000	3,190	0,000
<i>Всего по п. Кирзавод</i>			<i>5,760</i>	<i>0,000</i>	<i>3,190</i>	<i>0,000</i>
п. Луховка	СЦТ от котельной п. Луховка	Собственные источники тепловой энергии:	8,600	0,000	4,830	0,000
		Котельная п. Луховка	8,600	0,000	4,830	0,000

Окончание таблицы 1.1

1	2	3	4	5	6	7
	СЦТ от котельной Авторемзавод	Собственные источники тепловой энергии:	18,860	12,040	18,500	0,117
		Котельная Авторемзавод	18,860	12,040	18,500	0,117
<i>Всего по п. Луховка</i>			<i>27,460</i>	<i>12,040</i>	<i>23,330</i>	<i>0,117</i>
п. Озерный	СЦТ от котельной п. Озерный	Собственные источники тепловой энергии:	8,000	0,000	3,450	0,000
		Котельная п. Озерный	8,000	0,000	3,450	0,000
<i>Всего по п. Озерный</i>			<i>8,000</i>	<i>0,000</i>	<i>3,450</i>	<i>0,000</i>
п. Горайновка	СЦТ от котельной п. Горайновка	Собственные источники тепловой энергии:	3,440	0,000	2,090	0,000
		Котельная п. Горайновка	3,440	0,000	2,090	0,000
<i>Всего по п. Горайновка</i>			<i>3,440</i>	<i>0,000</i>	<i>2,090</i>	<i>0,000</i>
<i>Всего по ЭСО (ТСО)</i>			<i>1344,190</i>	<i>103,090</i>	<i>1263,660</i>	<i>89,297</i>

Теплоснабжение потребителей пара осуществляется с использованием паропроводов находящихся как на балансе ЭСО так и абонента. Предприятие использует в качестве основного энергетического топлива природный газ, а в качестве резервного - мазут.

Характеристики основного оборудования котельных приведены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 - Характеристики котельных ОАО «СаранскТеплоТранс» городского округа Саранск

наименование котельной, адрес	Тип котельной	Вид топлива	Марка котлоагрегата	Год ввода в эксплуатацию	Установленная тепловая мощность котельной, Гкал/час
1	2	3	4	5	6
Кот. «Московская, 48 ^А », ул.Московская, 48 ^А	отопительная	газ	КВГ-14-150	2012	25,00
			КВГ-7,56	1989	
			КВГ-7,56	1989	
Кот.8 мкр. Ю/3, ул.Чкалова, 1 ^В	отопительная	газ	КВГ-14-150(№2)	2005	27,80
			ТВГ-8М(№1)	1980	
			ТВГ-8М(№3)	1985	
Кот.АРЗ, пос. Луховка-1	отопительная	газ	ТВГ-4Р(№1)	1985	30,90
			ТВГ-4Р(№2)	1985	
Кот.«Осипенко, 57 ^А », ул.Осипенко, 57 ^А	отопительная	газ	КВГ-7,56(№2)	1991	13,00
			КВГ-7,56(№1)	1991	

Продолжение таблицы 1.2

1	2	3	4	5	6
Кот. МГУ пос. Ялга, ул. Пионерская, 6	отопительная	газ	КВГ-7,56(№1)	1995	19,50
			КВГ-7,56(№3)	2003	
			КВГ-7,56(№2)	2003	
Кот. пос. Николаевка, ул. Школьная, 4	отопительная	газ	КВГ-4,65(№3)	2000	7,00
			ТВГ-1,5(№2)	1999	
			ТВГ-1,5(№1)	1999	
Кот. пос. Озерный, ул. Молодёжная, 25	отопительная	газ	ТВГ-1,5(№1)	2000	8,00
			КВГ-7,56(№2)	2000	
Кот. пос. Луховка, ул. Октябрьская, 7 ^А	отопительная	газ	ТВГ-4Р(№1)	1985	8,60
			ТВГ-4Р(№2)	1985	
Кот. Кирзавода, ул. Осипенко, 8	отопительная	газ	КВГ-7,56(№2)	1988	5,76
			КВГ-7,56(№1)	1988	
Кот. пос. Зыково, ул. Советская, 124 ^Е	отопительная	газ	Е-1,0-9Г(№1)	1997	1,95
			Е-1,0-9Г(№3)	1997	
			Е-1,0-9Г(№2)	1997	
Кот. Баня № 8, ул. Косарева, 38 ^А	отопительная	газ	Е-1,0-9Г(№4)	1986	2,60
			Е-1,0-9Г(№1)	1986	
			Е-1,0-9Г(№3)	1986	
			Е-1,0-9Г(№2)	1986	
Кот. Школа № 13, ул. Ленинградская, 34 ^А	отопительная	газ	НР-18(№1)	1979	1,26
			НР-18(№2)	2001	
Кот. Роддом №2 ул. Косарева, 112	отопительная	газ	МЗК-7АГ-2	1987	1,30
Кот. Лисма	отопительная	газ	КВГ-4,65 (№1)	1995	20,60
			ТВГ-8М (№2)	1983	
			ТВГ-8М (№3)	1984	
Кот. пос. Горяйновка (ОПХ 1 Мая), ул. Молодёжная, 13 ^А	отопительная	газ	Ква-1Гм(№4)	1986	3,44
			Ква-1Гм(№2)	1986	
			Ква-1Гм(№3)	1986	
			Ква-1Гм(№1)	1986	
Кот. 3 мкр-н Ю/3, пр. 50 лет Октября, 26 ^А	отопительная	газ	ТВГ-8М(№1)	1999	24,90
			ТВГ-8М(№2)	1999	
			ТВГ-8М(№3)	1999	
Кот. 2 мкр-н Ю/3, ул. Попова, 49 ^А	отопительная	газ	КВГ-14-150(№1)	2005	26,00
			ТВГ-8М(№2)	1980	
			КВГ-6,5(№3)	1991	
Кот. квартала 10-11, ул. Кошевого, 20 ^А	отопительная	газ	ТВГ-8М(№1)	1982	24,90
			ТВГ-8М(№2)	1983	
			ТВГ-8М(№3)	1984	
Кот. 6 мкр. Ю/3, ул. Энгельса, 19 ^А	отопительная	газ	ТВГ-8М(№1)	1976	36,90
			ТВГ-8М(№4)	1980	
			ТВГ-8М(№3)	1976	
			ТВГ-8М(№2)	1980	
Центральная котельная	производствен- но- отопительная	газ- мазу т	Ла-Монт	1952	119,80
			ГМ-50	1970	
			НЗЛ	1939	
Кот. квартала 107, ул. Гагарина, 106 ^Б	отопительная	газ	КВГ-7,56(№1)	1999	14,80
			ТВГ-8М(№2)	2000	

Окончание таблицы 1.2

1	2	3	4	5	6
Кот. ДРБ № 2 ул.Р.Люксембург, 15 ^Б	отопительная	газ	КВГ-7,56(№1)	1999	13,00
			КВГ-7,56(№2)	1999	
Кот.«Нижний рынок», ул.Кирова, 63 ^Б	отопительная	газ	ТВГ-1,5 (№2)	1988	4,50
			ТВГ-1,5 (№1)	1988	
			ТВГ-1,5 (№3)	1988	
			НР-18 (№4)	1970	
Кот.Баня № 2, ул.Красноармейская, 15 ^А	отопительная	газ	Е-1,0-9Г(№2)	2001	1,93
			Е-1,0-9Г(№1)	1996	
			НР-18(№3)	1982	
Кот.Онкологический диспансер ул.Ульянова,30б	отопительная	газ	МЗК-7АГ-2(2)	1999	0,65
Кот.Баня 3, Кутузова,2б	отопительная	газ	КВ-Г-2- 115Н(№1)		3,44
			КВ-Г-2- 115Н(№2)		
СЗК	производственно- отопительная	газ- мазу т	КВ-ГМ-50-150М	1988	219,80
			КВ-ГМ-50-150М	1989	
			КВ-ГМ-50-150М	1990	
			КВ-ГМ-50-150М	1990	
			ДЕ-16-14-ГМ	1988	
			ДЕ-16-14-ГМ	1988	
Баня 5	производственно- отопительная	газ	Е-1,0-0,9Г (№2)	2004	1,70
			Е-1,0-0,9Г (№1)		

Из таблицы 1.2 видим, что в котельной «Московская 48а» установлено 2 котла КВГ-7,56, введенных в эксплуатацию в 1989, и 1 котел КВГ-14-150, введенный в 2012г. Также видно, что установленная тепловая мощность котельной составляет 25 гкал/ч.

Также остальное основное и вспомогательное оборудование данной котельной представлено в таблицах 1.3, 1.4 и 1.5

Таблица 1.3 - Оборудование химводоподготовки котельной «Московская 48а»

Тип ВПУ	Марка фильтров ХВО	Производительность, м ³ /ч	Удел. расход соли, г/г-экв.	Наличие деаэрационной установки для подготовки подпиточной воды
II-На катионирования	ФИПа-1,0-0,6-На	60	198	Кавитационный ДКЦ 7-01

Таблица 1.4 - Характеристика насосов

Тип насоса	Подача, V, м ³ /ч	Напор, H, м	Мощность, кВт
Сетевые			
СН-1,2,3 Д 315/71, Д315/50	315	70, 50	85,0
Рециркуляционный			
НКУ-90	90	38	22,0
Подпиточные			
ППН1,2 КС 12/50/2	12	50	5,4
Солевой			
НРС-1 Х-50-32-125	12,0	20,0	4,0
Перекачивающий			
К 80-65-160	50	32	5,97

Таблица 1.5 - Характеристика дымоходов и вентиляторов

Наименование	Марка	Кол-во, шт.	Характеристики электродвигателя
Дымосос Д-1,2	ДН-12,5	2	P=22кВт, n = 1000 об/мин.
Дымосос Д-3	ДН-10,0	1	P=17 кВт, n = 960 об/мин.
Вентилятор дутьевой В-1-3	Ц 13/50	3	P=17,5 кВт, n = 960 об/мин.

Характеристики тепловой сети (в т.ч и муниципальных участков теплосети переданные по договору аренды) по участкам СЦТ от котельной по ул. Московская 48а отдельно для сетей до ЦТП и после ЦТП на период регулирования приведены ниже.

Протяженность тепловых сетей в одноструйном исчислении до ЦТП составляет 2745 м со средним диаметром по материальной характеристике 0,215 м. Протяженность тепловой сети с подземным типом прокладки составляет 2174 м (79,2%).

Протяженность тепловых сетей в одноструйном исчислении после ЦТП составляет 8990 м., из которых 5146 м. являются сетями отопления. Сети подземного типа при этом составляют 6572 м. Средний диаметр по материальной характеристике теплосети после ЦТП составляет 0,112 м. Средний диаметр теплосети в целом по СЦТ - 0,136 м. Теплоизоляционным материалом является маты минераловатные.

Объем теплосети в отопительный период составляет 158,54 м³ с температурным графиком 150/70 °С и 26,07 м³ с графиком 70/40 °С. В летний период объем теплосети с графиком 150/70 °С составляет 92,32 м³.

					БР-02069964-13.03.01-24-20	Лист
						15
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

На основе характеристик тепловых сетей по участкам получены нормативные технологические потери тепловой энергии в теплосети (таблице 1.6).

Таблица 1.6 - Нормативы технологических затрат и потерь при передаче тепловой энергии

Наименование системы теплоснабжения	Тип теплоносителя, его параметры	Годовые затраты и потери теплоносителя, м3 (т)			Годовые затраты и потери тепловой энергии, Гкал				
		с утечкой	на пусковое заполнение	всего	через изоляцию			с затратами теплоносителя	всего
					подземная прокладка	надземная прокладка	всего		
СЦТ от котельной по ул. Московская 48а	горячая вода	3420,83	276,92	3697,75	2618,77	957,43	3576,2	218,16	3794,36
По СЦТ в целом		3420,83	276,92	3697,75	2618,77	957,43	3576,2	218,16	3794,36

1.2 Определение договорных нагрузок

Рассмотрим теплоснабжение потребителей, осуществляемое котельной «Московская 48а». От данной котельной получают тепло потребители общественно-бытового и жилого назначения. В настоящее время котельная работает в отопительный период. Расчет договорных нагрузок осуществлялся относительно методики.

Определение количественных показателей расхода теплоты на систему отопления в зависимости от имеющихся исходных данных может проводиться несколькими вариантами:

- по укрупненным показателям;
- по поверхности нагрева установленных отопительных приборов;
- по определению теплопотерь через ограждающие конструкции здания.

При анализе систем отопления зданий и сооружений со значительными тепловыделениями внутри помещений необходимо учитывать теплоизбытки от

					БР-02069964-13.03.01-24-20	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16

работающего оборудования, систем освещения и т.д., и корректировать расчетную отопительную нагрузку.

Определение расхода теплоты на отопление и приточную вентиляцию по укрупненным показателям для обеспечения нормативных санитарно-гигиенических условий в помещениях проводится следующим образом.

Максимальный часовой расход теплоты на отопление

$$Q_{\text{ч}}^{\text{о}} = g_{\text{о}} \cdot V(t_{\text{вн}} - t_{\text{нар}}) \cdot 10^{-6} \text{ Гкал/час}, \quad (1.1)$$

где $g_{\text{о}}$ - удельная отопительная характеристика здания, Гкал/(м³час°С);

V - объем здания (корпуса) по наружным размерам, м³;

$t_{\text{вн}}$ - температура внутри помещения, принимается по СНиП 2.04.05-91 "Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха в зависимости от функционального назначения здания (корпуса)", °С,

$t_{\text{нар}}$ - расчетная температура наружного воздуха, принимается по СНиП 2.01.01-82 "Строительная климатология и геофизика" для соответствующего региона страны.

Удельная отопительная характеристика в зависимости от имеющихся исходных данных может быть получена либо по справочным данным, либо расчетным путем.

В настоящее время имеется значительный объем методических рекомендаций по отраслевому нормированию расхода тепловой энергии на обогрев зданий с указанием численных значений отопительных характеристик в зависимости от типа и размера здания.

При отсутствии справочных данных отопительные характеристики зданий могут быть определены по формуле

$$g_{\text{о}} = a \cdot \omega \cdot \sqrt[6]{V} \text{ Ккал/(м}^3\text{час}^{\circ}\text{С)}, \quad (1.2)$$

					БР-02069964-13.03.01-24-20	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

где a - постоянный коэффициент, зависящий от типа строительства;

w - коэффициент, учитывающий климатические условия;

V - объем здания (корпуса) по наружному обмеру.

Годовой расход теплоты на отопление при нормативных условиях работы системы отопления

$$Q_{год} = \beta \cdot Q_{ч}^o \cdot [(t_{вн} - t_{ср}^o) / (t_{вн} - t_{нар})] \cdot \tau \cdot 10^{-6} \text{ Гкал/год} \quad (1.3)$$

где β - коэффициент, учитывающий эксплуатационные потери теплоты в системе отопления. Для зданий, проект которых выполнен до 1988 г., $\beta = 1,13$, для зданий проект которых выполнен после 1988 г., $\beta = 1,07$;

$t_{ср}^o$ - средняя температура наружного воздуха в отопительный период принимается по СНиП 2.01.01-82;

τ - нормативная продолжительность отопительного периода в часах принимается по СНиП 2.01.01-82.

Максимальный часовой расход теплоты на приточную вентиляцию определяется по формуле

$$Q_{ч}^6 = g_v \cdot V \cdot [(t_{вн} - t_{нар})] \cdot 10^{-6} \text{ Ккал/час} \quad (1.4)$$

где g_v - удельная вентиляционная характеристика здания (по справочным данным или расчету), Ккал/ м³час°С;

V - объем здания (корпуса) по наружным размерам, м³;

$t_{вн}$ - температура внутри помещения принимается по СНиП 2.04.05-91 в зависимости от функционального назначения здания (корпуса), °С.

					БР-02069964-13.03.01-24-20	Лист
						18
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

По данному СНиПу 29-01-99 $t_{нар}$ для расчета системы отопления и вентиляции принимается одного и того же значения.

