

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.


(подпись) А. П. Левцев

«17» ___ 06 ___ 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕПЛООВОГО И ГИДРАВЛИЧЕСКОГО
РЕЖИМА СИСТЕМЫ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ
с. АТЕМАР**

Автор бакалаврской работы:  05.06.2020 г. К.С. Игонин

Обозначение бакалаврской работы БР-02069964-13.03.01-14-20

Направление 13.03.01 Теплоэнергетика и теплотехника

Руководитель работы

ст.преподаватель  12.06.2020 г. А. В. Ениватов

Нормоконтролер

ст.преподаватель  08.06.2020 г. 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» ____ 02 ____ 2020 г.

ЗАДАНИЕ НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
(в форме бакалаврской работы)

Студент Игонин Кирилл Сергеевич

1 Тема Совершенствование теплового и гидравлического режима системы централизованного теплоснабжения с. Атемар

Утверждена по МордГУ № 650-с от 04.02.2020 г.

2 Срок представления работы к защите 05.06.2020 г.

3 Исходные данные для проектирования: данные ПТО, ОГЭ, СНиПы, ГОСТы, типовые проекты.

4 Содержание выпускной квалификационной работы

4.1 Анализ технических показателей системы централизованного теплоснабжения с. Атемар

4.2 Технологическая часть

4.3 Конструктивная часть

	Формат	Обозначение	Наименование	Кол.	При м.
1					
2			<u>Документация текстовая</u>		
3					
4	A4	БР-02069964-13.03.01-14-20	Пояснительная записка	63	
5					
6			<u>Документация</u>		
7			<u>графическая</u>		
8					
9	A2	БР-02069964-13.03.01-14-20	Расчётная схема	1	
10					
11	A3	БР-02069964-13.03.01-14-20	Тепловая схема котельной	2	
12					
13	A3	БР-02069964-13.03.01-14-20	Тепловая схема		
14			последовательного		
15			включения		
16			котлоагрегата №3	2	
17					
18					
19			<u>Документация прочая</u>		
20					
21					
22					
23					
24					
25					

					БР – 02069964 – 13.03.01 – 14 – 20			
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата	Совершенствование теплового и гидравлического режима системы централизованного теплоснабжения с. Атемар.	Литера	Лист	Листов
Разраб.		Игонин К.С.		05.06.20		у		63
Пров.		Ениватов А.В.		12.06.20				
Н. Контр.		Кузнецов А.А.		08.06.20	Ведомость бакалаврской работы.	ИМЭ, каф.ТЭС, д/о,405		
Утв.		Левцев А.П.		17.06.20				

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 63 листа, 30 источников.

ТЕПЛОНОСИТЕЛЬ, ТЕМПЕРАТУРА, РЕГУЛЯТОР ДАВЛЕНИЯ, РАСЧЕТ-
НАЯ СХЕМА, ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ГРАФИК, ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РЕЖИМ.

Объектом работы является система централизованного теплоснабжения с. Атемар.





Цель работы – повышения эффективности работы СЦТ с. Атемар путем разработки нового теплового и гидравлического режима.

В результате проведенной работы произведен анализ гидравлического и теплового режимов СЦТ с. Атемар, выявлены недостатки функционирования СЦТ, предложена схема оптимизации теплового и гидравлического режимов за счет оптимизации диаметров трубопроводов, разработан режим работы данной котельной с последовательной работы котлоагрегатов.

Степень внедрения – данная работа послужит основой при оптимизации систем централизованного теплоснабжения.

Область применения – система централизованного теплоснабжения от квартальных котельных тепловых организаций.

Эффективность разработки – снижение удельного расхода электрической энергии и удельного расхода топлива.

					БР – 02069964 – 13.03.01 – 14 – 20			
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата	Совершенствование теплового и Гидравлического режима системы Централизованного теплоснабжения с. Атемар. Пояснительная записка	Литера	Лист	Листов
Разраб.		Игонин К.С.		05.06.20		у		63
Пров.		Ениватов А.В.		12.06.20				
Н. Контр.		Кузнецов А.А.		08.06.20		ИМЭ, каф.ТЭС, д/о,405		
Утв.		Левцев А.П.		17.06.20				

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	7
1 Анализ технических показателей системы централизованного теплоснабжения с. Атемар	8
1.1 Общие сведения и показатели производства для СЦТ с. Атемар	8
1.2 Оценка показателей эффективности и потенциала их снижения	12
1.3 Нормативы технологических потерь тепловой энергии в теплосети и удельного расхода топлива в котельной	14
1.4 Свод решений по эффективности системы теплоснабжения	39
2 Технологическая часть	42
2.1 Расчет температурного графика отпуска тепловой энергии от СЦТ с. Атемар	42
2.2 Разработка расчетной схемы теплосети и выполнение гидравлического расчета	45
2.3 Разработка гидравлического режима СЦТ с. Атемар	49
3 Конструктивная часть	50
3.1 Совершенствование тепловой схемы и теплового режима котельной	50
3.2 Обзор и анализ технических средств реализации предлагаемых тепловых и гидравлических режимов	52
3.3 Расчет и выбор дополнительного оборудования котельной	56
3.4 Перечень оборудования и стоимость реализации проекта	58
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	60
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	61

ВВЕДЕНИЕ

Тепловая энергия производимая в блочно-модульных котельных оборудованная котлоагрегатами малой и средней мощности с моноблочными горелками обладает как преимуществами, так и недостатками. Преимущество прежде всего в коротких сроках проектирования и монтажа, применением оборудования с низкой инерционностью в управлении, возможностью применения автоматизированных систем в т.ч. каскадного управления. Среди недостатков низкий парковый ресурс котлоагрегатов. Удельные показатели эффективности (удельный расход топлива, удельный расход электрической энергии на транспорт тепловой и удельный расход исходной воды) в целом не зависят от строительных конструкций котельных. И традиционные проблемы СЦТ такие как высокие удельных показателей эффективности, низкая качество теплоснабжения и т.д. присуще.

Большинство блочно модульных котельных монтируют вблизи существующих капитальных строений старых котельных и подключают к существующим тепловым сетям с существенно завышенными на перспективу характеристиками. Тепловые схемы данных котельных в целом отражает современное развитие систем регулирования температуры отпущенного теплоносителя в сеть. Применение погодного регулирования и настройки работы котлоагрегатов от качественных параметров теплоносителя по температурному графику отпуска тепловой энергии в сеть. Однако производственные показатели отдельных блочно-модульных котельных желает быть лучшими. Это не создает условия для своевременной замены оборудования, парковый ресурс которого на исходе. Анализ отдельных результатов энергетического и технологического аудита выявил ряд недостатков в работе данных СЦТ. В данной работе предлагаются решения части вопросов за счет совершенствования теплового и гидравлического режима на примере СЦТ с. Атемар.

					БР – 02069964 – 13.03.01 – 14 – 20	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		7

1 Анализ технических показателей системы централизованного тепло-снабжения с. Атемар

1.1 Общие сведения и показатели производства для СЦТ с. Атемар

Котельная по ул. Центральная, 81 б с. Атемар введена в эксплуатацию в 2012 г. Система теплоснабжения от данной котельной осуществляет отпуск тепловой энергии в отопительном периоде на отопительные цели.

Характеристики основного и вспомогательного оборудования котельной (котлоагрегаты, насосы, дымососы и вентиляторы), приведены в табл. 1.1-1.2.

Таблица 1.1 – Характеристики котлоагрегатов

Тип	Установленная мощность котла Гкал/час	Кол-во	Температурный график	КПД
REX 300	2,6	2	95-70	92,6-92,5
REX 200	1,7	1	95-70	92,5

Таблица 1.2 – Характеристика насосов

Марка насоса	Поддача, V, м ³ /ч	Напор, H, м	Мощность, кВт
Сетевые			
IL 100/170-30/2	140,0	41,0	30,0
IL 100/170-30/2	140,0	41,0	30,0
IL 100/170-30/2	140,0	41,0	30,0
Анти конденсатный			
ВРН 120/360,80Т DAB	40,0	8,8	1,82
ВРН 120/360,80Т DAB	40,0	8,8	1,82
ВРН 120/360,80Т DAB	40,0	8,8	1,82
Насосная станция для исходной воды			
AQUFJET 132 M DAB	3,0	35	1,0
Насосная станция для подпитки			
AQUFJET 132 M DAB	3,0	35	1,0

Общие характеристики тепловых сетей СЦТ от котельной по ул. Центральная, 81б с. Атемар представлены в таблицах 1.3.

Таблица 1.3 – Общие характеристики тепловых сетей СЦТ

Наименование системы теплоснабжения, населенного пункта	Наименование предприятия (филиала ЭСО), эксплуатирующего тепловые сети	Тип теплоносителя, его параметры	Протяженность трубопроводов тепловых сетей в однотрубном исчислении, м	Средний (по материальной характеристике) наружный диаметр трубопроводов, м	Объем трубопроводов тепловых сетей, м ³
СЦТ от котельной по ул. Центральная, 81б с. Атемар	ООО «Энергоресурс»	горячая вода	8842,00	0,114	95,19

Общая протяженность водяных сетей в однотрубном исчислении составляет 8842 м. Средний наружный диаметр трубопроводов по материальной характеристике 0,114 м. Суммарный объем трубопроводов тепловых сетей в отопительном периоде – 95,19 м³. Теплоснабжение объектов СЦТ от котельной по ул. Центральная, 81б с. Атемар, жилых и общественных зданий с. Атемар осуществляется на основании договорных отношений с ООО «Энергоресурс». В таблице 1.4 представлены договорные нагрузки, рассчитанные согласно [1, 2], жилых и общественных зданий с. Атемар.

Таблица 1.4 – Результаты расчета часового и годового расхода тепла на отопление жилых и общественных зданий

№ п/п	Наименование потребителя	Объем здания по наружному обмеру (с учетом отключ. квартир), м ³	Удельные отопительные характеристики здания, Вт/(м ³ ·°С)	Часовая нагрузка, Гкал/ч	Теплопотребление, Гкал/год.	С учетом отказа от СЦТ части квартир	
						Часовая нагрузка, Гкал/ч	Теплопотребление, Гкал/год
1	2	3	4	6	7	8	9
1	ж/дом ул. Центральная, №138	11760	0,442	0,215	504	0,193	451,30
2	ж/дом ул. Центральная, №136	11760	0,442	0,215	504	0,162	379,20
3	ж/дом ул. Центральная, №10	11760	0,442	0,215	504	0,177	415,20
4	ж/дом ул. Центральная, №9	11760	0,442	0,215	504	0,200	469,76
5	ж/дом ул. Центральная, №8	11760	0,442	0,215	504	0,205	481,37
6	ж/дом ул. Центральная, №7	11760	0,442	0,215	504	0,143	335,33
7	ж/дом ул. Центральная, №13	11760	0,442	0,215	504	0,215	504,00
8	Детский сад «Теремок»	7413	0,395	0,126	309	0,126	309,00
9	ж/дом ул. Центральная, №24	5880	0,503	0,122	287	0,103	241,18
10	ж/дом ул. Центральная, №25	5880	0,503	0,122	287	0,101	237,51
11	ж/дом ул. Центральная, №28	3744	0,553	0,085	201	0,076	179,28
12	ж/дом ул. Центральная, №29	3613	0,553	0,082	194	0,064	150,29
13	ж/дом ул. Центральная, №29а	3744	0,553	0,085	201	0,081	191,38
14	ж/дом ул. Центральная, №13а	3300	0,568	0,077	182	0,077	182,00
15	ж/дом ул. Центральная, №23	3874	0,55	0,088	207	0,088	207,00
16	ж/дом ул. Центральная, №22	2665	0,568	0,062	147	0,054	127,56

Продолжение табл. 1.4

1	2	3	4	6	7	8	9
17	Магазин "Птица" (ООО п/ф «Атемарская»)	360	0,442	0,006	13	0,006	13,00
18	ж/дом ул. Центральная, №11	11760	0,442	0,215	504	0,184	431,35
19	ж/дом ул. Центральная, №12	9492	0,46	0,18	423	0,131	307,83
20	ж/дом ул. Центральная, №6	9492	0,46	0,18	423	0,169	396,54
21	ж/дом ул. Центральная, №2	9492	0,46	0,18	423	0,105	246,91
22	ж/дом ул. Центральная, №3	11760	0,442	0,215	504	0,185	433,17
23	ж/дом ул. Центральная, №4	11760	0,442	0,215	504	0,173	405,82
24	ж/дом ул. Центральная, №5	11760	0,442	0,215	504	0,204	477,96
25	ж/дом ул. Центральная, №1	9492	0,46	0,18	423	0,137	321,60
26	ж/дом (Федаев)	1460	0,668	0,04	95	0,040	95,00
27	Школа (спорт зал)	7840	0,407	0,126	282	0,126	282,00
28	Школа, Детская художественная школа	13980	0,384	0,212	475	0,212	475,00
29	Дом культуры	5985	0,384	0,091	203	0,091	203,00
30	РУПС	220	0,442	0,004	9	0,004	9,00
31	Мастерская (ЖКХ)	756	0,58	0,017	39	0,017	39,00
32	ж/дом ул. Центральная, №53	2808	0,591	0,068	161	0,068	161,00
33	ж/дом ул. Центральная, №52	2892	0,587	0,07	165	0,067	157,62
34	ж/дом ул. Центральная, №54	2513	0,588	0,061	143	0,055	130,06
35	Аптека (ГУП РМ «Формация»)	360	0,5	0,007	17	0,007	17,00
36	ж/дом ул. Центральная, №21	3380	0,564	0,079	185	0,079	185,00
37	ж/дом ул. Центральная, №55	2951	0,584	0,071	167	0,071	167,00
38	ж/дом ул. Центральная, №56	1404	0,675	0,039	92	0,039	92,00
39	ж/дом ул. Центральная, №19	3380	0,564	0,079	185	0,074	172,98

Окончание табл. 1.4

1	2	3	4	6	7	8	9
40	ж/дом ул. Центральная, №20	3380	0,564	0,079	185	0,075	175,21
41	ж/дом ул. Центральная, №68	1970	0,618	0,05	118	0,041	96,69
42	ж/дом ул. Центральная, №46	675	0,794	0,022	52	0,022	52,00
43	ж/дом ул. Центральная, №66а	492	0,829	0,017	40	0,007	17,30
44	Больница	6552	0,419	0,118	290	0,118	290,00
45	Гараж, ЖКХ	3000	0,5	0,062	146	0,062	146,00
46	Торговый дом (ООО п/ф «Атемарская»)	8750	0,358	0,124	277	0,124	277,00
	Итого				12590	4,757	11135,42

1.2 Оценка показателей эффективности и потенциала их снижения

Потенциал снижения расхода газа и электроэнергии на отпущенное тепловую энергию основывается на средних за три года фактических (отчетных) удельных расходов топлива и электроэнергии. Средние значения производственных показателей представлены в таблице 1.5.

