



**ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ  
ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ  
«Город МАГАДАН» НА ПЕРИОД 2014- 2029гг.**

**Книга 1. Существующее положение в сфере производства,  
передачи и потребления тепловой энергии для целей  
теплоснабжения.**

**Челябинск 2014**

## Реферат

Объектом исследования является система теплоснабжения муниципального образования – «Город Магадан» на период 2014 – 2029г.г.

Сфера теплоснабжения муниципального образования – «Город Магадан» состоит из независимых контуров:

- Централизованного теплоснабжения от Магаданской ТЭЦ;
- Зоны теплоснабжения от каждой котельной (11 котельных МУП г. Магадан "Магадантеплосеть»).

Цель работы – удовлетворение спроса на тепловую энергию (мощность) и теплоноситель, обеспечение надежного теплоснабжения наиболее экономичным способом при минимальном воздействии на окружающую среду, а также экономического стимулирования развития систем теплоснабжения и внедрение энергосберегающих технологий.

Согласно Постановлению Правительства РФ от 22.02.2012 N 154 "О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения" в рамках данного этапа проанализированы:

- Функциональная структура теплоснабжения;
- Источники тепловой энергии;
- Зоны действия источников тепловой энергии;
- Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии;
- Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии, а также балансы теплоносителя;
- Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом;
- Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты;
- Надежность теплоснабжения;
- Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций, цены (тарифы) в сфере теплоснабжения;
- Описание существующих технических и технологических проблем в системе теплоснабжения.

### Список исполнителей

Генеральный директор	_____	Багин С.В.
	Подпись	
Руководитель отдела аудита промышленных предприятий	_____	Багина Н.С.
	Подпись	
Ведущий эксперт	_____	Чаплыгина Н.Ю.
	Подпись	
Ведущий эксперт	_____	Кашников Г.В.
	Подпись	
Ведущий эксперт	_____	Елистратова Т.И.
	Подпись	
Ведущий экономист	_____	Худякова Е.В.
	Подпись	
Эксперт	_____	Селютина Е.В.
	Подпись	
Нормоконтроль	_____	Саранская Е.Е.
	Подпись	

## Оглавление

ВВЕДЕНИЕ.....	12
Краткая характеристика муниципального образования «Город Магадан».....	13
Краткая климатическая характеристика .....	15
<b>Раздел 1 Функциональная структура теплоснабжения .....</b>	<b>16</b>
1.1 Описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций. ....	16
1.2 Структура договорных отношений между теплоснабжающими и теплосетевыми организациями. ....	22
<b>Раздел 2 Источники тепловой энергии .....</b>	<b>24</b>
Общие положения. Зоны действия системы теплоснабжения. ....	24
2.1 Зона теплоснабжения Магаданской ТЭЦ .....	26
2.1.1 Общая характеристика. Зона действия источника.....	26
2.1.2 Характеристика основного оборудования.....	33
2.1.3 Источники водоснабжения.....	38
2.1.4 Вспомогательное оборудование.....	38
2.1.5 Причины снижения надежности и экономичности работы оборудования.....	55
2.1.6.1 Способ регулирования отпуска тепловой энергии, анализ теплоносителя на ТЭЦ.....	56
2.1.6.2 Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности.....	72
2.1.7 Анализ существующего состояния тепловых сетей Магаданской ТЭЦ.....	74
2.1.7.1 Потери тепловой энергии в тепловых сетях.....	77
2.1.7.2 Диагностика состояния тепловых сетей .....	78
2.1.7.3 Гидравлический расчет магистральных тепловых сетей на балансе МТЭЦ .....	78
2.1.8 Тепловые нагрузки потребителей Магаданской ТЭЦ.....	80
2.1.9 Учёт тепла, отпущенного в тепловые сети.....	82
2.1.10 Анализ фактического отпуска тепловой энергии от Магаданской ТЭЦ.....	82
2.1.11 Техничко-экономические показатели станции (целевые показатели).....	85

2.1.12	Баланс тепловой мощности и тепловой нагрузке в зоне действия станции.....	87
2.2	Зона теплоснабжения МУП г. Магадан «Магадантеплосеть».....	92
2.2.1	Источники тепловой энергии.....	92
2.2.2	Тепловые сети системы теплоснабжения муниципального образования «Город Магадан».....	93
2.2.3	Баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки в зоне действия котельных.....	97
2.2.4	Баланс теплоносителя для подпитки тепловой сети.....	98
2.2.5	Анализ существующего состояния тепловых сетей муниципального образования г. Магадан.....	100
2.2.5.1	Потери тепловой энергии в тепловых сетях.....	102
2.2.5.2	Диагностика состояния тепловых сетей .....	103
2.2.5.3	Гидравлический расчет тепловых сетей на балансе ОАО г. Магадан «Магадантеплосеть».....	103
2.3	Зона теплоснабжения котельной № 2, микрорайон Марчекан.....	108
2.3.1	Общая характеристика. Зона действия источника.....	108
2.3.2	Оборудование котельной.....	111
2.3.2.1	Котельное оборудование .....	111
2.3.2.2	Дымовые трубы .....	112
2.3.2.3	Насосное оборудование.....	112
2.3.2.4	Топливное хозяйство котельной.....	113
2.3.2.5	Электроснабжение котельной.....	113
2.3.3	Способ регулирования отпуска тепловой энергии .....	113
2.3.4	Тепловые нагрузки потребителей котельной .....	114
2.3.5	Баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки в зоне действия котельной.....	115
2.3.6	Баланс теплоносителя .....	115
2.3.7	Анализ фактического отпуска тепла .....	116
2.3.8	Технико-экономические показатели котельной №2, м-н Марчекан.....	116
2.3.9	Анализ существующего состояния тепловых сетей микрорайона Марчекан.....	117
2.3.9.1	Потери тепловой энергии в тепловых сетях.....	119

2.3.9.2 Диагностика состояния тепловых сетей .....	119
2.3.9.3 Гидравлический расчет тепловых сетей котельной №2 .....	119
2.4 Зона теплоснабжения котельной «ЦТП-№ 19», Портовое шоссе, 45 .....	121
2.4.1 Общая характеристика. Зона действия источника .....	121
2.4.2 Оборудование котельной .....	123
2.4.2.1 Котельное оборудование .....	123
2.4.2.2 Дымовые трубы .....	125
2.4.2.3 Электроснабжение котельной .....	125
2.4.3 Анализ фактического отпуска тепла .....	125
2.5 Зона теплоснабжения котельной № 21, м-н Новая Веселая .....	126
2.5.1 Общая характеристика. Зона действия источника .....	126
2.5.2 Оборудование котельной .....	129
2.5.3 Способ регулирования отпуска тепловой энергии .....	132
2.5.4 Тепловые нагрузки потребителей котельной .....	132
2.5.5 Анализ фактического отпуска тепла .....	133
2.5.6 Баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки в зоне действия котельной .....	134
2.5.7 Баланс теплоносителя .....	135
2.5.8 Техничко-экономические показатели котельной №21, м-н Новая Веселая .....	135
2.5.9 Анализ существующего состояния тепловых сетей микрорайона Новая Веселая .....	135
2.5.9.1 Потери тепловой энергии в тепловых сетях .....	138
2.5.9.2 Диагностика состояния тепловых сетей .....	138
2.5.9.3 Гидравлический расчет тепловых сетей котельной №21 .....	138
2.6 Зона теплоснабжения котельной № 43 район 13-го километра основной трассы .....	140
2.6.1 Общая характеристика. Зона действия источника .....	140
2.6.2 Оборудование котельной .....	143
2.6.3 Способ регулирования отпуска тепловой энергии в сеть .....	146
2.6.4 Тепловые нагрузки потребителей котельной .....	146

2.6.5	Анализ фактического отпуска тепла котельной №43 в 2012 году.....	147
2.6.6	Баланс тепловой мощности и тепловой нагрузке в зоне действия котельной.....	148
2.6.7	Баланс теплоносителя .....	149
2.6.8	Технико-экономические показатели котельной №43 .....	149
2.6.9	Анализ существующего состояния тепловых сетей микрорайона 13 километра основного шоссе.....	150
2.6.9.1	Потери тепловой энергии в тепловых сетях.....	152
2.6.9.2	Диагностика состояния тепловых сетей .....	152
2.6.9.3	Гидравлический расчет тепловых сетей котельной №43 .....	152
2.7	Зона теплоснабжения котельной № 44, микрорайон Радист .....	154
2.7.1	Общая характеристика. Зона действия источника.....	154
2.7.2	Оборудование котельной.....	157
2.7.3	Способ регулирования отпуска тепловой энергии.....	159
2.7.4	Тепловые нагрузки потребителей котельной.....	159
2.7.5	Анализ фактического отпуска тепла.....	160
2.7.6	Баланс тепловой мощности и тепловой нагрузке в зоне действия котельной.....	161
2.7.7	Баланс теплоносителя .....	162
2.7.9	Анализ существующего состояния тепловых сетей микрорайона Радист.....	163
2.7.9.1	Потери тепловой энергии в тепловых сетях.....	166
2.7.9.2	Диагностика состояния тепловых сетей .....	166
2.7.9.3	Гидравлический расчет тепловых сетей котельной №44 .....	166
2.8	Зона теплоснабжения котельной № 45, микрорайон Дукча .....	168
2.8.1	Общая характеристика. Зона действия источника.....	168
2.8.2	Оборудование котельной.....	171
2.8.3	Способ регулирования отпуска тепловой энергии.....	173
2.8.4	Тепловые нагрузки потребителей котельной.....	174
2.8.5	Анализ фактического отпуска тепла.....	175

2.8.6	Баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки в зоне действия котельной.....	175
2.8.7	Баланс теплоносителя.....	176
2.8.8	Технико-экономические показатели котельной №45 мкрн. Дукча.....	176
2.8.9	Анализ существующего состояния тепловых сетей котельной.....	177
2.8.9.1	Потери тепловой энергии в тепловых сетях.....	180
2.8.9.2	Диагностика состояния тепловых сетей .....	180
2.8.9.3	Гидравлический расчет тепловых сетей котельной №45 .....	180
2.9	Зона теплоснабжения котельной № 46, микрорайон Снежный .....	182
2.9.1	Общая характеристика. Зона действия источника.....	182
2.9.2	Оборудование котельной.....	185
2.9.3	Способ регулирования отпуска тепловой энергии.....	188
2.9.4	Тепловые нагрузки потребителей котельной.....	188
2.9.5	Анализ фактического отпуска тепла.....	189
2.9.6	Баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки в зоне действия котельной.....	190
2.9.7	Баланс теплоносителя.....	191
2.9.8	Технико-экономические показатели котельной №46, мкрн. Снежный.....	191
2.9.9	Анализ существующего состояния тепловых сетей котельной.....	191
2.9.9.1	Потери тепловой энергии в тепловых сетях.....	194
2.9.9.2	Диагностика состояния тепловых сетей .....	194
2.9.9.3	Гидравлический расчет тепловых сетей котельной №46 .....	194
2.10	Зона теплоснабжения котельной № 47, поселок Уптар .....	196
2.10.1	Общая характеристика. Зона действия источника.....	196
2.10.2	Оборудование котельной.....	199
2.10.3	Способ регулирования отпуска тепловой энергии.....	202
2.10.4	Тепловые нагрузки потребителей котельной.....	202
2.10.5	Анализ фактического отпуска тепла.....	203
2.10.6	Баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки в зоне действия котельной.....	204

2.10.7	Баланс теплоносителя.....	205
2.10.8	Технико-экономические показатели котельной №47, пос. Уптар.....	205
2.10.9	Анализ существующего состояния тепловых сетей котельной.....	206
2.10.9.1	Потери тепловой энергии в тепловых сетях.....	210
2.10.9.2	Диагностика состояния тепловых сетей .....	210
2.10.9.3	Гидравлический расчет тепловых сетей котельной №47 .....	210
2.11	Зона теплоснабжения котельной № 56, поселок Сокол .....	212
2.11.1	Общая характеристика. Зона действия источника.....	212
2.11.2	Оборудование котельной.....	215
2.11.3	Способ регулирования отпуска тепловой энергии.....	218
2.11.4	Тепловые нагрузки потребителей котельной.....	218
2.11.5	Анализ фактического отпуска тепла.....	220
2.11.6	Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зоне действия котельной.....	220
2.11.7	Баланс теплоносителя.....	221
2.11.8	Технико-экономические показатели котельной №56, пос. Сокол.....	221
2.11.9	Анализ существующего состояния тепловых сетей котельной.....	222
2.11.9.1	Потери тепловой энергии в тепловых сетях.....	224
2.11.9.2	Диагностика состояния тепловых сетей .....	224
2.11.9.3	Гидравлический расчет тепловых сетей котельной №56 .....	224
2.12	Зона теплоснабжения котельной № 62, мкрн. Снежная Долина.....	226
2.12.1	Общая характеристика. Зона действия источника.....	226
2.12.2	Оборудование котельной.....	229
2.12.3	Способ регулирования отпуска тепловой энергии.....	232
2.12.4	Тепловые нагрузки потребителей котельной.....	232
2.12.5	Анализ фактического отпуска тепла потребителям.....	233
2.12.6	Баланс тепловой мощности и тепловой нагрузке в зоне действия котельной.....	234
2.12.7	Баланс теплоносителя.....	234

2.12.8 Техничко-экономические показатели котельной №62, мкрн. Снежная Долина.....	235
2.12.9 Анализ существующего состояния тепловых сетей котельной.....	235
2.12.9.1 Потери тепловой энергии в тепловых сетях.....	238
2.12.9.2 Диагностика состояния тепловых сетей .....	238
2.12.9.3 Гидравлический расчет тепловых сетей котельной №62 .....	238
<b>Раздел 3 Топливные балансы источников тепловой энергии .....</b>	<b>241</b>
3.1 Вид и количество используемого основного топлива .....	241
3.2 Растопочное топливо .....	242
3.3 Поставка топлива .....	243
<b>Раздел 4 Надежность теплоснабжения .....</b>	<b>243</b>
4.1. Показатели по расчету уровня надежности .....	243
4.2. Анализ аварийных отключений потребителей.....	244
<b>Раздел 5 Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций.....</b>	<b>246</b>
<b>Раздел 6 Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения .....</b>	<b>249</b>
6.1.Анализ динамики утвержденных тарифов, устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) по каждому из регулируемых видов деятельности и по каждой теплосетевой и теплоснабжающей организации с учетом последних 3 лет .....	249
6.2.Структуры тарифов, установленных на момент разработки схемы теплоснабжения .....	252
6.3. Плата за подключение к системе теплоснабжения и поступление денежных средств от осуществления указанной деятельности.....	255
6.4. Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей.....	255
<b>Раздел 7 Существующие технические и технологические проблемы в системе теплоснабжения .....</b>	<b>256</b>
7.1. Существующие проблемы организации качественного теплоснабжения.....	256
7.2 Существующие проблемы организации надежного и безопасного теплоснабжения .....	257

7.3 Существующие проблемы надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения .....	257
7.4 Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения .....	258
7.5 Основные проблемы организации качественного и надежного теплоснабжения, обозначенные представителями теплоснабжающих организаций .....	258

## **ВВЕДЕНИЕ**

Разработка «Схемы теплоснабжения муниципального образования «Город Магадан» на период 2014 – 2029 годы» выполнена в соответствии с МУНИЦИПАЛЬНЫМ КОНТРАКТОМ № 550011300011 от 20 ноября 2013 года.

Заказчиком по муниципальному контракту является Департамент ЖКХ и КИ мэрии города Магадана в лице руководителя Кравцов В.А., действующего на основании Положения о департаменте, утвержденного постановлением мэра города Магадана от 19.11.2008 года № 2660.

Цель настоящей работы – разработка оптимальных вариантов развития системы теплоснабжения г.Магадан с учётом перспективной застройки до 2028г. по критериям: качества, надёжности теплоснабжения и экономической эффективности. Разработанная программа мероприятий по результатам оптимизации режимов работы системы теплоснабжения города Магадан должна стать базовым документом, определяющим стратегию и единую техническую политику перспективного развития теплоснабжения.

Работа выполнена в соответствии с требованиями следующих нормативных документов:

1. Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»;
2. Федеральный закон от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении»;
3. Постановление Правительства РФ от 22.02.2012 г. №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения»;
4. Приказ Министерства энергетики РФ и Министерства регионального развития РФ от 29.12.2012 года №565/667 «Об утверждении методических рекомендаций по разработке схем теплоснабжения»;
5. СП 41-101-95 «Проектирование тепловых пунктов»;
6. СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети»;
7. ПТЭ электрических станций и сетей (РД 153-34.0-20.501-2003);
8. РД 50-34.698-90 «Комплекс стандартов и руководящих документов на автоматизированные системы»;
9. МДС 81-35.2004 «Методика определения стоимости строительной продукции на территории Российской Федерации»;
10. МДС 81-33.2004 «Методические указания по определению величины накладных расходов в строительстве»;

11. МДС 81-25.2001 «Методические указания по определению величины сметной прибыли в строительстве»;
12. Градостроительный кодекс Российской Федерации.
13. Постановление Правительства РФ от 16 февраля 2008 г. N 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» (с изменениями от 18 мая, 21.12. 2009 г.).

В качестве исходной информации при выполнении работы использованы материалы, предоставленные организациями, участвующими в теплоснабжении города Магадана. Для разработки схемы теплоснабжения предоставлены исходные данные Управление ЖКХ и КИ города Магадан, теплоснабжающими организациями города.