Годовой расход теплоты на приточную вентиляцию при нормативных условиях работы

$$Q_{год}^6 = Q_{ч}^6 \cdot [(t_{вн} - t_{ср}^o) / (t_{вн} - t_{нар})] \cdot \tau_6 \cdot 10^{-6} \text{ Гкал/год} \quad (1.5)$$

где τ_6 - продолжительность работы приточной вентиляции в год в часах.

Следует заметить, что при определении расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию по укрупненным показателям существенное влияние на конечный результат оказывают коэффициенты, учитывающие долю отапливаемой и вентилируемой частей. При обследовании зданий, имеющих сложную конфигурацию с различными пристройками и подвалами, а также в том случае, когда часть помещений здания не отапливается, трудно правильно оценить значения указанных коэффициентов и, следовательно, конечный результат может иметь достаточно большую погрешность. Поэтому в этом случае определение расхода теплоты на отопление необходимо проводить по поверхности нагрева и типу фактически установленных отопительных приборов.

В этом случае часовой расход тепловой энергии определяется по формуле

$$Q_{от}^u = F \cdot K(t_{ср}^c - t_{вн}) \cdot \beta \text{ Гкал/ч} \quad (1.6)$$

где F - поверхность нагрева отопительных приборов, m^2 (по факту);

K - коэффициент теплопередачи нагревательных приборов, $\text{Гкал}/m^2\text{час}^\circ\text{C}$;

$t_{ср}^c$ - средняя температура сетевой воды (в соответствии с температурным графиком; в случае парового отопления - температура насыщенного пара), $^\circ\text{C}$;

$t_{вн}$ - температура внутри помещений, $^\circ\text{C}$;

					БР-02069964-13.03.01-24-20	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

β - коэффициент, учитывающий остывание в трубах систем отопления.

Результат расчета договорной нагрузки по остальным зданиям приведен в таблица 1.7.

Таблица 1.7 - Договорные нагрузки

№ п/п	Наименование и адрес потребителя	Почтовый №	Этажность	Расчетная тепловая нагрузка, Гкал/ч		
				Отопление	Вентиляция	ГВС
1	2	3	4	5	6	7
ТП-1						
1	ул.Московская	60а		0,14		0
2	ул.Московская	60а		0,03		0
3	ул.Московская	60а		0,07		0
4	ул.Московская	62		0,077		0
5	ул.Республиканская	35		0,027		0,112
6	ул.Республиканская	35		0,196		
7	ул.Республиканская	35		0,01		
8	ул.Республиканская	35		0,03		
9	ул.Республиканская	35а		0,402		0,333
10	Ж/Д ул.Республиканская	33а	5	0,09		0,013
11	Ж/Д ул.Республиканская	3	9	0,793		0,149
	ул.Республиканская	3		0,001		0,000
	ул.Республиканская	3		0,041		0,003
12	ул.Республиканская	2		0		0
13	ул.Республиканская	29а		0,194		0
14	ул.Московская	62а		0,117		0
15	ул.Московская	62				0
	Ж/Д ул.Республиканская	39	10	0,144		0,018
16	Ж/Д ул.Республиканская	39	9	0,608		0,069
	ул.Республиканская	39		0,004		0,0001
17	ул.Московская	48		0,172		0
19	ул.Московская	46		0,218		0
20	Ж/Д ул.Московская	42	4	0,078		0
	ул.Московская	42		0,036		0
21	Ж/Д ул.Московская	40	3	0,072		0
22	ул.Московская	38		0,417		0,454
23	Ж/Д ул.Республиканская	39а	5	0,122		0,008
24	Ж/Д ул.Московская	36	5	0,351		0,008
	Ж/Д ул.Московская	36	4			
	ул.Московская	36				
25	Ж/Д ул.Московская	44	9	0,566		0,03

Продолжение таблица 1.7

1	2	3	4	5	6	7
26	Ж/Д ул.Республиканская	7	9	0,224		0,112
27	Ж/Д ул.Республиканская	396	9	0,127		0,178
	ул.Республиканская	396				
	ул.Республиканская	396				
	Ж/Д ул.Республиканская	396	7	0,207		
	Ж/Д ул.Республиканская	396				
28	Ж/Д ул.Московская	68а	10	0,248		
Итого:				5,812	0,000	1,487
ТП-2						
29	Ж/Д ул.Ворошилова	3	1	0,029		0
	Ж/Д ул.Ворошилова	5	1	0,013		0
30	ул.Московская	72		0,029		0
	ул.Московская	72		0		0
31	ул.Московская	68		0,383		0,04
32	ул.Московская	31/2		0,067	0,085	0
33	ул.Московская	31/1		0,124	0,085	0
	ул.Московская	31/3		0,065		0
34	ул.Московская	31/4		0,065		0
35	ул.Республиканская	28		0		0
36	ул.Республиканская	43		0,195	0	0
37	ул.Московская	25		0,114		0
38	ул.Московская	25а		0		0
39	ул.А.Невского	17		0,069		0,003
40	ул.А.Невского	15		0		0
41	ул.Московская	86		0,057		0
42	ул.Московская	74	9	0,436		0,094
43	ул.А.Невского	13	5	0,181		0,054
44	ул.Республиканская	2		0,05		0
45	ул.А.Невского	11		0,058		0
46	ул.А.Невского	13а		0,05		0
47	ул.Ворошилова	7а		0,098	0,571	0,012
48	ул.Ворошилова	7		0,442		0,097
49	ул.Ворошилова	2	9	0,574		0,08
	ул.Ворошилова	2		0,02		
50	ул.Ворошилова	4	9	0,635		0,081
51	Ж/Д ул.Серова	3	9	0,36		0,059
	ул.Серова	3		0,001		0,000
52	Ж/Д ул.Серова	5	10	0,416		0,051
	ул.Серова	5		0,002		0,000
53	Ж/Д ул.Республиканская	45	5	0,164		0,000
54	Ж/Д ул.Мордовская	3	10	0,223		0,309
	ул.Мордовская	3		0,006		0,0002
55	Ж/Д ул.Республиканская	24	10	0,348		0,020
56	Ж/Д ул.Республиканская	22а	5	0,312		0,162
57	Ж/Д ул.А.Невского	33а	5	0,221		0,021
58	Ж/Д ул.Республиканская	28а	1	0,013		0

Окончание таблица 1.7

1	2	3	4	5	6	7
59	Ж/Д ул.Республиканская	286	1	0,011		0
Итого:				5,274	0,741	0,90037
Всего:				11,09	0,74	2,39

1.3 Расчет нормативов удельного расхода топлива на отпущенное тепло по котельной на каждый месяц периода регулирования и в целом за год

Расчет нормативов удельного расхода (НУР) топлива на отпущенное тепло от котельных выполнен в соответствии с "Инструкция по организации в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию нормативов удельного расхода топлива на отпущенную электрическую и тепловую энергию от тепловых электрических станции и котельных», утвержденной Приказом Минэнерго России от «30» декабря 2008 г. № 323 и методических рекомендаций Роскоммунэнерго.

Методика расчета нормативов удельных расходов топлива на отпущенную тепловую энергию.

В соответствии с утвержденной Инструкцией, групповой НУР топлива для котельной в целом по предприятию, определяется на основе результатов расчетов индивидуальных НУР топлива по отдельным котлам.

НУР топлива по организации определяется на основе результатов расчетов по котельным, находящимся у организации в собственности или во владении на иных законных основаниях.

Расчеты НУР топлива выполняются для каждого из месяцев базового периода и в целом за весь период регулирования по результатам расчетов за каждый месяц.

Расчет нормативов выполняется в следующей последовательности:

1) определяются объемы производства и планового отпуска тепловой энергии котельной в тепловую сеть на каждый месяц и год, нагрузка котлов и число часов работы;

					БР-02069964-13.03.01-24-20	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

2) распределение тепловых нагрузок между отдельными агрегатами котельной базируется на принципе минимальных затрат топлива;

3) уточняется характеристика сжигаемого топлива на основании сертификата (паспорта) качества топлива, поставляемого в текущем году;

4) определяются технические характеристики и параметры функционирования оборудования - номинальная тепловая мощность котлов, их оптимальная нагрузка и время работы в расчетный период;

5) из нормативных характеристик котлов устанавливается индивидуальный норматив удельного расход топлива на производство тепловой энергии каждым котлоагрегатом.

6) определяются расходы топлива на собственные нужды котельной по методике, изложенной в п.51 Инструкции;

7) рассчитывается норматив удельного расхода для котельной.

Выбор состава работающего оборудования производится согласно, принципа распределения нагрузки, обеспечивающей надежное теплоснабжение потребителей.

По нормативной характеристике в зависимости от нагрузки, определяется индивидуальный норматив удельного расхода топлива на производство тепловой энергии, H_i , кг.у.т./Гкал i - котлоагрегата.

Средневзвешенная норма расхода условного топлива на производство тепловой энергии в j -м месяце, (квартале) определяется по формуле

$$\bar{H}_j = \frac{\sum_{i=1}^m H_i \cdot Q_i \cdot T_i}{\sum_{i=1}^m Q_i \cdot T_i} \quad (1.7)$$

где H_i - удельный расход топлива i -го котла кг.у.т./Гкал;

Q_i - нагрузка i -го котла, Гкал/ч;

T_i - наработка i -го котла, ч;

					БР-02069964-13.03.01-24-20	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

m - число котлоагрегатов в котельной.

Средневзвешенная норма расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии для котельной в j -ом месяце, (квартале) определяется по формуле

$$\bar{H}_j^o = \frac{\bar{H}_j}{1 - d_{cn}} \quad (1.8)$$

где d_{cn} -доля расхода тепловой энергии на собственные нужды, определяется в основном расчетным путем.

Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной определяется расчетным путем. В состав общего расхода тепловой энергии на собственные нужды котельной в виде горячей воды или пара входят следующие элементы затрат:

- растопка, (продувка котлов);
- обдувка поверхностей нагрева;
- деаэрация (выпар);
- технологические нужды ХВО;
- отопление и хозяйственные нужды котельной, потери с излучением тепловой энергии теплопроводами, насосами, баками и т.п.;
- утечки, парение при опробовании и другие потери.

Расчеты расхода тепловой энергии на собственные нужды выполняются на каждый месяц и в целом за год. При этом, расчеты по отдельным статьям расхода тепловой энергии могут выполняться в целом за год с распределением его по месяцам пропорционально определяющему показателю (выработка тепловой энергии; число часов работы; количество пусков; температура наружного воздуха; длительность отопительного периода и др.)

					БР-02069964-13.03.01-24-20	Лист
						24
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В качестве исходных данных принимались отчетные и нормативные показатели такие как: (планируемый отпуск, количество растопок, удельный расход на собственные нужды ХВО, температура воды, количество и площади баков, численность работающего персонала, количество душевых сеток и т.п.) (табл. 1.21).

Ниже произведен расчет собственных нужд по данным на 2020 г. (период регулирования) для вновь введенной блочной котельной «Московская 48а» на январь месяц в соответствии с методикой изложенной в Инструкции.

Потери тепловой энергии с продувочной водой, Гкал, зависят от периодичности и продолжительности продувки котла и определяются по формуле

$$Q_{\text{прод}} = \sum_{i=1}^{I_k} K_{\text{прод}} Q_{\text{ит}} \quad (1.9)$$

где $K_{\text{прод}i}$ - коэффициент продувки i -го котла, принимаемый для непрерывной продувки паровых котлов - 0,01, для периодической продувки паровых котлов – 0,005, водогрейных котлов - 0,003;

$Q_{\text{ит}}$ - количество тепловой энергии, Гкал, произведенное котлом за расчетный период;

I_k - количество котлов.

Для блочной котельной «Московская 48а» за январь периода регулирования потери с продувочной водой согласно формуле (1.9)

$$Q_{\text{прод}} = 0,003 \cdot 6408,73 = 19,23 \text{ Гкал}$$

Расход тепловой энергии за расчетный период на растопку котлов.

Расход тепловой энергии за расчетный период на растопку котлов $Q_{\text{раст}}$ определяется по формуле (1.10)

					БР-02069964-13.03.01-24-20	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

$$Q_{расч} = \sum_{i=1}^{Ik} Q_{ki} (K' N'_i + K'' N''_i) \quad (1.10)$$

где Q_k - часовая выработка тепловой энергии i -ым котлом (по паспортной характеристике), Гкал;

K' - доля расхода тепловой энергии на одну растопку котла после простоя до 12 ч (из горячего состояния), принимаемая в отопительном периоде - 0,3, в неотопительном - 0,2;

N'_i - количество растопок из горячего состояния в расчетном периоде;

K'' - доля расхода тепловой энергии на одну растопку котла после простоя свыше 12 ч (из холодного состояния), принимаемая в отопительном периоде - 0,65, в неотопительном - 0,45;

N''_i - количество растопок из холодного состояния в расчетном периоде. Расчетное количество растопок котлов определяется по отчетным данным базового года с внесением коррективов по прогнозируемому режиму потребления тепловой энергии потребителями в октябре месяце расчетного периода.

Q_k - мощность котлов в нашей котельной составляет 11,3 Гкал.

Для данного примера расход тепловой энергии на растопку определяется, как

$$Q_{расч} = (11,3 \cdot (0,3 \cdot 2 + 0,65 \cdot 2)) = 21,52 \text{ Гкал}$$

Расход тепловой энергии на технологические нужды химводоочистки при отсутствии охладителя выпара

$$Q_{хво} = (K_{хво} G_{хво} K_{гз} C_г (t'' - t') Z_{хво} 10^{-3}) + (0,004 G_{хво} (i'' - i') Z_{хво} 10^{-3}) \quad (1.11)$$

					БР-02069964-13.03.01-24-20	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

где K_{xbo} - удельный расход воды на собственные нужды ХВО, исходной воды на 1 т химически очищенной воды, принимается в зависимости от общей жесткости воды;

G_{xbo} - средний расход воды на ХВО в расчетном периоде, т/ч;

$K_{вз}$ - поправочный коэффициент, принимаемый из;

C_v - теплоемкость воды, ккал/кг $^{\circ}$ С; принимаем – 1 ккал/кг $^{\circ}$ С;

t'', t' - соответственно температура воды после и до подогревателя сырой и исходной воды, $^{\circ}$ С;

z_{xbo} - продолжительность работы, в январе;

i'', i' - энтальпия соответственно выпара из деаэратора и исходной воды.

Для блочной котельной «Московская 48а» расход тепловой энергии на химводоподготовку

$$Q_{xbo} = (0,125 \cdot 0,39 \cdot 1 \cdot 1,2 \cdot (40 - 5) \cdot 744 \cdot 10^{-3}) = 2,25 \text{ Гкал}$$

Часовой расход тепловой энергии, Гкал, на отопление помещения

$$Q_o = \alpha V_o q_o (t_{вн} - t_{р.н}) 10^{-6} \quad (1.12)$$

где V_o - объем отапливаемого помещения (рабочей зоны), м 3 ;

q_o - удельная отопительная характеристика здания при $t_{р.о} = -30^{\circ}$ С, Ккал/м 3 $^{\circ}$ С принимается;

$t_{р.о}$ - расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления $^{\circ}$ С, принимаем -30° С;

α - поправочный коэффициент на температуру наружного воздуха для проектирования отопления принимается по нижеприведенным данным:

$t_{вн}$ - температура воздуха внутри помещения $^{\circ}$ С, принимаемая как средневзвешенная по всем помещениям непосредственно в котельной (котельный

					БР-02069964-13.03.01-24-20	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

зал; насосное отделение; щитовое помещение и др.); принимается по Инструкции равной 19 °С.

Для помещения блочной котельной «Московская 48а» расход тепла на отопление

$$Q_o = 1 \cdot 3399 \cdot 0,3 \cdot (19 - (-30)) \cdot 10^{-6} = 0,050 \text{ Гкал/ч}$$

Пересчет расхода тепловой энергии на отопление в конкретном расчетном месяце, Гкал по формуле

$$Q_{омме} = Q_o \frac{t_{вн} - t_{ср}}{t_{вн} - t_{р.о}} r_{мес} \quad (1.13)$$

где $t_{ср}$ - средняя за январь температура наружного воздуха, °С;

$r_{мес}$ - продолжительность отопления, принимаем.