Таблица 1.5 – Средние значения производственных показателей за три года

Выработка теплоэнергии, Гкал.	Расход на собственные нужды	Отпуск теплоэнергии в сеть, Гкал.	Потери при передаче теплоэнергии, Гкал	Реализация теплоэнергии, Гкал	Расход газа, тыс. м ³	Расход электроэнергии тыс., кВт ч
11988,8	121,09	11867,73	1571,09	10296,64	1641,581	321,013

На основе данных производственных показателей определены относительные и удельные показатели эффективности системы теплоснабжения [3-24]:

1. Отчетный расход тепловой энергии на собственные нужды котельной составляют 1,01 % от выработки тепловой энергии в котельной и 97,2 % от расчетного нормативного.

2. Относительные потери тепловой энергии в теплосети составляют 13,24 % от отпуска тепловой энергии в сеть и на 4,6 % выше нормативных.

3. Объем отпущенной тепловой энергии из сети ниже плановой реализации на 7,53 %.

4. Удельный расход топлива составляет 159,07 кг.у.т./Гкал отпущенной тепловой энергии в сеть, что на 0,85 % выше нормативного.

5. Удельный расход электрической энергии 27,05 кВт·ч/Гкал отпущенной в сеть тепловой энергии.

Потенциал снижения расхода газа для СЦТ от котельной складывается из нерационального и снижение нормативного расхода топлива в котельной.

Нерациональный расход топлива составляет 1,33 кг.у.т./Гкал отпущенной тепловой энергии.

Снижение нормативного которая составляет 157,74 кг.у.т./Гкал при КПД котельной 90,5 % возможно при реализации следующих как организационных (мало затратных), так и долгосрочных мероприятий:

- снижение расхода тепловой энергии на собственные нужды;
- оптимизации теплового и гидравлического режима работы котлоагрегатов;
- разработка режимной карты котельной.

Потенциал снижения нормативного удельного расхода топлива при реализации выше приведенных мероприятий составляет порядка 6,5 кг.у.т./Гкал

1.3 Нормативы технологических потерь тепловой энергии в теплосети и удельного расхода топлива в котельной

Расчет технологических потерь тепловой энергии при ее передаче по сети выполнялся с использованием исходных данных: схем тепловых сетей СЦТ; материальных характеристик тепловых сетей (теплоизоляционных конструкций, способов прокладки и т.д.); среднемесячных температур теплоносителя в подающем трубопроводе, °С; среднемесячных температур теплоносителя в обратном трубопроводе, °С; среднемесячных температур наружного воздуха, °С.

Расчет произведен специализированной организацией на основании следующих нормативных документов: порядок по организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии. Утверждено приказом Минэнерго РФ от 30.12.2008 N 325; методические указания по испытанию водяных тепловых сетей на гидравлические потери. РД 34.20.519-97; МДК 4-03.2001. Методика определения нормативных значений показателей функционирования водяных тепловых сетей систем коммунального водоснабжения [25, 26].

Тепловые потери трубопроводами тепловых сетей теплопередачей через изоляционные конструкции зависят от следующих факторов:

- вида теплоизоляционной конструкции и применяемых теплоизоляционных материалов;
- типа прокладки – надземная, подземная в каналах, бесканальная, их соотношения по длине для рассматриваемой тепловой сети;
- температурных режимов и продолжительности функционирования тепловой сети в течение года;
- параметров окружающей среды – значения температуры наружного воздуха, грунта (для подземной прокладки) и характер их изменения в течение года, скорость ветра (для надземной прокладки);

					БР – 02069964 – 13.03.01 – 14 – 20	Лист
						14
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

– продолжительности и условий эксплуатации тепловой сети.

Определение нормативных значений часовых тепловых потерь, Гкал/ч, для среднегодовых условий функционирования тепловой сети, сооруженной в соответствии с Нормами проектирования тепловой изоляции для трубопроводов и оборудования электростанций и тепловых сетей, производится согласно нормам по формулам:

– для теплопроводов подземной прокладки, по подающим и обратным трубопроводам вместе:

$$Q_{из.н.зод} = \sum (q_{из.н} L \beta) \cdot 10^{-6}, \quad (1.1)$$

– для теплопроводов надземной прокладки по подающим и обратным трубопроводам отдельно:

$$Q_{из.н.зодо} = \sum (q_{из.н.о} L \beta) \cdot 10^{-6}, \quad (1.2)$$

$$Q_{из.н.зодп} = \sum (q_{из.н.п} L \beta) \cdot 10^{-6}, \quad (1.3)$$

где $q_{из.н}$, $q_{из.н.о}$, $q_{из.н.п}$ – удельные часовые тепловые потери трубопроводов каждого диаметра, определенные пересчетом табличных значений норм удельных часовых тепловых потерь на среднегодовые условия функционирования тепловой сети, подающих и обратных трубопроводов подземной прокладки – вместе, надземной отдельно, ккал/ч·м;

L – длина трубопроводов участка тепловой сети подземной прокладки в двухтрубном исчислении, надземной – в однострубной, м;

β – коэффициент местных тепловых потерь, учитывающий потери запорной арматурой, компенсаторами, опорами; принимается 1,2 при диаметре трубопроводов до 150 мм, 1,15 – при диаметре 150 мм и более, а также при всех диаметрах трубопроводов бесканальной прокладки.

Значения нормативных удельных часовых тепловых потерь, ккал/м·ч, при среднегодовых значениях разности температуры теплоносителя и окружающей среды (грунта и воздуха), отличающихся от значений приведенных в таблицах Норм, определяются линейной интерполяцией (экстраполяцией), по формулам:

– для теплопроводов подземной прокладки, подающих и обратных трубопроводов вместе:

$$q_{из.н} = q_{из.н.T1} + (q_{из.н.T2} - q_{из.н.T1}) \frac{\Delta t_{200} - \Delta t_{T1}}{\Delta t_{T2} - \Delta t_{T1}}, \quad (1.4)$$

где $q_{из.н.T1}$ и $q_{из.н.T2}$ – удельные часовые тепловые потери подающих и обратных трубопроводов каждого диаметра при 2-х смежных табличных значениях (меньшем и большем) среднегодовой разности температур теплоносителя и грунта, ккал/ч·м;

Δt_{200} – среднегодовая разность температуры теплоносителя и грунта для рассматриваемой тепловой сети, °С;

Δt_{T1} и Δt_{T2} – смежные, меньшее и большее, чем для конкретной тепловой сети, табличные значения среднегодовой разности температур теплоносителя и грунта, °С.

Среднегодовая разность температур, °С, теплоносителя и грунта определяется:

$$\Delta t_{ср.200} = \frac{\Delta t_{н.200} - \Delta t_{о.200}}{2} - \Delta t_{ср.200}, \quad (1.5)$$

где $\Delta t_{н.200}$ и $\Delta t_{о.200}$ – значения среднегодовой температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах рассматриваемой тепловой сети, °С;

$\Delta t_{cp.zod}$ – среднегодовая температура грунта на глубине заложения трубопроводов тепловой сети, °С.

– для теплопроводов надземной прокладки, по подающим и обратным трубопроводам отдельно:

$$q_{из.н.н} = q_{из.н.н.T1} + (q_{из.н.н.T2} - q_{из.н.н.T1}) \frac{\Delta t_{н.zod} - \Delta t_{н.T1}}{\Delta t_{н.T2} - \Delta t_{н.T1}}, \quad (1.6)$$

$$q_{из.н.о} = q_{из.н.о.T1} + (q_{из.н.о.T2} - q_{из.н.о.T1}) \frac{\Delta t_{о.zod} - \Delta t_{о.T1}}{\Delta t_{о.T2} - \Delta t_{о.T1}}, \quad (1.7)$$

где $q_{из.н.н.T1}$ и $q_{из.н.н.T2}$ – удельные часовые тепловые потери подающих трубопроводов конкретного диаметра при 2 смежных (меньшем и большем табличных значениях) среднегодовой разности значений температуры теплоносителя и наружного воздуха, ккал/ч·м;

$\Delta t_{о.zod}$ – среднегодовая разность температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети и наружного воздуха, °С;

$\Delta t_{н.T1}$ и $\Delta t_{н.T2}$ – смежные табличные значения (меньшее и большее) среднегодовой разности температуры теплоносителя в подающем трубопроводе тепловой сети и наружного воздуха, °С;

$\Delta t_{о.T1}$ и $\Delta t_{о.T2}$ – то же для обратных трубопроводов, °С.

Значения среднегодовой разности температуры $\Delta t_{н.zod}$ и $\Delta t_{о.zod}$ для подающих и обратных трубопроводов определяются как разность соответствующих значений среднегодовой температуры теплоносителя $\Delta t_{н.zod}$ и $\Delta t_{о.zod}$ и среднегодовой температуры наружного воздуха $\Delta t_{н.zod}$ и $\Delta t_{о.zod}$.

Нормативные значения эксплуатационных тепловых потерь, Гкал, через изоляционные конструкции трубопроводов тепловой сети за соответствующий месяц определяются по выражению:

					БР – 02069964 – 13.03.01 – 14 – 20	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

$$Q_{из.н.мес} = (Q_{из.н} + Q_{из.н.п} + Q_{из.н.о})n, \quad (1.8)$$

где $Q_{из.н}$, $Q_{из.н.п}$ и $Q_{из.н.о}$ – нормативные значения эксплуатационных часовых тепловых потерь тепловых сетей подземной прокладки, подающим и обратным трубопроводом вместе, надземной – отдельно, Гкал/ч;
 n – продолжительность функционирования тепловой сети в рассматриваемом месяце, ч.

Нормативные значения эксплуатационных тепловых потерь, Гкал/ч, при среднемесячных условиях функционирования тепловой сети определяются:

– для теплопроводов подземной прокладки, подающими и обратными трубопроводами вместе:

$$Q_{из.н.мес} = Q_{из.н.год} \frac{t_{н.мес} - t_{о.мес} - 2t_{гр.мес}}{t_{н.год} + t_{о.год} - 2t_{гр.год}}, \quad (1.9)$$

– для теплопроводов надземной прокладки, подающими и обратными трубопроводами отдельно:

$$Q_{из.н.мес.п} = Q_{из.н.год.п} \frac{t_{н.мес} - t_{н.мес}}{t_{н.год} + t_{н.год}}, \quad (1.10)$$

$$Q_{из.н.мес.о} = Q_{из.н.год.о} \frac{t_{о.мес} - t_{н.мес}}{t_{о.год} + t_{н.год}}, \text{ Гкал/ч} \quad (1.11)$$

где $t_{н.мес}$ и $t_{о.мес}$ – ожидаемые среднемесячные значения температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах конкретной тепловой сети по температурному графику регулирования тепловой нагрузки при ожидаемых значениях температуры наружного воздуха, °С;

$t_{гр.мес}$ и $t_{н.мес}$ – ожидаемые среднемесячные значения температуры грунта на глубине заложения трубопроводов и наружного воздуха, °С.

К эксплуатационным технологическим затратам сетевой воды относятся:

– затраты теплоносителя на заполнение трубопроводов тепловых сетей перед пуском после плановых ремонтов, а также при подключении новых участков тепловых сетей;

– технологические сливы теплоносителя средствами автоматического регулирования тепловой нагрузки и защиты;

– технически обоснованный расход теплоносителя на плановые эксплуатационные испытания.

К утечке теплоносителя относятся технически неизбежные в процессе передачи и распределения тепловой энергии потери теплоносителя через неплотности в арматуре и трубопроводах тепловых сетей в пределах, установленных правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей.

Нормативные значения годовых потерь теплоносителя с его утечкой $G_{ут.н}$, м³/год, определяются по формуле:

$$G_{ут.н} = \frac{a \cdot V_{ср.год} \cdot n_{год}}{100} = m_{у.годн} \cdot n_{год}, \quad (1.12)$$

где a – норма среднегодовой утечки теплоносителя, установленная правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей и правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок в пределах 0,25 % среднегодовой емкости трубопроводов тепловой сети в час, м³/ч·м³;

$V_{ср.год}$ – среднегодовая емкость тепловой сети, м³;

$n_{год}$ – продолжительность работы тепловой сети в течении года, ч;

					БР – 02069964 – 13.03.01 – 14 – 20	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

$m_{y.годн}$ – среднечасовая годовая норма потерь теплоносителя, обусловленных утечкой, м³/ч.

Значение среднегодовой емкости тепловой сети $V_{ср.год}$, м³, определяется по формуле:

$$V_{ср.год} = \frac{V_{от} \cdot n_{от} + V_{л} \cdot n_{л}}{n_{от} + n_{л}} = \frac{V_{от} \cdot n_{от} + V_{л} \cdot n_{л}}{n_{год}}, \quad (1.13)$$

где $V_{от}$ и $V_{л}$ – емкость трубопроводов тепловой сети соответственно в отопительном и неотопительном периодах, м³;

$n_{от}$ и $n_{л}$ – продолжительность функционирования тепловой сети соответственно в отопительном и неотопительном периодах, ч.

Потери теплоносителя при авариях и других нарушениях нормального режима эксплуатации, а также превышающие нормативные значения показателей, приведенных выше, в утечку не включаются.

Технологические затраты теплоносителя связанные с вводом в эксплуатацию трубопроводов тепловых сетей, как новых так и после планового ремонта или реконструкции, принимаются условно в размере 1,5-кратной емкости тепловой сети, находящейся в ведении организации, осуществляющей передачу тепловой энергии.