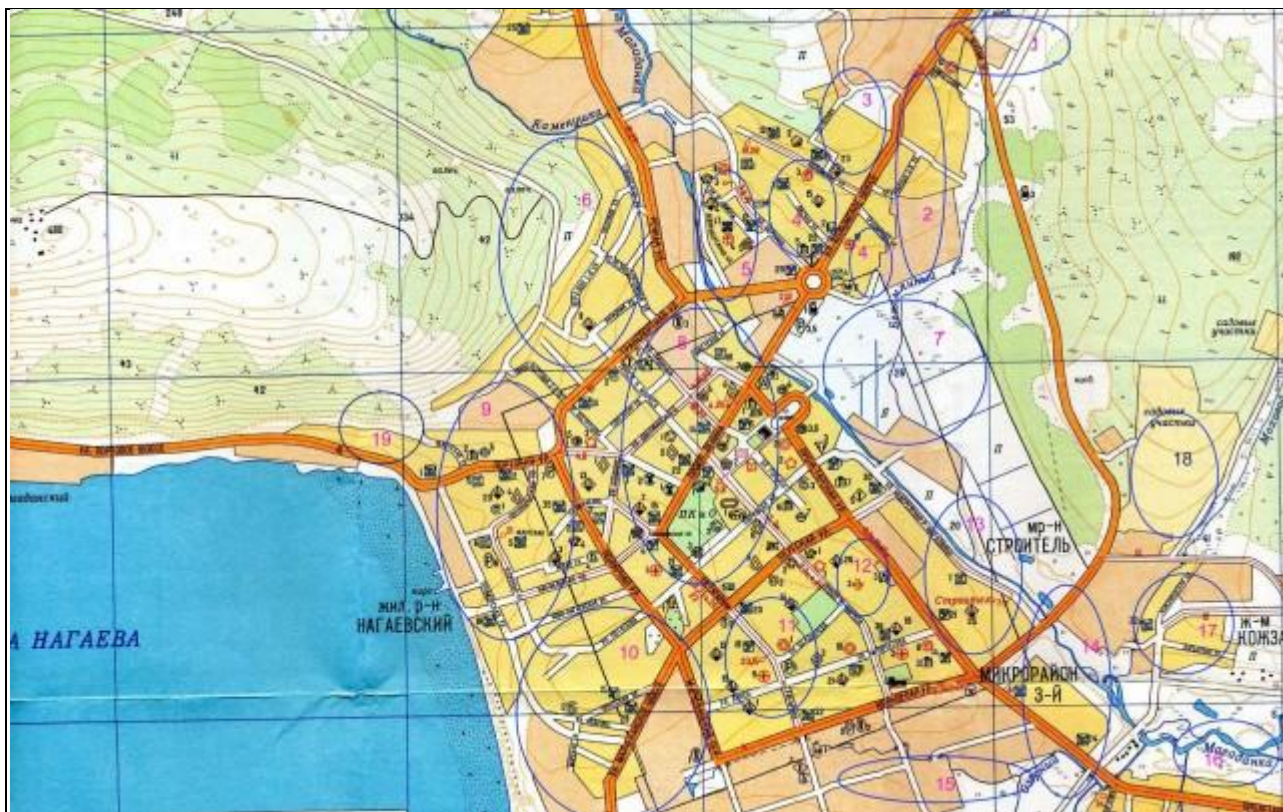
### **Краткая характеристика муниципального образования «Город Магадан»**

Муниципальное образование «Город Магадан» – административный центр Магаданской области, расположен на Северо-востоке нашей страны, в 7110 км от г.Москвы, на берегу бухт Нагаева и Гертнера Охотского моря. Численность населения муниципального образования «Город Магадан» на 01.01.2013 года составляет 101,7 тыс. чел., площадь территории муниципального образования — 123968,6 га.

В состав муниципального образования «Город Магадан» входят три населенных пункта: город Магадан, поселок городского типа Уптар, поселок городского типа Сокол. В состав города Магадан входят следующие микрорайоны: Дукча, Снежный, Снежная Долина, Солнечный, Пионерный, Старая Веселая, Новая Веселая, Марчекан, Авиаторов, Радист.

Магадан является культурным и деловым центром Магаданской области, в которую входят такие районы, как Северо – Эвенский, Ольский, Тенькинский, Хасынский, Омсукчанский, Сусуманский, Ягодинский, Среднеканский.

На рисунке 1 представлена карта г.Магадан.



**Рисунок 1 Карта города Магадан**

Посёлок на месте города был основан в 1929г., городом стал с 1939г., с 1954 — областной центр Магаданской области.

Магадан — экономический, научный и культурный центр области. В городе производят горное оборудование, находятся предприятия по переработке рыбы, машиностроительные заводы и иные промышленные предприятия. Крупнейший на Северо-Востоке России порт работает круглогодично (с декабря по май — ледовая проводка).

Выход из муниципального образования на федеральную дорожную сеть обеспечивает автомобильная дорога общего пользования федерального значения «Колыма» Якутск — Магадан. Внутри городского округа она связывает все его населенные пункты. На территории муниципального образования генеральным планом предусмотрено строительство железнодорожной линии Якутск (Нижний Бестях) — Мома — Магадан.

В Магадане находится Северо-Восточный научно-исследовательский институт ДВО РАН, Институт биологических проблем севера ДВО РАН, 8 учреждений высшего профессионального образования, 5 профессионально-технических училищ, 24 общеобразовательных школы, библиотеки, музеи и др. объекты социальной инфраструктуры.

Магадан - центр туризма и отдыха.

Магаданский ремонтно-механический завод, разрабатывающий и производящий тяжелую

горную технику и запчасти к ней, поставляет свою продукцию во все золотодобывающие регионы России, ряд стран СНГ и страны Африки.

В постсоветское время были построены важные предприятия золотодобывающей отрасли. Магаданский аффинажный завод обслуживает золотодобывающие предприятия Магаданской области, Якутии и Чукотки.

Международный аэропорт «Сокол» - крупнейший на северо-востоке России, он же является практически единственным узлом, служащим для перевозки людей и срочных грузов. Предприятие «Аэронавигация Северо-Востока» обслуживает самую большую воздушно-территориальную зону России. Магаданский авиаремонтный завод производит ремонт гражданской и грузовой авиации. Второй аэропорт обслуживает малую авиацию, малые гражданские и грузовые суда.

После катастрофического (на треть) уменьшения численности населения Магадана в 90-е годы началась стабилизация демографической обстановки, и даже наметился рост числа жителей.

### **Краткая климатическая характеристика**

Климат Магадана и центральной (континентальной) части Магаданской области различается. Магадану характерен субарктический климат с чертами морского. Если в центральной части области летом температура может достигать и до  $+30^{\circ}\text{C}$  и выше, то в самом городе такого не бывает – средняя температура самого тёплого месяца года июля составляет в среднем  $+16^{\circ}\text{C}$  (максимум был установлен в 1998 году – в июле отмечалась температура  $+26^{\circ}\text{C}$ ). Зато зимой в городе значительно комфортней, чем в центральных районах области (если не считать постоянных ветров с моря, как зимой, так и летом). Средняя температура января –  $16,4^{\circ}\text{C}$ . (В области средняя температура намного ниже - самая низкая температура, в одном из зимних месяцев, была зафиксирована в посёлке области Омолон:  $-67^{\circ}\text{C}$ ).

Заморозки возможны в любом летнем месяце года

Зато в большинстве посёлков области нет ветра, который усиливает во много раз неприятные ощущения от холода, да и весна приходит намного раньше, чем в городе (в Магадане столбик термометра переваливает в среднесуточные плюсовые отметки ближе к концу мая; централизованное отопление в городе отключают в последних числах мая или в первых числах июня, а включают в конце сентября или первых числах октября).

Город построен в сейсмоактивной зоне, так что землетрясения не так и редки (последнее было в 2011 году), хотя они и не такие мощные (около 2 – 4-х баллов по шкале Рихтера), как,

например, в Японии.

Переход среднесуточной температуры воздуха через  $0^{\circ}\text{C}$  к положительной – в начале апреля, к отрицательной – в конце октября.

По данным «Колымского управления по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды» ФГБУ «Колымское УГМС» средняя температура наружного воздуха за пять лет составляет:

Средняя температура февраля (самого холодного месяца) –  $17,7^{\circ}\text{C}$

Средняя температура июля  $+13,1^{\circ}\text{C}$

Среднегодовая температура –  $2,3^{\circ}\text{C}$

Средняя скорость ветра за период со среднесуточной температурой воздуха  $\leq 8^{\circ}\text{C}$  – 3,6 м/с;

Среднемесячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца - 63 %;

Количество осадков за ноябрь – март — 114 мм;

Расчётная температура отопления ( $- 29^{\circ}\text{C}$ ) - ( $- 35^{\circ}\text{C}$ );

Продолжительность отопительного периода составляет 279 суток.

## **Раздел 1 Функциональная структура теплоснабжения**

### **1.1 Описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций.**

Теплоснабжение города Магадан обеспечивается следующими теплоснабжающими и теплосетевыми организациями:

1. Магаданская ТЭЦ (МТЭЦ), входящая в состав ОАО «Магаданэнерго», единственный источник теплоснабжения центральной части города Магадана.

Магаданская ТЭЦ – тепловая угольная электрическая станция в городе Магадане, введена в эксплуатацию в 1962 году и является самой крупной станцией в Магаданской области.

Номенклатура основной продукции, произведённой Магаданской ТЭЦ:

- электрическая энергия;
- тепловая энергия в горячей воде.

Установленная электрическая мощность Магаданской ТЭЦ – 96 МВт (с учётом ДЭС мощностью 21 МВт - находится в резерве и работает в режиме профилактики оборудования и аварийных пусков), тепловая – 495 Гкал/час (с учетом водогрейной котельной мощностью 200 Гкал/час, запущенной в 1989г.). В конце XX века вводится в эксплуатацию электрокотельная,

мощность которой ограничена трансформаторной мощностью и составляет 50 Гкал/ч. Электрокотельная используется для сброски сбросной воды Колымской ГЭС в летний период. Мощность электрокотельной не входит в установленную тепловую мощность Магаданской ТЭЦ.

Основное и резервное топливо энергетических и водогрейных котлов – каменный уголь, растопочное – мазут.

Уголь используется привозной Кузнецкий, доставка посезонно – по железной дороге, затем – морским путём, а от морского порта до ТЭЦ – автотранспортом ОАО «Магаданэнерго». Складирование угля производится на угольное поле в два штабеля емкостью 100000 тонн и 200000 тонн.

Доставка мазута марки М-40 производится посезонно спецтранспортом ОАО «Магаданэнерго» в резервуары мазутного хозяйства ТЭЦ (емкость 700м<sup>3</sup>-3шт.). В зимнее время года предусмотрена система прогрева жидкого топлива.

Для системы теплоснабжения г. Магадан тепловую энергию производит и передаёт по магистральным тепловым сетям МТЭЦ ОАО «Магаданэнерго».

Объем присоединенной тепловой максимально-часовой нагрузки составляет 493,85 Гкал/ч (письмо ОАО Э и Э «Магаданэнерго» Филиал «Магаданэнергосбыт» № 20/3-27-270 от 24.01.2014г.). В том числе на отопление 282,01 Гкал/ч, на вентиляцию 1,26 Гкал/ч, на ГВС 210,58 Гкал/ч.

Согласно СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети», актуализированная редакция СП 124.13330.2012, п.5.3 «. . Расчетные тепловые нагрузки для тепловых сетей по системам горячего водоснабжения следует определять как сумму среднечасовых нагрузок отдельных зданий».

С учетом средне-часовой нагрузки на ГВС суммарная тепловая нагрузка присоединенных потребителей – **371,01** Гкал/час (отопление – 282,01 Гкал/ч, вентиляция 1,26 Гкал/ч, ГВС 87,74 Гкал/ч). Поскольку на момент строительства г. Магадана действовал СНиП II-36-73 то среднечасовая нагрузка была рассчитана, согласно п.2.4 г), указанного СНиП.

Анализируя техническое состояние магистральных трубопроводов и принимая во внимание, что фактическая тепловая нагрузка по приборам учета, установленным на ЦТП значительно меньше договорной присоединённой нагрузки, специалистами ООО «Проект-сервис» был принят к расчету коэффициент 2,4 для определения среднечасовой нагрузки на ГВС таким образом объем среднечасовой нагрузки на ГВС составил 87,74 Гкал/ч (210,58 / 2,4

=87,74).

В том числе: **348,80** Гкал/час – транспортировка тепловой энергии потребителям по сетям МУП г. Магадан "Магадантеплосеть» и **22,22** Гкал/час - передача тепловой энергии непосредственно от МТЭЦ через ЦТП-7 в микрорайон Пионерный и прямые потребители от ТМ №1А

2. МУП г. Магадан «Магадантеплосеть» - организация, передающая тепловую энергию от МТЭЦ по распределительным муниципальным сетям в систему теплоснабжения города.

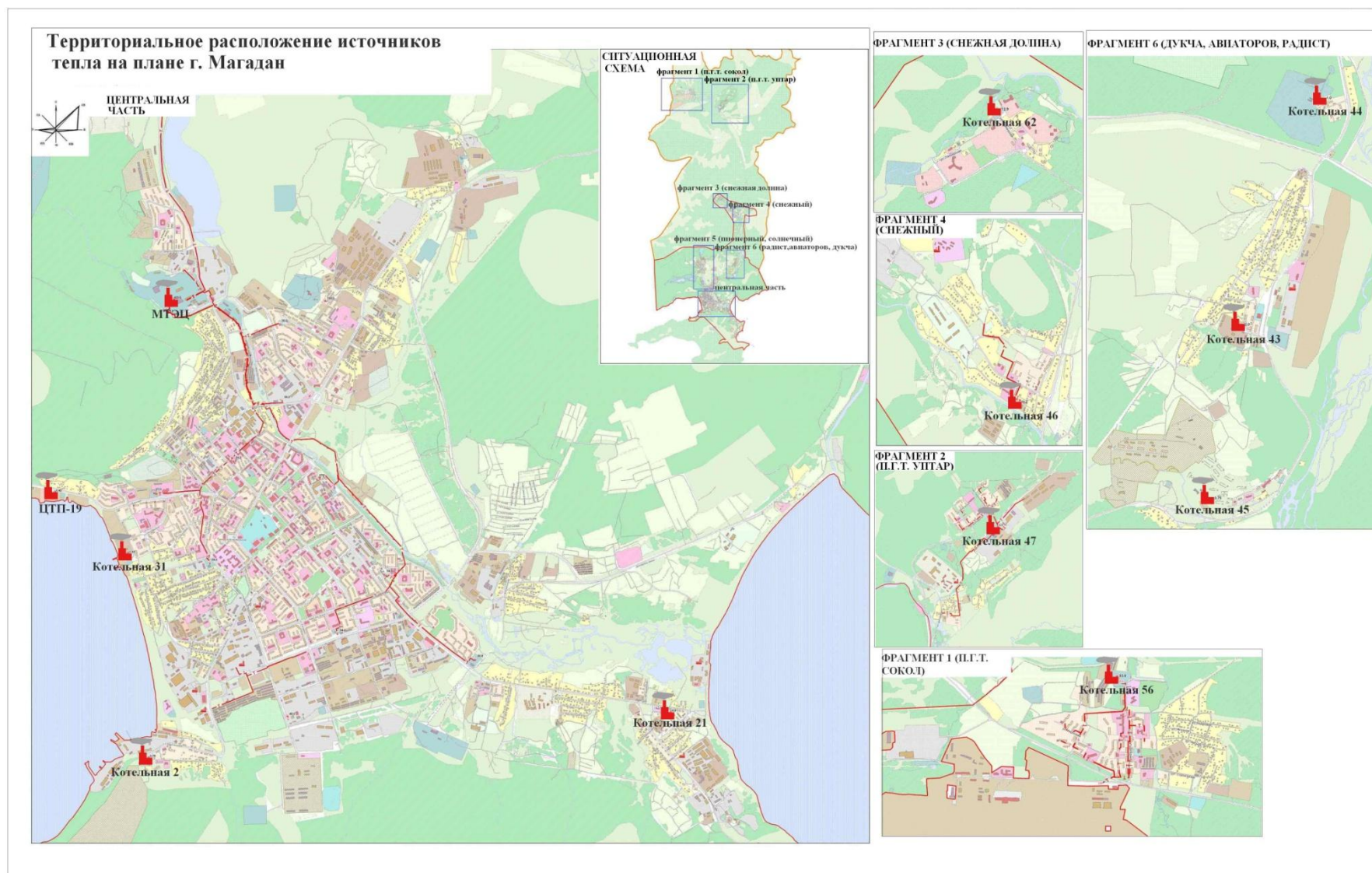
МУП «Магадантеплосеть» осуществляет следующие виды деятельности:

- организация теплоснабжения населения;
- оказание коммунальных услуг юридическим и физическим лицам;
- производство тепловой энергии в районных котельных;
- передача тепловой энергии от МТЭЦ;
- поставка тепловой энергии от районных котельных;
- оказание услуг по реализации тепловой энергии юридическим и физическим лицам;
- получение тепловой энергии у производителя – МТЭЦ;
- диспетчерское управление и соблюдение режимов энергосбережения и энергопотребления;
- обеспечение эксплуатации энергетического оборудования в соответствии с действующими нормативными требованиями, проведение своевременного и качественного его ремонта, технического перевооружения и реконструкции энергетических объектов, а также развитие энергосистемы.

Суммарная передача тепловой энергии МУП г.Магадан «Магадантеплосеть» – **397,66** Гкал/час, в том числе:

- **348,80** Гкал/час - передача тепловой энергии от МТЭЦ, после ЦТП 1, 2, 4, 5, 6, 8, 9, 10, 11, 12, 13 (без потребителей ЦТП-7 и прямых потребителей ТМ-1А – 22,22 Гкал/ч);
- **48,87** Гкал/час собственного производства на локальных котельных.

На рисунке 1.1 представлена карта муниципального образования «Город Магадан» с обозначением источников тепловой энергии.