Для блочной котельной «Московская 48а» за январь затраты тепловой энергии на отопление

$$Q_o = 0,050 \cdot (19 - (-11,1)) / (19 - (-30)) \cdot 744 = 22,84 \text{ Гкал}$$

Потери тепловой энергии котлоагрегатами

$$Q_{mn}^{ка} = \sum_{i=1}^{I_k} Q_i b_{ка}^{бр} Q_{усл.топл} \frac{q_5}{100} 10^{-6} \quad (1.14)$$

где Q_i - производство тепловой энергии i - котлом за расчетный период, Гкал;

$b_{ка}^{бр}$ - удельный расход условного топлива на производство тепловой энергии

i - котлом за расчетный период, кг.у.т./Гкал;

					БР-02069964-13.03.01-24-20	Лист
						28
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

q_5 - средняя потеря тепловой энергии всеми элементами котлоагрегатов в окружающую среду, в % от количества теплоты топлива, принимается по показателям режимной карты для января для котла №2 и №3 $q_5 = 1,8$;

$Q_{\text{усл.топл.}}$ - теплота сгорания по условному топливу, ккал/кг;

I_k - количество котлоагрегатов.

$$Q_{\text{mn}}^{\text{ка}} = (3232,18 \cdot 155,5 \cdot 7000 \cdot \frac{1,8}{100} \cdot 10^{-6}) + (3232,18 \cdot 158,5 \cdot 7000 \cdot \frac{1,8}{100} \cdot 10^{-6}) = 127,88 \text{ Гкал}$$

Потери тепловой энергии баками различного назначения, Гкал, определяют по формуле

$$Q_{\text{бак}} = q_{\text{бj}} F_{\text{бj}} R_t n_j r_{\text{бj}} 10^{-6} \quad (1.15)$$

где $F_{\text{бj}}$ - поверхность бака, м²;

R_t - температурный коэффициент, принимаем $R_t = 1$;

n_j - количество баков 1-шт.;

$r_{\text{бj}}$ - продолжительность работы бака в январе, ч.

$$Q_{\text{бак}} = 21,6 \cdot 100 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 744 \cdot 10^{-6} = 1,61 \text{ Гкал}$$

Расход тепловой энергии на хозяйственно-бытовые нужды котельной, Гкал, определяется по формуле

$$Q_x = (\alpha_q N_q K_q + \alpha M) c_p p_s (t_z - t_{\text{хв}}) T_q 10^{-3} \quad (1.16)$$

где α_q - норма расхода горячей воды на одну душевую сетку, принимается равной 0,27 м³/сут;

N_q - количество душевых сеток принимаем 2 шт.;

					БР-02069964-13.03.01-24-20	Лист
						29
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

K_q - коэффициент использования душевых, определяется практическим путем, при отсутствии данных принимается равным;

α - норма расхода горячей воды на 1 человека в смену, при отсутствии данных принимается;

M - численность работающих человек в сутки принимаем;

$t_2, t_{xв}$ - соответственно температура горячей и исходной воды, принимаем;

$c_в$ - теплоемкость воды, 1 ккал/кг[°]С;

T_q - продолжительность в январе месяце, принимаем $T_q = 31$ сут;

$\rho_в$ - плотность воды, принимаем $\rho_в = 0,98573$ т/м³.

$$Q_x = (0,27 \cdot 2 \cdot 1 + 0,024 \cdot 10) \cdot 1 \cdot 0,98573 \cdot (55 - 5) \cdot 31 \cdot 10^{-3} = 1,19 \text{ Гкал}$$

Другие потери (опробование предохранительных клапанов, потери с утечками, парением, через теплоизоляцию трубопроводов), Гкал, принимают равными:

- для водогрейных котельных $Q_{np} = 0,001 Q_{произв}$,

где $Q_{произв}$ - количество тепловой энергии, Гкал, произведенное котельной за расчетный период.

Прочие потери для блочной котельной «Московская 48а»

$$Q_{np} = 0,001 \cdot 6408,73 = 6,41 \text{ Гкал}$$

Общий расход тепловой энергии на собственные нужды за расчетный период определяется по формуле:

$$Q_{сн} = \sum_{i=1}^N Q_{снi} \quad (1.17)$$

где $Q_{снi}$ - тепловые потери на i -е нужды, Гкал.

					БР-02069964-13.03.01-24-20	Лист
						30
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$Q_{сн} = 19,23 + 21,52 + 2,25 + 0,15 \cdot 22,84 + 1,61 + 1,19 + 6,41 = 55,62 \text{ Гкал}$$

По другим месяцам и в целом за год расчеты проводились аналогично. Результаты расчета сведены в табл.1.14.

Норматив удельного расхода топлива на отпуск тепловой энергии для k -ой котельной в целом за год определяется по формуле

$$\bar{H}_k^o = \frac{\sum_{j=1}^{12} \bar{H}_j^o \cdot Q_j}{\sum_{j=1}^{12} Q_j} \quad (1.18)$$

где Q_j - отпуск тепловой энергии котельной в j -ом месяце, Гкал/мес.

Норматив удельного расхода топлива на отпуск тепловой энергии в целом для ТСО определяется по формуле

$$H_{\text{ТСО}}^o = \frac{\sum_{k=1}^n \bar{H}_k^o \cdot Q_k}{\sum_{k=1}^n Q_k} \quad (1.19)$$

где Q_k -отпуск тепловой энергии k -й котельной, Гкал/год.

Ниже приведен расчет норматива удельного расхода топлива на примере блочной котельной «Московская 48а», находящейся на балансе ТСО для регулируемого периода.

В качестве исходных данных для расчета нормативов удельного расхода топлива принимались:

- тип котлов, установленных в котельной;
- режим теплопотребления на отопление, вентиляцию, ГВС;

					БР-02069964-13.03.01-24-20	Лист
						31
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- нормативные технологические потери при передаче тепловой энергии в собственных сетях и сетях абонентов;
- режимно-наладочные карты;
- паспортные данные котлов.

Режим теплоснабжения котельной по месяцам, а также технологические потери в тепловой сети сведены в табл.1.8. В данной таблице приведены фактические нагрузки по месяцам, полученные корректировкой расчетно-часовых нагрузок на фактические температуры. Также в табл.1.8 представлен режим теплоснабжения. В итоге в последнем столбце получен отпуск тепловой энергии в сеть по месяцам и в целом за год.

По расчетно-часовым нагрузкам, скорректированных с учетом собственных нужд определена загрузка котлов. Исходя, из нормативных характеристик, работающих котлов определен индивидуальный норматив удельного расхода топлива работающих котлов по месяцам.

С учетом фактических месячных показателей (нагрузки и наработки) определялась средневзвешенная норма расхода условного топлива на производство тепла для января.

$$\bar{H}_я = \frac{(155,5 \cdot 3232,18) + (158,5 \cdot 3232,18)}{6464,36} = 157 \text{ кг.у.т./Гкал}$$

Групповой норматив удельного расхода топлива на отпуск тепловой энергии для января по формуле (1.8)

$$\bar{H}_я^o = \frac{157}{1 - 0,86/100} = 158,36 \text{ кг.у.т./Гкал}$$

Групповой норматив удельного расхода топлива по другим месяцам, кварталам выполнены аналогично в табличном редакторе Excel.

По формуле (1.19) определялся норматив удельного расхода топлива на отпуск тепловой энергии для котельной в периоде регулирования.

					БР-02069964-13.03.01-24-20	Лист
						32
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Годовая групповая норма расхода топлива на отпуск тепловой энергии котельной, кг.у.т/Гкал

$$\bar{N}_k = \frac{158,36 \cdot 6408,73 + 158,43 \cdot 5719,05 + 156,86 \cdot 5438,86 + 157,4 \cdot 3389,97 + 157,27 \cdot 1595,74 + 6408,73 + 5719,05 + 5438,86 + 3389,97 + 1595,74 + 157,31 \cdot 1529,51 + 157,29 \cdot 1570,67 + 157,3 \cdot 1566,5 + 157,32 \cdot 1522,95 + 157,28 \cdot 3796,06 + 1529,51 + 1570,67 + 1566,5 + 1522,95 + 3796,06 + 157,08 \cdot 4668,69 + 156,98 \cdot 5320,56}{4668,69 + 5320,56} = 157,5 \text{ кг.у.т./Гкал}$$

Результаты расчета групповых норм удельного расхода топлива на отпущенную тепловую энергию от блочной котельной «Московская 48а» по кварталам на период регулирования приведены в табл.1.21. Также в табл. 1.22 представлены результаты расчета средневзвешенного норматива расхода условного топлива на производство тепловой энергии блочной котельной «Московская 48а» по кварталам и расход тепловой энергии на собственные нужды по кварталам.

Таблица 1.8 - Режим теплоснабжения котельной «Московская 48а» на 2020 год

Наименование	Коэффициент снижения нагрузки	Температура наружного воздуха	Тепловые нагрузки, Гкал/ч				
			13,368	0,838	3,144		
			отопления	вентиляции	ГВС	потери	Всего
Январь	0,72	-11,10	5,80	0,50	2,251	0,685	9,24
Февраль	0,72	-10,60	5,70	0,49	2,251	0,686	9,13
Март	0,72	-5,20	4,63	0,40	2,251	0,609	7,88
Апрель	0,72	5,60	2,47	0,21	2,251	0,483	5,42
Май	0,72	0,00	0,00	0,00	2,251	0,269	2,52
Июнь	0,72	0,00	0,00	0,00	2,251	0,248	2,50
Июль	0,72	0,00	0,00	0,00	2,251	0,235	2,49
Август	0,72	0,00	0,00	0,00	2,251	0,229	2,48
Сентябрь	0,72	0,00	0,00	0,00	2,251	0,239	2,49
Октябрь	0,72	4,30	2,73	0,23	2,251	0,446	5,66
Ноябрь	0,72	-1,70	3,93	0,34	2,251	0,511	7,03
Декабрь	0,72	-4,60	4,51	0,39	2,251	0,574	7,72

Таблица 1.9 - Режим теплоснабжения котельной «Московская 48а» на 2020 год

Наименование	Режим теплоснабжения				Отпуск в сеть, Гкал
	отопления	вентиляции	ГВС	потери	
Январь	744	372	620	744	6408,73
Февраль	672	336	560	672	5719,05
Март	744	372	620	744	5438,86
Апрель	653	360	600	720	3389,97
Май	0	0	620	744	1595,74
Июнь	0	0	600	720	1529,51
Июль	0	0	620	744	1570,67
Август	0	0	620	744	1566,50
Сентябрь	0	0	600	720	1522,95
Октябрь	725	372	620	744	3796,06
Ноябрь	720	360	600	720	4668,69
Декабрь	744	372	620	744	5320,56
Всего за год	5002	2544	7300	8760	42527,30

Таблица 1.10 - Исходные данные для расчета собственных нужд котельной «Московская 48а» на 2020 год

	Время работы котельной, T_k , ч.	Планируемый отпуск тепловой энергии, S Гкал.	Коэффициент продувки, $K_{прод.i}$	Доля расхода тепловой энергии на одну растопку из горячего состояния, K' .	доля расхода тепловой энергии на одну растопку из холодного состояния, K'' .	Количество растопок, N .
Январь	744	6408,73	0,003	0,30	0,65	2
Февраль	672	5719,05	0,003	0,30	0,65	2
Март	744	5438,86	0,003	0,30	0,65	2
Апрель	720	3389,97	0,003	0,30	0,65	2
Май	744	1595,74	0,003	0,20	0,45	1
Июнь	720	1529,51	0,003	0,20	0,45	1
Июль	744	1570,67	0,003	0,20	0,45	1
Август	744	1566,50	0,003	0,20	0,45	1
Сентябрь	720	1522,95	0,003	0,20	0,45	1
Октябрь	744	3796,06	0,003	0,30	0,65	2
Ноябрь	720	4668,69	0,003	0,30	0,65	2
Декабрь	744	5320,56	0,003	0,30	0,65	2
Всего за год	8760	42527				

Таблица 1.11 - Исходные данные для расчета собственных нужд котельной «Московская 48а» на 2020 год

	Удельный расход на собственные нужды ХВО, $Kx_{\text{во}}$, т.	Средний расход воды на собственные нужды ХВО, $Gx_{\text{во}}$, т/ч	Температура воды до и после подогревателя, °C.		Энтальпия выпора из деаэратора и исходной воды, $kcal/kg$.	
			t''	t'	i''	i'
Январь	0,125	0,39	40	5,0	652,7	30,0
Февраль	0,125	0,39	40	5,0	652,7	30,0
Март	0,125	0,39	40	5,0	652,7	30,0
Апрель	0,125	0,39	40	5,0	652,7	30,0
Май	0,125	0,29	40	5,0	652,7	30,0
Июнь	0,125	0,29	40	5,0	652,7	30,0
Июль	0,125	0,29	40	5,0	652,7	30,0
Август	0,125	0,29	40	5,0	652,7	30,0
Сентябрь	0,125	0,29	40	5,0	652,7	30,0
Октябрь	0,125	0,39	40	5,0	652,7	30,0
Ноябрь	0,125	0,39	40	5,0	652,7	30,0
Декабрь	0,125	0,39	40	5,0	652,7	30,0

Таблица 1.12 - Исходные данные для расчета собственных нужд котельной «Московская 48а» на 2020 год

	Объем отапливаемого помещения, V_0 , м ³ .	Часовой расход тепловой энергии на отопление котельной, $G_{\text{кал/ч}}$.	расчетная температура наруж. и внутр. воздуха, °C.		Нормативная температура наружного воздуха, °C.	Норма плотности теплового потока через поверхность бака, q , $kcal/m^2 \cdot \text{ч}$.
			$t_{p.o.}$	$t_{вн}$		
Январь	3399	0,050	-30	19	-11,10	21,6
Февраль	3399		-30	19	-10,60	21,6
Март	3399		-30	19	-5,20	21,6
Апрель	3399		-30	19	5,60	21,6
Май	0		0	0	0,00	21,6
Июнь	0		0	0	0,00	21,6
Июль	0		0	0	0,00	21,6
Август	0		0	0	0,00	21,6
Сентябрь	0		0	0	0,00	21,6
Октябрь	3399		-30	19	4,30	21,6
Ноябрь	3399		-30	19	-1,70	21,6
Декабрь	3399		-30	19	-4,60	21,6

Таблица 1.13 - Исходные данные для расчета собственных нужд котельной «Московская 48а» на 2020 год

	Поверхность бака, $F, \text{м}^2$.	Кол-во баков, n , шт.	Кол-во душевых сеток, N , шт.	Численность работающих в сутки, M , чел.	температура горячей и холодной воды, $^{\circ}\text{C}$.		Норма расхода горячей воды на одного человека в сутки, a .
					t_g	$t_{хв}$	
Январь	100	1	2	10	55	5	0,024
Февраль	100	1	2	10	55	5	0,024
Март	100	1	2	10	55	5	0,024
Апрель	100	1	2	10	55	5	0,024
Май	100	1	2	10	55	5	0,024
Июнь	100	1	2	10	55	5	0,024
Июль	100	1	2	10	55	5	0,024
Август	100	1	2	10	55	5	0,024
Сентябрь	100	1	2	10	55	5	0,024
Октябрь	100	1	2	10	55	5	0,024
Ноябрь	100	1	2	10	55	5	0,024
Декабрь	100	1	2	10	55	5	0,024
Всего за год							

Таблица 1.14 - Результаты расчета расходов на собственные нужды котельной «Московская 48а» на 2020 год

Наименование	$Q_{прод}$, потери тепловой энергии с продувочной водой, Гкал	$Q_{раст}$, потери тепловой энергии на растопку котлов, Гкал	$Q_{хво}$, расход тепловой энергии на ХВО, Гкал	Расход тепловой энергии по месяцам, Q_o , Гкал	Потери тепловой энергии баками различного назначения, $Q_{бак}$, Гкал
Январь	19,23	21,52	2,25	22,84	1,61
Февраль	17,16	21,52	2,03	20,28	1,45
Март	16,32	21,52	2,25	18,36	1,61
Апрель	10,17	21,52	2,17	9,84	1,56
Май	4,79	7,36	1,67	0,00	1,61
Июнь	4,59	7,36	1,62	0,00	1,56
Июль	4,71	7,36	1,67	0,00	1,61
Август	4,70	7,36	1,67	0,00	1,61
Сентябрь	4,57	7,36	1,62	0,00	1,56
Октябрь	11,39	21,52	2,25	11,15	1,61
Ноябрь	14,01	21,52	2,17	15,20	1,56
Декабрь	15,96	21,52	2,25	17,90	1,61
Всего за год	127,58	187,43	23,60	115,57	18,92