Размеры затрат устанавливаются на основе информации, содержащейся в паспортах или технических условиях на указанные приборы, и уточняются в результате их регулировки. Значения годовых потерь теплоносителя в результате слива из этих приборов $G_{a.n}$, м³, определяются по формуле:

$$G_{a.n} = \sum m \cdot N \cdot n, \quad (1.14)$$

					БР – 02069964 – 13.03.01 – 14 – 20	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где m – технически обоснованный расход теплоносителя, сливаемого каждым из установленных типов средств автоматики или защиты, м³/ч;

N – количество функционирующих средств автоматики и защиты, шт.;

n – продолжительность функционирования однотипных средств автоматики и защиты в течение года, ч.

Технологические затраты теплоносителя при плановых эксплуатационных испытаниях тепловых сетей включают потери теплоносителя при выполнении подготовительных работ, отключении участков трубопроводов, их опорожнении и последующем заполнении. Нормирование этих затрат теплоносителя производится с учетом регламентируемой нормативными документами периодичности проведения упомянутых работ, а также утвержденных эксплуатационных норм затрат для каждого вида работ в тепловых сетях, находящихся на балансе организации, осуществляющей передачу тепловой энергии и теплоносителя.

Нормативные значения годовых технологических тепловых потерь с утечкой теплоносителя из трубопроводов тепловых сетей $Q_{y.n}$, Гкал, определяются по формуле:

$$Q_{y.n} = m_{y.zodn} \cdot \rho_{zod} \cdot c \times [b \cdot t_{1.zod} + (1-b) \cdot t_{2.zod} - t_{x.zod}] \cdot n_{zod} \cdot 10^{-6}, \quad (1.15)$$

где ρ_{zod} – среднегодовая плотность теплоносителя при среднем значении температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети, кг/м³;

$t_{1.zod}$ и $t_{2.zod}$ – среднегодовые температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети, °С;

$t_{x.год}$ – среднегодовое значение температуры холодной воды, подаваемой на источник теплоснабжения и используемой для подпитки тепловой сети, °С;

$c = 1$ – удельная теплоемкость теплоносителя, ккал/ кг·°С;

b – доля массового расхода теплоносителя, теряемого подающим трубопроводом (при отсутствии данных принимается в пределах от 0,5 до 0,75).

Среднегодовые значения температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети определяются как средние из ожидаемых среднемесячных значений температуры теплоносителя по применяемому в системе теплоснабжения графику регулирования тепловой нагрузки, соответствующих ожидаемым среднемесячным значениям температуры наружного воздуха на всем протяжении работы тепловой сети в течение года.

Ожидаемые среднемесячные значения температуры наружного воздуха определяются как средние из соответствующих статистических значений по информации метеорологических станций за последние 5 лет (при отсутствии такой - в соответствии со СНиП 23-01-94. Строительная климатология, М. 2001 г.).

Среднегодовое значение температуры холодной воды, подаваемой на источник для подпитки тепловой сети $t_{x.год}$, °С, определяется по формуле:

$$t_{x.год} = \frac{t_{x.омь} \cdot n_{ом} + t_{x.л} \cdot n_{л}}{n_{ом} + n_{л}}, \quad (1.16)$$

где $t_{x.ом}$, $t_{x.л}$ – значения температуры холодной воды, поступающей на источник теплоснабжения в отопительном и летнем периодах, °С (при отсутствии достоверной информации $t_{x.ом} = 5$ °С, $t_{x.л} = 15$ °С).

Нормативные технологические затраты тепловой энергии на заполнение трубопроводов после проведения планового ремонта и пуск в эксплуатацию новых сетей $Q_{зан}$, Гкал, определяются по формуле с учетом плотности воды, используемой для заполнения:

$$Q_{зан} = 1,5 \cdot V \cdot c \cdot (t_{зан} - t_x) \cdot 10^{-6}, \quad (1.17)$$

где $1,5 \cdot V$ – затраты сетевой воды на заполнение трубопроводов и оборудования, находящегося на балансе организации, осуществляющей передачу тепловой энергии, м³;

$t_{зан}$, t_x – соответственно, температуры сетевой воды при заполнении и холодной воды в этот период, °С.

Нормативные технологические затраты тепловой энергии со сливами из средств авторегулирования и защиты (САРЗ) $Q_{ан}$, Гкал, определяются по формуле:

$$Q_{ан} = G_{ан} \cdot c \cdot \rho \cdot (t_{сл} - t_x) \cdot 10^{-6}, \quad (1.18)$$

где $G_{ан}$ – затраты сетевой воды со сливами из САРЗ, определяемые в соответствии с настоящим Положением, м³;

$t_{сл}$, t_x – температура сливаемой сетевой воды, определяемая в зависимости от места установки САРЗ, и температура холодной воды за этот же период, °С;

ρ – среднегодовая плотность сетевой воды в подающем или в обратном трубопроводе, в зависимости от точек отбора сетевой воды, кг/м³.

Нормативные значения эксплуатационных тепловых потерь, обусловленные утечкой теплоносителя, по периодам функционирования тепловой сети $Q_{у.н.от}$, $Q_{у.н.л}$, Гкал, определяются по формулам:

$$Q_{у.н.от} = Q_{у.н.год} \frac{V_{от} \cdot n_{от}}{V_{год} \cdot n_{год}}, \quad (1.19)$$

$$Q_{у.н.л} = Q_{у.н.год} \frac{V_{л} \cdot n_{л}}{V_{год} \cdot n_{год}}, \quad (1.20)$$

Нормативные значения эксплуатационных тепловых потерь, обусловленные утечкой теплоносителя, по месяцам в отопительном и неотапительном периодах $Q_{у.н.от.мес}$, $Q_{у.н.л.мес}$, Гкал, определяются по формулам:

$$Q_{у.н.от.мес} = Q_{у.н.от} \frac{(t_{н.мес} + t_{о.мес} - 2t_{х.мес}) \cdot n_{мес}}{(t_{н.отГ} + t_{о.от} - 2t_{х.от}) \cdot n_{от}}, \quad (1.21)$$

$$Q_{у.н.л.мес} = Q_{у.н.л} \frac{n_{мес}}{n_{л}}, \quad (1.22)$$

где $t_{н.мес}$ и $t_{о.мес}$ – среднемесячные значения температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети, °С;

$t_{н.от}$ и $t_{о.от}$ – средние значения температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети в отопительный период, °С;

$t_{х.мес}$ – среднемесячное значение температуры холодной воды.

Пример расчета тепловых потерь для участка теплосети ТУ25 – ТУ27. Расчет выполнен с применением средних значений за пять лет фактических температур наружного воздуха и продолжительности отопительного периода.

Определяются среднегодовая разность значений температуры теплоносителя и среды для подающего и обратного трубопроводов, °С $\Delta t_{ср.год}$:

$$\Delta t_{cp.zod} = \frac{56,92 + 45,85}{2} - 3,24 = 45,31.$$

Удельная плотность теплового потока $q_{из.н}$, ккал/ч·м, интерполируя табличные данные по формуле (1.6-1.7), определяются удельные тепловые потери для подающего и обратного трубопровода:

$$q_{из.н} = 94 + (107 - 94) \cdot \frac{45,31 - 52,5}{65 - 52,5} = 86,52.$$

Нормативные часовые потери тепловой энергии $Q_{из.н.zod}$, Гкал/ч, находятся по формулам (1.2-1,3):

$$Q_{из.н.zod} = 86,52 \cdot 60 \cdot 1,15 \cdot 10^{-6} = 0,00597005.$$

Нормативные значения эксплуатационных тепловых потерь через изоляционные конструкции за год, Гкал/год составят:

$$Q_{из.н.мес} = 0,00597 \cdot 4949 = 29,54553.$$

Материальная характеристика тепловой сети для подземной прокладки $M_{подз}$, м², определяется по известному выражению:

$$M_{подз} = 2 \cdot 0,159 \cdot 60 = 19,08.$$

Объем тепловой сети, м³, находится как:

$$V = \sum V_{уд.i} \cdot L_i \cdot 10^{-3} = 17,7 \cdot 60 \cdot 2 \cdot 10^{-3} = 1,13.$$

					БР – 02069964 – 13.03.01 – 14 – 20	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

Нормативные значения годовых потерь теплоносителя с его утечкой $G_{ут.н}$, м³/год, составит:

$$G_{ут.н} = \frac{0,25 \cdot 1,13 \cdot 4949}{100} = 13,981.$$

Нормативное значение годовых технологических тепловых потерь с утечкой теплоносителя из трубопроводов тепловых сетей $Q_{у.н}$, Гкал/год, будет:

$$Q_{у.н} = 13,981 \cdot 980,6 \cdot 1 \cdot [0,75 \cdot 56,92 + (1 - 0,75) \cdot 45,85 - 5] \cdot 10^{-6} = 0,673869.$$

Нормативные технологические затраты тепловой энергии на заполнение трубопроводов после проведения планового ремонта и пуска в эксплуатацию новых сетей $Q_{зан}$, Гкал, определяются по формуле (1.17) с учетом плотности воды, используемой для заполнения:

$$Q_{зан} = 1,5 \cdot 1,13 \cdot 1 \cdot (40 - 15) \cdot 10^{-6} = 0,000042375.$$

Суммарные тепловые потери тепловой энергии в теплосетях СЦТ составляет – 1502,22 Гкал/год или 12,56 % от планового отпуска тепловой энергии в сеть. Результаты представлены в табл. 1.6.

					БР – 02069964 – 13.03.01 – 14 – 20	Лист
						26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 1.6 – Нормируемые эксплуатационные тепловые потери по месяцам

Месяц	Среднечасовые в месяц тепловые потери тепловой сети в целом, Гкал/ч					Продолжительность функционирования, ч	Тепловые потери тепловой сети в целом за месяц, Гкал				Тепловые потери в целом за месяц, Гкал
	Подземная прокладка	Надземная прокладка		с утечкой теплоносителя	Всего		Подземная прокладка	Надземная прокладка		с утечкой теплоносителя	
		подающий тр-д	обратный тр-д					подающий тр-д	обратный тр-д		
Январь	0,2763	0,0466	0,0395	0,0138	0,3762	744	205,600	34,64	29,41	10,26	279,91
Февраль	0,2810	0,0463	0,0393	0,0137	0,3804	672	188,842	31,12	26,42	9,22	255,61
Март	0,2520	0,0384	0,0328	0,0121	0,3353	744	187,490	28,59	24,40	8,97	249,45
Апрель	0,1813	0,0218	0,0189	0,0084	0,2305	614	111,403	13,41	11,62	5,16	141,60
Октябрь	0,1451	0,0241	0,0208	0,0138	0,2038	710	103,112	17,09	14,78	9,82	144,81
Ноябрь	0,1962	0,0328	0,0281	0,0108	0,2679	720	141,277	23,58	20,22	7,79	192,86
Декабрь	0,2357	0,0389	0,0332	0,0122	0,3199	744	175,356	28,92	24,67	9,04	237,99
Всего за год						4949	1113,0	177,36	151,52	60,26	1502,22

Норматив удельного расхода топлива для котельной, определяется на основе результатов расчетов индивидуальных НУР топлива по отдельным котлам. Расчеты норматив удельного расхода 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 [27]:

- определяются объемы производства и планового отпуска тепловой энергии котельной в тепловую сеть на каждый месяц и год, нагрузка котлов и число часов работы;
- распределение тепловых нагрузок между отдельными агрегатами котельной базируется на принципе минимальных затрат топлива;
- уточняется характеристика сжигаемого топлива на основании сертификата (паспорта) качества топлива, поставляемого в текущем году;

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

- из режимно-наладочных испытаний методом интерполирования устанавливается индивидуальный норматив удельного расхода топлива на производство тепловой энергии каждым котлоагрегатом.

- определяются расходы топлива на собственные нужды котельной по методике, изложенной в п.51 Порядка;

- рассчитывается норматив удельного расхода для котельной.

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

По режимной карте (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, кг.у.т./Гкал:

$$\bar{H}_j = \frac{\sum_{i=1}^m H_i \cdot Q_i \cdot T_i}{\sum_{i=1}^m Q_i \cdot T_i}, \quad (1.23)$$

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;

m – число котлоагрегатов в котельной.

Средневзвешенная норма расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии для котельной в j -ом месяце, (квартале) определяется по формуле, кг.у.т./Гкал:

$$H_j^o = \frac{\bar{H}_j}{1-d_{сн}}, \quad (1.24)$$

					БР – 02069964 – 13.03.01 – 14 – 20	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

где $d_{сн}$ – 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.)

В качестве исходных данных принимались отчетные и нормативные показатели такие как: (планируемый отпуск, кол-во растопок, удельный расход на собственные нужды ХВО, температура воды, кол-во и площади баков, численность работающего персонала, кол-во душевых сеток и т.п.) (табл. 1.7).

Ниже произведен расчет собственных нужд по статьям (существующая тепловая схема) котельной на январь месяц в соответствии с методикой изложенной в Порядка.

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

$$Q_{прод} = \sum_{i=1}^{I_k} K_{прод} Q_{ит}, \quad (1.25)$$

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

$Q_{ин}$ – количество тепловой энергии, Гкал, произведенное котлом за расчетный период;

I_k – количество котлов.

Для котельной за январь периода регулирования потери с продувочной водой, составят:

$$Q_{прод} = 0,003 \cdot 2510,94 = 7,53 \text{ Гкал.}$$

Расход тепловой энергии за расчетный период на растопку котлов $Q_{раст}$, определяется по формуле, Гкал:

$$Q_{раст} = \sum_{i=1}^{I_k} Q_{ki} (K' N'_i + K'' N''_i), \quad (1.26)$$

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.

					БР – 02069964 – 13.03.01 – 14 – 20	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

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 – в нашем случае мощность котлов составляет 4,0 Гкал/ч.

Для данного примера расход тепловой энергии на растопку определяется, как

$$Q_{раск} = (0,3 \cdot (2,6 \cdot 3 + 2,6 \cdot 3)) = 9,88 \text{ Гкал.}$$

Часовой расход тепловой энергии, Гкал, на отопление помещения котельной, Гкал/ч:

$$Q_o = \alpha V_o q_o (t_{вн} - t_{р.н}) 10^{-6}, \quad (1.27)$$

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

q_o – удельная отопительная характеристика здания при $t_{р.о} = -30^\circ\text{C}$, $\text{ккал}/\text{м}^3$ $^\circ\text{C}$;

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

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

$t_{вн}$ – температура воздуха внутри помещения $^\circ\text{C}$, принимаемая как средневзвешенная по всем помещениям непосредственно в котельной (котельный зал; насосное отделение; щитовое помещение и др.); принимается по Порядок равной 19°C .