**Рисунок 1.1.-Территориальное расположение источников тепловой энергии на плане МО «Город Магадан»**

В зону эксплуатационной ответственности генерирующей и теплоснабжающей организации ОАО «Магаданэнерго», филиал «Магаданская ТЭЦ», входит система централизованного теплоснабжения МТЭЦ, обеспечивающая производство и передачу тепловой энергии в г. Магадан через магистральные тепловые сети по двухтрубной схеме до ЦТП. Трубопроводы системы теплоснабжения микрорайона Пионерный после ЦТП-7 также находятся в зоне ответственности Магаданской ТЭЦ.

Протяженность магистральных водяных тепловых сетей, находящихся на балансе МТЭЦ, составляет 20,924 км в одну трубу.

Протяженность тепловых сетей микрорайона Пионерный составляет 16,362 км

Подают тепловую энергию в систему теплоснабжения г. Магадан тепломагистрали по двухтрубной схеме: ТМ1 - 2\* $d_y$ 500мм; ТМ1А - 1\* $d_y$ 400мм; ТМ2 - 2\* $d_y$ 800мм; ТМ3 - 2\* $d_y$ 500мм; ТМ4 - 2\* $d_y$ 700мм

Граница ответственности обслуживания тепловых сетей определена их балансовой принадлежностью.

Регулирование отпуска тепловой энергии в сеть центральное, качественное по температурным графикам 115/55°C (ТМ №1, ТМ №2, ТМ №3), 115/55°C (ТМ №4) и 95/70°C (ТМ №1А).

В зону эксплуатационной ответственности МУП «Магадантеплосеть» города Магадана входят:

- часть тепловых магистралей ТМ №1, ТМ №3, ТМ №4;
- эксплуатация центральных тепловых пунктов ЦТП-1, 2, 4, 5, 6, 8, 9, 10, 11, 12, 13;
- городские распределительные сети от ЦТП (схема тепловых сетей трехтрубная - подающий и обратный трубопроводы на отопление и трубопровод на ГВС),
- районные локальные котельные (п.г.т. Сокол, п.г.т. Уптар, а также микрорайоны, входящие в состав муниципального образования «Город Магадан» и значительно удаленные от зоны обслуживания МТЭЦ, обеспечиваются теплоснабжением от 10 котельных).

Топливом для котельных служит мазут, поступающий в город морским транспортом. Для разогрева мазутного хозяйства используется тепловая энергия котельной №31, которая в балансе теплоснабжения потребителей не рассматривается.

Регулирование отпуска тепловой энергии в сеть от котельных центральное, качественное по температурным графикам 95/70°C (котельные №№ 2, 21, 45, 46, 47, 56 и 62) и 80/60°C (котельные №№ 43 и 44).

Общая установленная мощность котельных составляет **96,37** Гкал/час, присоединенная

тепловая нагрузка потребителей – **48,87** Гкал/час.

В центральных тепловых пунктах (ЦТП) города установленные насосы, обеспечивают снижение температуры теплоносителя в подающем трубопроводе на отопление путем подмеса теплоносителя из обратного трубопровода. Насосы поддерживают располагаемый перепад давлений у потребителей и подают необходимой температуры воду на горячее водоснабжение.

Система централизованного теплоснабжения города Магадан двухтрубная до ЦТП, трехтрубная после ЦТП: подающий и обратный трубопроводы на отопление, вентиляцию и трубопровод на бесциркуляционную схему ГВС (циркуляционный трубопровод для ГВС не предусмотрен).

На рисунке 1.2 диаграмма отражает распределение присоединенной тепловой нагрузки потребителей между источниками тепловой энергии муниципального образования «Город Магадан»



**Рисунок 1.2** Распределение присоединенной тепловой нагрузки потребителей по источникам тепловой энергии (с учётом ЦТП-7).

Суммарная присоединённая тепловая нагрузка потребителей МО «Город Магадан» (с учётом ЦТП-7) составляет 419,88 Гкал/час. Большая часть присоединенной тепловой нагрузки

потребителей – 88% приходится на МТЭЦ, 12% - на локальные котельные.

## 1.2 Структура договорных отношений между теплоснабжающими и теплосетевыми организациями.

1. Наиболее крупная теплоснабжающая организация ОАО «Магаданэнерго» (88% поставки тепла), являющаяся владельцем Магаданской ТЭЦ в г.Магадане, выступает для значительной части абонентов теплоснабжающей организацией. Потребление тепловой энергии от собственного источника Магаданской ТЭЦ представлено в Таблице 1.1.

**Таблица 1.1. Потребление тепловой энергии в горячей воде от Магаданской ТЭЦ**

№ п/п	Наименование источника, наименование объекта	Тепловая нагрузка, Гкал/ч			
		Отопление	Вентиляция	ГВС (средне-часовая)	Суммарная тепловая нагрузка
	<b>Магаданская ТЭЦ</b>				
1	МУП г. Магадана "Магадантеплосеть" (передача тепловой энергии)	263,94	1,26	83,59	<b>348,79</b>
2	Потребители ЦТП-7 и прямые потребители от тепломагистрали 1А МТЭЦ	18,07	0,00	4,15	<b>22,22</b>
<b>Всего тепловой энергии:</b>		<b>282,01</b>	<b>1,26</b>	<b>87,74</b>	<b>371,01</b>

Теплосетевая организация МУП г. Магадана «Магадантеплосеть» оказывает услуги по передаче тепловой энергии (теплоносителя) для теплоснабжающей организации ОАО «Магаданэнерго» по договору №4/Тр-ТЭ от 01 марта 2013 года.

2. На балансе теплосетевой организации МУП «Магадантеплосеть» находятся одиннадцать локальных котельных (12% поставки тепла), для абонентов которых МУП «Магадантеплосеть» является теплоснабжающей организацией, имея прямые договорные отношения с потребителями.

Потребление тепловой энергии от локальных котельных МУП г. Магадана «Магадантеплосеть» и Магаданской ТЭЦ представлено в Таблице 1.2.

**Таблица 1.2. Потребление тепловой энергии от МУП г. Магадана "Магадантеплосеть"**

№ п/п	Наименование источника, наименование объекта	Тепловая нагрузка, Гкал/ч			
		Отопление	Вентиляция	ГВС	Суммарная тепловая нагрузка
1	Котельная №2, ул. Марчеканская, 2	2,25	0	0,0	<b>2,25</b>
2	Котельная №21, ул. Рыбозаводская, 10	2,03	0	1,07	<b>3,10</b>
3	Котельная №43, ул. Авиационная, 10	0,82	0	0,19	<b>1,0</b>
4	Котельная №44, мкрн Радист	0,49	0	0,14	<b>0,62</b>
5	Котельная №45, мкрн. Дукча	0,78	0	0,34	<b>1,11</b>
6	Котельная №46, ул. Майская	4,09	0,46	2,36	<b>6,91</b>
7	Котельная №47, п.г.т. Уптар, ул. Усть-Илимская, 5	5,35	0	2,27	<b>7,63</b>
8	Котельная №56, п.г.т. Сокол, ул. Гагарина, 25	15,25	0,14	4,87	<b>20,27</b>
9	Котельная №62, ул. Пионерская, 2	3,22	0,07	2,38	<b>5,67</b>
10	ЦТП-19, ул. Портовое шоссе, 45	0,3	0	0,0	<b>0,3</b>
<b>Всего по локальным котельным:</b>		<b>34,58</b>	<b>0,68</b>	<b>13,61</b>	<b>48,87</b>
11	Магаданская ТЭЦ (передача ТЭ потребителям г.Магадан, без ЦТП-7 и прямых потребителей)	263,94	1,26	83,59	<b>348,80</b>
<b>Всего тепловой энергии:</b>		<b>298,52</b>	<b>1,94</b>	<b>97,2</b>	<b>397,66</b>

Теплосетевая организация МУП г. Магадан «Магадантеплосеть» является крупнейшей транспортной и распределительной организацией, а также сетевым оператором, осуществляет управление основным оборудованием (10 водогрейных котельных), входящим в состав районных источников тепловой энергии.

На территории муниципального образования «Город Магадан» действует централизованная система водоснабжения, обслуживаемая МУП «Водоканал» г. Магадана. Хозяйственно-питьевое и техническое водоснабжение г. Магадана осуществляется из трех водохранилищ, расположенных на р. Каменушка и р. Магаданка. Водоснабжение отдаленных от городской системы водоснабжения районов г. Магадана (Снежный, Снежная Долина, Дукча, Радист, Авиатор, п.г.т. Сокол, п.г.т. Уптар) осуществляется из локальных водозаборных сооружений.

На территории энергоузла Магаданской области действует филиал «Южные Электрические Сети» ОАО «Магаданэнерго» и ОАО «Колымаэнерго».

Основными источниками питания муниципального образования «Город Магадан» являются:

- понизительная подстанция 220/110/35 кВ «Центральная» мощность трансформаторного оборудования 1\*25, 1\*63, 2\*25 соответственно;
- Магаданская ТЭЦ, установленная электрическая мощность 96 МВт.

## **Раздел 2 Источники тепловой энергии**

### **Общие положения. Зоны действия системы теплоснабжения.**

Зона действия системы теплоснабжения – территория поселения, городского округа или её часть, границы которой устанавливаются по наиболее удалённым точкам подключения потребителей к тепловым сетям, входящим в систему теплоснабжения.

Принципиально теплоснабжение муниципального образования «Город Магадан» устроено следующим образом:

- Основной источник тепла МТЭЦ (СП ОАО «Магаданэнерго») работает на центральную часть города через магистральные водяные тепловые сети, насосные станции смешения: ЦТП-1, 2, 4, 5, 6, 8, 9, 10, 11, 12, 13, прямые потребители ЦТП-7 и МЭП (МЭСИ), МЭП (ДЭС), ДЭС МТЭЦ, АТП МЭ, МЭСР, ЧС ул.Сибирская, ТПК (КФК «Тепличное»). Внутриквартальные, распределительные сети вторичного

контура. ЦТП (кроме ЦТП-7 и внутриквартальных сетей мкр. Пионерный) и внутриквартальные сети (вторичный контур) находятся в эксплуатационной ответственности МУП г.Магадана «Магадантеплосеть».

ЦТП-7 и внутриквартальные сети мкр. Пионерный находятся в эксплуатационной ответственности Магаданской ТЭЦ.

Тепловые сети имеют связи как по подающему, так и по обратному трубопроводу. Регулирование отпуска тепловой энергии МТЭЦ осуществляется по температурным графикам:

- 115-55°C - магистрали ТМ №1, ТМ №2 и ТМ №3;
- 115-55oC – магистраль ТМ №4;
- 95-70°C - магистраль ТМ-1А.

- Десять районных локальных котельных, находящихся на балансе МУП г. Магадана «Магадантеплосеть», обеспечивают тепловой энергией потребителей п.г.т. Сокол, п.г.т. Уптар, мкрн. Дукча, мкрн. Новая веселая, мкрн. Радист и районы, отдаленные от системы теплоснабжения МТЭЦ. Локальные котельные имеют автономные зоны теплоснабжения, не имеющие гидравлической связи между собой. Котельная №31 не обеспечивает потребителей тепловой энергией, поэтому в рассмотрении схемы теплоснабжения не участвует.

Регулирование отпуска тепловой энергии от районных котельных осуществляется по температурным графикам 95-70 °C (котельные №№ 2, 21, 45, 46, 47, 56, 62) и 80-60°C (котельные №№ 43 и 44).

На рисунке 1.1 представлено территориальное расположение основных источников тепловой энергии на плане города.

Система централизованного теплоснабжения города Магадан двухтрубная от Магаданской ТЭЦ до ЦТП и трехтрубная от ЦТП до потребителей, зависимая для систем отопления, открытая для горячего водоснабжения (третий теплопровод от ЦТП - на ГВС). Несколько потребителей тепловой энергии подключены непосредственно к тепловой магистрали ТМ 1А.

Более детально режимы работы источников, ЦТП, гидравлические режимы работы тепловых сетей, схемы подключения потребителей рассмотрены далее в отдельных разделах.

В таблице 2.1 представлены общие сведения по установленной тепловой мощности источников тепла муниципального образования «Город Магадан» и присоединенной тепловой нагрузке по договорам.

**Таблица 2.1 Общие сведения по источникам тепла г.Магадан**

№ п/п	Наименование источника	Установленная мощность, Гкал/ч	Присоединенная нагрузка (средне-часовая), Гкал/ч
1	Магаданская ТЭЦ ОАО «Магаданэнерго»	495	371,01
2	Котельная №2, ул. Марчеканская, 2	3,75	2,25
3	Котельная №21, ул. Рыбозаводская, 10	4,5	3,10
4	Котельная №43, ул. Авиационная, 10	2,0	1,0
5	Котельная №44, мкрн. Радист	1,0	0,62
6	Котельная №45, мкрн. Дукча	3,75	1,11
7	Котельная №46, ул. Майская	11,2	6,91
8	Котельная №47, п.г.т. Уптар, ул. Усть-Илимская, 5	12,06	7,63
9	Котельная №56, п.г.т. Сокол, ул. Гагарина, 25	44,18	20,27
10	Котельная №62, ул. Пионерская, 2	12,9	5,67
11	ЦТП-19, ул. Портовое шоссе, 45	1,445	0,3
	<b>Итого</b>	<b>591,37</b>	<b>419,88</b>

## **2.1 Зона теплоснабжения Магаданской ТЭЦ**

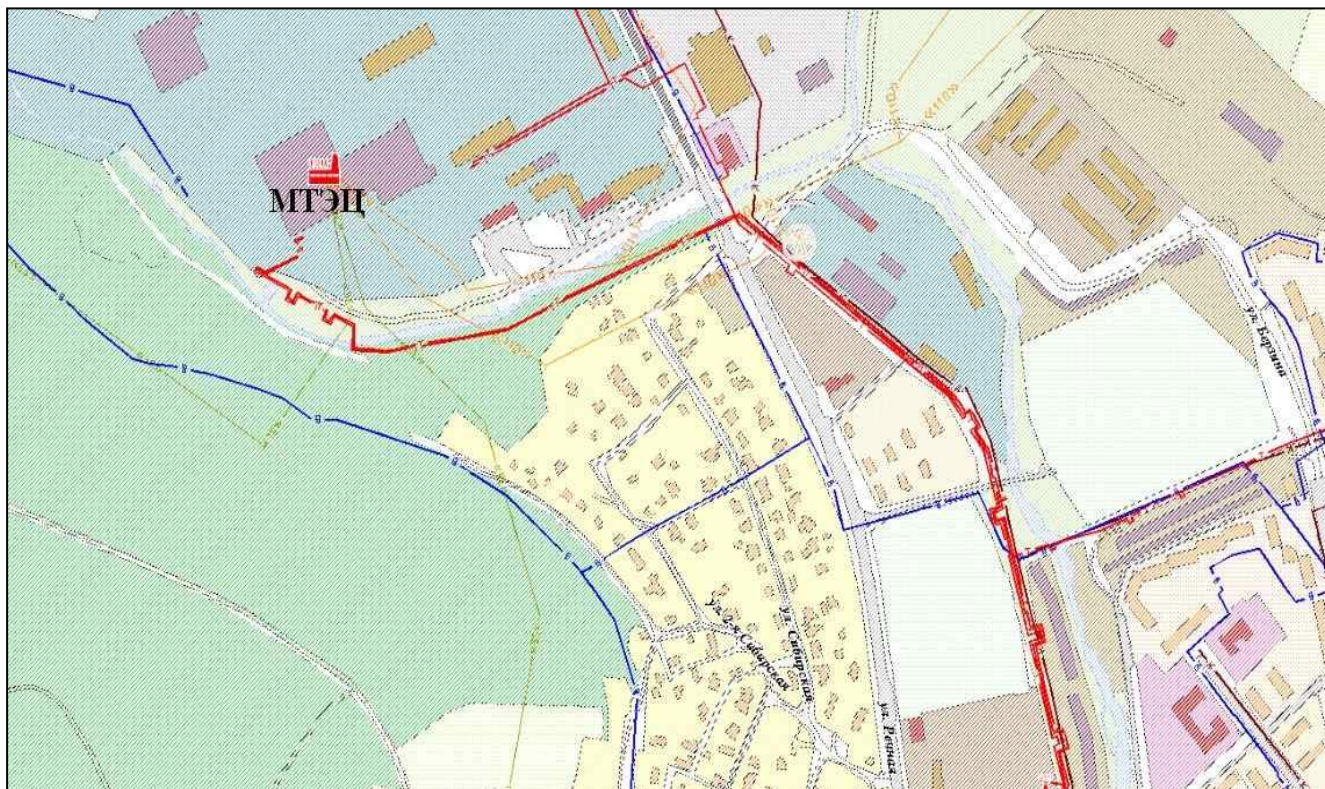
### **2.1.1 Общая характеристика. Зона действия источника**

Магаданская ТЭЦ размещена по адресу: г. Магадан, ул. Речная, 25.

Территориальное расположение Магаданской ТЭЦ на фрагменте карты города приведено на рисунке 2.1.

Зона действия источника тепловой энергии – территория поселения, городского округа или её часть, границы которой устанавливаются закрытыми секционирующими задвижками тепловой сети системы теплоснабжения.

Зона действия Магаданской ТЭЦ - система централизованного теплоснабжения от МТЭЦ, обеспечивающая производство и передачу тепловой энергии в центральную часть г. Магадан.