Таблица 1.15 - Результаты расчета расходов на собственные нужды котельной «Московская 48а» на 2020 год

Наименование	Расход тепловой энергии на хозяйственно-бытовые нужды, $Q_{х.}$, Гкал	Другие потери, $Q_{пр}$	Общий расход тепловой энергии на собственные нужды, Гкал	Планируемое производство тепловой энергии, Гкал	Общий расход тепловой энергии на собственные нужды, %	Тепловыделение от котлоагрегатов, $Q_{к.}$, Гкал
Январь	1,19	6,41	55,62	6464,36	0,86	127,88
Февраль	1,08	5,72	51,99	5771,04	0,90	114,16
Март	1,19	5,44	51,07	5489,93	0,93	107,50
Апрель	1,15	3,39	41,44	3431,40	1,21	67,23
Май	1,19	1,60	18,21	1613,96	1,13	40,41
Июнь	1,15	1,53	17,80	1547,31	1,15	50,53
Июль	1,19	1,57	18,11	1588,78	1,14	51,88
Август	1,19	1,57	18,10	1584,60	1,14	51,75
Сентябрь	1,15	1,52	17,78	1540,73	1,15	50,31
Октябрь	1,19	3,80	43,42	3839,48	1,13	75,23
Ноябрь	1,15	4,67	47,35	4716,05	1,00	92,40
Декабрь	1,19	5,32	50,53	5371,09	0,94	105,24
Всего за год	14,03	42,53	431	42959	1,00	935

Таблица 1.16 - Загрузка котлов и индивидуальные расходы топлива по котельной «Московская 48а» на 2020 год

Номер котлоагрегата			№1			
Тип котлоагрегата			КВГ-7,56			
Теплопроизводительность, Гкал			6,5			
КПД брутто котлоагрегата			0,90			
	Время работы котельной	Теплопроизводительность котельной, Гкал/ч	Процент загрузки работающих котлоагрегатов	Время работы котлоагрегата	Загрузка котлоагрегата, Гкал/ч	Индивидуальная норма расхода топлива, кг.у.т./Гкал
Январь	744	9,32	52%	0	0,00	0,00
Февраль	672	9,21	52%	0	0,00	0,00
Март	744	7,96	70%	0	0,00	0,00
Апрель	720	5,49	48%	0	0,00	0,00
Май	744	2,55	39%	0	0,00	0,00
Июнь	720	2,53	39%	0	0,00	0,00
Июль	744	2,52	39%	0	0,00	0,00
Август	744	2,51	39%	0	0,00	0,00
Сентябрь	720	2,52	39%	0	0,00	0,00
Октябрь	744	5,73	51%	0	0,00	0,00
Ноябрь	720	7,10	63%	0	0,00	0,00
Декабрь	744	7,79	69%	0	0,00	0,00

Таблица 1.17 - Загрузка котлов и индивидуальные расходы топлива по котельной «Московская 48а» на 2020 год

Номер котлоагрегата				№2		
Тип котлоагрегата				КВГ-7,56		
Теплопроизводительность, Гкал				6,5		
КПД брутто котлоагрегата				0,91		
	Время работы котельной	Теплопроизводительность котельной, Гкал/ч	Процент загрузки работающих котлоагрегатов	Время работы котлоагрегата	Загрузка котлоагрегата, Гкал/ч	Индивидуальная норма расхода топлива, кг.у.т./Гкал
Январь	744	9,32	52%	720	3,40	158,50
Февраль	672	9,21	52%	671	3,36	158,50
Март	744	7,96	70%	0	0,00	0,00
Апрель	720	5,49	48%	0	0,00	0,00
Май	744	2,55	39%	0	0,00	0,00
Июнь	720	2,53	39%	0	0,00	0,00
Июль	744	2,52	39%	0	0,00	0,00
Август	744	2,51	39%	0	0,00	0,00
Сентябрь	720	2,52	39%	0	0,00	0,00
Октябрь	744	5,73	51%	0	0,00	0,00
Ноябрь	720	7,10	63%	0	0,00	0,00
Декабрь	744	7,79	69%	0	0,00	0,00

Таблица 1.18 - Загрузка котлов и индивидуальные расходы топлива по котельной «Московская 48а» на 2020 год

Номер котлоагрегата				№3		
Тип котлоагрегата				КВ-Г-14-150		
Теплопроизводительность, Гкал				11,3		
КПД брутто котлоагрегата				0,95		
	Время работы котельной	Теплопроизводительность котельной, Гкал/ч	Процент загрузки работающих котлоагрегатов	Время работы котлоагрегата	Загрузка котлоагрегата, Гкал/ч	Индивидуальная норма расхода топлива, кг.у.т./Гкал
Январь	744	9,32	52%	716	5,92	155,50
Февраль	672	9,21	52%	644	5,85	155,50
Март	744	7,96	70%	716	7,96	155,40
Апрель	720	5,49	48%	698	5,49	155,50
Май	744	2,55	39%	743	2,55	155,50
Июнь	720	2,53	39%	720	2,53	155,50
Июль	744	2,52	39%	744	2,52	155,50
Август	744	2,51	39%	744	2,51	155,50
Сентябрь	720	2,52	39%	720	2,52	155,50
Октябрь	744	5,73	51%	716	5,73	155,50
Ноябрь	720	7,10	63%	644	7,10	155,50
Декабрь	744	7,79	69%	716	7,79	155,50

Таблица 1.19 - Режимы работы котлоагрегатов котельной «Московская 48а» на 2020 год

Наименование	№1		№2		№3	
	КВГ-7,56		КВГ-7,56		КВ-Г-14-150	
	время работы котлоагрегата	Производство тепловой энергии котлоагрегата м, Гкал	время работы котлоагрегата	Производство тепловой энергии котлоагрегата м, Гкал	время работы котлоагрегата	Производство тепловой энергии котлоагрегата м, Гкал
Январь	0,00	0,00	717	3232,18	716	3232,18
Февраль	0,00	0,00	648	2885,52	644	2885,52
Март	0,00	0,00	0	0,00	716	5489,93
Апрель	0,00	0,00	0,00	0,00	698	3431,40
Май	0,00	0,00	0,00	0,00	743	1613,96
Июнь	0,00	0,00	0,00	0,00	720	1547,31
Июль	0,00	0,00	0,00	0,00	744	1588,78
Август	0,00	0,00	0,00	0,00	744	1584,60
Сентябрь	0,00	0,00	0,00	0,00	720	1540,73
Октябрь	0,00	0,00	0,00	0,00	716	3839,48
Ноябрь	0,00	0,00	0,00	0,00	644	4716,05
Декабрь	0,00	0,00	0,00	0,00	716	5371,09
Всего	0,00	0,00	1365	6117,70	8521	36841,03

Таблица 1.20 - Режимы работы котлоагрегатов котельной «Московская 48а» на 2020 год

Наименование	Производство тепловой энергии котлоагрегатом, Гкал	Средневзвешенная норма по котельной на производство, кг.у.т./Гкал	Расхода тепловой энергии на собственные нужды котельной, Гкал.	Общий расход тепловой энергии на собственные нужды, %	Отпуск тепловой энергии котельной, Гкал	Групповой норматив удельного расхода, кг.у.т./Гкал
Январь	6464,36	157,00	55,62	0,86	6408,73	158,36
Февраль	5771,04	157,00	51,99	0,90	5719,05	158,43
Март	5489,93	155,40	51,07	0,93	5438,86	156,86
Апрель	3431,40	155,50	41,44	1,21	3389,97	157,40
Май	1613,96	155,50	18,21	1,13	1595,74	157,27
Июнь	1547,31	155,50	17,80	1,15	1529,51	157,31
Июль	1588,78	155,50	18,11	1,14	1570,67	157,29
Август	1584,60	155,50	18,10	1,14	1566,50	157,30
Сентябрь	1540,73	155,50	17,78	1,15	1522,95	157,32
Октябрь	3839,48	155,50	43,42	1,13	3796,06	157,28
Ноябрь	4716,05	155,50	47,35	1,00	4668,69	157,08
Декабрь	5371,09	155,50	50,53	0,94	5320,56	156,98
Всего	42958,73	155,91	431,43	1,00	42527,30	157,50

Таблица 1.21 - Показатели работы котлов котельной «Московская 48а» на 2020 год

Тип котла	Время работы котла на данной нагрузке, ч				Индивидуальная норма расхода условного топлива, кг.у.т./Гкал			
	квартал							
	I	II	III	IV	I	II	III	IV
КВГ-7,56 котел №1	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00
КВГ-7,56 котел №2	1365	0	0	0	158,50	0,00	0,00	0,00
КВ-Г-14-150 котел №3	2076	2161	2208	2076	155,45	155,50	155,5	155,50

Таблица 1.22 - Результаты расчета годовой групповой нормы удельного расходов топлива по котельной «Московская 48а» на 2020 год

Показатели	Квартал			
	I	II	III	IV
Средневзвешенная норма расхода условного топлива на производство тепловой энергии котельной, кг.у.т./Гкал.	156,50	155,50	155,50	155,50
Расход тепловой энергии на собственные нужды по кварталам, %.	0,90	1,17	1,15	1,01
Групповой норматив удельного расхода топлива на отпуск тепловой энергии, кг.у.т./Гкал.	157,92	157,35	157,30	157,09
Отпуск тепловой энергии котельной по кварталам, Гкал.	17566,64	6515,22	4660,13	13785,32
Годовая групповая норма расхода топлива на отпуск тепловой энергии котельной, кг.у.т./Гкал.	157,50			

Таблица 1.23 - Исходные данные для построения нормативной характеристики котла №1 КВГ-7,56 «Московская 48а»

Тепловая производительность котлоагрегата	Qбрка, Гкал/час	2,4	2,9	3,5	4,0	4,4	4,9	5,1
Расход условного топлива на произведенную Гкал теп.	Вбрка, кг.у.т./Гкал	158,1	157,6	157,7	158,5	159,2	159,7	160,8

Таблица 1.24 - Исходные данные для построения нормативной характеристики котла №2 КВГ-7,56 «Московская 48а»

Тепловая производительность котлоагрегата	Qбрка, Гкал/час	2,1	3,1	3,5	4,0	4,8	5,5	6,2
Расход условного топлива на произведенную Гкал теп.	Вбрка, кг.у.т./Гкал	159,8	158,5	158,4	158,0	159,5	161,1	161,6

Таблица 1.25 - Исходные данные для построения нормативной характеристики котла №3 КВ-Г-14-150 «Московская 48а»

Тепловая производительность котлоагрегата	Qбрка, Гкал/час	4,1	5,9	6,8	7,5	8,1	9,3	11,1
Расход условного топлива на произведенную Гкал теп.	Вбрка, кг.у.т./Гкал	155,5	155,5	155,5	155,4	155,3	155,6	156,5

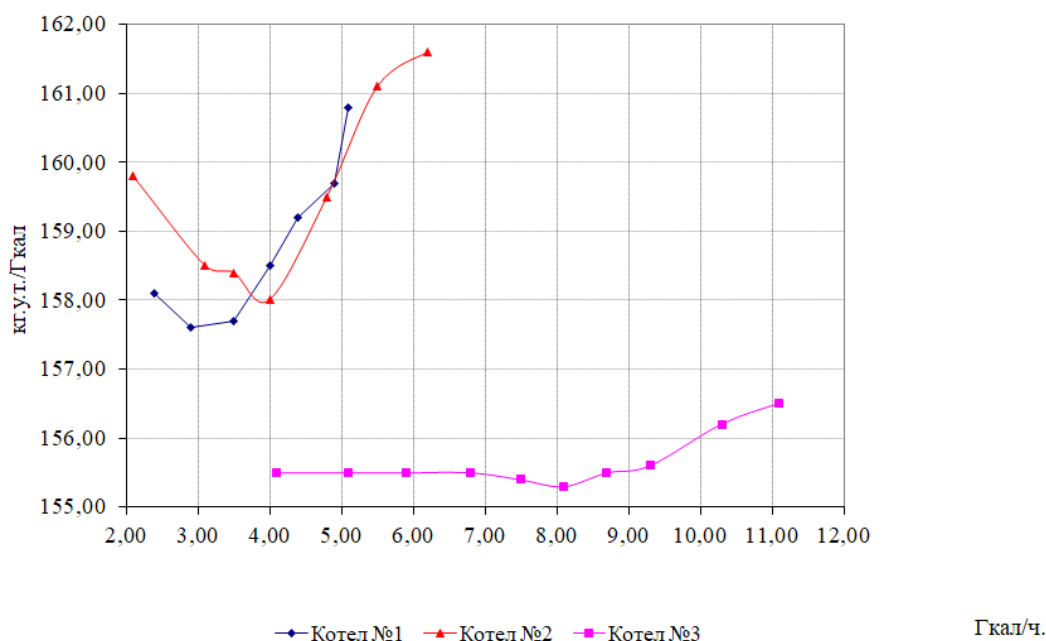


Рисунок 1.1 - Нормативная характеристика котлов котельной «Московская 48а»

1.4 Баланс фактического объема производства тепловой энергии и мощности по месяцам и за год

Баланс прогнозируемого объема производства тепловой энергии и мощности по месяцам и на год составлен в целом по ТСО, исходя из прогнозной величины годового объема отпуска тепла на 2020 год, в которую входит величина расчетных технологических потерь в сеть ТСО и реализация с учетом потерь в абонентских сетях. Выработка тепловой энергии складывается из отпуска тепла в сеть и потерь на собственные нужды[28]. Расчет собственных нужд проводился

расчетным путем, в соответствии с Инструкцией в результате расчета которого, величина расхода на собственные нужды составила 1,00 % от производства тепловой энергии, что в абсолютных величинах равно 431,43 Гкал в год.

Аналогичным образом получена расчетно-часовая нагрузка (мощность).
Результаты балансов по котельной в таблице 1.26.

Таблица 1.26 - Таблица баланса фактического объема производства тепловой энергии и мощности по месяцам

Наименование	Среднемесячная часовая нагрузка	Производство тепловой энергии	Отпуск в сеть
	Гкал/ч	Гкал/год	Гкал/год
Январь	9,24	6464,36	6408,73
Февраль	9,13	5771,04	5719,05
Март	7,88	5489,93	5438,86
Апрель	5,42	3431,40	3389,97
Май	2,52	1613,96	1595,74
Июнь	2,50	1547,31	1529,51
Июль	2,49	1588,78	1570,67
Август	2,48	1584,60	1566,50
Сентябрь	2,49	1540,73	1522,95
Октябрь	5,66	3839,48	3796,06
Ноябрь	7,03	4716,05	4668,69
Декабрь	7,72	5371,09	5320,56
Всего за год		42958,73	42527,30

2 Технологическая часть

Цель энергетической политики России до 2030 г - рациональное и эффективное использование природных энергоресурсов и потенциала энергосектора для устойчивой интенсивности экономики, улучшения условий для жизни населения страны и содействие укреплению внешнеэкономической позиций[21].

Подлинная Стратегия ставит цели и задачи долговременного роста энергосектора страны на следующий период, приоритеты и ориентиры, а также механизмы государственной энергетической политики на некоторых этапах ее реализации, гарантирующие достижение поставленных целей.

Положениями настоящей Стратегии руководствуются при разработке и корректировке генеральных схем роста некоторых отраслей топливно-энергетического комплекса, программ геологического изучения регионов страны, при приготовлении и внесении корректировок параметров инвестиционных программ и крупных проектов компаний энергетического сектора. Значительным документом является «Основы государственной политики в области экологического развития Российской Федерации на период до 2030 года». Главными задачами государственной политики в документе признаны:

- 1) внедрение экологически эффективных инновационных технологий;
- 2) предотвращение и снижение текущего негативного воздействия на окружающую среду;
- 3) восстановление нарушенных естественных экологических систем;
- 4) обеспечение экологически безопасного обращения с отходами.

Для создания правовых, экономических и организационных основ стимулирования энергосбережения и повышения энергетической эффективности Госдумой РФ был утвержден закон «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности».