Для помещения котельной расход тепла на отопление, Гкал/ч:

					БР – 02069964 – 13.03.01 – 14 – 20	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

$$Q_o = 1 \cdot 341 \cdot 0,3 \cdot (19 - (-30)) \cdot 10^{-6} = 0,005 \text{ Гкал/ч.}$$

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

$$Q_{омме} = Q_o \frac{t_{вн} - t_{ср}}{t_{вн} - t_{р.о}} r_{мес}, \quad (1.28)$$

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

$r_{мес}$ – продолжительность отопления.

Для котельной затраты тепловой энергии на отопление за январь составят

$$Q_o = 0,005 \cdot (19 - (-12,3)) / (19 - (-30)) \cdot 744 = 2,38 \text{ Гкал/ч.}$$

Потери тепловой энергии котлоагрегатами:

$$Q_{тп}^{ка} = \sum_{i=1}^{I_k} Q_i b_{ка}^{бп} Q_{усл.топл} \frac{q_5}{100} 10^{-6}, \quad (1.29)$$

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

$b_{ка}^{бп}$ – удельный расход условного топлива на производство тепловой энергии i - котлом за расчетный период, кг.у.т./Гкал;

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 №1 $q_5 = 1,9$; №2 $q_5 = 1,8$.

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

I_k – количество котлоагрегатов.

					БР – 02069964 – 13.03.01 – 14 – 20	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32

$$Q_{mn}^{ka} = (155,78 \cdot 1265,82 \cdot 7000 \cdot \frac{2,1}{100} \cdot 10^{-6}) = 31,75$$

Так как тепловыделения от котлоагрегатов покрывают всю нагрузку отопления котельного зала в несколько раз, то нагрузка отопления из общего баланса убирается за исключением отопления подсобных помещений, которые составляют около 15%.

Расход тепловой энергии на хозяйственно-бытовые нужды котельной, Гкал:

$$Q_x = (\alpha_q N_q K_q + \alpha M) c_p (t_z - t_{xв}) T_q 10^{-3}, \quad (1.30)$$

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

N_q – количество душевых сеток;

K_q – коэффициент использования душевых, определяется практическим путем);

α – норма расхода горячей воды на 1 человека в смену;

M – численность работающих человек в сутки;

$t_z, t_{xв}$ – соответственно температура горячей и исходной воды;

c_p – теплоемкость воды, 1 ккал/кг⁰С;

T_q – продолжительность в январе месяце, принимаем $T_q = 31$ сут.

$$Q_x = (0,27 \cdot 1 \cdot 1 + 0,024 \cdot 8) \cdot 1 \cdot 0,9857 \cdot (55 - 8,9) \cdot 31 \cdot 10^{-3} = 0,41 \text{ Гкал.}$$

Прочие потери для котельной

$$Q_{np} = 0,001 \cdot 2510,94 = 2,51 \text{ Гкал.}$$

					БР – 02069964 – 13.03.01 – 14 – 20	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

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

$$Q_{сн} = \sum_{i=1}^N Q_{снi} , \quad (1.31)$$

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

$$Q_{сн} = 7,53 + 9,88 + 0 + 2,38 + 0 + 0,41 + 2,51 = 20,69 \text{ Гкал.}$$

По другим месяцам и в целом за год расчеты проводились аналогично. Результаты расчета сведены в табл.1.7.

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

$$\bar{H}_k^o = \frac{\sum_{j=1}^{12} \bar{H}_j^o \cdot Q_j}{\sum_{j=1}^{12} Q_j} , \quad (1.32)$$

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

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

$$H_{ЭСО}^o = \frac{\sum_{k=1}^n \bar{H}_k^o \cdot Q_k}{\sum_{k=1}^n Q_k} , \quad (1.33)$$

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

Ниже приведен расчет норматива удельного расхода топлива. В качестве исходных данных для расчета нормативов удельного расхода топлива принимаются: тип котлов, установленных в котельной; режим теплоснабжения на

отопление, вентиляцию, ГВС и технологию, а также расходы тепловой энергии на собственные нужды; нормативные технологические потери при передаче тепловой энергии в собственных сетях и сетях абонентов; режимно-наладочные карты и нормативные характеристики работающих котлов.

Режим теплоснабжения котельной по месяцам, технологические потери в тепловой сети сведены в табл. 1.8.

По КПД при различной нагрузке, представленных в режимных картах проводилось распределение тепловой нагрузки по котлам.

При распределении нагрузки по котлам руководствовались следующим принципом. Порядок включения котлов в работу определяется их КПД. При одновременной работе нескольких котлов нагрузка между ними делится пропорционально. Максимальная величина загрузки одного котла не превышает 85% от его номинала.

По соответствующим месячным тепловым нагрузкам определялась величина загрузки котлов.

По значениям загрузки котлов из режимных карт находились удельные расходы топлива методом интерполирования. Для регулируемого периода норма удельного расхода топлива на выработку котельной в январе составит:

$$\bar{H}_я = \frac{(1,69 \cdot 155,78 \cdot 744)}{(1,69 \cdot 744)} = 155,78 \text{ кг.у.т./Гкал.}$$

Средневзвешенная норма удельного расхода топлива на отпуск тепловой энергии для января:

$$\bar{H}_я^0 = \frac{155,78}{1-0,82} = 157,91 \text{ кг.у.т./Гкал}$$

Результаты расчета групповых норм удельного расхода топлива на отпущенную тепловую энергию от котельной по кварталам приведены в табл.1.13.

					БР – 02069964 – 13.03.01 – 14 – 20	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

Таблица 1.7 – Результаты расчета расходов на собственные нужды котельной

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	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, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Январь	7,53	9,88	0,00	2,38	0,00	0,41	2,51	20,69	2531,64	0,82
Февраль	6,68	9,88	0,00	2,11	0,00	0,37	2,23	19,48	2246,23	0,87
Март	6,02	9,88	0,00	1,89	0,00	0,41	2,01	18,60	2023,81	0,92
Апрель	3,34	9,88	0,00	1,04	0,00	0,40	1,11	14,88	1126,61	1,32
Май	0,28	4,94	0,00	0,08	0,00	0,08	0,09	5,41	99,57	5,43
Октябрь	2,53	4,94	0,00	0,81	0,00	0,30	0,84	8,73	852,22	1,02
Ноябрь	5,10	9,88	0,00	1,62	0,00	0,40	1,70	17,32	1716,55	1,01
Декабрь	6,66	9,88	0,00	2,11	0,00	0,41	2,22	19,49	2239,46	0,87
Всего за год	38,13	69,16	0,00	12,05	0,00	2,79	12,71	124,61	12836,0	0,97

Таблица 1.8 – Режим теплотребления котельной по ул. Центральная

Наименование	Температура наружного воздуха	Тепловые нагрузки, Гкал/ч					Отпуск в сеть, Гкал
		4,757					
		отопления	вентиляции	ГВС	потери	Всего	
Январь	-12,3	2,99			0,385	3,37	2510,94
Февраль	-11,7	2,93			0,383	3,31	2226,75
Март	-5,9	2,36			0,337	2,70	2005,21
Апрель	4,8	1,30			0,242	1,54	1111,73
Май	13,1	0,48			0,194	0,68	94,17
Октябрь	4,1	1,37			0,211	1,58	843,49
Ноябрь	-3,0	2,07			0,288	2,36	1699,23
Декабрь	-8,7	2,63			0,350	2,98	2219,97
Всего за год							12711,49

Таблица 1.9 – Загрузка котлов и индивидуальные расходы топлива

Номер котлоагрегата				№1			№2			№3		
Тип котлоагрегата				REX300			REX300			REX200		
Теплопроизводительность, Гкал				2,6			2,6			1,7		
КПД брутто котлоагрегата				0,9260			0,9255			0,9250		
	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	Время работы котлоагрегата	Загрузка котлоагрегата, Гкал/ч	Индивидуальная норма расхода топлива, кг.у.т./Гкал	Время работы котлоагрегата	Загрузка котлоагрегата, Гкал/ч	Индивидуальная норма расхода топлива, кг.у.т./Гкал
Январь	744	3,37	65%	720	1,69	155,78	720	1,69	157,45			
Февраль	672	3,31	64%	672	1,66	155,71	671	1,66	157,44			
Март	744	2,70	52%	744	1,35	154,96	740	1,35	157,39			
Апрель	720	1,54	59%	720	1,54	155,43						
Май	139	0,68	26%	139	0,68	154,28						
Октябрь	533	1,58	61%	533	1,58	155,53						
Ноябрь	720	2,36	45%	720	1,18	154,55	718	1,18	157,37			
Декабрь	744	2,98	57%	744	1,49	155,31	720	1,49	157,42			

Таблица 1.10 – Режимы работы котлоагрегатов котельной

Наименование	№1		№2		№3		Производство тепловой энергии котлоагрегатом, Гкал	Средневзвешенная норма по котельной на производство, кг.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 топлива на отпуск тепловой энергии, кг.т./Гкал
	REX300		REX300		REX200							
	время работы котлоагрегата	Производство тепловой энергии котлоагрегатом, Гкал	время работы котлоагрегата	Производство тепловой энергии котлоагрегатом, Гкал	время работы котлоагрегата	Производство тепловой энергии котлоагрегатом, Гкал						
Январь	720	1265,82	720	1265,82			2531,64	156,62	20,69	0,82	2510,94	157,91
Февраль	672	1123,12	671	1123,12			2246,23	156,58	19,48	0,87	2226,75	157,95
Март	744	1011,90	740	1011,90			2023,81	156,18	18,60	0,92	2005,21	157,62
Апрель	720	1126,61					1126,61	155,43	14,88	1,32	1111,73	157,51
Май	139	99,57					99,57	154,28	5,41	5,43	94,17	163,14
Октябрь	533	852,22					852,22	155,53	8,73	1,02	843,49	157,14
Ноябрь	720	858,28	718	858,28			1716,55	155,96	17,32	1,01	1699,23	157,55
Декабрь	744	1119,73	720	1119,73			2239,46	156,36	19,49	0,87	2219,97	157,73
Всего за год	4992	7457,25	3569	5378,84			12836,09	156,21	124,61	0,97	12711,49	157,74

Таблица 1.11 – Показатели работы котлов котельной

Тип котла	Нагрузка котла							
	%				Гкал/ч			
	квартал							
	I	II	III	IV	I	II	III	IV
REX300 №1	61%	55%	0%	55%	1,59	1,43	0,00	1,42
REX300 №2	61%	0%	0%	53%	1,60	0,00	0,00	1,38
REX300 №3	0%	0%	0%	0%	0,00	0,00	0,00	0,00

Таблица 1.12 – Показатели работы котлов котельной

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
REX300 №1	2136	859	0	1997	155,51	155,34	0,00	155,14
REX300 №2	2131	0	0	1438	157,43	0,00	0,00	157,40
REX300 №3	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00

Таблица 1.13 – Результаты расчета годовой групповой нормы удельного расходов топлива на отпущенную тепловую энергию котельной

Показатели	Квартал			
	I	II	III	IV
Средневзвешенная норма расхода условного топлива на производство тепловой энергии котельной, кг.у.т./Гкал	156,47	155,34		156,07
Расход тепловой энергии на собственные нужды по кварталам, %	0,86	1,65		0,95
Групповой норматив удельного расхода топлива на отпуск тепловой энергии, кг.у.т./Гкал	157,84	157,95		157,56
Отпуск тепловой энергии котельной по кварталам, Гкал	6742,90	1205,89		4762,69
Годовая групповая норма расхода топлива на отпуск тепловой энергии котельной, кг.у.т./Гкал	157,74			

1.4 Свод решений по эффективности системы теплоснабжения

Анализ литературных, патентных и электронных источников информации, а также опыт эксплуатации котлоагрегатов, сформировал перечень способов оп-

тимизации топливоиспользования в котельных. Данные способы условно сгруппированы по локализации мероприятий повышения эффективности элементов систем теплоснабжения.

1. Повышение эффективности теплопотребляющего оборудования за счет оптимизации режимов, графиков теплопотребления, оптимизации регулирования и управления теплопотребляющим оборудованием.

2. Оптимизация потерь тепловой энергии при ее трансформации, передаче, распределения от источника тепловой энергии до теплопотребляющего оборудования.

3. Повышение эффективности производства тепловой энергии на теплоисточниках.

Каждый из данных направлений заслуживает внимание и имеет широкий спектр как стандартных (типовых) решений в конечном счет оптимизации топливо использования, так и индивидуальных подходов и предложений. Для примера оптимизация теплопотребляющего оборудования возможно за счет применения новых решений по способу циркуляции теплоносителя, размещению теплопередающих поверхности в помещении, применения локальных регулирующих и управляющих систем и т.д. Оптимизация потерь тепловой энергии при передаче решается за счет применения современных теплоизолирующих материалов, оптимизации диаметров теплосети (площади поверхности) за счет применения как оптимальных схем трассировки теплосети, типа и способа прокладки, инновационных способов передачи, преобразования и трансформации тепловой энергии.

Рассмотрим мероприятия, по которым охватывают источники тепловой энергии и тепловые сети:

- интенсификация теплообмена в элементах котла за счет применения разных способов турбулизации газовых и жидкостных потоков теплоносителя;
- глубокое охлаждение (ниже точки росы) продуктов сгорания в различных теплоутилизаторах (котлах – утилизаторах);

					БР – 02069964 – 13.03.01 – 14 – 20	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

- оптимизации расходов тепловой энергии на собственные нужды котельной;
- организация когенерационного режима энергопроизводства;
- оптимизация режимов горения, соотношения «топливо-воздух»;
- оптимизация режимов и графиков групповой работы котлоагрегатов в котельной;
- оптимизация соотношения мощности котлоагрегата и настройки мощности горелки на ступенях горения;
- оптимизация диаметров тепловых сетей по результатам гидравлического расчета и разработка гидравлического режима.

Эти или другие способы оптимизации топливоиспользования в тех или иных случаях могут обеспечить снижение топлива на единицу полезно используемого потребителем для создания комфортных условий до 20 % и более.

В данной работе для СЦТ с. Атемар применимы следующие мероприятия охватывающие производство и передачу тепловой энергии:

- оптимизация режимов и графиков групповой работы котлоагрегатов в котельной;
- оптимизация диаметров тепловых сетей по результатам гидравлического расчета и разработка гидравлического режима.