**Рисунок 2.1 – Территориальное расположение Магаданской ТЭЦ на карте города**

Согласно предоставленным данным на 01.01.2012г. установленная мощность Магаданской ТЭЦ составляет:

- 96 МВт – электрическая, в том числе:
  - 21 МВт – дизельная электростанция;
- 495 Гкал/ч - тепловая, в том числе:
  - 210 Гкал/ч – паротурбинная (ОВД);
  - 30 Гкал/ч – РОУ ОВД;
  - 55 Гкал/ч – РОУ ОСД;
  - 200 Гкал/ч – водогрейная котельная;

Подача тепловой энергии в систему теплоснабжения г.Магадана производится следующими тепломагистралями по двухтрубной схеме:

-2\* $d_y500$ мм - тепломагистраль ТМ1 (двухтрубная), однотрубная протяженность 3,6386 км, введена в эксплуатацию в 1963 году;

-1\* $d_y400$ мм – тепломагистраль ТМ1А (однотрубная), однотрубная протяженность 2,098 км, введена в эксплуатацию в 1975 году;

-2\* $d_y800$ мм – тепломагистраль ТМ2 (двухтрубная), однотрубная протяженность 4,196 км,

введена в эксплуатацию в 1975 году;

-2\* $d_y$ 500мм – тепломагистраль ТМ3 (двухтрубная), однострунная протяженность 6,6 км, введена в эксплуатацию в 1980 году;

-2\* $d_y$ 700мм – тепломагистраль ТМ4 (двухтрубная), однострунная протяженность 4,450 км, введена в эксплуатацию в 1983 году.

Граница ответственности обслуживания тепловых сетей определена их балансовой принадлежностью:

- Тепловая магистраль №1 (2\* $d_y$ 500мм), ТК0 – ТК-14,
  - участок Магаданской ТЭЦ от ТК0 до ТП11;
  - участок МУП «Магадантеплосеть» от ТП11 до ТК14;
- Тепловая магистраль №1А (1\* $d_y$ 400), ЦТС МТЭЦ.
  - участок ЦТС Магаданской ТЭЦ от ТЭЦцвд до ТП11;
- Тепловая магистраль №2 (2\* $d_y$ 800), ЦТС МТЭЦ,
  - участок ЦТС Магаданской ТЭЦ от ТЭЦцвд до ТП11;
- Тепловая магистраль №3 (2\* $d_y$ 500), ТП11 – ТК25 (ЦТП4),,
  - участок Магаданской ТЭЦ от ТП11 до ТК18;
  - участок МУП «Магадантеплосеть» от ТК18 до ЦТП4.
- Тепловая магистраль №4 (2\* $d_y$ 700), «Северная», Эстакада ВК – ТП8с,
  - участок ЦТС Магаданской ТЭЦ от Эстакада ВК до ТП1с;
  - участок МУП «Магадантеплосеть» от ТП1с до ТП8с (ЦТП10).

Регулирование отпуска тепловой энергии в сеть центральное, качественное по температурным графикам 115/55°С (ТМ №1, ТМ №2, ТМ №3), 115/55оС (ТМ №4) и 95/70°С (ТМ №1А).

Основным и резервным топливом является Кузнецкий каменный уголь с характеристиками  $Q_{np}=5137 - 5834$  ккал/кг,  $W_p=9,12 - 13,03\%$ ,  $A_p=12,59 - 17,54\%$ , растопочным – мазут топочный марки М40.

Состав работающего оборудования определяется режимом работы МТЭЦ, при котором турбогенераторы участвуют в покрытии графика электрических нагрузок по остаточному принципу, а основную долю электроэнергии г. Магадан получает от работающей в базовом режиме Колымской ГЭС.

По состоянию на 01.01.2013г. в рабочем состоянии находятся:

- энергетические котлы К/А ст. №1, 2 типа БКЗ-50-39Ф (главный паропровод среднего давления) работают в неотопительный период, котлы ст.№3 и 4 типа БКЗ-5-39Ф находятся в

резерве;

- энергетические котлы К/А ст. №5 типа БКЗ-160-1002С, ст. №6, 7 типа БКЗ-220-100-4С (главный паропровод высокого давления);

- турбоагрегаты Т/А ст. №6 типа ПТ-25/30-8,8/10, Т/А ст. №7 типа ПТ-25-90/10М, Т/А ст. №8 типа ПТ-25/30-90/10М;

- водогрейные котлы типа КВТК-100-150 ст.№11 и ст.№12 находятся в резерве, один раз в год проводятся профилактические включения в работу.

- электродкотлы КЭВ-10000/6 ст. №№ 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8 работают в неотапительный период. Электродкотельная используется для сработки сбросной воды Колымской ГЭС в летний период.

Технологическая схема Магаданской ТЭЦ выполнена с поперечными связями.

Пар от энергетических котлов К-5, 6, 7 подается в коллектор, далее поступает к турбинам типа ПТ и на РОУ 100/39, БРОУ - 100/13 (БРОУ-1, БРОУ-2), РОУ 100/1,2 (растопочная).

Отработанный пар из теплофикационного отбора турбин №6, 7, 8 подается в основные подогреватели сетевой воды и на собственные нужды, а из производственных отборов – в пиковые бойлера, в БРОУ, РОУ.

Теплофикационный комплекс станции включает в себя: основные и пиковые бойлера, сетевые деаэраторы атмосферного типа, насосную группу в составе сетевых, конденсатных и подпиточных насосов, а также теплообменное оборудование и баки-аккумуляторы подпиточной воды.

Для восполнения потерь сетевой воды, расходуемой на нужды горячего водоснабжения потребителей города (существующая схема по ГВС – открытая), а также технологических потерь при передаче теплоносителя и для создания запаса подпиточной воды используются установки подпитки теплосети УПТ-600, УПТ-1600, УПТ-1800 ВК.

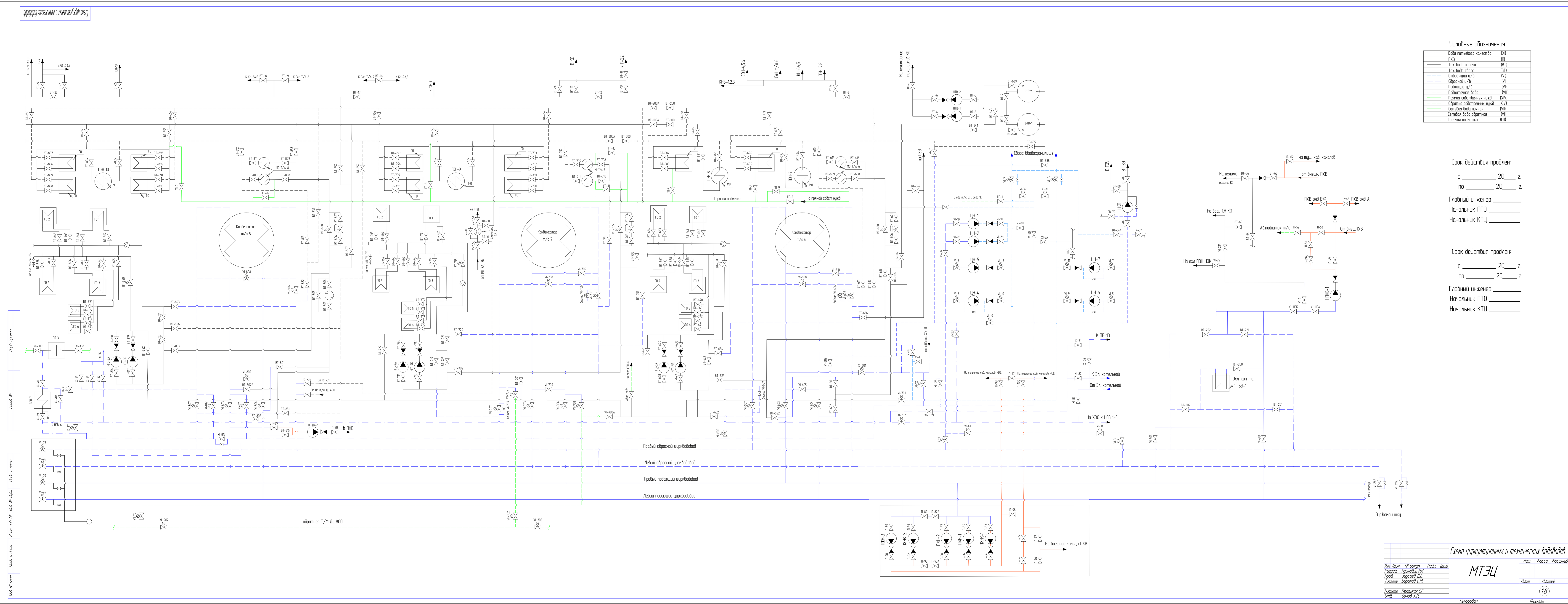
На рисунке 2.2 представлена принципиальная развернутая тепловая схема станции ЧВД.

На рисунке 2.3 представлена принципиальная схема сетевой воды и подпиточных установок МТЭЦ.

На рисунке 2.4 представлена Принципиальная схема циркуляционных и технических водоводов.







## **2.1.2 Характеристика основного оборудования**

### **2.1.2.1 Паротурбинное оборудование.**

По состоянию на 01.01.2013 на Магаданской ТЭЦ установлено три турбины ОАО Калужского турбинного завода. Теплофикационные турбины с производственным и отопительным регулируемые отборами пара - ст. №6, ст. №8 типа ПТ-25/30-90/10М и турбина ст. №7 типа ПТ-25-90/10М - обеспечивают паром бойлерные сетевые установки.

Состав основного турбинного оборудования Магаданской ТЭЦ представлен в таблице 2.2.

### **2.1.2.2 Котельное оборудование**

По состоянию на 01.01.2013 на Магаданской ТЭЦ установлены котлы Барнаульского котельного завода: семь энергетических паровых котлов и два водогрейных котла на водогрейной котельной.

Располагаемая паропроизводительность энергетических котлов ст. №5, ст. №6, ст. №7 ТЭЦ по данным режимно-технических испытаний в 2010г. (ОАО «Дальтехэнерго») соответствует установленной. Энергетические котлы ст. №1 и ст. №2 включаются в работу в неотапительный период, ст. №3 и ст. №4 находятся в резерве.

Располагаемая паропроизводительность энергетических котлов ст. №5, ст. №6, ст. №7 ТЭЦ по данным режимно-технических испытаний в 2010г. (ОАО «Дальтехэнерго») соответствует установленной.

Располагаемая мощность водогрейных котлов соответствует установленной, в соответствии с принятым техническим решением водогрейная котельная находится в резерве и на один месяц в году включается в работу.

Состав основного котельного оборудования ТЭЦ и водогрейной котельной, приведены в таблице 2.3.

Основные характеристики котельного и турбинного оборудования приведены в таблице 2.4.

### **2.1.2.3 Котельное оборудование электрокотельной**

Электрическая котельная расположена на территории МТЭЦ в ЧСД и не является основным оборудованием.

Установленная мощность электрокотельной используется для покрытия части тепловой нагрузки Магаданской ТЭЦ в неотапительный период в схеме подготовки подпиточной воды. Установленная мощность электрокотельной ограничена трансформаторной мощностью и

составляет 50 Гкал/ч. Электрокотельная используется для сработки сбросной воды Колымской ГЭС в летний период. В отопительный период мощность электрокотельной ограничена трансформаторной мощностью, режимом работы электрических сетей и Колымской ГЭС, поэтому в настоящее время мощность электрокотельной не входит в установленную тепловую мощность Магаданской ТЭЦ

Состав и характеристика оборудования электрокотельной представлены в таблице 2.5.

**Таблица 2.2 Состав турбинного оборудования**

Турбоустановки																					
Станционный номер турбины	Тип, модификация	Год ввода в эксплуатацию	Завод изготовитель	Мощность		Параметры свежего пара		Расход свежего пара		Отбор Т						Отбор П					
				Номинальная, МВт	Максимальная, МВт	Давление, кгс/ см <sup>2</sup>	Температура, °С	Номинальный, т/ч	Максимальный, т/ч	Давление, кгс/ см <sup>2</sup>	Производительность				Давление,	Производительность					
											Номинальная,		Максимальная,		кгс/ см <sup>2</sup>	Номинальная,		Максимальная,			
											Гкал/ч	т/ч	Гкал/ч	т/ч		Гкал/ч	т/ч	Гкал/ч	т/ч		
6	ПТ-25/30-90/10М	2004	ОАО "Калужский турбинный завод"	25	30	90	535	159	182	2,5	27,5	50	38,5	70	13	38,5	70	66	120		
7	ПТ-25-90/10М	1974		25	30	90	535	159	182	2,5	27,5	50	38,5	70	13	38,5	70	66	120		
8	ПТ-25/30-90/10М	2000		25	30	90	535	159	182	2,5	27,5	50	38,5	70	13	38,5	70	66	120		

**Таблица 2.3 Состав котельного оборудования**

Станционный номер котла	Тип, модификация	Год ввода в эксплуатацию	Завод- изготовитель	Расчетные параметры за котлом			Проектное, фактическое топливо	
				производительность, т/ч (Гкал)	Давление, кгс/см <sup>2</sup>	Температура, °С	Q <sub>н</sub> <sup>р</sup> , ккал/кг	Номин. расход на котел, тыс. нм <sup>3</sup> /ч, т/ч
Котлы паровые энергетические								
1	БКЗ-50-39Ф	1962	БКЗ	50.0	39.0	440	4830 - Ургальский; 5400 - Кузнецкий	7,54 т/ч - Кузнецкого
2	БКЗ-50-39Ф	1962	БКЗ	50.0	39.0	440		
3	БКЗ-50-39Ф	1963	БКЗ	50.0	39.0	440		
4	БКЗ-50-39Ф	1964	БКЗ	50.0	39.0	440		
5	БКЗ-160-100Ф	1974	БКЗ	160.0	100.0	540		20,29 т/ч - Кузнецкого
6	БКЗ-220-100Ф	1974	БКЗ	220.0	100.0	540		
7	БКЗ-220-100Ф	1977	БКЗ	220.0	100.0	540		
Котлы водогрейные								
11	КВТК-100-150	1989	БКЗ	100.0	22.0	150	4830 - Ургальский; 5400 - Кузнецкий	по 21,5 т/ч - Кузнецкого
12	КВТК-100-150	1995	БКЗ	100.0	22.0	150		

**Таблица 2.4 Характеристика котельного и турбинного оборудования**

Станционный номер	Тип модификации завод изготовитель	Год ввода в экс- кцию	Год по- след- него ремон- та	% изно- са	Параме- тры, Мпа/ °С	Мош- ность, МВт, произв- ть, т/ч, Гкал/ч	Без учета замены и реконструкции оборудования		С учетом замены и реконструкции оборудования			
							Нормав- ный парк. ресурс, тыс.час	Год дости- ния парк. ресурса	Индивиду- альный ресурс, час	Наработка с начала эксплуатации, наработка после замены базового узла, час	Остаточный ресурс, в т.ч. с учетом мероприятий по продлению, час	Год достижения индивид.ресурса с учетом продления
Котлоагрегаты												
1	БКЗ-50-39Ф	1962		91,5	3,9/450	50.0	24 года	1986	нет	177180	нет	2018
2	БКЗ-50-39Ф	1962		86,3	3,9/450	50.0	24 года	1986	нет	171062	нет	2020
3	БКЗ-50-39Ф	1963		89,4	3,9/450	50.0	24 года	1987	нет	150982	нет	2020
4	БКЗ-50-39Ф	1964		89,4	3,9/450	50.0	24 года	1988	нет	153548	нет	2020
5	БКЗ-160-100Ф	1974		69	10/540	160.0	200	2009	50000	209154	251648	2021
6	БКЗ-220-100Ф	1974		69	10/540	220.0	200	2006	50000	235774	254590	2016
7	БКЗ-220-100Ф	1977		89,5	10/540	220.0	200	2011	30000	217156	12844,00	2015
11	КВТК-100-150	1989		30	2,2	100.0	16 лет	2013		4382	нет	2021
12	КВТК-100-150	1995		30	2,2	100.0	16 лет	2013		925	нет	2021
Турбоагрегаты												
6	ПТ-25/30- 90/10М (КТЗ)	2004		0	9/535	25	270	нет	40 лет	38971	нет	2044
7	ПТ-25-90/10М (КТЗ)	1974		80,4	9/535	25	270	нет	40 лет	240637	нет	2015
8	ПТ-25/30- 90/10М (КТЗ)	2000		8,5	9/535	25	270	нет	40 лет	55250	нет	2040

**Таблица 2.5 Состав и характеристика оборудования электростанции.**

Ст.№	Тип электростанции	Потребляемая номинальная электрическая мощность, МВт	Установленная производительность, Гкал/ч	Температура воды на входе в котел, °С	При работе котла до 100°С Параметры воды			При работе котла до 100°С Параметры воды		
					t на выходе, °С	Pmin. кгс/см <sup>2</sup>	G. м <sup>3</sup> /час	t на выходе, °С	Pmin. кгс/см <sup>2</sup>	G. м <sup>3</sup> /час
1-8	КЭВ-10000/6	8*10	8*8,6	70	95	5	345	130	7	144

Основным и резервным топливом для котельных агрегатов МТЭЦ является Кузнецкий каменный уголь с характеристиками  $Q_{\text{нр}}=5137 - 5834$  ккал/кг,  $W_p=9,12 - 13,03\%$ ,  $A_p=12,59 - 17,54\%$ , растопочным – мазут топочный марки М40.

По отчетным данным за 2012 г., суммарный годовой расход топлива составил 198,63 тыс. т у.т, в том числе: - каменный уголь 198,323 тыс. т у.т (99,8 %), жидкое топливо (топочный мазут, дизельное топливо) – 0,31 тыс. т у.т (0,2%).

### 2.1.3 Источники водоснабжения

Источником водоснабжения Магаданской ТЭЦ является городское водохранилище №1 на р. Каменушка на расстоянии 4 км от насосной станции, расположенной на площадке МТЭЦ. Вода подается по двум стальным трубопроводам диаметром 1200мм на Магаданскую ТЭЦ для системы теплоснабжения города. Водохранилище №3 на реке Магаданке, расположенное между микрорайонами Солнечный и Пионерный, обеспечивает технологические нужды ТЭЦ.

На ВПУ МТЭЦ в качестве основного источника водоснабжения используется артезианская вода.

По отчетным данным за 2012г. расход холодной воды для подпитки системы теплоснабжения составил 7058,29 тыс. т, удельный расход воды 5,369 т/Гкал.