Правовое регулирование в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности опирается на данные принципы:

					БР-02069964-13.03.01-24-20	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

- 1) эффективное и рациональное использование энергоресурсов;
- 2) поддержка и стимулирование энергосбережения, и повышение энергоэффективности;
- 3) системность и комплексность проведения мероприятий по энергосбережению и повышению энергоэффективности;
- 4) планирование энергосбережения и повышения энергоэффективности;
- 5) использование энергоресурсов с учетом ресурсных, производственно-технологических, экологических и социальных условий[30].

2.1 Обзор и анализ отечественных и зарубежных производителей газопоршневых модулей

В работе рассматривается газопоршневой модуль. Определяющим свойством ГПМ является первоначальный источник - двигатель внутреннего сгорания (ДВС). Именно он, в основном будет определять технические характеристики и экономические параметры ГПМ в целом. По большей части газовые двигатели - это конвертированные дизельные двигателями для работы на газовом топливе. Из-за того, что характеристики тепловыделения газового топлива значительно отличны от характеристик дизельного топлива, конструкция и настройки двигателя также значительно изменены. В частности, при переходе на газовое топливо понижают степень сжатия до величин, обеспечивающих работу двигателя без взрывов, переделывают форму камеры сгорания двигателя и т.д.[2]

Также на рынке имеются газовые двигатели, конвертированные из двигателей, работающих на бензине. Конечно, стоимость конвертирования таких двигателей в разы меньше. Но в этом случае ресурс и надежность данных двигателей существенно уступают двигателям описанных ранее, по большей части благодаря особенности конструкции (запас прочности деталей дизельных двигателей, конвертируемых для работы на газовом топливе выше, чем у

					БР-02069964-13.03.01-24-20	Лист
						44
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

конвертируемых бензиновых двигателей). Двигатели такого типа целесообразно использовать в системах резервного энергообеспечения.

Не менее важную роль играют при выборе размерность и число цилиндров. Размерность двигателя оказывает значительно влияние на эффективность (полноту) сгорания топлива. Не исключено, что с увеличением рабочего объема цилиндра полнота сгорания топлива значительно снизится, а это важно для двигателей, работающих на видах топлива с высоким метановым числом.

Количество цилиндров влияют на равномерность хода. Увеличивая число цилиндров, крутящий момент двигателя становится более равномерным, что влияет на характеристику ГПМ в целом положительно.

Из всего выше сказанного можно сказать, что определяющими характеристиками являются:

- 1) число цилиндров;
- 2) частота оборотов двигателя;
- 3) компоновка ДВС.

Также при выборе достаточно важно учитывать такой критерий, как напряжение, которые выдает генератор.

Таблица 2.1 - Российские производители ГПМ

№ п/п	Компания	Диапазон мощностей, кВт	Двигатель	Генератор
1	2	3	4	5
1	«Алтай-дизельэнерго»	110-220	ОАО «Барнаултрансмаш»	ОАО «Баранчинский электромеханический завод»
2	ЗАО ФПК «Рыбинсккомплекс»	30-385	ММЗ, ЯМЗ	Leroy-Somer, ОАО "Электроагрегат", ОАО "Баранчинский электромеханический завод"
3	ООО "ПКТ"	70-2000	MWM	Marelli
4	ООО АРЗ «Синтур-НТ»	75-360	ЯМЗ, MAN, Perkins	"Баранчинский электромеханический завод", Pillar, Stamford

Окончание таблицы 2.1

1	2	3	4	5
5	ООО «УДМЗ»	100-200	Собственное производство	Собственное производство
6	ПАО «Автодизель» (ЯМЗ)	100-300	Собственное производство	Собственное производство

Таблица 2.2 - Производители ГПМ за рубежом

№ п/п	Страна	Компания	Диапазон мощностей при $\cos\varphi=1,0$, кВт
1	Германия	Deutz (MWM)	400-4300
2		Buderus	50-238
3		Viessmann	18-402
4		MAN	47-8100
5	США	Caterpillar	81-6720
6		Kohler Power Systems	6,3-668
7		Waukesha	75-3250
8	Республика Корея	Doosan	165-625
9	Турция	Aksa	4,8-309
10	Япония	Yanmar	5-25
11		Kawasaki	5200-7800
12	Австрия	GE Jenbacher	312-4034
13	Великобритания	KORNUM	118-3200
14		EC Power	4-15,2
15	Чехия	Motorgus	36-3200

Безупречности нет предела, и по некоторым параметрам российские станции на данный момент в некоторой степени уступают иностранным аналогам. Имея недостатки в виде большей металлоемкости, большего расхода на выработку 1 кВт электрической энергии, наши станции имеют существенные преимущества в виде цены и ремонтпригодности, а также работе на отечественных расходных материалах, доступность запчастей к двигателю.

При выборе ГПМ не имеет значения, зарубежного или отечественного производства. Наиболее важна будет реализация проекта на выбранной оборудовании, а также ремонтпригодность и высокий моторесурс[6].

2.2 Обоснование установки газопоршневого модуля

Из-за роста цен на тарифы производство тепловой и электрической энергии становится дороже, поэтому предприятия начинают поиск путей снижения издержек производства[5]. И многие начинают склоняться к приобретению газопоршневых станций или модулей. Они появились не так давно, но их признали за свою экономичность, удобство работы и производительность[3].

Со временем всё больше и больше становятся видны преимущества и перспективы применения поршневых газовых двигателей внутреннего сгорания (ДВС) для комбинированной выработки тепловой и электрической энергии. Своевременность данного направления обусловлена происходящими в Российской Федерации такими процессами как:

- 1) большие затраты на подключение;
- 2) либерализация энергетического рынка;
- 3) кризис в эксплуатации крупных систем централизованного энергоснабжениях[19][20].

К тому же, анализ рынка потребителей тепловой и электрической энергии указывает на то, что примерно 30% потребителям не нужны десятки и сотни мегаватт мощности, и, таким образом, не требуется обязательное централизованное энергоснабжение, общие потери которого при транспортировке по сетям до потребителя составляют до 25-30%[4]. В данных условиях развитие локальных автономных децентрализованных источников комбинированного производства тепла и электроэнергии на базе газопоршневых двигателей - это реальный путь повышения эффективности энергетического производства. Стоит отметить, что преимущества данной установки являются:

- 1) высокий КПД;
- 2) надежность;
- 3) полная независимость от региональных энергосетей, а значит и от роста тарифов;

					БР-02069964-13.03.01-24-20	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

4) отсутствие затрат на строительство подводящих и распределительных сетей[7].

В связи с оптимизацией затрат, предлагается решение перевести часть электрической и тепловой нагрузки на газопоршневой модуль АГП-250.

					БР-02069964-13.03.01-24-20	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

3 Конструктивная часть

3.1 Газопоршневая установка с утилизацией тепла

В состав газопоршневой установки с утилизацией тепловой энергии входит двигатель внутреннего сгорания, при помощи которого на валу генератора вырабатывается электроэнергия, а тепловая энергия производится путем утилизации, отработанной в двигателе газовоздушной смеси посредством теплообменника[14].

В ГПУ суммарный КПД составляет 80-85%, из которых примерно 40% - это электрический, а тепловой - 40-45%. Электрическая мощность единичного блока ГПУ в пределах от 1 до 16 МВт, а учитывая, что установки могут работать параллельно, то необходимая потенциальному заказчику мощность можно сказать не ограничена. Отношение электрической мощности к тепловой составляет 1:1,2[1][9].

Что касемо компоновки, то ГПУ устанавливают в действующих котельных, как надстройку, и постройкой на отдельной площадке при строительстве нового предприятия[24].

Выбирая ГПУ необходимо обратить внимание на различные характеристики, так как в зависимости от конкретного поставщика могут значительно отличаться следующие факторы: КПД, надежность, шумоизоляция, экологичность, сроки поставки оборудования и запасных частей в случае поломки и т.п.

Перед тем как принять решение по утверждению проекта требуется рассмотреть следующие очень важные задачи:

- 1) определить наличие технической возможности и стоимость присоединения к газораспределительным сетям;
- 2) определить стоимость и способ утилизации тепловой энергии (новый источник, источник с параллельной работой с существующим энергетическим объектом, источник, замещающий мощность существующего,);

					БР-02069964-13.03.01-24-20	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

3) определить стоимость присоединения к сетям электроснабжения, в случае если планируется режим параллельной работы с энергосистемой,

4) выбрать и согласовать с собственником сети и системным оператором точки подключения к энергосистеме.

3.2 Тепловой расчет рабочего процесса ДВС

Задача теплового расчета рабочего процесса двигателя внутреннего сгорания заключается в определении показателей, характеризующих экономичность и эффективность цикла в данных конкретных условиях и требующихся для расчета деталей на прочность, жесткость и износостойчивость. На основе теплового расчета имеется возможность с большой точностью посчитать среднее индикаторное давление и по заданной мощности определить размеры и число цилиндров для вновь проектируемых двигателей. Тепловой расчет как правило рассчитывают для режима работы двигателя в соответствии с номинальной мощностью при наиболее выгодных условиях подвода и сгорания топлива. Опытным путем было выявлено, что при работе двигателя следующие один за другим рабочие циклы различны, они отличны друг от друга условиями газодинамики, колебаниями давлений при впрыске топлива, скоростью распространения пламени и множеством иных факторов. Из-за этого возникают колебания давления сгорания и среднего индикаторного давления смежных рабочих циклов, значения которых могут достигаться до 10%. С учетом этого при расчетах принимают усредненные значения параметров, которые получены в результате анализа ряда циклов при постоянной работе двигателя[12].

Четырехтактный газовый двигатель стационарного типа мощностью $N=294$ кВт; $n=1500$ об/мин; число цилиндров $i=8$, имеется наддув; в качестве топлива используется природный газ ($CH_4=95.36\%$, $C_2H_6=1.95\%$, $CO_2=0.17\%$, $N_2=1.3\%$, $C_3H_8=0.74\%$, $C_4H_{10}=0.32\%$, $C_5H_{12}=0.16\%$). Теплота сгорания $Q_p^u=33,69$ МДж/кг.

					БР-02069964-13.03.01-24-20	Лист
						50
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Соответственно быстроходности и типа двигателя принимаются следующие исходные параметры для расчета:

- 1) степень сжатия $\epsilon=15,5$;
- 2) начальное давление $P_0=1,013$ бар;
- 3) Коэффициент избытка воздуха $\alpha=1,2$;
- 4) Температура в котельной $T_0=292$ К.

Теоретически необходимое количество воздуха для сгорания 1 м³ газового топлива

$$V_0 = \frac{1}{0,21} \cdot (2 \cdot CH_4 + \sum (n + \frac{m}{4}) \cdot C_n H_m + 0,5 \cdot (CO + H_2) - O_2) \quad (3.1)$$

$$V_0 = \frac{1}{0,21} \cdot (2 \cdot 95,36 + 3,5 \cdot 1,95 + 5 \cdot 0,74 + 6,5 \cdot 0,32 + 8 \cdot 0,16) = 9,76 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Действительно необходимое количество воздуха для сгорания 1 м³ газового топлива

$$V = \alpha \cdot V_0 \quad (3.2)$$

$$V = 1,2 \cdot 9,76 = 11,712 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Количество продуктов сгорания газового топлива

$$M_{CO_2} = CO + CH_4 + \sum C_n H_m + CO_2 \quad (3.3)$$

$$M_{H_2O} = H_2 + 2CH_4 + \sum \frac{m}{2} \cdot C_n H_m \quad (3.4)$$

$$M_{O_2} = 0,21 \cdot (\alpha - 1) \cdot V_0 \quad (3.5)$$

					БР-02069964-13.03.01-24-20	Лист
						51
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$M_{N_2} = 0,79 \cdot \alpha \cdot V_0 + N_2 \quad (3.6)$$

$$M_{CO_2} = 0,9536 + 0,0195 + 0,0074 + 0,0016 + 0,0032 + 0,0017 = 0,987 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

$$M_{H_2O} = 2 \cdot 0,9536 + (3 \cdot 0,0195 + 4 \cdot 0,0074 + 5 \cdot 0,0032 + 6 \cdot 0,0016) = 2,02 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

$$M_{O_2} = 0,21 \cdot (1,2 - 1) \cdot 9,76 = 0,41 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

$$M_{N_2} = 0,79 \cdot 1,2 \cdot 9,76 + 0,013 = 9,265 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Общее количество продуктов полного сгорания газового топлива

$$M = \alpha \cdot V_0 + 1 - \left[\left(\frac{CO + H_2}{2} \right) - \sum \left(\frac{m}{4} - 1 \right) \cdot C_n H_m \right] \quad (3.7)$$

$$M = 1,2 \cdot 9,76 + 1 - [0,5 \cdot 0,0195 + 1,5 \cdot 0,0032 + 3 \cdot 0,0074 + 7 \cdot 0,0016] = 12,66 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Изменение объема при сгорании газового топлива

$$\Delta M = - \left[\left(\frac{CO + H_2}{2} \right) - \sum \left(\frac{m}{4} - 1 \right) \cdot C_n H_m \right] \quad (3.8)$$

$$\Delta M = - [0 - 0,5 \cdot 0,0195 + 1,5 \cdot 0,0032 + 3 \cdot 0,0074 + 7 \cdot 0,0016] = 0,048 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Химический коэффициент молекулярного изменения - это отношение количества продуктов сгорания к количеству горючей смеси до сгорания [25] и находится по формуле

					БР-02069964-13.03.01-24-20	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

$$\mu_0 = 1 + \frac{\Delta M}{\alpha \cdot V_0 + 1} \quad (3.9)$$

$$\mu_0 = 1 + \frac{0,048}{1,2 \cdot 9,76 + 1} = 1,004.$$

Примем температуру остаточных газов $T_{o.g.} = 750$ К, $\Delta T = 10 \div 20$ К.

Давление надувочного воздуха $P_{н.в.} = 2$ бар.

Давление в начале сжатия

$$P_{н.с.} = P_{н.в.} \quad (3.10)$$

$$P_{н.с.} = 2 \text{ бар.}$$

Давление остаточных газов

$$P_{o.g.} = 0,75 \cdot P_{н.в.} \quad (3.11)$$

$$P_{o.g.} = 0,75 \cdot 2 = 1,5 \text{ бар.}$$

Коэффициент остаточных газов

$$\gamma = \left[\frac{T + \Delta T}{T_{o.g.}} \right] \cdot \left[\frac{P_{o.g.}}{\varepsilon \cdot P_{н.в.} - P_{o.g.}} \right] \quad (3.12)$$

$$\gamma = \left[\frac{311 + 10}{750} \right] \cdot \left[\frac{1,5}{15,5 \cdot 2 - 1,5} \right] = 0,022.$$

					БР-02069964-13.03.01-24-20	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

Действительный коэффициент молекулярного изменения - это отношение всего количества газов в цилиндре после сгорания ко всему количеству газов до сгорания, находится по формуле

$$\mu = \frac{\mu_0 + \gamma}{1 + \gamma} \quad (3.13)$$

$$\mu = \frac{1,004 + 0,022}{1 + 0,022} = 1,0039$$

Конечная температура наполнения (или начала сжатия) в двигателе

$$T_{m.n.} = \frac{T + \Delta T + \gamma \cdot T_{o.z.}}{1 + \gamma} \quad (3.14)$$

$$T_{m.n.} = \frac{311 + 10 + 0,022 \cdot 750}{1 + 0,022} = 330,2 \text{ К}$$

Коэффициент наполнения

$$\eta_v = \frac{(\varepsilon \cdot P_{н.с.} - P_{o.z.}) \cdot T}{(\varepsilon - 1) \cdot P_{н.в.} \cdot (T + \Delta T)} \quad (3.15)$$

$$\eta_v = \frac{(15,5 \cdot 2 - 1,5) \cdot 311}{(15,5 - 1) \cdot 2 \cdot (311 + 10)} = 0,986$$

По номограмме определения показателя адиабаты сжатия находим k_1 , зная степень сжатия и конечную температуру начала сжатия ($k_1 = n_1 = 1,371$)[27].