Для реализации данных мероприятий необходимо разработать тепловые и гидравлические режимы СЦТ с. Атемар. Рассчитать и выбрать технические средства реализации предлагаемых режимов. Разработать структурную и функциональную схему узла контроля показателей эффективности.

					БР – 02069964 – 13.03.01 – 14 – 20	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

2 Технологическая часть

2.1 Расчет температурного графика отпуска тепловой энергии от СЦТ с. Атемар

Для двухтрубных водяных тепловых сетей с тепловой нагрузкой на отопление, предусмотрено центральное качественное регулирование по отопительному графику. Центральное регулирование предусматривает регулирование систем теплоснабжения - одной ступенью на источнике теплоты.

Построение графика центрального качественного регулирования отпуска теплоты, по отопительной нагрузке, основано на определении зависимости температуры сетевой воды в подающей и обратной магистралях от температуры наружного воздуха [28]:

$$\tau_{1.0} = f(\tau_n), \quad (2.1)$$

$$\tau_{2.0} = f(\tau_n), \quad (2.2)$$

Для зависимых схем присоединения отопительных установок к тепловым сетям температуру воды в подающей и обратной магистралях в течении отопительного периода, т.е. в диапазоне температур наружного воздуха $+8^{\circ}\text{C} - t_{н.о}$, рассчитываем по выражениям:

$$\tau_{1.0} = t_g + \Delta t' \cdot \left[\frac{t_g - t_n}{t_g - t_{но}} \right]^{0,8} + (\Delta \tau - 0,5 \cdot \theta) \cdot \left[\frac{t_g - t_n}{t_g - t_{но}} \right], \quad (2.3)$$

$$\tau_{2.0} = t_g + \Delta t' \cdot \left[\frac{t_g - t_n}{t_g - t_{но}} \right]^{0,8} - (0,5 \cdot \theta) \cdot \left[\frac{t_g - t_n}{t_g - t_{но}} \right], \quad (2.4)$$

где $\Delta t'$ – температурный напор нагревательного прибора, при расчетной температуре воды в отопительной системе, °С;

t_n – температура наружного воздуха, °С;

$\Delta \tau'$ – расчетный перепад температур воды в тепловой сети;

θ – расчетный перепад температур воды в местной системе отопления.

Расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления, $t_{n.o} = -30$ °С, температура воздуха в отапливаемых помещениях $t_g = 18$ °С, температура сетевой воды подающей и обратной магистралях при: $\tau_{1.0} = 95$ °С; $\tau_{2.0} = 70$ °С. Потребители подсоединены к тепловым сетям по зависимым схемам.

Температура воды в подающей и обратной магистралях в течении отопительного периода (в диапазоне +8.-.-30°С) определяем по формулам (2.3), (2.4).

Температурный напор нагревательного прибора, при расчетной температуре воды в отопительной системе:

$$\Delta t' = \frac{\tau_3' + \tau_{2.0.}}{2} - t_g, \quad (2.5)$$

где τ_3' – температура воды перед отопительным прибором, $\tau_3' = 95$ °С;

$\tau_{2.0.}$ – температура воды после отопительного прибора, $\tau_{2.0.}' = 70$ °С;

t_g – внутренняя температура воздуха в помещении, °С.

Расчетный перепад температур воды в тепловой сети, °С;

$$\Delta \tau' = \tau_{1.0.} - \tau_{2.0.}, \quad (2.6)$$

Расчетный перепад температур воды в местной системе отопления, °С;

					БР – 02069964 – 13.03.01 – 14 – 20	Лист
						43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\theta' = \tau_3' - \tau_{2,0}, \quad (2.7)$$

Задаваясь различными значениями температуры в пределах +8. -.-30, определяются $\tau_{1,0}$ и $\tau_{2,0}$. По рассчитанным значениям $\tau_{1,0}$ и $\tau_{2,0}$ строится график $\tau_{1,0} = f(\tau_u)$; $\tau_{2,0} = f(\tau_u)$.

По выше приведенной методике выполнен расчет температур теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах при температурах наружного воздуха в пределах до расчетной. Ниже представлен расчет при температуре наружного воздуха равной -10 °С. Результаты расчета представлены в таблице 2.1.

По выражению 2.5 определяем температурный напор нагревательного прибора, °С:

$$\Delta t' = \frac{95 + 70}{2} - 18 = 64,5$$

По формуле 2.6 перепад температур воды в тепловой сети, °С:

$$\Delta \tau' = 95 - 70 = 25$$

По выражению 2.7 перепад температур воды в тепловой сети, °С:

$$\theta' = 95 - 70 = 25$$

По выражению 2.3, 2.4 определяем температуры сетевой воды в подающей и обратной магистралях, °С:

$$\tau_{1,0} = 18 + 64,5 \cdot \left[\frac{18 - (-10)}{18 - (-30)} \right]^{0,8} + (25 - 0,5 \cdot 25) \cdot \left[\frac{18 - (-10)}{18 - (-30)} \right] = 67,199$$

$$\tau_{2.0} = 18 + 64,5 \cdot \left[\frac{18 - (-10)}{18 - (-30)} \right]^{0,8} - (0,5 \cdot 25) \cdot \left[\frac{18 - (-10)}{18 - (-30)} \right] = 52,616$$

Таблица 2.1 – Результат расчета температурного графика

Температура сетевой воды	Температура наружного воздуха								
	+8	+5	0	-5	-10	-15	-20	-25	-30
$\tau_{1.0}$	38,994	44,07	52,117	59,795	67,199	74,388	81,401	88,264	95,000
$\tau_{2.0}$	33,785	37,299	42,742	47,816	52,616	57,201	61,609	65,869	70,000

График часовых расходов строится в осях $Q - t_n$. По оси абсцисс откладываем температуру наружного воздуха от +5 до $t_{н.о.}$, по оси ординат - часовые расходы теплоты.

2.2 Разработка расчетной схемы теплосети и выполнение гидравлического расчета

Основной задачей гидравлического расчета тепловых сетей (в данной работе) является определение оптимальных диаметров трубопроводов участков тепловой сети, потерь давления (напора) по всей сети и на отдельных ее участках.

Гидравлический расчет начинается с выбора главной магистрали. В качестве главной расчетной магистрали выбирают наиболее нагруженную и протяженную, соединяющую источник теплоснабжения с наиболее удаленным потребителем. При этом вычерчивают расчетную схему в одну линию с выделением отдельных участков. Расход теплоносителя в пределах каждого участка остается постоянным; границами участков являются ответвления (узлы) [29].

После составления расчетной схемы принимают удельные потери давления по длине $K_{д}$: для расчетной, главной магистрали водяных тепловых сетей - 30...80

Па/м, ответвлений водяных тепловых сетей – по расчетному давлению, но не более 300 Па/м; паропроводов – 70... 150 Па/м; конденсато-проводов - 20...60 Па/м.

Результаты гидравлического расчета представлены в таблице 2.2. В данном случае гидравлический расчет и разработка гидравлического режима осуществлялось в разрабатываемой электронной модели на программно-расчетном комплексе для систем теплоснабжения ZuluThermo.

Таблица 2.2 – Результаты гидравлического расчета

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч	Потери напора в подающем трубопроводе, м	Удельные линейные потери напора в под.тр-де, мм/м	Скорость движения воды в под.тр-де, м/с
1	2	3	4	5	6	7	8
Котельная с. Атемар	ТК5	12,1	0,200	186,12	0,86	21,91	1,72
ТК5	Ж/Д	174,0	0,050	1,60	0,50	2,82	0,25
ТК5	ТК6	60,2	0,200	177,00	1,73	19,82	1,64
ТК6	ТК7	7,0	0,200	26,64	0,02	0,46	0,25
ТК7	Мастерская	8,1	0,100	0,68	0,00	0,01	0,03
ТК7	ТК18	32,1	0,150	25,96	0,10	1,99	0,43
ТК18	ТК83	20,2	0,050	4,84	0,63	25,34	0,76
ТК83	ДК	5,1	0,050	3,64	0,14	14,37	0,57
ТК83	полиция	74,6	0,050	1,20	0,13	1,60	0,19
ТК6	ТК8	170,6	0,200	150,36	2,83	14,31	1,39
ТК8	ТК9	37,0	0,200	140,44	0,80	12,49	1,30
ТК9	Школа1	26,0	0,100	8,48	0,07	1,86	0,32
ТК9	ТК10	77,9	0,200	131,96	1,16	11,03	1,22
ТК10	Школа2	198,7	0,100	5,04	0,14	0,66	0,19
ТК10	ТК11	53,0	0,200	126,92	0,82	10,21	1,17
ТК11	ТК12	31,2	0,200	99,40	0,36	6,27	0,92
ТК12	У13/1	45,2	0,200	78,64	0,28	3,93	0,73
У13/1	ТК13	5,3	0,200	55,36	0,06	1,96	0,51
ТК13	У13/2	5,2	0,200	35,88	0,03	0,83	0,33
У13/2	ТК14	53,1	0,200	22,80	0,03	0,34	0,21
ТК14	У4	53,2	0,200	14,20	0,01	0,13	0,13
У4	У16	90,2	0,200	14,20	0,02	0,13	0,13

Продолжение табл. 2.2

1	2	3	4	5	6	7	8
У16	У17	4,1	0,150	14,20	0,01	0,60	0,24
У17	Ж/Д136	3,1	0,000	6,48	0,00	0,00	0,00
У17	Ж/Д138	58,1	0,080	7,72	0,34	5,07	0,46
ТК14	У14	10,3	0,080	8,60	0,12	6,28	0,51
У14	Ж/Д13	23,1	0,070	8,60	0,39	12,87	0,68
У13/2	Ж/Д7	68,1	0,080	5,72	0,21	2,80	0,34
У13/2	Ж/Д11	69,1	0,080	7,36	0,36	4,61	0,44
ТК13	ТК53	114,0	0,125	19,48	0,38	2,95	0,47
ТК53	У59	74,0	0,070	8,84	1,10	13,59	0,69
У59	ТК60	62,0	0,070	8,84	0,94	13,59	0,69
ТК60	Ж/Д29	13,0	0,050	2,56	0,13	7,14	0,40
ТК60	Ж/Д28	42,1	0,050	3,04	0,47	10,05	0,48
ТК60	Ж/Д29а	87,2	0,050	3,24	1,05	11,40	0,51
ТК53	ТК64	117,0	0,100	10,64	0,37	2,91	0,40
ТК64	У65	5,3	0,100	8,16	0,03	1,72	0,31
У65	Ж/Д24	4,0	0,100	4,12	0,01	0,45	0,16
У65	Ж/Д25	54,0	0,100	4,04	0,03	0,43	0,15
ТК64	У67	60,2	0,050	2,48	0,43	6,71	0,39
У67	Гараж	7,0	0,050	0,80	0,01	0,72	0,13
У67	ЖКХ	24,0	0,050	1,68	0,09	3,10	0,27
У13/1	ТК50	68,1	0,080	23,28	3,49	45,65	1,39
ТК50	ТК51	40,2	0,080	15,08	0,93	19,20	0,90
ТК51	Ж/Д10	100,1	0,080	7,08	0,46	4,27	0,42
ТК51	Ж/Д9	55,1	0,080	8,00	0,35	5,44	0,48
ТК50	Ж/Д8	55,1	0,080	8,20	0,36	5,71	0,49
ТК12	Ж/Д12	62,6	0,050	5,24	1,99	29,68	0,83
ТК12	ТК44	22,0	0,080	8,76	0,20	6,51	0,52
ТК44	Ж/Д22	12,1	0,050	2,16	0,08	5,10	0,34
ТК44	ТК47	71,0	0,050	6,60	3,55	47,01	1,04
ТК47	Ж/Д23	12,0	0,050	3,52	0,22	13,45	0,55
ТК47	Ж/Д13а	32,0	0,050	3,08	0,38	10,31	0,49
ТК12	Ж/Д6	45,4	0,070	6,76	0,42	7,97	0,53
ТК11	ТК37	66,2	0,100	27,52	1,49	19,28	1,04
ТК37	Детский Сад	35,4	0,080	5,04	0,10	2,18	0,30
ТК37	У39	34,2	0,100	22,48	0,58	12,88	0,85
У39	Ж/Д3	5,0	0,100	7,40	0,02	1,42	0,28
У39	У40	57,1	0,100	15,08	0,40	5,82	0,57

Продолжение табл. 2.2

1	2	3	4	5	6	7	8
У40	Ж/Д4	30,0	0,100	6,92	0,05	1,24	0,26
У40	Ж/Д5	66,0	0,100	8,16	0,13	1,72	0,31
ТК8	ТК31	44,1	0,100	9,92	0,14	2,53	0,38
ТК31	У31	30,2	0,100	5,72	0,04	0,85	0,22
У31	Магазин	3,2	0,000	0,24	0,00	0,00	0,00
У31	Ж/Д1	40,0	0,100	5,48	0,04	0,78	0,21
ТК31	Ж/Д2	60,0	0,100	4,20	0,03	0,46	0,16
ТК18	ТК19	60,3	0,150	21,12	0,10	1,32	0,35
ТК19	У20	53,1	0,100	21,12	0,73	11,37	0,80
У20	ТК21	78,2	0,100	10,36	0,25	2,76	0,39
ТК21	ТК22	19,1	0,100	10,36	0,08	2,76	0,39
ТК22	ТК75	14,1	0,070	10,36	0,39	18,64	0,81
ТК75	Ж/Д20	12,1	0,050	3,00	0,16	9,79	0,47
ТК75	ТК77	20,2	0,070	7,36	0,26	9,44	0,58
ТК77	Ж/Д19	12,1	0,050	2,96	0,16	9,53	0,47
ТК77	ТК79	40,1	0,070	4,40	0,16	3,40	0,35
ТК79	Ж/Д56	12,1	0,050	1,56	0,04	2,68	0,25
ТК79	Ж/Д55	24,2	0,050	2,84	0,25	8,78	0,45
У20	ТК67	15,1	0,100	10,76	0,08	2,98	0,41
ТК67	Ж/Д21	10,1	0,050	3,16	0,16	10,85	0,50
ТК67	Ж/Д52	10,1	0,050	2,68	0,11	7,82	0,42
ТК67	ТК71	36,1	0,100	4,92	0,03	0,63	0,19
ТК71	ТК72	31,1	0,050	4,92	0,93	26,18	0,78
ТК72	Ж/Д54	27,2	0,050	2,20	0,17	5,29	0,35
ТК5	ТК2	385,1	0,125	7,52	0,18	0,45	0,18
ТК2	ТК23	116,3	0,080	2,52	0,07	0,56	0,15
ТК2	ТК3	35,0	0,125	5,00	0,01	0,20	0,12
ТК3	Ж/Д66а	20,1	0,050	0,28	0,00	0,10	0,04
ТК3	Больница	117,3	0,080	4,72	0,24	1,91	0,28
ТК23	Ж/Д46	54,5	0,032	0,88	0,57	9,97	0,36
ТК23	Ж/Д68	46,2	0,050	1,64	0,15	2,96	0,26
ТК72	ТК74	6,1	0,050	2,72	0,09	8,06	0,43
ТК74	Ж/Д53	9,0	0,050	2,72	0,11	8,06	0,43
ТК	ТК5	15,1	0,125	7,52	0,01	0,45	0,18

В соответствии с таблицей 2.2 расчетный расход теплоносителя на головном участке теплосети составляет 186,12 м³/ч. Удельные падения напора в магистральных

участках теплосети имеются превышение рекомендованных значений 8 мм/м (Котельная – ТК5 – ТК6; ТК18 – ТК83; ТК9 – ТК10; У13/1- ТК50 – ТК51; ТК11 – ТК37; ТК37 – У39; ТК19 – У20; ТК22 – ТК75; ТК71 – ТК72; ТК44 – ТК47). В вводных участках теплосети, превышений рекомендованных значений 30 мм/м нет. Также отдельные участки имеют низкую загруженность. Данные участки теплосети будут включены в перечень реконструируемых участков. По результатам разработанного гидравлического режима диаметры трубопроводов данных участков будут оптимизированы.