### 2.1.4 Вспомогательное оборудование

#### 2.1.4.1 Водоподготовительные установки

Технологическая схема ВПУ выполнена по упрощенной схеме обессоливания: осветление на механических фильтрах, двухступенчатое Н-катионирование, декарбонизация, одноступенчатое анионирование. Исходная артезианская вода подогретая в турбинном отделении КТЦ до 12-18°С поступает на 3 механических однокамерных фильтра диаметром 3 м, загруженных дробленным гидроантрацитом. Перед ВПУ установлен бак запаса исходной воды объемом 100 м<sup>3</sup>.

Осветленная вода с механических фильтров поступает на три Н-катионитовых фильтра 1 ступени (Н-1 ст.) диаметром 2,0 м, загруженные катионитом Дауэкс HCR-S-(Н) (фильтры №1, 3) и КУ-2-8 (фильтр № 2) на высоту 2,1 - 2,3 м.

Взрыхление Н-1 ст. производится Н-катионированной водой после работающего фильтра 1 ступени. После Н-1 ст. вода подается на три Н-катионитовых фильтра 2 ступени (Н-2 ст.) диаметром 2,0 м, загруженных катионитом КУ-2-8 (фильтры №1, 3) и Дауэкс HCR-S-(Н) (фильтр № 2) на высоту 1,1-1,2 м.

Взрыхление Н-2 ст. производится Н-катионированной водой после работающего фильтра 2 ступени.

Перед регенерацией Н-1, 2 ст. дополнительно взрыхляются кислыми отмывочными водами из бака промывки кислых вод объемом 100 м<sup>3</sup>.

Регенерация Н-катионитовых фильтров совместная, отключение фильтров происходит при снижении кислотности после Н-1 ст. на 0,2 мг-экв/дм<sup>3</sup>.

После Н-катионитовых фильтров установлены 2 декарбонизатора (1 рабочий, 1 резервный) и бак декарбонизированной воды объемом 100 м<sup>3</sup>. Содержание углекислоты после декарбонизаторов не превышает 4,0-5,0 мг/дм<sup>3</sup>. Декарбонизированная вода поступает на 3 анионитовых фильтра, загруженных высокоосновным анионитом АВ-17-8 (фильтр №1) и Дауэксом SBR-(Р) (фильтры № 2, 3) на высоту 1,6 – 1,8 м.

Взрыхление анионитовых фильтров производится обессоленной водой, дополнительно перед регенерацией фильтры взрыхляются щелочными отмывочными водами из бака промывки щелочных вод объемом 100 м<sup>3</sup>. Регенерация анионитовых фильтров проводится подогретым на 5-10°С по сравнению с обессоленной водой раствором щелочи.

Анионитовые фильтры отключаются на регенерацию при содержании кремнекислоты в обессоленной воде до 300 мкг/дм<sup>3</sup>. Ионообменный материал анионитовых фильтров 1-2 раза в год подвергается соле-щелочной обработке для восстановления обменной емкости. Регенерационные воды ионитовых фильтров собираются в 2-х баках-нейтрализаторах, объемом по 220 м<sup>3</sup>, для взаимной нейтрализации и затем сбрасываются в ПЛК. Взрыхляющие воды механических фильтров направляются в ПЛК.

Обессоленная вода поступает в 3 бака запаса химобессоленной воды объемом по 500 м<sup>3</sup> каждый. На коллекторе обессоленной воды после анионитовых фильтров установлены приборы автоматического химконтроля: рН-метр типа рН-201 и кондуктометр АЖК-310 с предвключенным Н-катионитовым фильтром.

### **Сведения по источникам водоснабжения.**

В качестве основного источника водоснабжения используется артезианская вода, в качестве резервного источника водоснабжения ВПУ может использоваться вода из питьевого или технического водохранилища.

### **Общая характеристика состояния ВПУ.**

Технологическая схема установки запроектирована согласно «Норм технологического проектирования тепловых электрических станций» и имеет в своем составе необходимое оборудование, в том числе: баки повторного использования кислых и щелочных отмывочных вод, баки-нейтрализаторы, подогреватели регенерационного щелочного раствора. Удельные расходы реагентов, воды на собственные нужды соответствуют нормативным для данной технологической схемы.

Механические фильтры установлены и введены в работу в 1962 году. Механические фильтры № 1-3 включаются в работу поочередно, один из них постоянно находится в резерве, что позволяет проводить обслуживание, технологические осмотры 1 раз в 6 месяцев и ремонты. Мех. фильтр № 4 длительное время находится в нерабочем состоянии, некоторое время использовался для перегрузки фильтрующего материала во время ремонтов. Для обеспечения бесперебойной работы ВПУ достаточно трех механических фильтров.

Н-катионитовые фильтры I и II ступени и анионитовые фильтры введены в работу в 1973 году. Фильтры находятся в удовлетворительном состоянии, 1 раз в 6 месяцев проводится технологический осмотр фильтров и 1 раз в 3 года – капитальный ремонт, во время которого наносится новое антикоррозионное покрытие на внутренних поверхностях фильтров, производится замена или досыпка фильтрующего материала, ревизия запорной арматуры.

Уровень эксплуатации достаточный для обеспечения требуемого качества обессоленной воды и поддержания надежного водно-химического режима ТЭЦ.

Для контроля за качеством обессоленной воды установлены приборы автоматического химконтроля, находятся в технически исправном состоянии.

Оборудование ВПУ имеет химзащиту, в плановом порядке проводятся ремонтные работы. Периодичность ремонтов, предусмотренные объемы выполняются в сроки. Отказов за период эксплуатации нет. Запретов на эксплуатацию нет. Водоподготовительная установка находится в удовлетворительном состоянии.

### **Производительность ВПУ.**

Проектная производительность ВПУ 80 м<sup>3</sup>/ч, среднегодовая за 2008-2012 годы соответственно 22-29 м<sup>3</sup>/ч, при максимальной производительности 45 м<sup>3</sup>/ч и минимальной 20 м<sup>3</sup>/ч. Средняя производительность обеспечивает потребность станции в добавочной воде полностью.

#### **2.1.4.2 Описание режимов работы ВПУ.**

Режим работы ВПУ в период отопительного сезона непрерывный, со средней производительностью 22-29 м<sup>3</sup>/ч. В работе постоянно находится по одному фильтру: механический, Н-катионитовый 1 ступени, Н-катионитовый 2 ступени, анионитовый.

Декарбонизаторы № 1, 2 включаются в работу поочередно; один постоянно находится в работе, другой – в резерве.

В летний период, когда в работе находятся котлы ЧСД, оборудование ВПУ работает периодически. ВПУ включается в работу при уровне в баках ХОВ № 1, 2, 3 – 4 м, а при заполнении БХОВ до уровня 7 м установка отключается в резерв.

#### **Перечень используемых реагентов.**

1. Кислота серная техническая
2. Сода каустическая (натр едкий технический)

Склад хранения реагентов для ВПУ расположен за территорией станции, хранение реагентов в химцехе осуществляется в баках-мерниках. Серная кислота поступает в полиэтиленовых канистрах по 20 литров. Щелочь поступает в мешках по 50 кг с полиэтиленовым вкладышем, растворяется в баке-растворителе обессоленной водой с помощью пара до 25% и перекачивается в баки-мерники щелочи.

Состав основного оборудования ВПУ подпитки энергетических котлов и его техническая характеристика приведены в таблице 2.6.

Состав бакового хозяйства ВПУ и его характеристика приведены в таблице 2.7.

**Таблица 2.6 Состав и техническое состояние основного оборудования ВПУ подпитки энергетических котлов**

№ п/п	Наименование оборудования	Производительность, т/ч	Изготовитель	Год ввода в эксплуатацию	Технические характеристики	Материал загрузки	Высота загрузки, м	Межремонтный цикл, год	Средняя ежегодная наработка, ч	Год последнего ремонта	Оценка технического состояния
1	Механический фильтр № 1	45	П/о «Красный котельщик», г. Таганрог	1962	ФОВ Д=3,0 м	Гидроантрацит А	1,0	3	2500	2011	Удовлетворит.
2	Механический фильтр № 2	45		1962	ФОВ Д=3,0 м	Гидроантрацит А	1,0	3	2500	2010	Удовлетворит.
3	Механический фильтр № 3	45		1962	ФОВ Д=3,0 м	Гидроантрацит А	1,0	3	2500	2012	Удовлетворит.
4	Механический фильтр № 4	45		1962	ФОВ Д=3,0 м	-	-	3	0	-	Состояние нерабочее, без фильтрующего материала
4	Н-катион. фильтр I ст. № 1	45		1973	ФИП Д=2,0 м	ДауэксНС R-S-(H)	2,1	3	2500	2013	Удовлетворит.
5	Н-катион. фильтр I ст. № 2	45		1973	ФИП Д=2,0 м	КУ-2-8	2,26	3	2500	2013	Удовлетворит.
6	Н-катион. фильтр I ст. № 3	45		1973	ФИП Д=2,0 м	ДауэксНС R-S-(H)	2,2	3	2500	2013	Удовлетворит.
7	Н-катион. фильтр II ст. № 1	45		1973	ФИП Д=2,0 м	КУ-2-8	1,1	3	2500	2011	Удовлетворит.
8	Н-катион. фильтр II ст. № 2	45		1973	ФИП Д=2,0 м	ДауэксНС R-S-(H)	1,18	3	2500	2011	Удовлетворит.
9	Н-катион. фильтр II ст. № 3	45		1973	ФИП Д=2,0 м	КУ-2-8	1,15	3	2500	2011	Удовлетворит.
10	Анионитовый фильтр № 1	45		1972	ФИП Д=2,0 м	АВ-17-8	1,6	3	2500	2012	Удовлетворит.
11	Анионитовый фильтр № 2	45		1973	ФИП Д=2,0 м	Дауэкс SBR-(P)	1,74	3	2500	2012	Удовлетворит.
12	Анионитовый фильтр № 3	45		1973	ФИП Д=2,0 м	Дауэкс SBR-(P)	1,65	3	2500	2012	Удовлетворит.
13	Декарбонизатор № 1	100		1973	Д=1,5 м Н=2,6 м	Кольца Рашига	1,1	3	3750	2010	Удовлетворит.
14	Декарбонизатор № 2	100		1973	Д=1,5 м Н=2,6 м	Кольца Рашига	1,1	3	3750	2011	Удовлетворит.

**Таблица 2.7 Состав и техническое состояние бакового хозяйства ВПУ**

№ п/п	Наименование оборудования	Рабочий объем, м <sup>3</sup>	Год ввода в эксплуатацию	Межремонтный цикл, год	Дата последнего ремонта (освидетельствования)	Оценка технического состояния
1	2	3	4	5	6	7
1.	БКВ	100	1973	—	2005 (2011)	Удовлетворительное
2.	БДВ	100	1973	—	2009 (2012)	Удовлетворительное
3.	БПКВ	100	1973	—	2012 (2011)	Удовлетворительное
4.	БПЦВ	100	1973	—	2005 (2011)	Удовлетворительное
5.	БН – 1	220	1973	3	2013	Удовлетворительное
6.	БН – 2	220	1973	3	2012	Удовлетворительное
7.	БХОВ – 1	500	1984	3	2008 (2011)	Удовлетворительное
8.	БХОВ – 2	500	1974	3	2011 (2011)	Удовлетворительное
9.	БХОВ – 3	500	1984	3	2013 (2012)	Удовлетворительное
10.	БМК – 1	1,5	1973	—	2009	Удовлетворительное
11.	БМК – 2	1,5	1973	—	—	Течь в корпусе, с 2002 г. выведен из эксплуатации
12.	БМК – 3	1,5	1973	—	2010	Удовлетворительное
13.	БМЦ – 1	3	1973	—	—	Удовлетворительное
14.	БМЦ – 2	3	1973	—	—	Удовлетворительное
15.	Растворитель каустика № 1	1	1973	—	—	Удовлетворительное
16.	Растворитель каустика № 2	1	1973	—	—	Удовлетворительное
17.	Солевая ячейка № 1	5	1973	—	2012	удовлетворительное
18.	Солевая ячейка № 2	5	1973	—	2009	удовлетворительное
19.	Бак-мерник соли № 1	2,3	1973	—	—	удовлетворительное
20.	Бак-мерник соли № 2	2,3	1973	—	—	удовлетворительное

#### 2.1.4.3 ВПУ подпитки тепловой сети

Для подпитки тепловой сети системы теплоснабжения г. Магадан на Магаданской ТЭЦ используются Установки подпитки теплосети «УПТ-600», «УПТ-1600 и «УПТ-1800».

Установки подпитки теплосети предназначены для непрерывного восполнения сетевой воды: расходуемой на горячее водоснабжение потребителей (открытая система); технологических потерь теплоносителя при передаче по сетям; создания запаса подпиточной воды.

Установка подпитки теплосети состоит из следующего оборудования:

- сетевого деаэратора атмосферного типа (удаление из подпиточной воды коррозионно-активных газов – кислорода  $O_2$ , свободной углекислоты –  $CO_2$ );
- насосы сырой воды для подачи циркуляционной воды или воды питьевого качества в сетевой деаэратор;
- насосы подпитки теплосети для подачи деаэрированной воды из деаэратора в тепловую сеть;
- пароводяные подогреватели сырой воды для подогрева сырой воды до сетевого деаэратора
- водоводяные подогреватели для охлаждения подпиточной воды и подогрева сырой воды;
- охладители конденсата;
- баки-аккумуляторы подпиточной воды для создания запаса подпиточной воды и сглаживания пиковых режимов водоснабжения;
- регулировочные насосы подпитки теплосети для подачи подпиточной воды из баков-аккумуляторов в напорные трубопроводы прямого и обратного теплопровода.

Состав и техническая характеристика основного оборудования, входящего в состав УПТ, приведены в таблице 2.8.

**Таблица 2.8 Характеристика основного оборудования установок подпитки тепловой сети**

№ п/п	Установка / Наименование оборудования
1	УПТ - 600
1.1	Сетевой деаэратор атмосферного типа ст.№5 – 1шт.: - объем бака-75м <sup>3</sup> ; - рабочее давление-1.2 ата; - тип колонки - ДСА-300; - количество колонок-2шт; - производительность колонки-300м <sup>3</sup> /ч
1.2	Насос сырой воды (НСВ) ст.№6- подача подогретой сырой воды после основного бойлера на СД-5: - тип 200Д-90, год ввода в эксплуатацию1986г.; - производительность – 720 м3/ч; - напор – 89 м.в.ст.; - тип эл.двигателя А113-4; - частота вращения – 1450 об мин; - мощность – 250 кВт
1.3	Пароводяной подогреватель сырой воды ПСВ ст.№3: - тип – ПСВ-500-14-23; - давление в паровом пространстве – 14 кг/см <sup>2</sup> ; - давление воды в трубной системе – 23 кг/см <sup>2</sup> ; - расход воды 1500 т/ч; - температура воды на входе – 50°С; - температура воды на выходе-100°С; - расчетная теплопроизводительность – 60 Гкал/ч
1.4	Водоводяной подогреватель ВВП ст.№7:

**Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения МО «Город Магадан» на период  
2014-2029 г.**

№ п/п	Установка / Наименование оборудования
	<ul style="list-style-type: none"> <li>- тип ПСВ – 500-14-23;</li> <li>- площадь поверхности нагрева – 500 м<sup>2</sup>;</li> <li>- давление в корпусе – 14 кг/см<sup>2</sup>;</li> <li>- давление в трубной системе 23 кг/см<sup>2</sup>;</li> <li>- расход воды в трубной системе – 1500 м<sup>3</sup>/ч;</li> <li>- расход воды в корпусе – 600 м<sup>3</sup>/ч;</li> <li>- расчетная теплопроизводительность – 60 Гкал/ч</li> </ul>
2	УПТ - 1600
2.1	<p>Сетевые деаэраторы атмосферного типа СД ст.№1, 2, 3 – 3шт.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- объем бака-75м<sup>3</sup>;</li> <li>- рабочее давление-1.2 ата;</li> <li>- тип колонки - ДСА-200;</li> <li>- количество колонок-2шт;</li> <li>- производительность колонки-200м<sup>3</sup>/ч</li> </ul> <p>СД ст. №4:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- объем бака 100м<sup>3</sup>;</li> <li>- тип колонки ДСА-200;</li> <li>- количество колонок – 2шт.</li> </ul>
2.2	<p>Насосы сырой воды (НСВ) ст.№6- подача подогретой сырой воды после основного бойлера в СД ст. №1, 2, 3, 4:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- НСВ – 1, 2 тип ЦН-400*105, дата ввода в эксплуатацию 1962г.</li> <li>- производительность – 500м<sup>3</sup>/ч;</li> <li>- напор – 92,5 м.в.ст.;</li> <li>- тип двигателя А-101-4М</li> <li>- число оборотов двигателя – 1450 об/мин;</li> <li>- температура воды – до 100оС;</li> <li>- мощность эл.двигателя 125 кВт</li> </ul> <p>-НСВ – 3, 4, 5 - тип 200Д-60, дата ввода в эксплуатацию 1975г.;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- производительность – 400 м<sup>3</sup>/ч;</li> <li>- напор – 82 м.в.ст.;</li> <li>- тип электродвигателя А-3315-52-4У3;</li> <li>- число оборотов двигателя – 1450 об мин;</li> <li>- мощность – 160 кВт</li> </ul>
2.3	<p>Насосы подпитки теплосети, НПТ – 1, 2, 3, 4, 5:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- НПТ – 1, 2, тип ЦН-400*105, дата ввода в эксплуатацию 2013г.;</li> <li>- производительность 400 м<sup>3</sup>/ч;</li> <li>- напор 96 м.в.ст;</li> <li>- число оборотов двигателя 1450 об/мин;</li> <li>- мощность эл.двигателя 100 кВт;</li> <li>- ток э.д. 275А;</li> </ul> <p>- НПТ-3, 4, 5, тип 200Д-90;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- производительность 400 м<sup>3</sup>/ч;</li> <li>- тип двигателя: 4-А-315S-4У3-2шт., А3315-52-4У3-2 шт.;</li> <li>- напор 78 м.в.ст;</li> <li>- число оборотов двигателя 1450 об/мин;</li> <li>- мощность эл.двигателя 100 кВт</li> </ul>
2.4	<p>Водоводяные подогреватели ПВП ст.1,2 и ВВП ст.№ 3, 4, 5, 6:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- ПВП-1,2-2 шт.:</li> <li>-тип НН №81;</li> <li>- площадь одной пластины 0,84 м<sup>2</sup>;</li> <li>- условный проход портов, 300мм;</li> <li>- максимальная площадь теплообмена ,167 м<sup>2</sup>;</li> <li>- расчетное давление для двух контуров, 16 кг/см<sup>2</sup>;</li> <li>- расчетная температура, 15оС;</li> <li>- расход воды через ПВП,</li> <li>- по подпиточной воде 615 м<sup>3</sup>/ч;</li> </ul>

**Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения МО «Город Магадан» на период  
2014-2029 г.**

№ п/п	Установка / Наименование оборудования
	- по воде питьевого качества 320 м <sup>3</sup> /ч; - ВВП – 3, 4, 5, 6 - тип МВН 2052-62 – 4 секции; - площадь поверхности теплообмена – 116,4 м <sup>2</sup> ; - допускаемая температура воды 150°С
2.5	- ПСВ ст. №1, 2: - типа ПСВ-200-7-14; - площадь поверхности теплообмена – 200 м <sup>2</sup> ; - давление в корпусе – 7 кг/см <sup>2</sup> ; - давление в трубной части 14 кг/см <sup>2</sup> ; - расход воды – 800 м <sup>3</sup> /ч; - расчетная теплопроизводительность – 32 Гкал/ч
2.6	Охладители конденсата: - ПСВ 1, тип ОГ-6, 2 шт.; - площадь поверхности теплообмена 6м <sup>2</sup> ; - ПСВ 2, тип МВН 2052-62, 2 шт; - площадь поверхности теплообмена 29,1м <sup>2</sup>
2.7	Бак-аккумулятор, БА ст. 1, 2: - емкость бака 3000м <sup>3</sup>
2.8	Регулировочные насосы подпитки теплосети, РНПТ с. №1, 2, 3: - тип 200Д-60, 3 шт., ввод в эксплуатацию 1975г.; - производительность 400 м <sup>3</sup> /ч; - напор 92,5 м.в.ст.; - тип эл.двигателя: 4АМН2874У3-1шт., А3315-52-4У3-2шт.; - мощность э.д. 160 кВт
2.9	Конденсатные насосы ПСВ №2: - тип 4К-90/85, 2шт, ввод в эксплуатации. 1975г.; - производительность 90 м <sup>3</sup> /ч; - напор 48 м.в.ст.; - мощность э.д. 17 кВт
3	УПТ - 1800
3.1	Сетевые деаэраторы атмосферного типа СД ст.№6, 7, 8 – 3шт. - объем бака-75м <sup>3</sup> ; - рабочее давление-1.2 ата; - тип колонки - ДСА-300; - количество колонок-2шт; - производительность колонки-300т/ч
3.2	Насосы сырой воды (НСВ) ст.№8, 9, 10- подача сырой воды в СД через ВВП и ПСВ: - тип Д-2000-100-2, 3 шт., ввод в эксплуатацию 1984г.; - производительность – 2000м <sup>3</sup> /ч; - напор – 100 м.в.ст.; - тип электродвигателя А4-4-50У-6У3 - число оборотов двигателя – 980 об/мин; - мощность эл.двигателя 800 кВт
3.3	Насосы подпитки теплосети, НПТ – 6, 7, 8, 9 для подачи деаэрированной воды из СД в теплосеть: - тип 300 Д-70, 4 шт., ввод в эксплуатацию в 1984г.; - производительность 1250 м <sup>3</sup> /ч; - напор 70 м.в.ст; - тип электродвигателя А355х4 - число оборотов двигателя 1500 об/мин; - мощность эл.двигателя 315 кВт
3.4	Конденсатные насосы, КН ПСВ – 3, 4, 5, 6, служат для откачки конденсата ПСВ-4, 5 в котловые деаэраторы, КД – 4, 5, 6, 7: - КН ПСВ – 3, 4, тип КСВ-125-140, 2 шт., ввод в эксплуатацию в 1984г.; - - производительность 125 м <sup>3</sup> /ч;

**Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения МО «Город Магадан» на период 2014-2029 г.**

№ п/п	Установка / Наименование оборудования
	<ul style="list-style-type: none"> <li>- напор 140 м.в.ст;</li> <li>- тип эл.двигателя 4А2509-2;</li> <li>- число оборотов двигателя 3000 об/мин;</li> <li>- мощность эл.двигателя 75 кВт;</li> <li>КН ПСВ – 5, 6, тип 5КС-5*2, 2 шт., ввод в эксплуатацию 1965г.;</li> <li>- - производительность 50 м<sup>3</sup>/ч;</li> <li>- напор 52 м.в.ст;</li> <li>- тип электродвигателя АОП-73-4</li> <li>- число оборотов двигателя 1500 об/мин;</li> <li>- мощность эл.двигателя 28 кВт</li> </ul>
3.5	<p>Сетевые насосы II-го подъема, СЭН – 21, 22, 23, 24, 25, 26, служат для подачи сетевой воды через водогрейные котлоагрегаты:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- тип КХА-300-660-40А;</li> <li>- производительность 1250 м<sup>3</sup>/ч;</li> <li>- напор 140 м.в.ст;</li> <li>- мощность эл.двигателя 710 кВт</li> </ul>
3.6	<p>Пароводяные подогреватели сырой воды ПСВ ст.№1, 2, служат для подогрева сырой воды:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-тип ПСВ – 500-3-23;</li> <li>- площадь поверхности теплообмена 500м<sup>2</sup>;</li> <li>- давление в корпусе – 3 кг/см<sup>2</sup>;</li> <li>- давление в трубной части 23 кг/см<sup>2</sup>;</li> <li>- расход воды – 1500 м<sup>3</sup>/ч;</li> <li>- максимальная температура нагрева воды 120°С;</li> <li>- расчетная теплопроизводительность – Гкал/ч;</li> <li>- число ходов по воде – 2;</li> <li>- гидравлическое сопротивление трубного пучка 5,5 м.в.ст.</li> </ul>
3.7	<p>Водоводяные подогреватели ВВП ст.№8, 9:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-тип 1200ТКГ-16-М1-С/20-6-1;</li> <li>- площадь поверхности теплообмена 250м<sup>2</sup>;</li> <li>- давление в межтрубном пространстве 16 кг/см<sup>2</sup>;</li> <li>-давление в трубном пространстве 16 кг/см<sup>2</sup>;</li> <li>- максимальная температура среды – 120°С;</li> </ul>
3.8	<p>Охладители выпара СД – 6, 7, 8, для охлаждения пара уходящего с головок деаэраторов при удалении О<sub>2</sub> и СО<sub>2</sub>:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- тип ОВА-24НЖ;</li> <li>- площадь поверхности теплообмена 24м<sup>2</sup>;</li> <li>- давление в межтрубном пространстве 1,2 кг/см<sup>2</sup>;</li> <li>- давление в трубном пространстве 4 кг/см<sup>2</sup>;</li> <li>- максимальная температура среды – 104°С</li> </ul>
3.9	<p>Охладители конденсата:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- ПСВ 4, 5, тип ОВА-24 НЖ;</li> <li>- площадь поверхности теплообмена м<sup>2</sup>;</li> <li>- давление в межтрубном пространстве кг/см<sup>2</sup>;</li> <li>- давление в трубном пространстве кг/см<sup>2</sup>;</li> <li>- максимальная температура среды – °С</li> </ul>

Показатели качества исходной воды на ВПУ Магаданской ТЭЦ за 2012 год приведены в Таблице 2.9.

Показатели качества подпиточной воды теплосети после ВПУ Магаданской ТЭЦ за 2012 год приведены в Таблице 2.10.

Показатели качества подпиточной воды соответствуют нормам ПТЭ (п. 4.8.39) . При этом рН поддерживается до 8,71 ед., что не противоречит ПТЭ при индексе карбонатном менее 0,067 мг-экв/дм<sup>3</sup>.

Показатели качества химобессоленной воды приведены в таблице 2.11

Водоподготовительные установки паровых энергетических котлов и ВПУ подпитки тепловых сетей работают удовлетворительно, что подтверждается отсутствием отказов основного энергетического оборудования ТЭЦ из-за несоблюдения норм качества питательной воды за последний пятилетний период - 2009-2013гг.

**Таблица 2.9 Показатели качества исходной воды на ВПУ Магаданской ТЭЦ за 2012 год**

Месяц	pH	Жесткость общая	Щелочность общая	Натрий	Сульфаты	Хлориды	Кремнекис- лота	Окисляе- мость	Железо	Медь	Сухой остаток
	ед.	мг-э/дм <sup>3</sup>	мг-э/дм <sup>3</sup>	мг/дм <sup>3</sup>	мг/дм <sup>3</sup>	мг/дм <sup>3</sup>	мг/дм <sup>3</sup>	мгО/дм <sup>3</sup>	мкг/дм <sup>3</sup>	мкг/дм <sup>3</sup>	мг/дм <sup>3</sup>
Вода питьевого качества											
Январь	6,97	0,290	0,260	2,52	1,78	2,40	12,35	3,60	0,150	2	
Февраль	6,94	,0300	0,275	2,30	1,85	2,40	13,35	3,52	0,165	2	
Март	6,91	0,290	0,260	2,64	1,76	2,80	13,42	3,48	0,184	2	
Апрель	6,95	0,300	0,280	2,74	1,83	2,50	13,92	2,86	0,146	2	
Май	6,99	0,310	0,290	3,10	2,55	2,85	14,60	3,52	0,152	2	37,8
Июнь	6,72	0,200	0,180	2,90	1,47	2,60	11,20	3,88	0,132	2	
Июль	6,47	0,180	0,150	2,86	1,59	2,00	11,31	3,07	0,128	2	
Август	6,61	0,190	0,150	2,24	1,59	2,20	11,90	3,44	0,192	2	
Сентябрь	7,17	0,250	0,230	2,46	1,32	2,20	12,47	3,55	0,190	2	33,7
Октябрь	7,03	0,230	0,215	2,46	1,64	2,10	13,42	3,21	0,171	2	
Ноябрь	6,96	0,235	0,220	2,24	1,79	2,00	13,04	3,44	0,152	2	
Декабрь	6,98	0,240	0,230	2,24	1,35	2,00	12,56	3,35	0,150	2	
тах	7,17	0,250	0,290	3,10	2,55	2,85	14,60	3,88	0,192	2	37,8

**Таблица 2.10 Показатели качества подпиточной воды теплосети Магаданской ТЭЦ за 2012 год**

Месяц	pH	Жесткость			Щелочность		Индекс карб.	O2	CO2	SO4	Cl	Окисл.	Взв. в-ва	Сухой остаток	Нефте-прод.	Fe	Cu
		общ.	Ca	Mg	ф/ф	общ.											
		мг-экв/дм <sup>3</sup>							мкг/дм <sup>3</sup>	мг/дм <sup>3</sup>						мкг/дм <sup>3</sup>	
Январь	8,45	0,300	0,190	0,115	0,014	0,300	0,057	37	отс.	2,40	2,60	2,5	2,14		0,08	177	8
февраль	8,46	0,315	0,180	0,135	0,014	0,310	0,056	34	отс.	1,25	2,60	2,5	2,21		0,06	171	6
март	8,31	0,330	0,190	0,140	0,016	0,325	0,067	37	отс.	1,92	2,30	2,6	2,03		0,06	220	6
апрель	8,71	0,330	0,220	0,110	0,016	0,320	0,064	38	отс.	1,36	2,45	2,6	1,75		0,05	226	6
май	8,59	0,325	0,205	0,120	0,016	0,320	0,067	37	отс.	1,42	2,45	2,4	1,77		0,07	183	6
июнь	8,46	0,315	0,200	0,115	0,014	0,310	0,062	44	отс.	1,56	2,44	2,7	1,74	29,6	0,06	214	5
июль	8,33	0,200	0,140	0,060	0,010	0,180	0,025	34	отс.	1,12	2,20	4,8	1,80	33,0	0,05	210	5
август	8,38	0,220	0,160	0,060	0,020	0,210	0,034	36	отс.	1,25	2,20	2,7	1,86	34,2	0,06	282	5
сентябрь	8,57	0,250	0,170	0,080	0,015	0,240	0,041	37	отс.	1,48	2,20	2,7	1,80	24,2	0,06	250	5
октябрь	8,65	0,250	0,160	0,090	0,014	0,240	0,040	32	отс.	1,86	2,20	2,7	1,83		0,06	238	5
ноябрь	8,51	0,250	0,170	0,080	0,014	0,250	0,042	30	отс.	1,68	2,20	2,9	1,78		0,10	220	5
декабрь	8,37	0,310	0,195	0,115	0,014	0,285	0,060	35	отс.	1,56	2,20	3,4	1,85		< 0,05	244	5

**Таблица 2.11 Показатели качества химобессоленной воды**

Месяц	pH	Жесткость	Na	Cu	SiO <sub>2</sub>	Fe	NH <sub>3</sub>
		мкг-экв/дм <sup>3</sup>	мкг/дм <sup>3</sup>				мг/дм <sup>3</sup>
январь	8,82	0,2	175	< 2,0	88	11	0,51
февраль	8,86	0,2	182	< 2,0	57	5	0,42
март	8,82	0,2	166	< 2,0	58	8	0,43
апрель	8,90	0,2	162	< 2,0	80	9	0,31
май	8,90	0,2	158	< 2,0	81	45	0,40
июнь	9,06	0,2	162	< 2,0	79	2	0,48
июль	9,23	0,2	148	< 2,0	89	4	0,54
август	9,02	0,5	132	< 2,0	98	11	0,46
сентябрь	8,96	0,5	140	< 2,0	97	16	0,45
октябрь	8,81	0,3	129	< 2,0	101	10	0,52
ноябрь	8,70	0,2	135	< 2,0	80	18	0,53
декабрь	8,71	0,2	178	3,0	69	11	0,49

#### 2.1.4.4 Бойлерный комплекс

Теплофикационные установки Магаданской ТЭЦ - №1, №2, и №3 предназначены для теплоснабжения сетевого контура г.Магадан и состоят из 10 бойлерных установок: семь пиковых бойлеров (ст. №1, 2, 3, 4, 5, 6, 10) и три основных бойлера (ст. №1, 2, 3).

Состав теплообменного оборудования представлен в таблице 2.12

В состав теплофикационной установки № 1 входит следующее оборудование:

- пиковые бойлеры ст.№ 1, 2, 3 типа БП-200-7-14;
- пиковые бойлеры ст.№ 10 типа ПСВ-500-14-23 с двумя конденсатными насосами ст.№ 10а, 10б типа «Ланг» и охладителем конденсата F = 20 м<sup>2</sup>;
- сетевые электронасосы ст.№ 1, 2, 3 типа КРНА-300/660/40А-019;
- охладитель конденсата ПБ ст.№ 1, 2, 3 с поверхностью охлаждения F = 8 м<sup>2</sup>;
- трубопроводы и запорная арматура.

В состав теплофикационной установки № 2 входит следующее оборудование:

- основные бойлеры ст.№ 1, 2 типа ПСВ-500-3-23;
- пиковые бойлеры ст.№ 4 типа ПСВ-500-14-23;
- сетевые электронасосы ст.№ 4, 5, 6 типа КРНА-300/660/40А-019;
- конденсатные насосы ст.№ 1, 2, 3 типа КСД-140-140;
- соединительные трубопроводы и запорная арматура.

В состав теплофикационной установки № 3 входит следующее оборудование:

- основной бойлер ст.№ 3 типа ПСВ-500-3-23;
- пиковые бойлеры ст.№ 5, 6 типа ПСВ-500-14-23;

- сетевой электронасос ст.№ 7 типа СЭ-1250;
- сетевые электронасосы ст.№ 8,9 типа КРНА-300/660/40А-019;
- конденсатные насосы ст.№ 4, 5, 6 типа КСД-140-140.

Техническая характеристика бойлеров приведена в таблице 2.13.

Подогрев сетевой воды в основных бойлерах осуществляется паром с давлением 3 кгс/см<sup>2</sup> до температуры 110-130 °С, а в пиковых - с давлением 7, 14 кгс/см<sup>2</sup> до температуры 110-180 °С. При этом в расчетном режиме нагрев воды в основных бойлерах происходит от температуры в обратном трубопроводе 70 °С, а в пиковых - при температуре выходящей из основных бойлеров 110 °С.

#### **2.1.4.5 Сетевые насосы**

Техническая характеристика сетевых насосов приведена в таблице 2.14.

Для транспорта теплоносителя на МТЭЦ установлено 18 сетевых насосов.