Температура конца сжатия

$$T_{к.с.} = T_{m.n.} \cdot \varepsilon^{n-1} \quad (3.16)$$

					БР-02069964-13.03.01-24-20	Лист
						54
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$T_{к.с.} = 330,2 \cdot 15,5^{1,371-1} = 912,83 \text{ K} = 639,83^\circ\text{C}$$

Давление конца сжатия

$$P_{к.с.} = P_{н.с.} \cdot \varepsilon^n \quad (3.17)$$

$$P_{к.с.} = 2 \cdot 15,5^{1,371} = 85,7 \text{ бар}$$

Уравнение сгорания газового двигателя

$$\frac{22,4 \cdot \xi_z \cdot Q_{н}^p}{\mu \cdot (1 + \gamma) \cdot M_0} + \frac{c_v' \cdot t_c}{\mu} = c_{\mu}'' \cdot t_z \quad (3.18)$$

где ξ_z - коэффициент использования тепла, в газовых двигателях равен $0,8 \div 0,85$ [8]. Принимаем $0,82$;

c_v' - средняя мольная изохорная теплоемкость рабочей смеси газового двигателя, которая находится по формуле

$$c_v' = \frac{c_v^{2,c} + \gamma \cdot c_v''}{1 + \gamma} \quad (3.19)$$

где c_v'' - средняя мольная изохорная теплоемкость продуктов сгорания при t_c ;

$c_v^{2,c}$ - средняя мольная изохорная теплоемкость горючей смеси, которая находится по формуле

$$c_v^{2,c} = \frac{c_v \cdot \alpha \cdot V_0 + c_v^2}{\alpha \cdot V_0 + 1} \quad (3.20)$$

где c_v - средняя мольная изохорная теплоемкость воздуха при t_c ;

					БР-02069964-13.03.01-24-20	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

c_v^2 - средняя мольная изохорная теплоемкость газового топлива при t_c , которая находится по формуле

$$c_v^2 = \sum c_{v_i} \cdot r_i \quad (3.21)$$

где r_i - объемные доли отдельных компонентов.

Таблица 4.1 - Средняя изохорная теплоемкость компонента входящего в состав топлива.

Компонент состава топлива	Средняя изохорная теплоемкость компонента
CH ₄	64,217
C ₂ H ₆	112,36
C ₃ H ₈	37,307
C ₄ H ₁₀	21,72
C ₅ H ₁₂	157,1
N ₂	203,15
CO ₂	244,9

Среднюю мольную изохорную теплоемкость газового топлива считаем по формуле (3.21)

$$c_v^2 = 0,9536 \cdot 64,217 + 0,0195 \cdot 112,36 + 0,0074 \cdot 157,1 + 0,0032 \cdot 203,15 + 0,0016 \cdot 244,9 + 0,013 \cdot 21,72 + 0,0017 \cdot 37,307 = 65,98 \text{ кДж / кмоль} \cdot \text{К}$$

Среднюю мольную изохорную теплоемкость горючей смеси считаем по формуле (3.20)

$$c_v^{2,c} = \frac{30,532 \cdot 1,2 \cdot 9,76 + 65,98}{1,2 \cdot 9,76 + 1} = 33,32 \text{ кДж/кмоль} \cdot \text{К}$$

Таблица 4.2 - Средние изобарные теплоемкости продуктов сгорания.

Компонент состава топлива	Кол-во продуктов сгорания, М, м ³ /м ³	Средняя изобарная теплоемкость компонента, c_p''
CO ₂	0,987	45,54
H ₂ O	2,02	36,09
O ₂	0,41	31,89
N ₂	9,265	30,31

Средняя молярная изобарная теплоемкость продуктов сгорания

$$c_p'' = \frac{c_{pCO_2} \cdot M_{CO_2} + c_{pH_2O} \cdot M_{H_2O} + c_{pO_2} \cdot M_{O_2} + c_{pN_2} \cdot M_{N_2}}{M_{CO_2} + M_{H_2O} + M_{O_2} + M_{N_2}} \quad (3.22)$$

$$c_p'' = \frac{45,54 \cdot 0,987 + 36,09 \cdot 2,02 + 31,89 \cdot 0,41 + 30,31 \cdot 9,265}{0,987 + 2,02 + 0,41 + 9,265} = 32,47 \text{ кДж/кмоль} \cdot \text{К.}$$

Средняя молярная изохорная теплоемкость продуктов сгорания

$$c_\mu'' = c_p'' - R \quad (3.23)$$

где R - универсальная газовая постоянная.

$$c_\mu'' = 32,47 - 8,314 = 24,156 \text{ кДж/кмоль} \cdot \text{К}$$

Считаем уравнение газового двигателя по формуле (3.18)

$$\frac{22,4 \cdot 0,8 \cdot 33690}{[1,0039 \cdot (1 + 0,022) \cdot 12,612]} + \frac{33,26 \cdot 639,83}{1,0039} = c_\mu'' \cdot t_z$$

$$c_\mu'' \cdot t_z = 69021,16 \text{ кДж/кмоль}$$

					БР-02069964-13.03.01-24-20	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

Методом подбора находим искомое значение температуры конца пламенного сгорания $T_z=2857,31$ К, $t_z=2584,31$ °С.

Степень предварительного расширения

$$\rho = \frac{\mu \cdot T_z}{\lambda \cdot T_{к.с.}} \quad (3.24)$$

$$\rho = \frac{1,0039 \cdot 2857,31}{3 \cdot 912,83} = 1,047$$

Давление конца пламенного сгорания

$$p_z = \lambda \cdot P_{к.с.} \quad (3.25)$$

где λ - степень повышения давления ($\lambda=3$).

$$p_z = 3 \cdot 85,7 = 257,1 \text{ бар}$$

Степень последующего сжатия

$$\delta = \frac{\varepsilon}{\rho} \quad (3.26)$$

$$\delta = \frac{15,5}{1,047} = 14,8$$

По номограмме определения показателя адиабаты сжатия находим k_2 , зная степень сжатия и конечную температуру конца пламенного сгорания и коэффициент избытка воздуха ($k_2 = n_2 = 1,26$)[27].

Давление в конце расширения

					БР-02069964-13.03.01-24-20	Лист
						58
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$P_{к.р.} = \frac{P_z}{\delta^{n_2}} \quad (3.27)$$

$$P_{к.р.} = \frac{257,1}{14,8^{1,26}} = 8,62 \text{ бар}$$

Температура в конце расширения

$$T_{к.р.} = \frac{T_z}{\delta^{n_2-1}} \quad (3.28)$$

$$T_{к.р.} = \frac{2857,31}{14,8^{1,26-1}} = 1418 \text{ К}$$

Среднее индикаторное давление

$$p_i = \frac{P_{к.с.}}{\varepsilon - 1} \cdot \left[\lambda \cdot (\rho - 1) + \frac{\lambda \cdot \rho}{n_2 - 1} \cdot \left(1 - \frac{1}{\delta^{n_2-1}} \right) - \frac{1}{n_1 - 1} \cdot \left(1 - \frac{1}{\varepsilon^{n_1-1}} \right) \right] \quad (3.29)$$

$$p_i = \frac{85,7}{15,5 - 1} \cdot \left[3 \cdot (1,047 - 1) + \frac{3 \cdot 1,047}{1,26 - 1} \cdot \left(1 - \frac{1}{14,8^{1,26-1}} \right) - \frac{1}{1,371 - 1} \cdot \left(1 - \frac{1}{15,5^{1,371-1}} \right) \right] = 26,63 \text{ бар}$$

Действительное среднее индикаторное давление

$$p_{id} = \varphi \cdot p_i \quad (3.30)$$

где φ - коэффициент полноты диаграммы, принимается $0,9 \div 0,97$ [8]. Принимаем 0,9.

$$p_{id} = 0,9 \cdot 26,63 = 23,97 \text{ бар}$$

					БР-02069964-13.03.01-24-20	Лист
						59
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Среднее эффективное давление

$$p_f = \eta_m \cdot p_{id} \quad (3.31)$$

где η_m - коэффициент эффективности, принимается $0,8 \div 0,88$. Принимаем $0,82$.

$$p_f = 0,82 \cdot 23,97 = 19,65 \text{ бар}$$

Определяем основные размеры двигателя

$$V_h = \frac{N \cdot 12 \cdot 10^7}{p_f \cdot n \cdot i} \quad (3.32)$$

$$V_h = \frac{294 \cdot 12 \cdot 10^7}{19,65 \cdot 10^5 \cdot 1500 \cdot 8} = 1,5 \text{ л}$$

Примем $S/D=1,3$.

Диаметр поршня цилиндра

$$D = \sqrt[3]{\frac{V_h}{0,785 \cdot \frac{S}{D}}} \quad (3.33)$$

$$D = \sqrt[3]{\frac{1,5}{0,785 \cdot 1,3}} = 1,14 \text{ дм}$$

Принимаем $D=115$ мм.

Ход поршня

$$S = D \cdot 1,3 \quad (3.34)$$

					БР-02069964-13.03.01-24-20	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

$$S = 115 \cdot 1,3 = 149,5 \text{ мм}$$

При данных размерах скорость поршня

$$C_m = \frac{S \cdot n}{30} \quad (3.35)$$

$$C_m = \frac{0,1495 \cdot 1500}{30} = 7,475 \text{ м/с}$$

Индикаторная мощность двигателя

$$C_m = \frac{N}{\eta_m} \quad (3.36)$$

$$C_m = \frac{294}{0,82} = 358,54 \text{ кВт}$$

Индикаторный КПД для газового двигателя

$$\eta_i = 0,371 \cdot \frac{p_{id} \cdot (\alpha \cdot V_0 + 1) \cdot T}{Q_u^p \cdot P_{н.с.} \cdot \eta_v} \quad (3.37)$$

$$\eta_i = 0,371 \cdot \frac{23,97 \cdot (1,2 \cdot 9,76 + 1) \cdot 311}{33690 \cdot 2 \cdot 0,986} = 0,53$$

Эффективный КПД для газового двигателя

$$\eta_f = \eta_i \cdot \eta_m \quad (3.38)$$

$$\eta_f = 0,53 \cdot 0,82 = 0,435$$

					БР-02069964-13.03.01-24-20	Лист
						61
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Удельный индикаторный расход топлива

$$g_i = \frac{3600}{Q_n^p \cdot \eta_i} \quad (3.39)$$

$$g_i = \frac{3600}{33690 \cdot 0,53} = 0,203 \text{ нм}^3/\text{кВт}\cdot\text{ч}$$

Удельный эффективный расход топлива

$$g_f = \frac{3600}{Q_n^p \cdot \eta_f} \quad (3.40)$$

$$g_f = \frac{3600}{33690 \cdot 0,435} = 0,25 \text{ нм}^3/\text{кВт}\cdot\text{ч}$$

Литровая мощность двигателя

$$N_l = \frac{N}{i \cdot V_h} \quad (3.41)$$

$$N_l = \frac{294}{8 \cdot 1,5} = 24,5 \text{ кВт/л}$$

3.3 Тепловой баланс двигателя

Распределение тепла, которое выделяется при сгорании топлива в цилиндре двигателя, на отдельные составляющие и количественные значения этих составляющих отражает тепловой баланс двигателя[26].

Уравнение теплового баланса для 1 нм³ газового топлива

					БР-02069964-13.03.01-24-20	Лист
						62
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$Q_n^p = Q + Q_{охл} + Q_{газ} + Q_{п.неп} + Q_{ост} \quad (3.42)$$

где Q_n^p - теплота сгорания 1 нм³ топлива, т.е. располагаемое тепло, введенное в двигатель с топливом;

Q - тепло, эквивалентное эффективной работе двигателя;

$Q_{охл}$ - тепло, унесенное с охлаждающим агентом;

$Q_{газ}$ - тепло, унесенное с выпускными газами, т.е. тепло израсходованное на повышение энтальпии выпускных газов;

$Q_{п.неп}$ - тепло, потерянное от неполноты сгорания топлива;

$Q_{ост}$ - остаточный член теплового баланса.

Вычислим тепло, эквивалентное эффективной работе двигателя, для газовых топлив[17]

$$Q = \frac{3600 \cdot N}{V_q} \quad (3.43)$$

где V_q - удельный расход природного газа, принимаемый по паспортным данным.

$$Q = \frac{3600 \cdot 294}{76,09} = 13909,84 \text{ кДж/нм}^3$$

При жидкостном охлаждении количество тепла, унесенное с охлаждающим агентом, определяется по формуле

$$Q_{охл} = \left(\frac{W_q}{V_q} \right) \cdot c \cdot (t_{в\text{ых}}^1 - t_{в\text{х}}^1) + \left(\frac{W_{п}}{V_q} \right) \cdot c_{.м} \cdot (t_{в\text{ых}}^2 - t_{в\text{х}}^2) \quad (3.44)$$

где W_q - часовой расход воды, идущей на охлаждение двигателя;

					БР-02069964-13.03.01-24-20	Лист
						63
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$W_{\text{П}}$ - часовой расход масла, идущего на охлаждение поршня (0,2% от расхода топлива);

$t_{\text{ВЫХ}}^1, t_{\text{ВХ}}^1$ - температура воды, входящей и выходящей из двигателя;

$t_{\text{ВЫХ}}^2, t_{\text{ВХ}}^2$ - температура масла, входящего и выходящего из поршня;

$c, c_{\text{М}}$ - теплоемкость охлаждающей воды и масла соответственно.

$$Q_{\text{охл}} = \left(\frac{9}{76,09} \right) \cdot 4,19 \cdot (90 - 78) + \left(\frac{0,152}{76,09} \right) \cdot 2,4 \cdot (85,9 - 78) = 5,985 \text{ кДж/кг}$$

Тепло, унесенное выпускными газами

$$Q_{\text{газ}} = M \cdot c_p'' \cdot t_p - M_0 \cdot c_p \cdot t_0 \quad (3.45)$$

где M - количество продуктов сгорания;

t_p - температура газов после двигателя;

t_0 - температура горючей смеси (свежего заряда) (до турбокомпрессора).

$$Q_{\text{газ}} = 12,66 \cdot 32,47 \cdot 120 - 12,612 \cdot 65,98 \cdot 40 = 16042,83 \text{ кДж/кг}$$

Тепло, потерянное от неполноты сгорания топлива

$$Q_{\text{л.неп}} = 285000 \cdot M_{\text{CO}} \quad (3.46)$$

где M_{CO} - количество окиси углерода в выпускных газах.

$$Q_{\text{л.неп}} = 285000 \cdot 0 = 0 \text{ кДж/кг}$$

Остаточный член теплового баланса $Q_{\text{ост}}$ включает потери тепла в окружающую среду от лучеиспускания с поверхности двигателя, на нагрев

					БР-02069964-13.03.01-24-20	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

смазочного масла во всех трущихся деталях, с кинетической энергией выпускных газов и пр.

$$Q_{ост} = Q_n^p - (Q + Q_{охл} + Q_{газ} + Q_{н.неп.}) \quad (3.47)$$

$$Q_{ост} = 33690 - (13909,84 + 5,985 + 16042,83) = 3731,345 \text{ кДж/кг}$$

3.4 Тепловой расчет теплообменника охлаждающей и теплофикационной воды

Газопоршневые агрегаты работают с системой утилизации тепла выхлопных газов. Конфигурация системы охлаждения агрегата непосредственным образом связана с системой утилизации тепла выхлопных газов. Для передачи тепла отходящих газов теплофикационной воде предусматривается установка следующего оборудования:

- 1) теплообменники теплофикационной воды (1 шт.);
- 2) циркуляционный насос;
- 3) дроссельный клапан;
- 4) трехходовый клапан в трубном модуле;
- 5) теплообменник выхлопных газов;
- 6) трубопровод с системой измерения температуры, давления и предохранительным клапаном.

Теплофикационная обратная вода от части потребителей с температурой 70°C подается в теплообменники охлаждающей воды и нагревается до 79,4°C, затем уже нагретая вода поступает в теплообменники выхлопных газов газопоршневых агрегатов и нагревается до 95°C.

					БР-02069964-13.03.01-24-20	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

3.4.1 Расчет теплообменника охлаждающей воды

Проведем тепловой конструктивный расчет теплообменника охлаждающей воды. Расчет состоит в совместном решении уравнения теплового баланса и уравнения теплопередачи.