2.3 Разработка гидравлического режима СЦТ с. Атемар

Гидравлический режим тепловых сетей основывается на гидравлическом расчете. В соответствии с результатами расчета существующих тепловых сетей СЦТ с. Атемар располагаемый напор на коллекторах котельной должен составлять 30 м. расход теплоносителя на головном участке 186,2 м³/ч. Существующие сетевые насосы с существенным превышением производительности и напора обеспечивают данный режим. По характеристике насоса в зоне производительности 200-280 м³/ч напор составляет 38-30 м соответственно. В связи с этим в условиях значительного запаса производительности и напора насосов в данной работе предлагается оптимизировать диаметры трубопроводов не загруженных участков магистральных тепловой сети. В число вошли 11 участков общей протяженность 740 м в двухтрубном исчислении. Средний диаметр сети данных участков снизился более чем на 100 мм.

Результаты выполненных по методике п.1.3 уточнений расчетов, нормативные технологические потери тепловой энергии по теплосети составили 1394,69 Гкал.

					БР – 02069964 – 13.03.01 – 14 – 20	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

3 Конструктивная часть

3.1 Совершенствование тепловой схемы и теплового режима котельной

Как отмечалось выше котельная включает три колоагрегата соответственно: один котлоагрегат мощностью – 1,72 Гкал/ч; два котлоагрегата мощностью по 2,6 Гкал/ч. Установленная мощность котельной составляет 6,92 Гкал/ч. Располагаемая мощность по режимным картам 5,8 Гкал/ч. Запас мощности составляет более 22 %. Из тепловой схемы котельной представленная на рисунке 1 приложения установлено: поддержание температурного режима котлоагрегатов осуществляется котловыми рециркуляционными насосами; регулирования температуры теплоносителя подаваемая в сеть, согласно температурного графика осуществляется включением котлоагрегатов; "перемычками" тепловой схемы являются сами котлоагрегаты.

Схема включения в работу котлоагрегатов в котельной следующая: при работе котельной температура теплоносителя в подающем трубопроводе с небольшим превышением (3 °С) поднимается до соответствующего значения температурного графика. При этом котлоагрегаты последовательно, поочередно, поэтапно переходят от режима малого горения в режим большого горения. Данный график характеризуется производством тепловой энергии в объеме до 80 % в режимах большого горения. Это обусловлено применением в данной котельной выше приведенного способа поддержания температурного графика.

В данной работе предлагается тепловая схема с последовательным соединением котлоагрегата малой мощности к оставшимся котлоагрегатам (рис. 2 приложения). Данный режим при работе котлоагрегата малой мощности (К1) в режиме малого горения температура теплоносителя на входе в котлоагрегат боль-

					БР – 02069964 – 13.03.01 – 14 – 20	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

шей мощности (К2) существенно выше на 10-15 °С, что в т.ч. компенсирует работу рециркуляционного насоса, перепад температуры в котлоагрегате К2 более чем в два раза ниже перепада температуры температурного графика. Это приведет к работе котлоагрегатов К2 в режимах малого горения. При этом соотношение произведенной тепловой энергии в эффективных режимах в условиях наличия располагаемой мощности составит более 70 %. Экономический эффект от данного проекта составит в среднем 2,1 кг.у.т./Гкал. В целом за отопительный период составит 21671,5 м³/год.

Для работа котельной по предлагаемой схеме, необходимо разработать режимы работы каждого котлоагрегата при разных температурах наружного воздуха. Параметры теплоносителя определяемые при разработке режимов и представлены в табл. 3.1 [30]. Параметры теплоносителя в характерных точках тепловой схемы при различных температурах наружного: температура прямой сетевой воды на выходе из котельной; температура обратной сетевой воды на входе в котельную; температура воды на выходе из котельного агрегата №3; температура воды на выходе из котельного агрегата №1; температура воды на выходе из котельного агрегата №2.

При температуре наружного воздуха равной средне отопительной (минус 4,5 °С) в котельной в работе находится котлоагрегат №3 с загрузкой на 0,88 Гкал/ч и котлоагрегат №1 с загрузкой 1,63 Гкал/ч. Температура теплоносителя после котла №3 составляет 82,6 °С при работе рециркуляционного насоса. Теплоноситель с данной температурой поступает на входной трубопровод котла №1.

					БР – 02069964 – 13.03.01 – 14 – 20	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

Таблица 3.1 – Параметры теплоносителя в характерных точках тепловой схемы котельной в предлагаемом режиме

№ п/п	Параметры	Расчетные режимы			
		Максимально зимний	Средний наиболее холодного месяца	Средний отопительного периода	Летний
1	Темпера наружного воздуха, °С	-30	-17	-4,5	8
2	Общая тепловая мощность котельной с учетом затрат теплоты на собственные нужды, Гкал/ч	5,20	3,84	2,51	1,20
3	Тепловая мощность котла №3, Гкал/ч	1,69	1,69	0,88	0,88
4	Тепловая мощность котла №1, Гкал/ч	2,04	1,84	1,63	0,32
5	Тепловая мощность котла №2, Гкал/ч	1,47	0,31		
6	Температура прямой сетевой воды на выходе из котельной, °С	95,0	77,20	59,04	38,99
7	Температура обратной сетевой воды на входе в котельную, °С	70,0	58,98	47,32	33,79
8	Температура воды на выходе из котельного агрегата №3, °С	95,0	95,0	82,60	82,60
9	Температура воды на выходе из котельного агрегата №1, °С	95,0	95,0	72,42	82,00 (с рецир.)
10	Температура воды на выходе из котельного агрегата №2, °С	95,0	66,65	47,32	33,79

3.2 Обзор и анализ технических средств реализации предлагаемых тепловых и гидравлических режимов

Как отмечалось выше, гидравлические режимы преимущественно разрабатываются на каждый отопительный сезон, прежде всего для уточнения после реализованных мероприятий по реконструкции теплосети, корректировки существующих тепловых нагрузок, технологического присоединения вновь введенных жилых и административно-бытовых зданий.

Реализация разработанного или скорректированного гидравлического режима может обеспечиваться регулированием производительности и напора сетевой насосной станции, дросселированием в зависимости от геодезической высоты отапливаемого поселения избыточного давления в подающем или обратном трубопроводах.

Средства реализации гидравлического режима выступают регуляторы различного принципа действия и назначения. Применение данных устройств на подающем или обратном трубопроводе позволит создания местного сопротивления для сброса давления.

Регуляторы прямого действия предназначен для поддержания постоянства давления, перепада и расхода воды, пара на жилой квартал или абонентских вводах жилых и промышленных зданий, а также в других отраслях промышленности. Принцип действия основан на уравнивании силы упругой деформации пружины настройки усилием, создаваемым регулируемой средой на мембранном узле. Регуляторы состоят из привода и клапана с регулируемым дросселем. Они поддерживают заданное значение перепада давления, который устанавливается на приводе, и ограничивают расход с помощью регулируемого дросселя. Регуляторы прямого действия просты в конструктивном отношении и надежны в эксплуатации, что объясняет их широкое применение для поддержания постоянного давления или перепада давлений воды на тепловых пунктах небольшой и средней мощности. Однако регуляторы прямого действия имеют меньшую чувствительность, чем регуляторы непрямого действия, и могут быть установлены на трубопроводах Ду100 мм и менее.

Наиболее распространенными регуляторами прямого действия являются регуляторы давления и перепада давления (расхода) сильфонно-пружинные РД и РР, грузовой регулятор давления и универсальный регулятор перепада давления (расхода) и давления УРРД. Регулятор давления прямого действия служит для поддержания в заданных пределах давления воды «до себя». Устанавливают

					БР – 02069964 – 13.03.01 – 14 – 20	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

его на обратном трубопроводе системы отопления для предотвращения ее опорожнения, если давление в обратной магистрали тепловой сети, к которой присоединяется система отопления, ниже статического давления системы отопления. В случае прекращения циркуляции воды регулятор давления закрывается полностью, предохраняя систему отопления от опорожнения. Клапан регулятора давления является «нормально закрытым».

Регулятор расхода РР применяются при изменении давления в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети, вызванном различными причинами (изменение расхода воды в тепловой сети, включение и отключение отдельных абонентов), меняются перепады давления на вводах в здания, что вызывает изменение расхода воды, поступающей в системы отопления. При центральном качественном регулировании отпуска тепла такое изменение расхода воды в системах отопления зданий приводит к отклонению температуры внутри помещений от расчетного значения. Регуляторы расхода РР поддерживают постоянный перепад давления на регулируемом участке (между регулятором и местом присоединения импульсной трубки). Регулируемый участок должен иметь, значительное гидравлическое сопротивление. В этом случае могут быть использованы сопло элеватора или специально устанавливаемая диафрагма.

При увеличении разности давлений на абонентском вводе в начальный момент увеличивается расход воды, проходящей по регулируемому участку. Это приводит к увеличению перепада, измеряемого регулятором. Усилие, создаваемое разностью давлений, окажется больше усилия пружины, и клапан будет подниматься, прикрывая отверстие в седле. При уменьшении разности давлений на квартал или абонентском вводе в начальный момент уменьшаются расход воды и перепад давления в регулируемом участке, клапан будет опускаться, пропуская больший расход воды, пока не установится первоначальный расход воды через отопительную систему.

					БР – 02069964 – 13.03.01 – 14 – 20	Лист
						54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Изменение регулируемого перепада производится путем изменения натяжения пружины, причем увеличению натяжения пружины соответствует увеличение расхода воды, а уменьшению натяжения пружины - уменьшению расхода.

В таблице 3.2 представлены отдельные технические характеристики применяемых регуляторов. Выбор регулятора давления или расхода осуществляется по условной пропускной способности и диапазона регулирования.

Таблица 3.2 – Технические характеристики регуляторов расхода и давления

Наименование дроссельного устройства	Диаметр условного прохода Ду, мм	Условная пропускная способность K_{vy} , м ³ /ч	Условное давление P_u , МПа	Рабочая температура t_{max} , °С	Тип присоединения
УРРД-НО 200	200	250	2,5	150	фланцевое
РА-А, РА-В 150	150	280	1,6	150	фланцевое
РА-А 80	80	63	2,5	220	фланцевое

Между тем самый распространенный метод регулирования избыточного давления, установка в трубных магистралях [29] шайб. Они являются балансирующим регулятором расхода жидкости.

Назначение и устройство регулировочных шайб. Дроссельная шайба, монтируемая в системе отопления на ответвлениях трубопровода, представляет собой металлическую деталь с подобранным отверстием, меньшим от диаметра трубы.

Средства регулирования разработанного теплового режима определяются из разрабатываемых тепловых режимов. Порядок работы котлоагрегатов с определенной установленной мощностью не контролируется температурой теплоносителя на выходе из нее. Работа того или иного котлоагрегата зависит от температуры наружного воздуха. Кратковременные «перетопы» и «недотопы» характерные в динамических (переходных) периодах минимизируются за счет последовательной работы котлоагрегатов. Перегревы котлоагрегатов и их аварийное

отключение в периоды снижения нагрузки за счет исключения периодов с заниженным расходом и работой котлоагрегата на замкнутый котловый контур.

В котельной независимо от температуры наружного воздуха в режиме малого горения включен котлоагрегат малой мощности на первой ступени горения. Датчик температуры наружного воздуха, установленного в соответствии с требуемыми условиями, измеряет температуру и передает информацию на контроллер, где формируется сигнал управления на последовательную работу того или иного котлоагрегата на соответствующей разработанному тепловому режиму ступени горения.

3.3 Расчет и выбор дополнительного оборудования котельной

Диаметры отверстий дроссельного элемента рассчитываются по формуле:

$$d = 10^4 \sqrt{\frac{G^2}{\Delta H}}, \quad (3.1)$$

где H – дросселируемый напор (м вод. ст.);

G – расход тепло несущей жидкости (т/час).

Результаты расчета дроссельных устройств на абонентских вводах потребителей представлен в таблице 3.3.