**Таблица 2.12 Сведения по теплофикационному оборудованию сетевого контура МТЭЦ**

№ п/п	Наименование установки, оборудования	Наименование подогревателя	Год ввода в эксплуатацию	Источник греющего пара	Тип	Количество, шт.	Тепловая производительность подогревателя, Гкал/ч	Поверхность нагрева, м <sup>2</sup>	Номинальный расход воды через подогреватель, м <sup>3</sup> /ч
1	Бойлерная установка №1	Пиковый бойлер	1962	РОУ 100/40; РОУ 40/6	ПСВ-200-7-14	3	44,5	200	1500
			1990	РОУ 100/40; РОУ 40/13	ПСВ-500-14-23	1	75	500	1500
2	Бойлерная установка №2	Пиковый бойлер	1974	П отбор Т/А; БРОУ 100/13	ПСВ-500-14-23	1	75	500	1500
		Основной бойлер	1974	Т отбор Т/А	ПСВ-500-3-23	2	60	500	1500
3	Бойлерная установка №3	Пиковый бойлер	1978	П отбор Т/А; БРОУ 100/13	ПСВ-500-14-23	2	75	500	1500
			1984						
		Основной бойлер	1978	Т отбор Т/А	ПСВ-500-3-23	1	60	500	1500

**Таблица 2.13 Техническая характеристика основных и пиковых бойлерных установок сетевого контура МТЭЦ**

Тип подогревателя	СТ. №	Рабочее давление, кгс/см <sup>2</sup>		Max t пара на входе, оС	Расчетные параметры пара			Номинальная производительность, Гкал/ч	Гидравлическое сопротивление водяного пространства, м вод.ст.	Расчетные параметры сетевой воды				Пробное Rпар /вод пространство, кгс/см <sup>2</sup>
		В паровом пространстве	В водяном пространстве		P, кг/см <sup>2</sup>	T, оС	Q, т/ч			P, кгс/см <sup>2</sup>	t на входе, оС	t на выходе, оС	Q ном., т/ч	
ПСВ-500-3-23	ОБ-1, 2, 3	3	23	400	1,5 3	126,8 142,9	115 102,5	60 52,5	5,5	23	70 95	110 130	1500	5/29
ПСВ-500-14-23	ПБ-4, 5, 6, 10	14	23	400	7 14	169,6 197,4	122 162	60 75	6,0	23	110 130	150 180	1500	28/30,5
ПБ-200-7-14	ПБ-1, 2, 3	7	14	250	1,5 7	126,8 169,6	85,2 57,8	44,5 28,1	5,75	14	70 110	110 135	1500	10/17,5

**Таблица 2.14 Характеристика насосного оборудования бойлерных установок, повысительной насосной, водогрейной котельной**

№ п/п	Ти насосного агрегата	Назначение насоса в работе	Дата ввода в эксплуа- тацию	Параметры насоса		Параметры двигателя		
				Производите -льность, м³/ч	Напор, м.вод.ст.	Тип двигателя	Мощность двигателя, кВт	Скорость вращения, об/мин
	Бойлерная установка №1							
1	KRNA300/600/40	Сетевые эл.насосы	1986	1250	140	4А400-3УХ	710	1490
2	KRNA300/600/40		1986	1250	140	4А400-3УХ	710	1490
3	KRNA300/600/40		1986	1250	140	4А400-3УХ	710	1490
4	5КС-5*2 «ЛАНГ»	Конденсат- ные насосы	1962	50	50		22	1500
5	5КС-5*2 «ЛАНГ»		1962	50	50		22	1500
	Бойлерная установка № 2							
6	KRNA300/600/40	Сетевые эл.насосы	1992	1250	140	4А400-3УХ	710	1490
7	KRNA300/600/40		1992	1250	140	4А400-3УХ	710	1490
8	KRNA300/600/40		1992	1250	140	4А400-3УХ	710	1490

№	Ти насосного агрегата	Назначение	Дата	Параметры насоса		Параметры двигателя		
9	КСД-140-140	Конденсатные насосы		126	125	АО-2-92-4	100	1450
10	КСД-140-140			126	125	АО-2-92-4	100	1450
11	КСД-140-140			126	125	АО-2-92-4	100	1450
	Бойлерная установка №3							
12	СЭ 1250-140	Сетевые эл.насосы	1975	1250	140	4А400-3УХ	710	1490
13	КРНА300/600/40		1998	1250	140	4А400-3УХ	710	1490
14	КРНА300/600/40		1998	1250	140	4А400-3УХ	710	1490
15	КСД-140-140	Конденсатные насосы		126	125	АО-2-92-4	100	1450
16	КСД-140-140			126	125	АО-2-92-4	100	1450
17	КСД-140-140			126	125	АО-2-92-4	100	1450
	Повысительная насосная							
18	СЭ800-100-11	Сетевые эл.насосы	1985	800	100	А113-4	630	1480
19	СЭ800-100-11		1985	800	100	А113-4	630	1480
20	СЭ800-100-11		1985	800	100	А113-4	630	1480
	Водогрейная котельная							
21	КРНА300/600/40	Сетевые эл.насосы	1984	1250	140	4А400-3УХ	710	1490
22	КРНА300/600/40		1984	1250	140	4А400-3УХ	710	1490
23	КРНА300/600/40		1984	1250	140	4А400-3УХ	710	1490
24	КРНА300/600/40		1984	1250	140	4А400-3УХ	710	1490
25	КРНА300/600/40		1984	1250	140	4А400-3УХ	710	1490
26	КРНА300/600/40		1984	1250	140	4А400-3УХ	710	1490

[illegible]

Станционный номер	Тип модификации завод изготовитель	Год ввода в эксплуатацию	% износа	Параметры, Мпа/ °С	Мощность, МВт, произв-ть, т/ч, Гкал/ч	Остаточный ресурс, в т.ч. с учетом мероприятий по продлению, час	Год достижения индивид.ресурса с учетом продления
7	ПТ-25-90/10М (КТЗ)	1974	80,4	9/535	25	нет	2015

В соответствии с программой на ТЭЦ ежегодно проводятся гидравлические испытания тепловых сетей на прочность и плотность, температурные испытания:

- теплофикационные трубопроводы котлотурбинного цеха;
- трубопроводы тепловых сетей собственных нужд МТЭЦ;
- магистральные трубопроводы: №1-2\*dy500, №1А-1\*dy400, №2-2\*dy800, №3-2dy\*500 и №4-2dy\*700;

Выявленные при испытаниях повреждения устраняются.

Предписаний надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии МТЭЦ за 2008-2013гг. не было.

#### 2.1.6.1 Способ регулирования отпуска тепловой энергии, анализ теплоносителя на ТЭЦ

Магаданская ТЭЦ работает с центральным качественным регулированием, отпуск тепла потребителям г. Магадан производится по следующим предельным (максимальные эксплуатационные) параметрам работы трубопроводов (подающего и обратного):

- тепловых магистралей №1 (2\*dy500), №2 (2\*dy800), №3 (2\*dy500) по температуре не выше 115 °С, по давлению не более 10 кгс/см<sup>2</sup> :

-тепловой магистрали №4 (2\*dy700) по температуре не выше 115 °С, по давлению не более 14 кгс/см<sup>2</sup>.

Предельные эксплуатационные параметры работы тепловых магистралей №1, №2, №3, №4 были приняты Распоряжением главного инженера Магаданской ТЭЦ от 30.12.2008г. №93 по результатам проведенных в 2006-2008гг. технического диагностирования и контроля технического состояния тепловых магистралей.

Принятые эксплуатационные параметры работы тепловых магистралей №1, №2, №3, №4 ограничивают возможность экономичного перспективного развития системы теплоснабжения г.Магадан от МТЭЦ.

На рисунке 2.5 представлен утвержденный температурный график отпуска тепловой

энергии по тепломагистралям №1, №2, №3 и №4 в систему теплоснабжения г. Магадан.

"Согласовано"  
Мэр г.Магадана  
С.В.Абрамов  
2013г.

Приложение №1  
"Утверждаю"  
Главный инженер - Первый заместитель  
Генерального директора ОАО Э и Э "Магаданэнерго"  
А.В. Клековкин  
"8" декабря 2013г.

**ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ГРАФИК**  
отпуска тепла ЦТП, привязанный к температурному графику отпуска тепла с  
коллекторов Магаданской ТЭЦ на отопительный сезон 2013-2014г.г.

Температура наружного воздуха, °С	Температура теплоносителя								
	Ветер 0-5 м/сек.			Ветер 6 - 10 м/сек.			Ветер свыше 11 м/сек.		
	t <sub>np</sub> , °С, ТЭЦ	t <sub>np</sub> , °С, ЦТП	t <sub>обр</sub> , °С, ТЭЦ	t <sub>np</sub> , °С, ТЭЦ	t <sub>np</sub> , °С, ЦТП	t <sub>обр</sub> , °С, ТЭЦ	t <sub>np</sub> , °С, ТЭЦ	t <sub>np</sub> , °С, ЦТП	t <sub>обр</sub> , °С, ТЭЦ
10	88	37	32	87	36	32	70	36	32
9	87	37	32	88	37	33	71	37	33
8	86	38	32	89	37	33	72	38	33
7	89	39	33	70	38	34	73	38	33
6	88	40	33	70	38	34	73	38	34
5	70	41	34	71	40	35	74	40	34
4	71	42	35	72	41	35	75	41	35
3	72	43	35	73	42	37	76	42	36
2	73	44	37	74	43	37	77	43	37
1	74	45	38	75	44	38	78	45	38
0	74	45	38	75	44	38	78	45	38
-1	75	46	39	76	45	39	79	46	39
-2	76	47	39	77	46	39	80	47	39
-3	78	48	40	79	48	40	82	48	40
-4	79	50	41	80	49	41	83	50	41
-5	80	51	42	81	50	42	84	50	41
-6	82	52	42	83	51	42	86	52	42
-7	83	53	43	84	52	43	87	52	42
-8	85	54	43	88	53	43	89	54	43
-9	86	55	44	87	54	44	90	55	44
-10	87	56	45	88	55	45	91	56	45
-11	89	57	46	90	57	46	93	58	46
-12	91	58	46	92	59	47	95	60	47
-13	93	61	48	94	61	49	97	61	48
-14	96	64	50	98	63	50	99	64	50
-15	97	65	51	98	65	51	101	65	51
-16	99	66	51	100	65	52	104	67	52
-17	101	67	52	103	68	53	106	69	53
-18	103	68	52	105	69	53	108	70	53
-19	105	69	53	107	69	53	109	70	53
-20	107	70	53	109	70	54	112	71	54
-21	108	71	54	109	70	54	112	71	54
-22	109	71	54	110	72	55	113	72	55
-23	109	71	54	110	72	55	113	72	55
-24	110	72	55	111	72	55	113	72	55
-25	110	72	55	111	72	55	114	72	55
-26	111	73	55	112	73	55	114	73	55
-27	111	73	55	112	73	55	114	73	55
-28	111	73	55	113	73	55	114	73	55
-29	111	73	55	113	73	55	114	73	55

Главный инженер филиала  
"Магаданэнергообл" ОАО "Магаданэнерго"

Согласовано  
Главный инженер МУП г.Магадана  
"Магадантеплосеть"

Главный инженер МТЭЦ

А.А.Сычев  
А.Г.Попель  
А.П.Орлов

УТВ.  
Визир.  
12/12/13  
11546  
10548

Рисунок 2.5 - Утверждённый температурный график отпуска тепла МТЭЦ по тепловым магистралям №1, №2, №3 №4

Отпуск тепла потребителям, присоединенным непосредственно к тепломагистрали МТЭЦ №1А, производится по температурному графику 95-70 °С.

Отпуск тепла по тепломагистрали №4 МТЭЦ производится по температурному графику 115-55°С до теплофикационного павильона ТП1с – до границы раздела с МУП «Магадантеплосеть» - до ответвления на ЦТП-7 теплопроводов 2\*dy350. Источником теплоснабжения микрорайона Пионерный является ЦТП-7.

В целях анализа соблюдения утвержденного температурного графика отпуска тепла были проанализированы суточные ведомости работы теплосети за 2012 год, в которых приборами учёта фиксируются суточные значения температур сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах на выводах МТЭЦ - первичный контур и в подающем и обратном трубопроводах после ЦТП – вторичный контур.

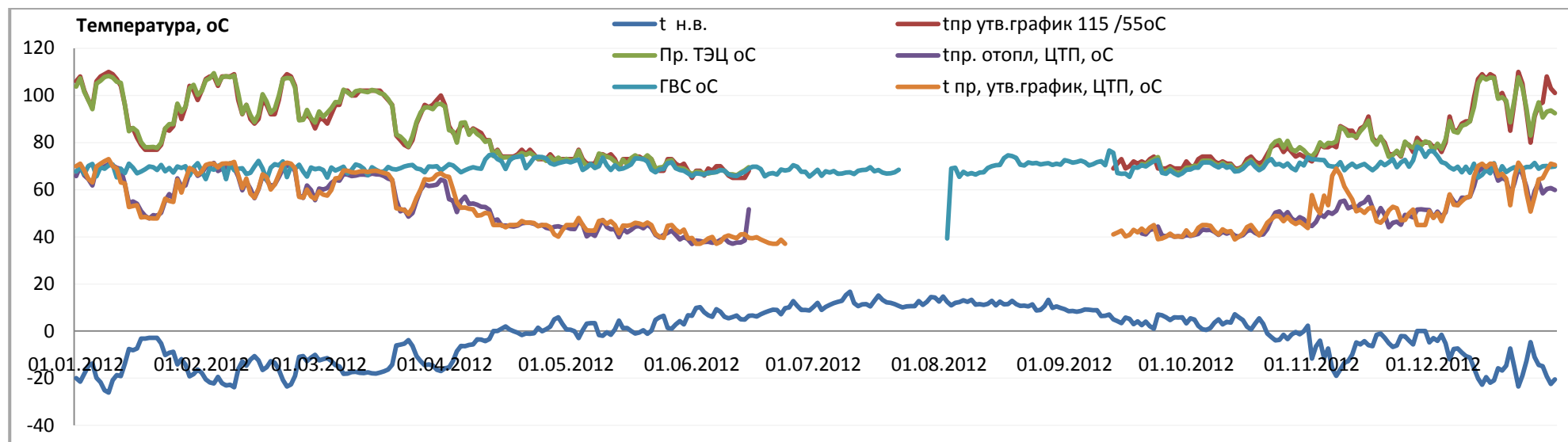
В рамках данной работы были обработаны суточные ведомости работы теплосети за все месяцы 2012 года, включая дни, когда температура наружного воздуха приближалась к расчетной. Отопительный период составляет 279 суток.

На рисунках 2.6, 2.6-1, 2.7, 2.7-1, 2.8, 2.8-1, 2.9, 2.9-1, 2-10, 2.10-1, 2.11, 2.11-1, 2.12, 2.12-1, 2.13, 2.13-1, 2-14, 2.14-1, 2.15, 2.15-1, 2.16, 2.16-1, 2.17, 2.17-1 представлены утвержденные температурные графики отпуска тепла в сеть от МТЭЦ и после ЦТП (вторичный контур) с наложением фактических значений температур сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах.

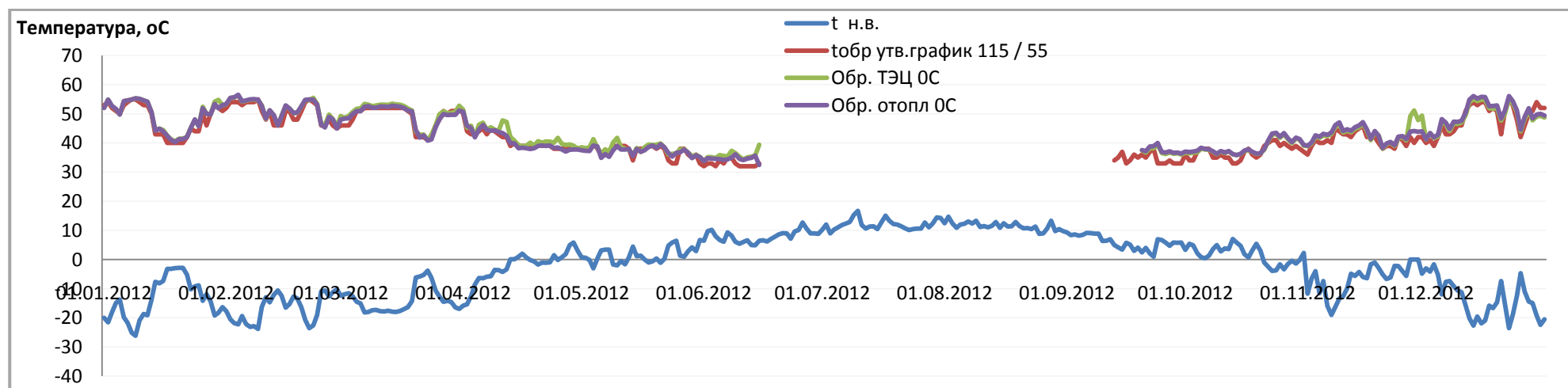
В диапазоне фактических температур наружного воздуха от 8 °С до -26,1°С (отопительный период) приведенные графики на рисунках отражают фактические температуры сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах:

- имеют незначительные отклонения относительно утвержденного графика отпуска тепла на ЦТП-1, ЦТП-2, ЦТП-8, ЦТП-11, ЦТП-12, ЦТП-13;
- фактические температуры сетевой воды в подающих трубопроводах от МТЭЦ и после ЦТП совпадают с температурами утвержденных температурных графиков, а фактические температуры в обратных трубопроводах незначительно превышают температуры утвержденных температурных графиков на ЦТП-4, ЦТП-5, ЦТП-6, ЦТП-9;
- фактическая температура сетевой воды в подающем трубопроводе от МТЭЦ до ЦТП-7 совпадает с утвержденным температурным графиком, а фактические температуры в подающем и обратном трубопроводах после ЦТП-7 превышают температуры утвержденных температурных графиков в среднем на 5,24°С и 8°С соответственно;

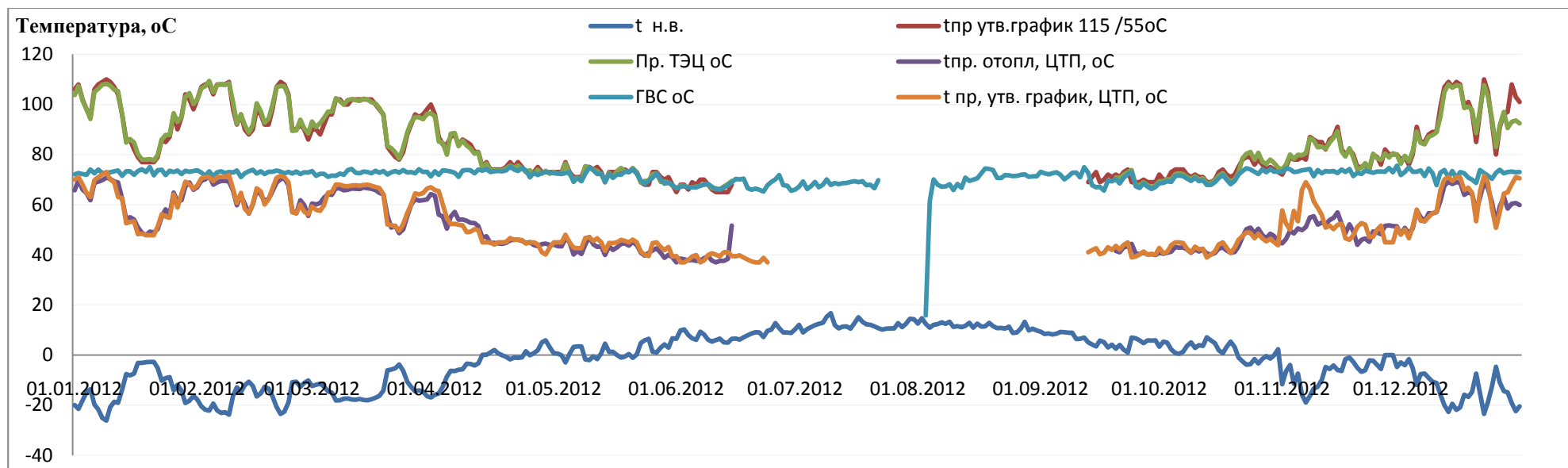
- фактическая температура сетевой воды в подающем трубопроводе от МТЭЦ до ЦТП-10 занижена в среднем на  $5,78^{\circ}\text{C}$  относительно утвержденного температурного графика; фактические температуры в подающем и обратном трубопроводах после ЦТП-10 превышают температуры, утвержденные температурными графиками в среднем на  $4,16^{\circ}\text{C}$  и  $3,6^{\circ}\text{C}$  соответственно;
- продолжительность подачи горячего водоснабжения составляет 355 суток (кроме ЦТП-7);
- продолжительность подачи горячего водоснабжения на ЦТП-7 составляет 262 дня;
- средняя температура горячей воды на ГВС составляет  $67,3^{\circ}\text{C}$  (кроме ЦТП-8);
- на ЦТП-8 средняя температура горячей воды на ГВС составляет  $44,47^{\circ}\text{C}$  в том числе за период с января по июнь –  $28,1^{\circ}\text{C}$ , с августа по декабрь -  $66,5^{\circ}\text{C}$ .