Уравнение теплового баланса

$$G_1 \cdot c_1 \cdot (t_1' - t_1'') \cdot \eta = G_2 \cdot c_2 \cdot (t_2'' - t_2') = Q \quad (3.48)$$

где G_1, G_2 - расходы нагреваемого и греющего теплоносителей;

c_1, c_2 - удельные изобарные теплоемкости теплофикационной воды и охлаждающей жидкости;

t_1', t_1'' - температура охлаждающей жидкости на входе и выходе из теплообменника;

t_2'', t_2' - температура теплофикационной воды на выходе и входе из теплообменника;

η - КПД теплообменного аппарата;

Q - тепловая нагрузка.

Запишем уравнение теплового баланса

$$G_2 \cdot c_2 \cdot (t_2'' - t_2') = Q_1 \quad (3.49)$$

где $c_2 = 4,191$ кДж/кг $^{\circ}$ С при средней температуре воды.

Средняя температура воды

$$t_{cp} = \frac{70 + 79,4}{2} = 75,4^{\circ}\text{C}$$

					БР-02069964-13.03.01-24-20	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

$$Q_1 = 2,5 \cdot 4,191 \cdot (79,4 - 70) = 98,49 \text{ кВт}$$

Уравнение теплопередачи

$$Q = K \cdot F \cdot \Delta T \quad (3.50)$$

где K - коэффициент теплопередачи;

F - площадь поверхности теплообмена;

ΔT - средний температурный напор.

Средний температурный напор в случае теплообмена без изменений фазового состояния теплоносителя при противотоке рассчитывается по формуле

$$\Delta T = \frac{\Delta t_{\delta} - \Delta t_{\text{м}}}{\ln \frac{\Delta t_{\delta}}{\Delta t_{\text{м}}}} \quad (3.51)$$

где $\Delta t_{\delta}, \Delta t_{\text{м}}$ - температурный перепад между теплоносителями на том конце поверхности теплообмена, где он больше или меньше соответственно.

$$\Delta t_{\delta} = t_1' - t_2'' \quad (3.52)$$

$$\Delta t_{\delta} = 90 - 79,4 = 10,6 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$\Delta t_{\text{м}} = t_1'' - t_2' \quad (3.53)$$

$$\Delta t_{\text{м}} = 73,8 - 70 = 3,8 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Средний температурный напор считаем по формуле (3.51)

					БР-02069964-13.03.01-24-20	Лист
						67
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\Delta T = \frac{10,6 - 3,8}{\ln \frac{10,6}{3,8}} = 6,629^\circ\text{C}$$

Из формулы (3.50) находим площадь поверхности теплообмена

$$F = \frac{98,49 \cdot 10^3}{1971 \cdot (273 + 6,629)} = 0,179 \text{ м}^2$$

3.4.2 Расчет теплообменника теплофикационной воды

Уравнение теплового баланса

$$G_1 \cdot c_1 \cdot (t_1' - t_1'') \cdot \eta = G_2 \cdot c_2 \cdot (t_2'' - t_2') = Q \quad (3.54)$$

где G_1, G_2 - расходы нагреваемого и греющего теплоносителей;

c_1, c_2 - удельные изобарные теплоемкости теплофикационной воды и охлаждающей жидкости;

t_1', t_1'' - температура охлаждающей жидкости на входе и выходе из теплообменника;

t_2'', t_2' - температура теплофикационной воды на выходе и входе из теплообменника;

η - КПД теплообменного аппарата;

Q - тепловая нагрузка.

Запишем уравнение теплового баланса

$$G_2 \cdot c_2 \cdot (t_2'' - t_2') = Q_1 \quad (3.55)$$

					БР-02069964-13.03.01-24-20	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

где $c_2 = 4,204$ кДж/кг $^{\circ}$ С при средней температуре воды

Средняя температура воды

$$t_{cp} = \frac{95 + 79,4}{2} = 87,2^{\circ}\text{C}$$

$$Q_1 = 2,5 \cdot 4,204 \cdot (95 - 79,4) = 163,96 \text{ кВт}$$

Средний температурный напор в случае теплообмена без изменений фазового состояния теплоносителя при противотоке рассчитывается по формуле

$$\Delta T = \frac{\Delta t_{\bar{o}} - \Delta t_{\bar{m}}}{\ln \frac{\Delta t_{\bar{o}}}{\Delta t_{\bar{m}}}} \quad (3.56)$$

где $\Delta t_{\bar{o}}, \Delta t_{\bar{m}}$ - температурный перепад между теплоносителями на том конце поверхности теплообмена, где он больше или меньше соответственно.

$$\Delta t_{\bar{o}} = 450 - 95 = 355^{\circ}\text{C}$$

$$\Delta t_{\bar{m}} = 120 - 79,4 = 40,6^{\circ}\text{C}$$

Средний температурный напор считаем по формуле (3.56)

$$\Delta T = \frac{355 - 40,6}{\ln \frac{355}{40,6}} = 144,995^{\circ}\text{C}$$

Из формулы (3.50) находим площадь поверхности теплообмена

					БР-02069964-13.03.01-24-20	Лист
						69
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$F = \frac{163,96 \cdot 10^3}{1456 \cdot (273 + 144,995)} = 0,269 \text{ м}^2$$

Общая тепловая нагрузка станции рассчитывается по формуле

$$Q = Q_1 + Q_2 \quad (3.57)$$

$$Q = 98,49 + 163,96 = 262,45 \text{ кВт}$$

					БР-02069964-13.03.01-24-20	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70

4 Экономическая часть

Расчет экономического эффекта внедрения ГПУ предполагает определение следующих показателей[15]:

- 1) затрат на приобретение и установку ГПУ
- 2) эксплуатационные расходы;
- 3) величины экономического эффекта;
- 4) срока окупаемости.

Сначала нужно выполнить расчет финансовых затрат на газ, которые определяются по формуле

$$Z_{\text{газ}} = \frac{V_{\text{ч}} \cdot C_{\text{г}}}{1000 \cdot P_{\text{ГПУ}}} \quad (4.1)$$

где $C_{\text{г}}$ - стоимость 1000 нм³/ч газа, руб;

$P_{\text{ГПУ}}$ - мощность ГПУ, кВт.

$$Z_{\text{газ}} = \frac{76,09 \cdot 5632}{1000 \cdot 250} = 1,71 \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч}$$

Поскольку в процессе эксплуатации требуется проведение регулярных технических обслуживаний (ТО) ГПУ, необходимо учесть их стоимость в общем сроке окупаемости, потому что данные затраты влияют на увеличении этого срока. Часть финансовых затрат на ТО - это затраты на замену масла, которые определяются по формуле

$$Z_{\text{м}} = \left(\frac{V_{\text{з.м.}} \cdot C_{\text{л.м.}}}{T_{\text{з.м.}} \cdot P_{\text{ГПУ}}} \right) \quad (4.2)$$

где $V_{\text{з.м.}}$ - объём заменяемого масла, м³;

					БР-02069964-13.03.01-24-20	Лист
						71
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$C_{1м}$ - стоимость 1 л масла, руб.;

$T_{з.м.}$ - периодичность замены масла, м.ч..

$$з_{.м} = \left(\frac{38 \cdot 230}{\frac{1250}{250}} \right) = 0,03 \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч}$$

Поскольку в процессе эксплуатации любой установки на основе двигателя внутреннего сгорания, вне зависимости от типа топлива, происходит угар масла и требуется периодическая доливка масла, эти финансовые затраты по отношению на кВт вырабатываемой мощности будут определяться по формуле

$$з_{у.м} = \frac{V_y \cdot C_{1м}}{1000} \quad (4.3)$$

где V_y - объём угара масла, м³.

$$з_{у.м} = \frac{0,2 \cdot 230}{1000} = 0,05 \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч}$$

Затраты на запасные части с учётом капитального ремонта ГПУ определяются по формуле

$$з_{з.р.} = \frac{C_z}{T_{к.р.} \cdot P_{ГПУ}} \quad (4.4)$$

где C_z - стоимость запчастей, руб.;

$T_{к.р.}$ - периодичность кап. ремонта, м.ч..

$$з_{з.р.} = \frac{1804400}{20000 \cdot 250} = 0,36 \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч}$$

					БР-02069964-13.03.01-24-20	Лист
						72
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Финансовые затраты на регламентные сервисные работы определяются по формуле

$$Z_{c.o.} = \frac{C_{p.p.}}{T_{к.р.} \cdot P_{ГПУ}} \quad (4.5)$$

где $C_{p.p.}$ - стоимость регламентных сервисных работ, руб..

$$Z_{c.o.} = \frac{1784400}{20000 \cdot 250} = 0,36 \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч}$$

Еще в расчет срока окупаемости требуется внести затраты, обусловленные налогом на имущество, которые определяются по формуле

$$Z_n = \frac{C_{ГПУ} \cdot 2,2\%}{P_{ГПУ} \cdot T_{м.ч.}} \quad (4.6)$$

где $C_{ГПУ}$ - полная стоимость ГПУ, руб.;

$T_{м.ч.}$ - количество рабочих м.ч. за 1 год.

$$Z_n = \frac{5850000 \cdot 2,2}{100 \cdot 250 \cdot 8000} = 0,06 \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч}$$

Амортизационные отчисления составят

$$Z_a = \frac{C_{ГПУ}}{P_{ГПУ} \cdot T_{3к.р.}} \quad (4.7)$$

где $T_{3к.р.}$ - периодичность трёх кап. ремонтов, м.ч.

					БР-02069964-13.03.01-24-20	Лист
						73
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$z_a = \frac{5850000}{250 \cdot 60000} = 0,39 \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч}$$

Для учёта возможности использования вырабатываемой ГПУ тепловой энергии и использования ее на собственные нужды предприятия, вводится условная величина - тепловая поправка, которая определяется по формуле

$$z_{m.n.} = \frac{V_2 \cdot C_2}{P_{ГПУ} \cdot 1000} \quad (4.8)$$

где V_2 - объём газа, необходимый для получения 262 кВт энергии, м^3 .

$$z_{m.n.} = \frac{65,6 \cdot 5632}{250 \cdot 1000} = 1,48 \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч}$$

Себестоимость ГПУ определяется, как сумма ранее найденных финансовых затрат

$$C_1 = z_{газ} + z_m + z_{y.m.} + z_{z.p.} + z_{c.o.} + z_n + z_a \quad (4.9)$$

$$C_1 = 1,71 + 0,03 + 0,05 + 0,36 + 0,36 + 0,06 + 0,39 = 3,5 \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч}$$

С учетом найденной тепловой поправки себестоимость по формуле

$$C_2 = C_1 - z_{m.n.} \quad (4.10)$$

$$C_2 = 3,5 - 1,48 = 2,02 \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч.}$$

					БР-02069964-13.03.01-24-20	Лист
						74
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

После этого требуется определить разность между стоимостью электрической энергии, покупаемой у энергоснабжающей организации, и электрической энергии собственного производства по формуле

$$\Delta C = C_{n.э.} - C_2 \quad (4.11)$$

где $C_{n.э.}$ - стоимость покупки электроэнергии, руб/кВт·ч.

$$\Delta C = 3,79 - 2,02 = 1,77 \text{ руб/кВт·ч}$$

Тогда экономия за год будет определяться по формуле

$$\mathcal{E} = \Delta C \cdot T_{м.ч.} \cdot P_{ГПУ} \quad (4.12)$$

$$\mathcal{E} = 1,77 \cdot 8000 \cdot 250 = 3540000 \text{ руб.}$$

Срок окупаемости ГПУ

$$T_{окуп} = \frac{C_{ГПУ}}{\mathcal{E}} \quad (4.13)$$

$$T_{окуп} = \frac{5850000}{3540000} = 1,65 \text{ года}$$

					БР-02069964-13.03.01-24-20	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения выпускной квалификационной работы был рассмотрен вариант установки газопоршневого модуля для выработки тепла и электроэнергии для котельной «Московская 48а» городского округа Саранск.

Были сравнены отечественные и зарубежные производители и выявлены достоинства и недостатки и российских, и импортных ГПМ.

Произведен тепловой расчет рабочего процесса двигателя внутреннего сгорания. В нем определены основные размеры двигателя а именно: литровая мощность $V_h=1,5$ л, диаметр поршня $D=115$ мм, ход поршня $S=149,5$ мм, скорость поршня $C_m=7,475$ м/с. Индикаторный КПД для газового двигателя $\eta_i=0,53$, литровая мощность двигателя $N_{л}=24,5$ кВт/л. Из теплового баланса двигателя определено тепло при эффективной работе двигателя для газовых топлив $Q=13909,843$ кДж/нм³, также посчитано тепло, унесенное с охлаждающим агентом, тепло, унесенное выпускными газами, тепло, потерянное от неполноты сгорания топлива. В тепловом расчете теплообменника охлаждающей и теплофикационной воды были определены размеры теплообменных аппаратов.

В результате от предложенного решения получен годовой экономический эффект в размере 3540000 рублей при сроке окупаемости в 1,65 года.

					БР-02069964-13.03.01-24-20	Лист
						76
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1) Gasoline Engines [Сайт Encyclopedia Britannica] - Режим доступа: <https://www.britannica.com/technology/gasoline-engine> (Дата обращения 13.05.2020)
- 2) Gas-piston power stations. Mark J. Stokoe. November 13, 2014. p.4.
- 3) Why the Gasoline Engine Isn't Going Away Any Time Soon. September 15, 2008. Joseph B. White.p.3.
- 4) Актуальность и потенциал энергосбережения в стране. [Электронный ресурс] - Режим доступа: <http://gazogenerator.com/energoberezhenie/aktualnost-i-potencialenergoberezeniya-v-strane/> (Дата обращения 19.04.2020)
- 5) Актуальность энергосбережения в России и в мире. [Электронный ресурс] - Режим доступа: <http://libed.ru/knigi-nauka/161694-1-uchebnik-razdel-aktualnostenergoberezeniya-rossii-mire-sostoyanie-proizvodstvom-potrebleniem-toplivnoenergeti.php> (Дата обращения 19.04.2020)
- 6) Алексахина, Л.И., Анализ российского рынка когенерационных технологий на базе газопоршневых установок / Л.И. Алексахина, Д.С. Курочкин, Д.В. Михеев, И.С. Шабалин. - Transport business in Russia , №6, 2013. - 201с.
- 7) Арсеньев Л.В., Тырышкин В.Г. Комбинированные установки с газовыми турбинами. - Л.: Машиностроение. Ленинградское отделение, 1982. - 248 с.
- 8) Вершина Г.А., Якубенко Г.Я. Методическое пособие по курсам «Теория рабочих процессов ДВС» и «Динамика ДВС» для студентов специальности Т.05.10.00. - Мн.: Техноперспектива, 2001. -87 с.
- 9) Газопоршневые установки [Электронный ресурс] - Режим доступа: <https://www.ros-energy.ru/scripts/1.html> (Дата обращения 27.04.2020)
- 10) Газопоршневые электростанции импортного и отечественного производства [сайт О когенерации, малой энергетике и строительстве тепловых электростанций]. - Режим доступа: <http://www.cogeneration.ru/equipment/#gpu-imp> (Дата обращения 28.04.2020)

					БР-02069964-13.03.01-24-20	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

11) Гольдинер, А.Я. Газопоршневые электроагрегаты / А.Я. Гольдинер, М.И. Цыркин, В.В. Бондаренко. - СПб.: Галея Принт, 2006. – 240 с

12) Двигатели внутреннего сгорания. Теория поршневых и комбинированных двигателей /под ред. А. С. Орлина, М. Г. Круглова. - М. : Машиностроение, 1983 - 376 с.

13) Иващенко, Н.А. Газопоршневые двигатели как источники энергии для больших городов / Н.А. Иващенко, Ю.Л. Маслов / Вестник МГТУ им. Н.Э. Баумана. Сер. Машиностроение. - 2007. – № спецвыпуск. - С. 187-194

14) Информационный бюллетень «Энергосовет» выпуск №5 - Декабрь 2009г. – С.20.

15) Кретов Д.А., Костюков В.Д. Разработка методики расчета срока окупаемости собственного источника питания промышленного предприятия на основе газопоршневой установки // Фундаментальные исследования. - 2019. - № 8. - С. 42-46;

16) Ломовцева, Н. Н. Регулирование цен и тарифов на энергоресурсы в субъекте Российской Федерации / Н. Н. Ломовцева, Е. С. Чурловская. // Молодой ученый. - 2012. - № 4 (39). - С. 186-190.