					БР – 02069964 – 13.03.01 – 14 – 20	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

Таблица 3.3 - Результаты расчета дроссельных устройств на абонентских вводах потребителей

Наименование узла	Расчетная нагрузка на отопление, Гкал/ч	Расход сетевой воды на СО, т/ч	Диаметр шайбы на под. тр-де перед СО, мм	Потери напора на шайбе под.тр-да перед СО, м	Располагаемый напор на вводе потребителя, м
1	2	3	4	5	6
Ж/Д13	0,215	8,18	16,45	9,14	10,04
Школа1	0,212	8,53	14,46	16,64	17,65
Ж/Д8	0,205	8,30	20,72	3,73	4,76
Ж/Д5	0,204	8,24	17,30	7,58	8,60
Ж/Д9	0,2	8,10	24,36	1,86	2,89
Ж/Д138	0,193	6,85	15,48	8,17	8,96
Ж/Д3	0,185	7,47	15,95	8,61	9,63
Ж/Д11	0,184	7,42	15,08	10,63	11,64
Ж/Д10	0,177	7,16	23,73	1,62	2,64
Ж/Д4	0,173	6,99	15,84	7,75	8,77
Ж/Д6	0,169	6,83	14,25	11,32	12,34
Ж/Д136	0,162	5,75	13,96	8,70	9,49
Ж/Д7	0,143	5,77	13,21	10,92	11,94
Ж/Д1	0,137	5,51	11,40	17,92	18,93
Ж/Д12	0,131	5,30	13,64	8,10	9,12
Школа2	0,126	5,08	11,61	14,21	15,23
ДетскийСад	0,126	5,09	12,80	9,66	10,67
Больница	0,118	4,44	9,58	23,31	24,20
Ж/Д2	0,105	4,22	9,97	18,01	19,02
Ж/Д24	0,103	4,17	11,52	9,89	10,92
Ж/Д25	0,101	4,09	11,42	9,85	10,87
ДК	0,091	3,56	8,80	21,09	22,05
Ж/Д23	0,088	3,56	13,29	4,06	5,08
Ж/Д29а	0,081	3,28	12,50	4,41	5,43
Ж/Д21	0,079	3,00	8,26	19,39	20,29
Ж/Д13а	0,077	3,11	12,68	3,74	4,77
Ж/Д28	0,076	3,08	11,41	5,59	6,61

Продолжение таблицы 3.3

1	2	3	4	5	6
Ж/Д20	0,075	2,85	8,17	18,22	19,12
Ж/Д19	0,074	2,81	8,17	17,76	18,66
Ж/Д55	0,071	2,70	8,06	17,30	18,21
Ж/Д53	0,068	2,59	7,85	17,59	18,49
Ж/Д52	0,067	2,55	7,60	19,47	20,37
Ж/Д29	0,064	2,59	10,16	6,29	7,32
Ж/Д54	0,055	2,09	7,06	17,63	18,54
Ж/Д22	0,054	2,18	8,01	11,60	12,62
ЖКХ	0,042	1,70	7,55	8,89	9,92
Ж/Д68	0,041	1,55	5,65	23,51	24,40
Ж/Д	0,04	1,60	5,59	26,33	27,33
Ж/Д56	0,039	1,48	5,94	17,68	18,58
полиция	0,03	1,17	5,05	21,11	22,07
Ж/Д46	0,022	0,83	4,17	22,76	23,65
Гараж	0,02	0,81	5,19	9,06	10,08
Мастерская	0,017	0,68	3,73	23,86	24,86
Ж/Д66а	0,007	0,26	3,20	23,73	24,62
Магазин	0,006	0,24	3,55	18,00	19,01

3.4 Перечень оборудования и стоимость реализации проекта

По результатам совершенствования теплового и гидравлического режима системы централизованного теплоснабжения с. Атемар выполнен выбор оборудования и материалов таких как: циркуляционный насос; обратный клапан; запорная арматура. Перечень выбранного оборудования и ее стоимость представлена в таблице 3.4. Стоимость основного оборудования составляет 122,05 тыс. руб. в.ч. НДС.

Кроме того, реконструкция теплосети с оптимизацией диаметров трубопроводов общей протяженностью 740 м и среднего диаметра в районе 100 мм составит 9100 тыс. руб.

Оценочная стоимость системы управления и контроля температуры теплоносителя, отпускаемого в сеть по выше приведенному способу, составит не более 750 тыс. руб.

Таблица 3.4 – Перечень выбранного в проекте оборудования

№ п/п	Наименование и технические характеристики	Тип, марка	Единицы измерения	Количество, шт.	Стоимость, руб. без НДС	
					на ед. измер.	общая
1	Насос циркуляционный (производительность до 80 м ³ /ч, напор до 12 м)	Willo -CronoLine -IL 100/160-2,2/4	шт.	1	99450	99450
2	Обратный клапан Ду100		шт.	1	4600	4600
3	Кран стальной фланцевый Breeze тип 11с42п	Кран стальной фланцевый Ру-16 Ду100 (вода, пар)	шт.	5	3600	18000
	Итого					122050

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По проведенному анализу технико-экономических характеристик СЦТ с Атемар проведенная модернизация привели показатели функционирования к приемлемым значениям. Удельные расходы газа и электроэнергии находятся значительно ниже средних значений по региону. В тоже время применение энергоэффективных технологий при модернизации ограничилось применением современных котлоагрегатов и насосного оборудования работающие в автоматизированном режиме. Данное обстоятельство недостаточно для обеспечения долгосрочного применения результатов проведения реконструкций. Срок гарантированной эксплуатации данного оборудования соизмерима со сроком окупаемости. В связи с этим актуальность реализации быстро окупаемых проектов остается высокой.

В проекте разработана расчетная схема теплосети и выполнен гидравлический расчет. Из анализа результатов расчета выявлены магистральные участки с низкой загрузкой. Разработанный гидравлический режим позволил включить данные участки в мероприятие по оптимизации диаметров трубопровода без замены сетевых насосных станций.

В проекте разработана схема котельной возможности последовательного подключения котлоагрегата малой мощности. Разработан режим работы данной котельной с последовательной работы котлоагрегатов. Предложен принципиально новый подход к работе котлоагрегатов на текущей нагрузке. Предложена схема включения котлоагрегатов и их работа от температуры наружного воздуха. Каждой температуре наружного воздуха будет соответствовать свой перечень работающих котлоагрегатов и их мощность. Приводится перечень выбранного оборудования и ее стоимость (122,05 тыс. руб.). Определена стоимость реконструкции теплосети (9100 тыс. руб.) и разработки системы управления и контроля температуры теплоносителя, отпускаемого в сеть (750 тыс. руб.).

					БР – 02069964 – 13.03.01 – 14 – 20	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Борщов Д.Я. Эксплуатация отопительной котельной на газообразном топливе. / Д.Я. Борщов.-М.: Стройиздат, 2003.

2 Ениватов А.В. Альтернативная тепловая схема квартальных котельных / Ениватов А.В., Янгляев Р.В. – Саранск., 2018. – с.

3 Ениватов А. В. Использование избыточного давления теплоносителя в СЦТ от ТЭЦ-2 Г. Саранск / Ениватов А. В., Учватов А. В. – Саранск., 2018. – с.

4 Ениватов А.В. Артемов И.Н, Ениватов А.В. Неясов А.С. Оптимизация топливоиспользования в блочно-модульных котельных / Артемов И.Н,Ениватов А.В. Неясов А.С. – Ростов н/Д., 2019. – с.

5 Ениватов А.В. Оптимизация тепловой схемы котельной с утилизатором тепла дымовых газов / Артемов И.Н., Ениватов А.В., Савонин И.А. – Ростов-на-Дону., 2018. – с.12

6 Ениватов А.В. совершенствование теплового и гидравлического режима СЦТ от ТЭЦ-2 Г. Саранск / Ениватов А.В., Кочетов В.Ю. – Саранск., 2018. – с.

7 Замоторин Р. В. Малые теплоэлектроцентрали поршневые или турбинные // Энергосбережение в Саратовской области. 2001. № 2.

8 Кудинов, А.А. Энергосбережение в теплогенерирующих установках / А.А. Кудинов. – Ульяновск : УлГТУ, 2000. – 139 с.

9 Левцев А.П., Ванин А.Г. Проектирование теплоснабжения предприятий. Издательство Мордовского университета. Саранск 2002. С.65

10 Левцев А.П., Ениватов А.В. Автономный источник энергоснабжения на базе дизель-генератора // Тракторы и сельхозмашины. 2013. № 9. С. 8-10.

11 Левцев А.П. Оценка среднего удельного расхода топлива по котельным АО "МЭК". Левцев А.П., Кручинкина О.А., Ениватов А.В. Саранск, 2017.

12 Левцев А.П. Оценка среднего удельного расхода топлива по котельным АО "МЭК" / Левцев А.П., Кручинкина О.А., Ениватов А.В. – Саранск., 2017. – с.

					БР – 02069964 – 13.03.01 – 14 – 20	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

13 Левцев А. П. Прогнозирование потерь в тепловых сетях / А. П. Левцев, Н. Д. Куликов, В. А. Агеев / Материалы научной конференции «XXX Огаревские чтения» (естественные и технические науки). — Саранск: Ковылк тип., 2001. - с. 319-321

14 Левцев А.П., Кручинкина О.А., Ениватов А.В. Экспресс-оценка эффективности функционирования систем централизованного теплоснабжения. Вестник НИИ гуманитарных наук при Правительстве Республике Мордовия. 2015.№1 (33). С.79-88

15 Лысяков А.И. Анализ отклонений основных параметров работы котлоагрегатов в период эксплуатации / Лысяков А.И., Артемов И.Н., Ениватов А.В., Зинкин Д.А., Цыцарева Е.И. – Саранск., 2013. – с.

16 Методика определения потребности в топливе, электрической энергии и воде при производстве и передаче тепловой энергии и теплоносителей в системах коммунального теплоснабжения», МДК 4-05.2004 Утверждена заместителем председателя Госстроя России от 12.08.2003 г. Москва, 2004. с.79.

17 Методика определения потребности в топливе, электрической энергии и воде при производстве и передаче тепловой энергии и теплоносителей в системах коммунального теплоснабжения, ЗАО «Роскоммунэнерго», 2003 г.

18 Методические указания по определению тепловых потерь в водяных тепловых сетях: РД34.09.225-97. – М: СПО ОРГРЭС, 1998

19 Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей : справочник / В.И. Манюк, Я.И. Каплинский, Э.Б. Хиж [и др.]. – 4-е изд. – Москва : ЛИБРОКОМ, 2009

20 Николаев, Ю.Е. Современные проблемы систем теплоснабжения городов и пути их решения / Ю.Е. Николаев, А.И. Андрющенко // Материалы докладов Национальной конференции по теплоэнергетики, г. Казань, 4-8 сентября 2006 г. – Казань: Иссл. центр пробл. энерг. КазНЦ РАН, 2006. –Т.1.– С. 307-310.

					БР – 02069964 – 13.03.01 – 14 – 20	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

21 Павлов, Д.А. Особенности использования продуктов сгорания природного газа / Д.А. Павлов, М.А. Кочева // Современные наукоемкие технологии. – 2014. – №5–1. – С. 181.

22 Рекомендации и пример расчет энергетической характеристики водяных тепловых сетей по показателю «тепловые потери»: РД 153-34.1-20.597-2001. – М.: СПО ОРГРЭС, 2001.

23 Сканава А.Н. Конструирование и расчет систем водяного и воздушного отопления зданий,-М.: Стройиздат, 2007.-135 с.

24 Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети: Учебник для вузов. – 7 – е изд. Издательство МЭИ,2001.с.472

25 Ширакс З.Э. Теплоснабжение. -М.: Энергия, 2003.

26 Энергосбережение в теплогенерирующих установках. - М: Энергоатомиздат, 1985 г.

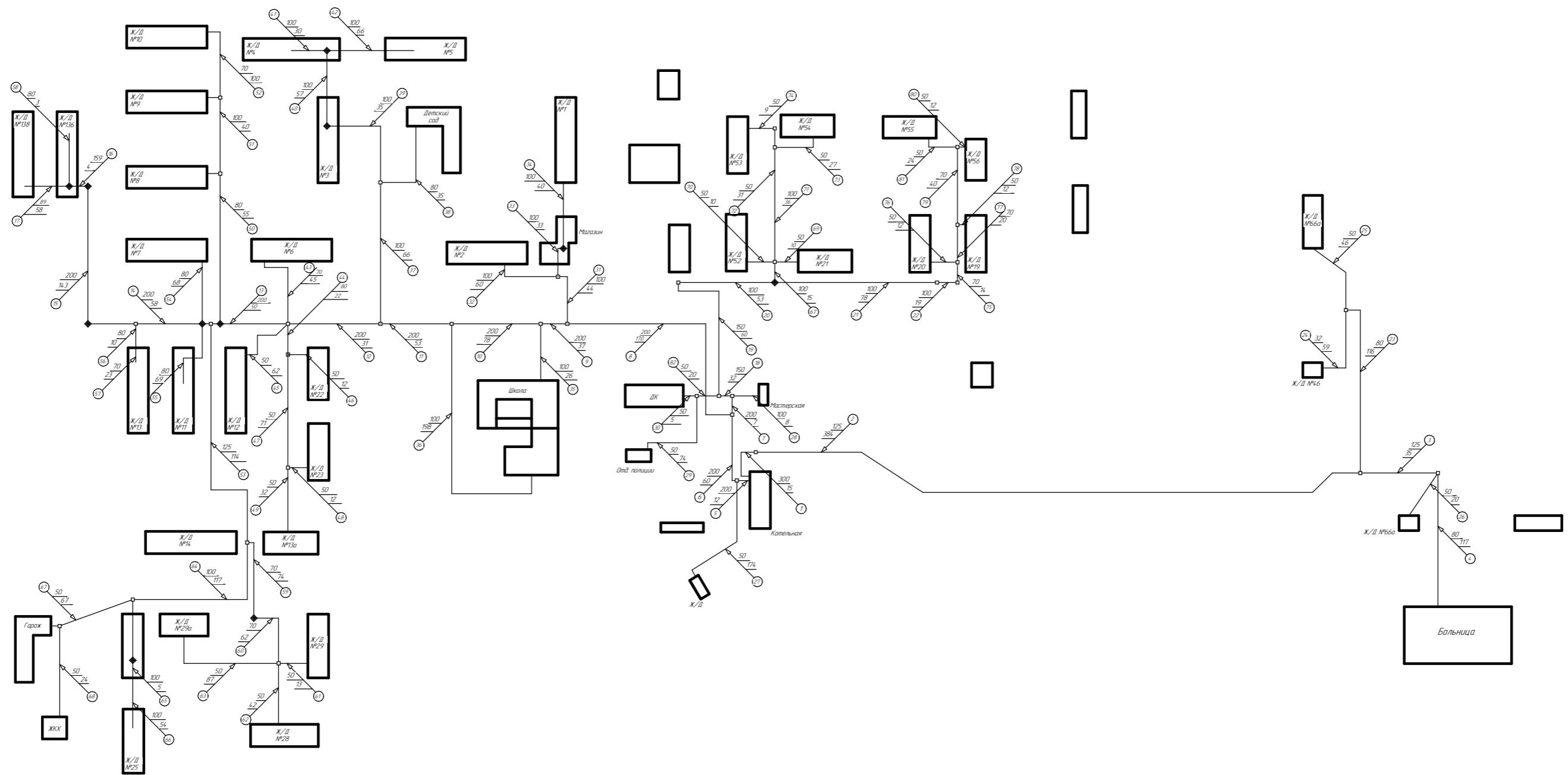
27 Эстеркин Р.И. Котельные установки. Курсовое и дипломное проектирование. - Л.: Энергоиздат, 2009.-280 с.