17) Макаревич, Е.В. Разработка методики выбора газопоршневых установок для энергоснабжения потребителей: автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / Е.В. Макаревич. - М.: Изд-во МЭИ, 2012. - 20 с.

18) Методика определения потребности в топливе, электрической энергии и воде при производстве и передаче тепловой энергии теплоносителей в системах коммунального теплоснабжения. Департамент государственного энергетического надзора, лицензирования и энергоэффективности Минэнерго России 10 апреля 2003г.№32-10-11/540.

19) Перспективы и проблемы использования ГТУ и ГПУ в российской энергетике //Теплоэнергетика. - 2000. - № 9. - С.2-5.

20) Перспективы и проблемы использования ГТУ и ГПУ в российской энергетике // Теплоэнергетика. - 2002, № 9. - С.2-5.

					БР-02069964-13.03.01-24-20	Лист
						78
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

21) Распоряжение Правительства РФ от 13 ноября 2009г. № 1715-р. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года. [Электронный ресурс] - Режим доступа: http://energoeducation.ru/wp-content/uploads/2015/11/LAW94054_0_20151002_142857_54007.pdf (Дата обращения 10.04.2020)

22) СНиП 2.01.01-82 «Строительная климатология и геофизика»

23) СНиП 2.04.05-91 «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха в зависимости от функционального назначения здания (корпуса)»

24) СТО 70238424.27.100.056-2009 Дизельные и газопоршневые электростанции. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования. – М.: Изд-во стандартов, 2012.

25) Состав продуктов сгорания [Электронный ресурс] - Режим доступа: <http://vdvzhke.ru/dvigateli-vnutrennego-sgoraniya/toplova-primenjaed-v-dvigatelyh-i-reakcija-sgoraniy/reakcii-sgoraniya/sostav-produktov-goreniya.html> (Дата обращения 04.05.2020)

26) Тепловой баланс двигателя [Электронный ресурс] - Режим доступа: <https://studfile.net/preview/5051028/page:17/> (Дата обращения 04.05.2020)

27) Тепловой расчёт и тепловой баланс карбюраторного двигателя и двигателя с впрыском топлива : учебное пособие / В.М. Мелисаров, П.П. Беспалько, М.А. Каменская. - Тамбов: Изд-во Тамб. гос. техн. ун-та, 2009 - 128 с.

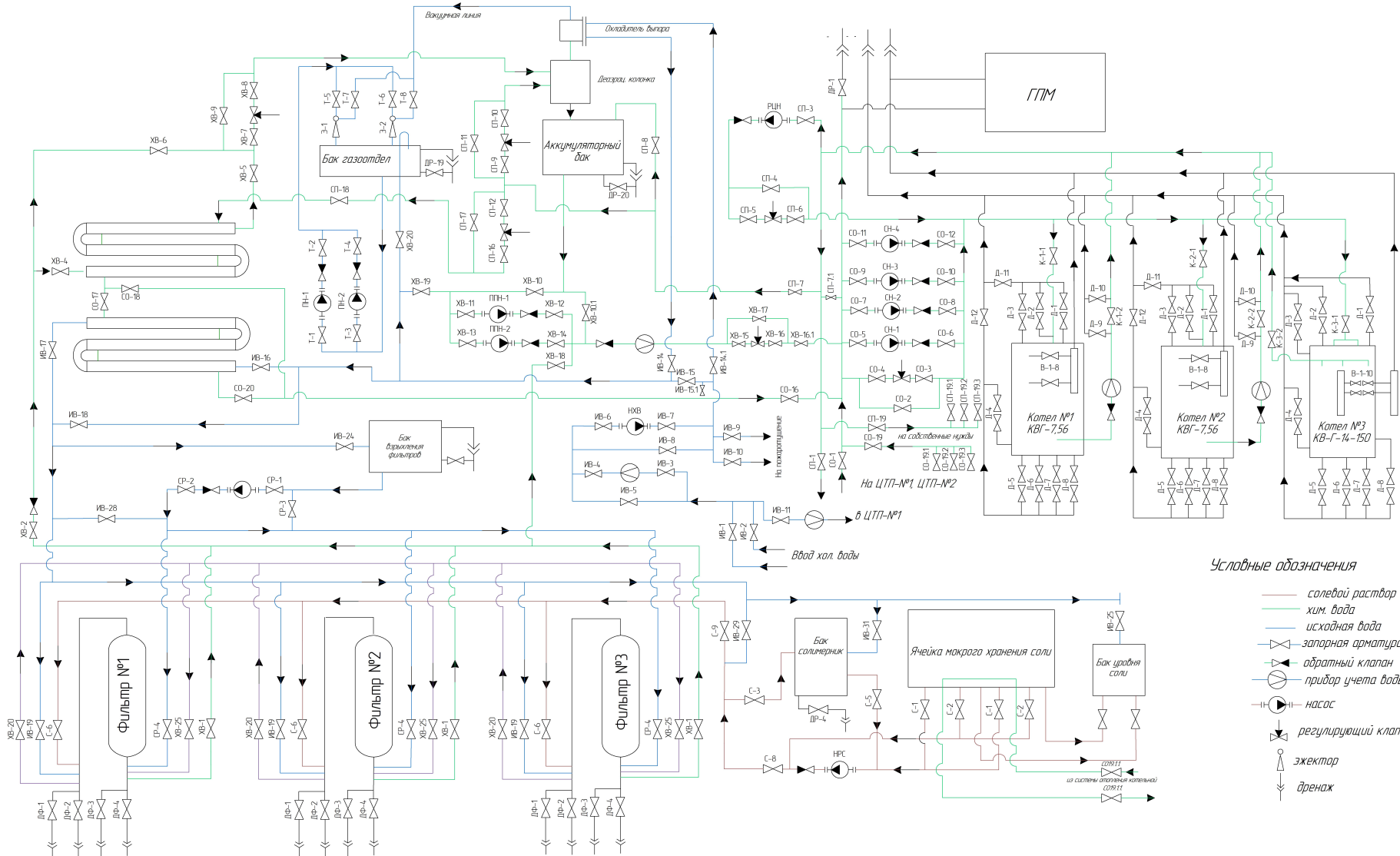
28) Федеральный закон от 27.07.2010 № 190-ФЗ (ред. От 18.07.2011). О теплоснабжении. Введен 27 июля 2010 г. // Российская газета. - 2010. - №5247 (168), 2010.

29) Черемных, Д.Н. Газопоршневые установки как альтернативный способ генерации электроэнергии / Д.Н. Черемных, Е.В. Ташлыкова, М.Г. Разепина // Молодой ученый. - 2014. - №21. - С. 23-25.

30) Энергетическая стратегия России до 2030 [сайт Министерство энергетики]. - Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/node/1026> (Дата обращения 15.04.2020)

					БР-02069964-13.03.01-24-20	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		79

Изм. №	Лист	Взам. инв. №	Инд. №	Фабл. №	Подп. и дата	Стр. №	Примеч.



Условные обозначения

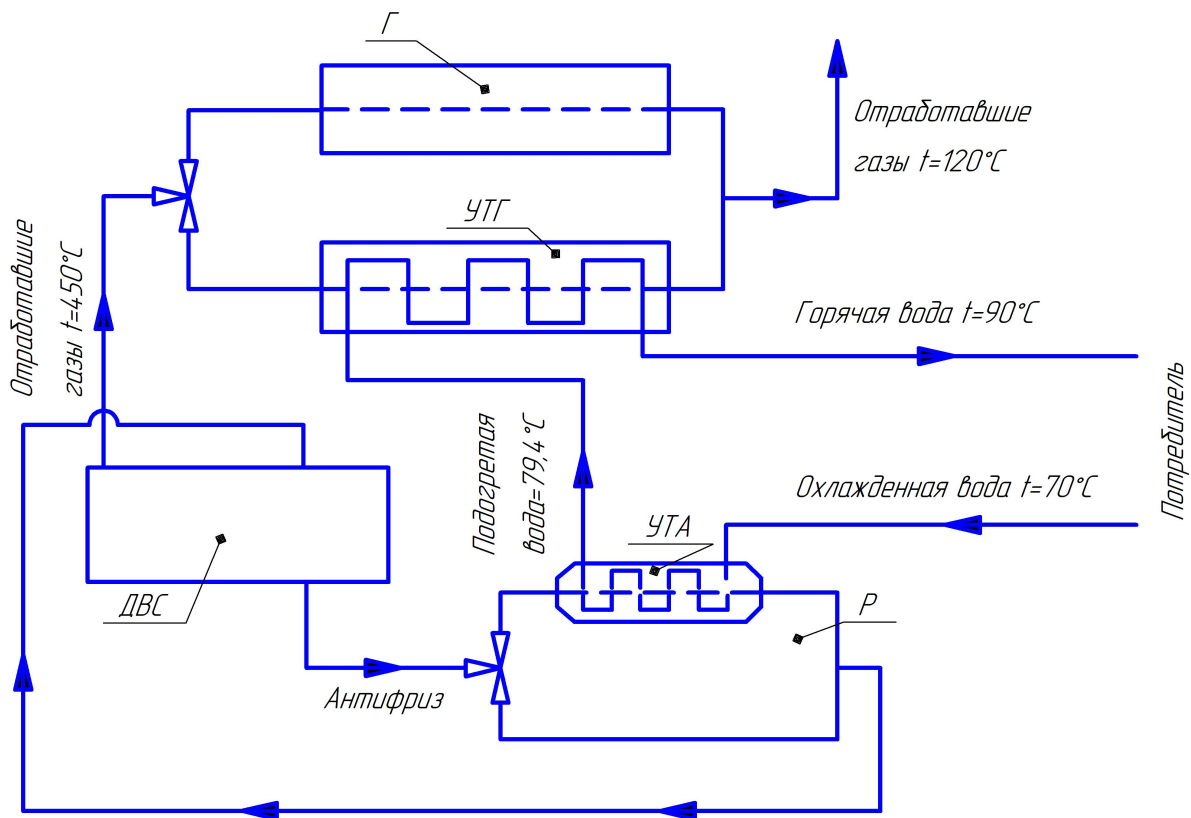
- солевой раствор
- хим. вода
- холодная вода
- запорная арматура с обозначением
- обратный клапан
- прибор учета воды
- насос
- регулирующий клапан
- эжектор
- дренаж

БР-02069964-13.03.01-24-20				Лит.	Масса	Масштаб
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Установка газопароциклового модуля в котельной АО "Саранск Тепло Транс"	
Разработ.	Сергейев В.М.	Проект.	Артемов И.Н.		Лист	1 / Листов 3
Т.контр.					ИМЗ, каф. ТЭС, д/о, 405	
Н.контр.	Кузнецов А.А.	Утв.	Ледцев А.П.		Схема трубопроводов котельной "Московская 48а"	
					Копировал Формат А2	

БР-02069964-13.03.01-24-20

Перв. примен.

Справ. №



Подп. и дата

Инв. № дубл.

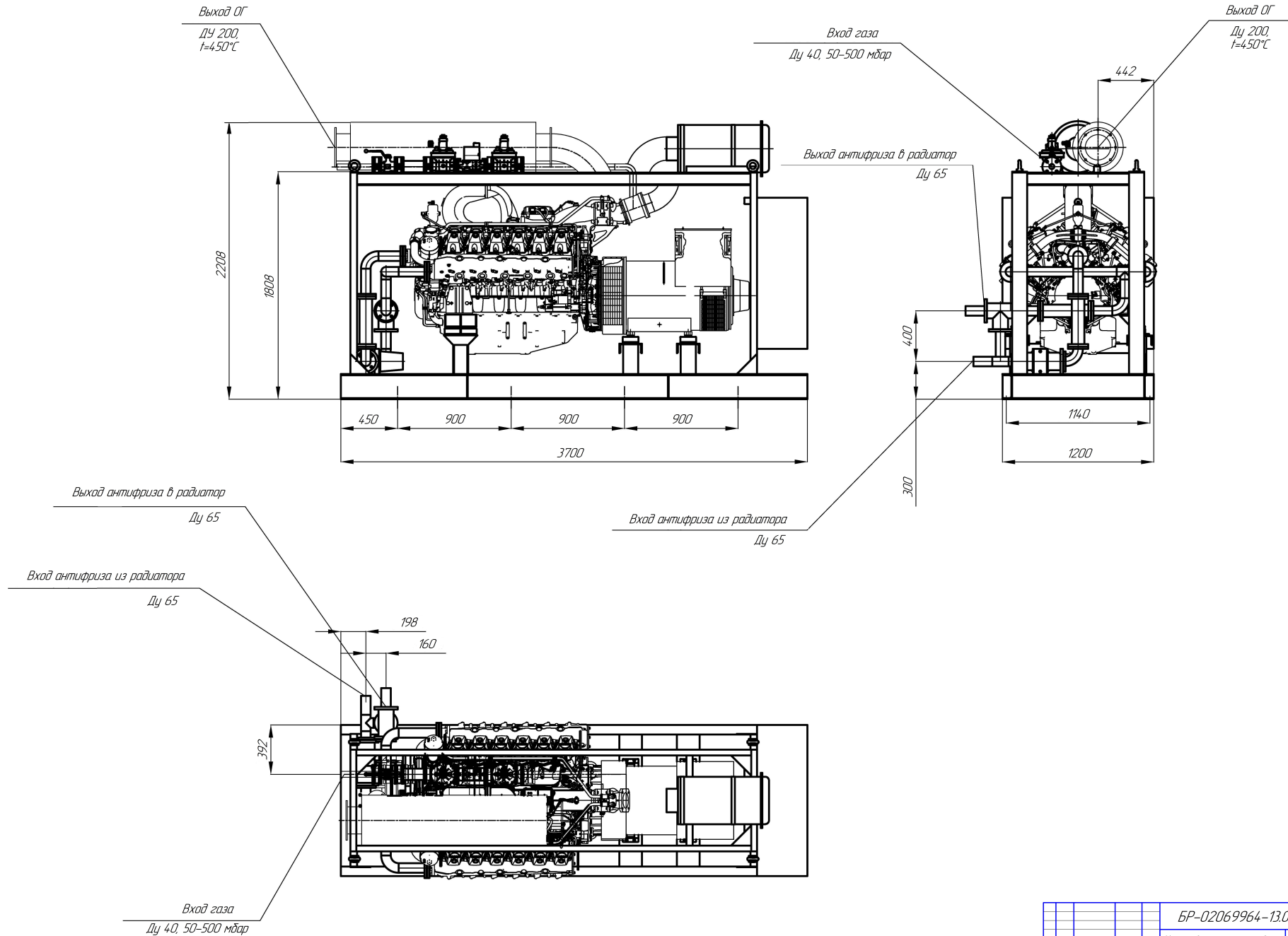
Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Поз. обозначения	Наименование	Кол-во	Примечание
Г	глушитель	1	
УТГ	утилизатор тепла отработавших газов	1	
УТА	утилизатор тепла антифриза	1	
ДВС	двигатель внутреннего сгорания	1	
Р	радиатор	1	

БР-02069964-13.03.01-24-20				
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Разраб.		Сердцев В.М.		
Пров.		Артемьев И.Н.		
Т.контр.				
Н.контр.		Кузнецов А.А.		
Утв.		Левцев А.П.		
Установка газопоршневого модуля в котельной АО "Саранск Тепло Транс"				
		Лит.	Масса	Масштаб
		Д		
		Лист 2	Листов 3	
Тепловая схема с разделительными тепловыми модулями				
ИМЭ, каф. ТЭС, д/о, 405				



Лист 1 из 1
 Склад №
 Дата и время
 Имя, № докум.
 Единица №
 Дата и время
 Лист 1 из 1

				БР-02069964-13.03.01-24-20				
Имя	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Установка газопоршневого модуля в котельной АО "Саранск Тепло Транс"	Лист	Масса	Максимум
Разработ		Сергей В.М.				1	3620	140
Провер		Артёмов И.И.						
Технолог								
Исполнитель		Кудряшов А.А.			Габаритный чертёж			
Этп		Левин А.П.						
Котуров						ИМЗ, каф. ТЭС, д/а. 405 Формат А1		