28 Яковлев Б.В. Повышение эффективности систем теплофикации и теплоснабжения. М.: Новости теплоснабжения, 2008

29 Industrial Waste Heat Recovery Industrial Energy Round Table Kathey Ferland Texas Industries of the Future Riyaz Papar, Hudson Technologies Co. September 21, 2006. Hudson Technologies Combustion & Energy systems LTD. pp. 23-2

30 Panov A.V. Phase-frequency characteristics of capacitive heat exchanger with an active pipe part // Components of scientific and technological progress. № 3(18) 2013. pp. 24-31.

					БР – 02069964 – 13.03.01 – 14 – 20	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63



Условные обозначения



Перв. примен.
Справ. №
Инв. № подл.
Взам. инв. №
Подл. и дата
Инв. № инв.

				БР-02069964-13.03.01-14-20		
				Совершенствование теплового и гидравлического режима системы централизованного теплоснабжения с. Атемар		
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Лит.	Масса
Разраб.	Игонин К.С.			05.06.20		
Проб.	Енидатов А.В.			12.06.20		
Т.контр.						
Н.контр.	Кузнецов А.А.			08.06.20		
Утв.	Левцев А.П.			17.06.20		
				Расчетная схема		
				Лист 1		
				ИМЭ, каф ТЭ и ТТ, ЭОП, 405гр, д/о		
				Копировал		
				Формат А2		

БР-02069964-13.03.01-14-20

Перв. примен.

Справ. №

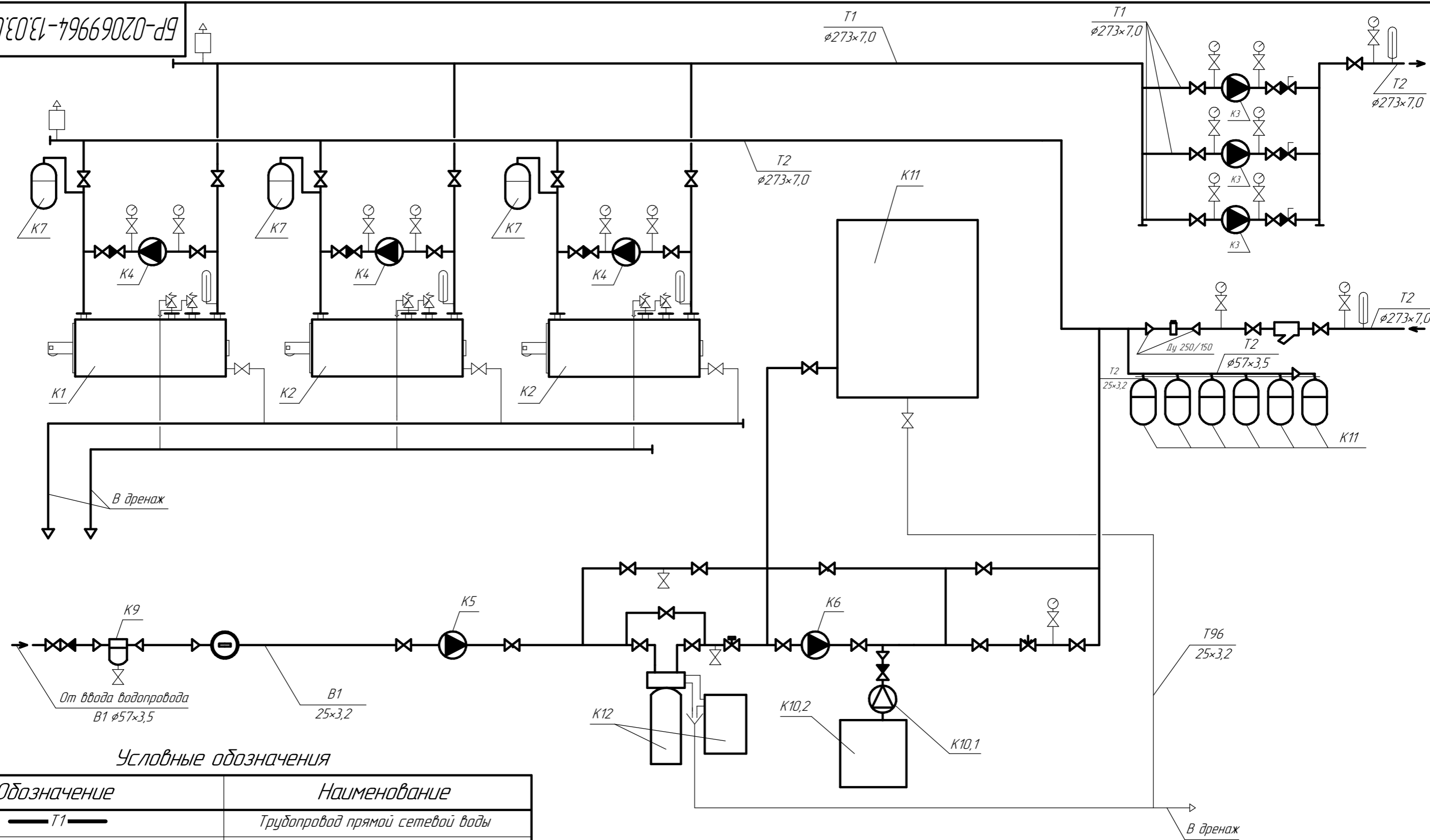
Подп. и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.



Условные обозначения

Обозначение	Наименование
— T1 —	Трубопровод прямой сетевой воды
— T2 —	Трубопровод обратной сетевой воды
— B1 —	Трубопровод исходной воды
— T94 —	Трубопровод подпиточный
— T95 —	Трубопровод дренажный напорный
— T96 —	Трубопровод дренажный безнапорный
⊘	Заслонка поворотная
⊘	Кран
⊘	Клапан обратный
⊘	Клапан предохранительный
⊘	Клапан регулирующий

БР-02069964-13.03.01-14-20				Лит.	Масса	Масштаб
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Совершенствование теплового и гидравлического режима системы централизованного теплоснабжения с. Атемар	
Разраб.	Игонин К.С.			05.06.20		
Пров.	Ениватов А.В.			12.06.20		
Т.контр.					Лист	Листов 1
И.контр.	Кузнецов А.А.			08.06.20	Тепловая схема котельной	
Утв.	Левцев А.П.			17.06.20	ИМЭ, каф ТЭ и ТТ, ЗОП, 405гр, д/о	

Формат	Зона	Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
Перв. примен.			K1	Котлоагрегат REX200	1	
			K2	Котлоагрегат REX300	2	
			K3	Сетевой насос	3	
			K4	Анти конденсатный насос	3	
			K5	Насосная станция для исходной воды	1	
			K6	Насосная станция для подпитки	1	
			K7	Расширительный бак	3	
			K9	Грязевик	1	
Справ. №						
Подп. и дата						
Взам. инв. №						
Инв. № докл.						
Подп. и дата						

БР-02069964-13.03.01-14-20

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Разраб.		Игонин К.С.		05.06.20
Проб.		Ениватов А.В.		12.06.20
Н.контр.		Кузнецов А.А.		08.06.20
Утв.		Левцев А.П.		17.06.20

Совершенствование теплового и гидравлического режима системы централизованного теплоснабжения с. Атемар

Лит.	Лист	Листов
		1
ИМЭ, каф ТЭ и ТТ, ЭОП, 405гр, д/о		

БР-02069964-13.03.01-14-20

Перв. примен.

Справ. №

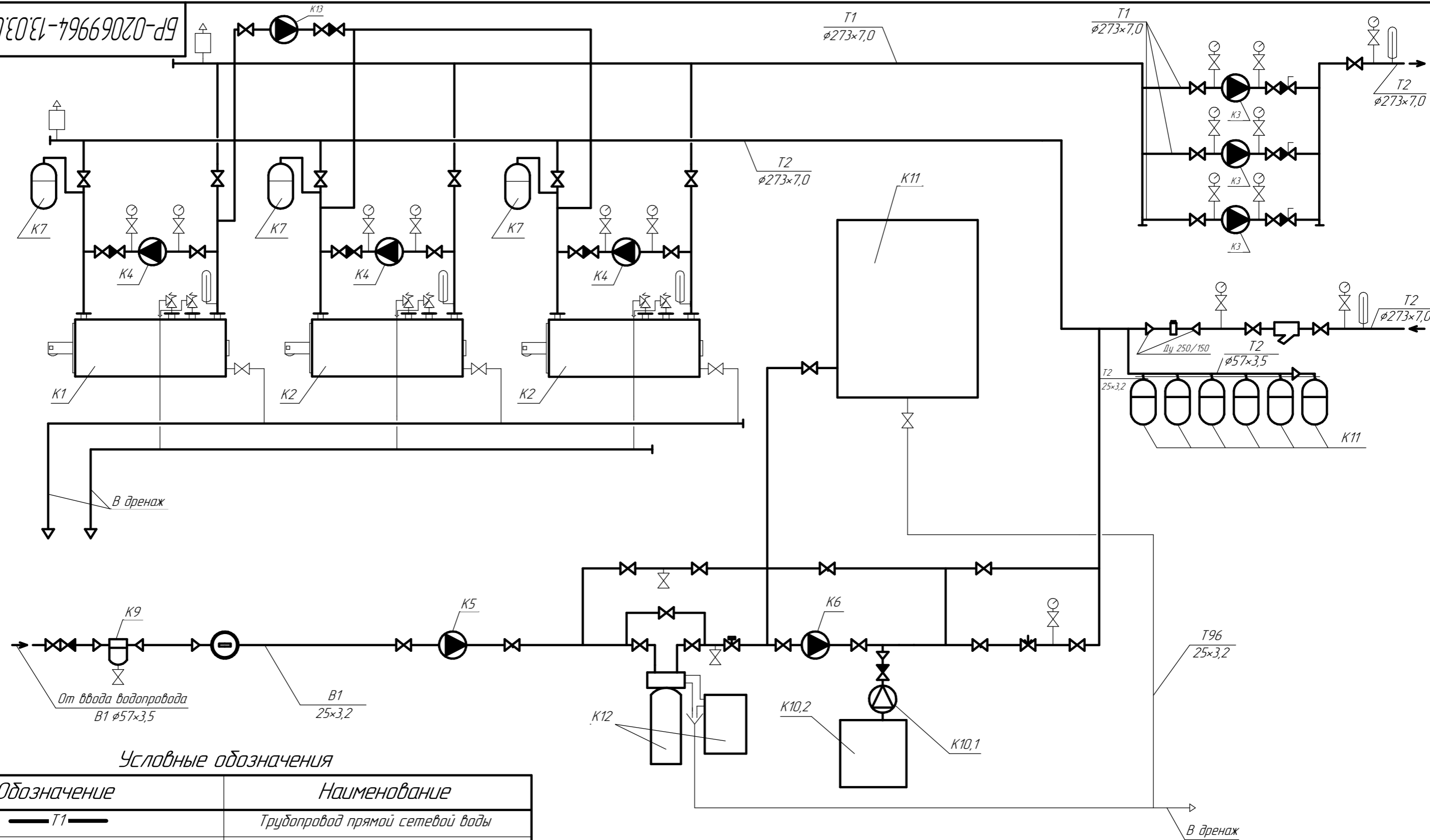
Подп. и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.



Условные обозначения

Обозначение	Наименование
— T1 —	Трубопровод прямой сетевой воды
— T2 —	Трубопровод обратной сетевой воды
— B1 —	Трубопровод исходной воды
— T94 —	Трубопровод подпиточный
— T95 —	Трубопровод дренажный напорный
— T96 —	Трубопровод дренажный безнапорный
	Заслонка поворотная
	Кран
	Клапан обратный
	Клапан предохранительный
	Клапан регулирующий

БР-02069964-13.03.01-14-20				Лит.	Масса	Масштаб
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Совершенствование теплового и гидравлического режима системы централизованного теплоснабжения с. Атемар	
Разраб.	Игонин К.С.			05.06.20		
Пров.	Ениватов А.В.			12.06.20		
Т.контр.					Лист	Листов 1
Н.контр.	Кузнецов А.А.			08.06.20	Тепловая схема последовательного включения котлоагрегата №3	
Утв.	Левцев А.П.			17.06.20	ИМЭ, каф ТЭ и ТТ, ЗОП, 405гр, д/о	
Копировал				Формат А3		

Перв. примен.	Формат	Зона	Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
Справ. №				K1	Котлоагрегат REX200	1	
				K2	Котлоагрегат REX300	2	
				K3	Сетевой насос	3	
				K4	Анти конденсатный насос	3	
				K5	Насосная станция для исходной воды	1	
				K6	Насосная станция для подпитки	1	
				K7	Расширительный бак	3	
				K9	Грязевик	1	
				K13	Рециркуляционный насос	1	

Взам. инв. №	Инв. № докл.	Подп. и дата

Инв. № подл.	Изм.				Дата	Лит.	Лист	Листов
	Лист	№ докум.	Подп.	Дата				
	Разраб.	Игонин К.С.		05.06.20	БР-02069964-13.03.01-14-20 Совершенствование теплового и гидравлического режима системы централизованного теплоснабжения с. Атемар			1
	Проб.	Ениватов А.В.		12.06.20				
	Н.контр.	Кузнецов А.А.		08.06.20				ИМЭ, каф ТЭ и ТТ, ЭОП, 405гр, д/о
	Утв.	Левцев А.П.		17.06.20				