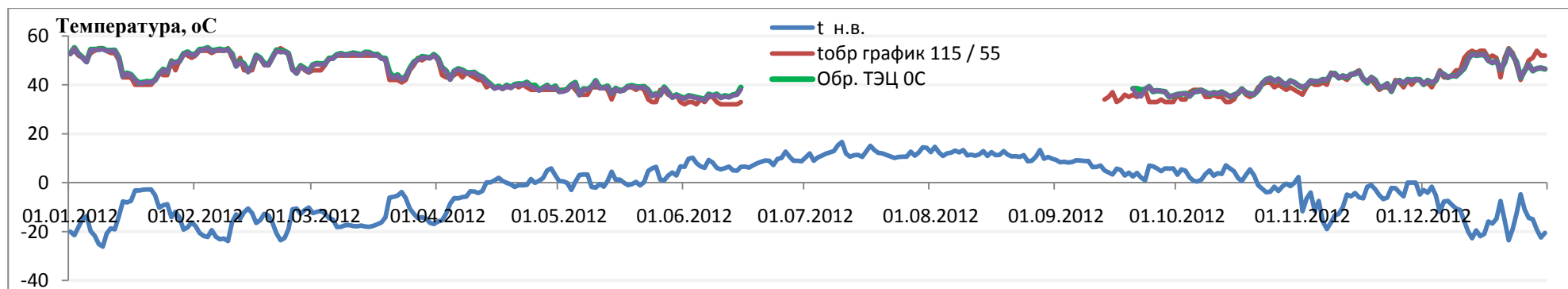
**Рисунок 2.6 – ЦТП-1:** Температура в подающем теплопроводе от МТЭЦ, подающем теплопроводе ЦТП (второй контур) совпадают с утвержденными температурными графиками на МТЭЦ. Средняя температура горячей воды за рассматриваемый период составила 69,5°С



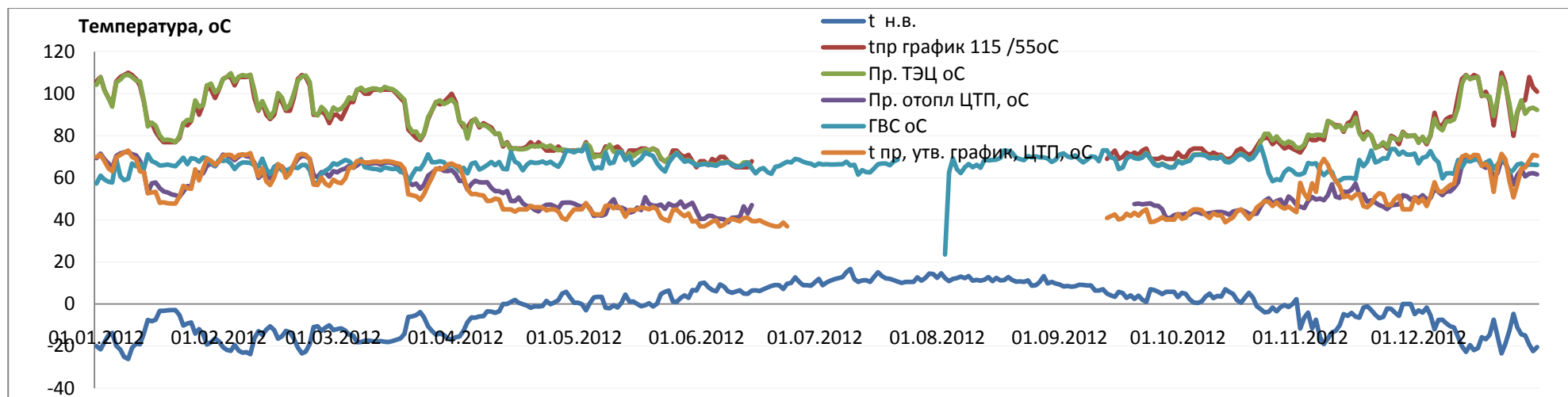
**Рисунок 2.6-1 – ЦТП-1:** Температура в обратном теплопроводе от потребителей до МТЭЦ совпадает с утвержденным температурным графиком на МТЭЦ.



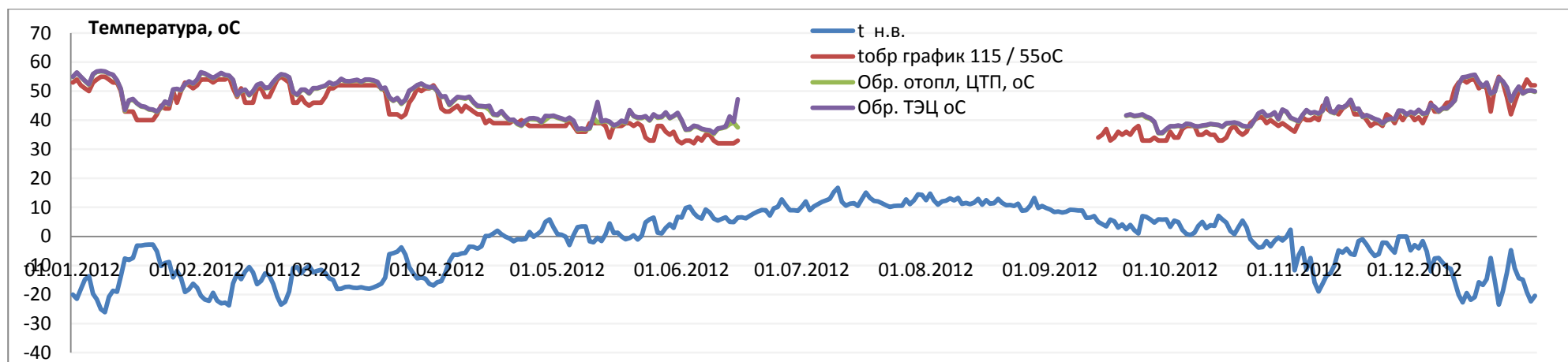
**Рисунок 2.7 – ЦТП-2:** Температура в подающем теплопроводе от МТЭЦ, подающем теплопроводе ЦТП (второй контур) незначительно отличаются от утвержденных температурных графиков на МТЭЦ. Средняя температура горячей воды за рассматриваемый период составила 71,26°С



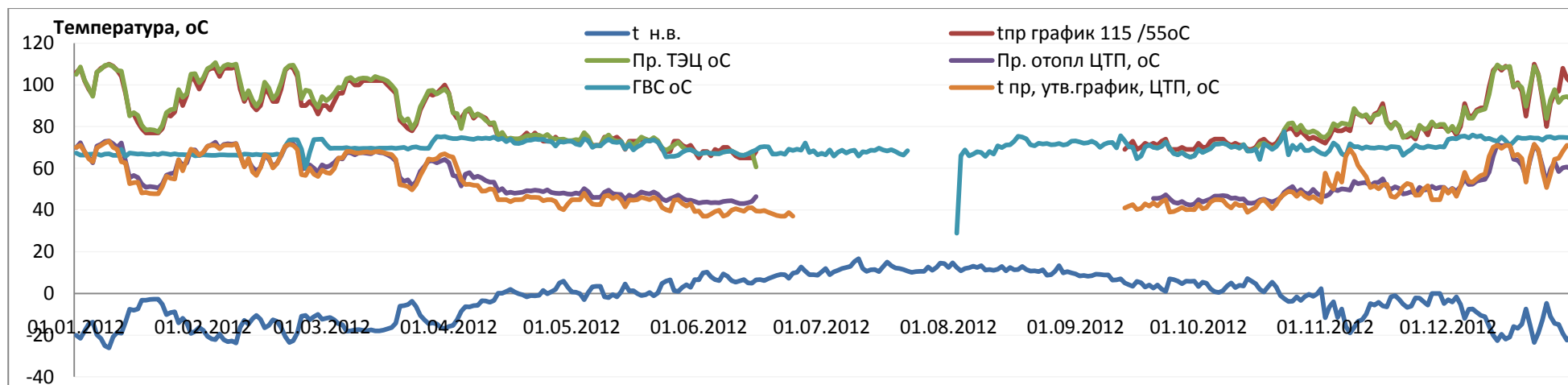
**Рисунок 2.7-1 – ЦТП-2:** Температура в обратном теплопроводе от потребителей до МТЭЦ совпадает с утвержденным температурным графиком на МТЭЦ.



**Рисунок 2.8 – ЦТП-4:** Фактическая температура в подающем теплопроводе от МТЭЦ, подающем теплопроводе ЦТП (второй контур) незначительно отличаются от утвержденных температурных графиков на МТЭЦ. Средняя температура горячей воды за рассматриваемый период составила 66,6°С



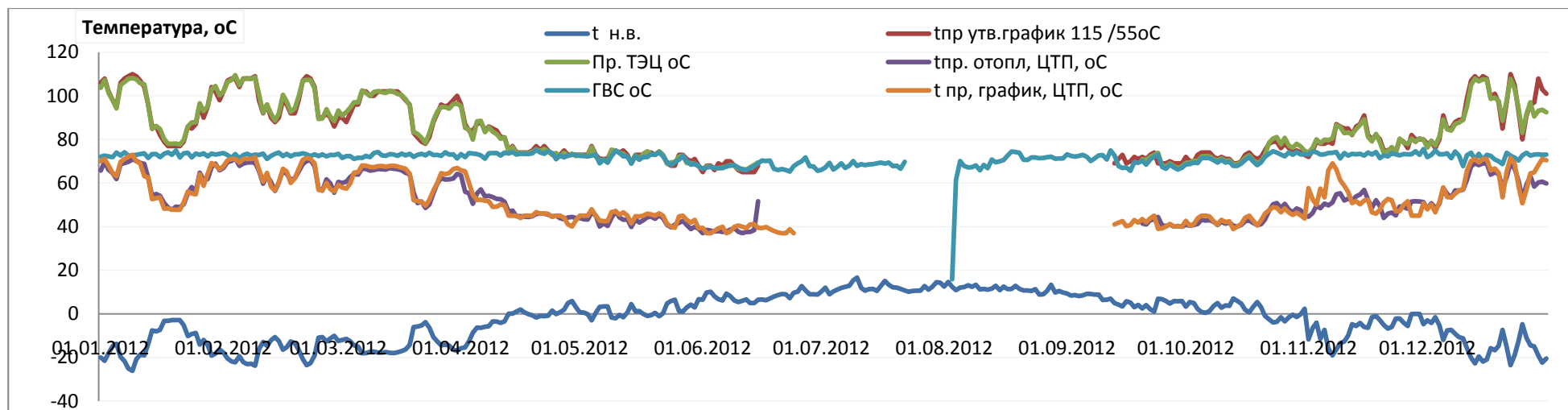
**Рисунок 2.8-1 – ЦТП-4:** Фактическая температура в обратном теплопроводе от потребителей до МТЭЦ незначительно завышена по отношению утвержденного температурного графика на МТЭЦ.



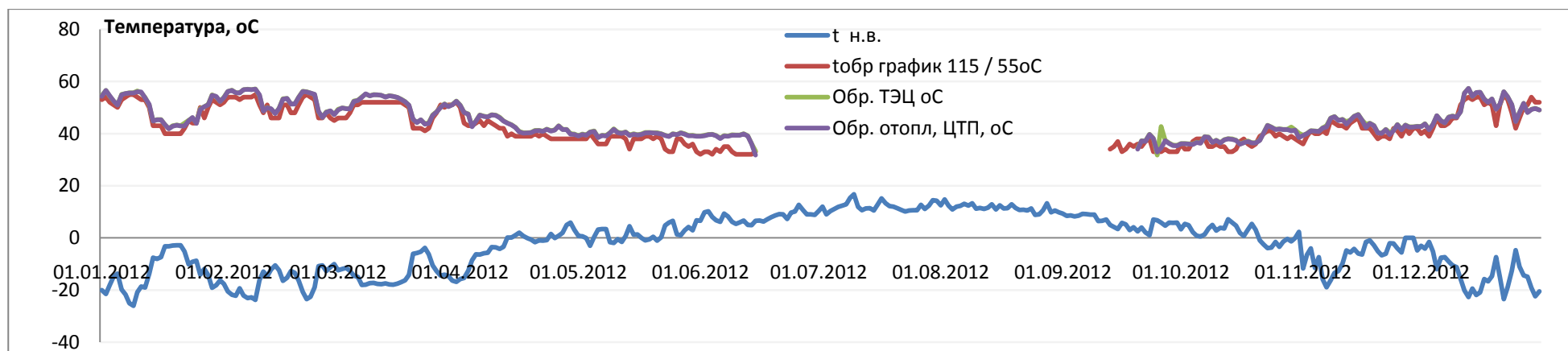
**Рисунок 2.9 – ЦТП-5:** Фактическая температура в подающем теплопроводе от МТЭЦ, подающем теплопроводе ЦТП (второй контур) незначительно отличаются от утвержденных температурных графиков на МТЭЦ. Средняя температура горячей воды за рассматриваемый период составила 69,88°C



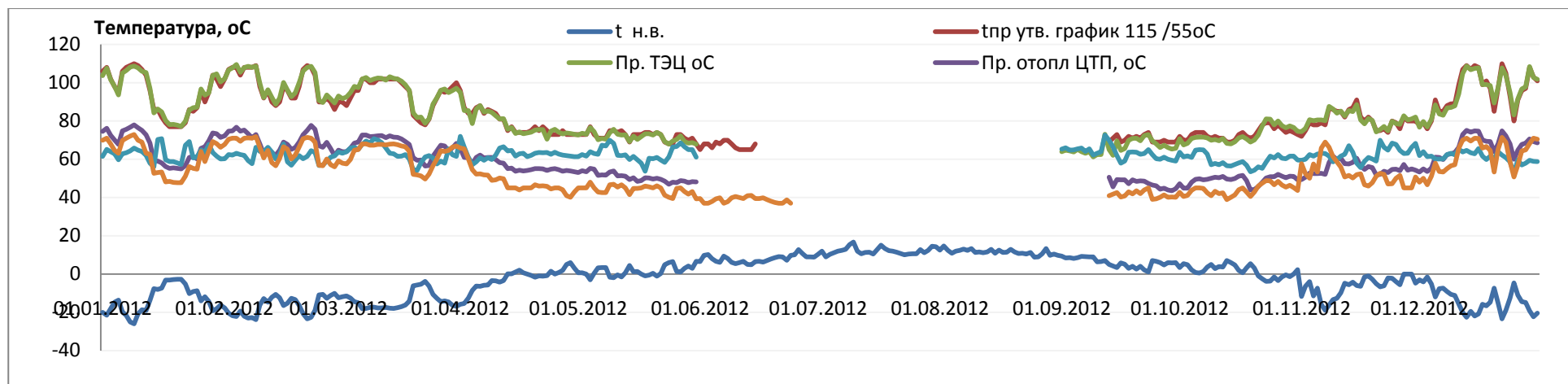
**Рисунок 2.9-1 – ЦТП-5:** Фактическая температура в обратном теплопроводе от потребителей до МТЭЦ незначительно завышена по отношению утвержденного температурного графика на МТЭЦ.



**Рисунок 2.10 – ЦТП-6:** Фактическая температура в подающем теплопроводе от МТЭЦ, подающем теплопроводе ЦТП (второй контур) незначительно отличаются от утвержденных температурных графиков на МТЭЦ. Средняя температура горячей воды за рассматриваемый период составила 69,7°С



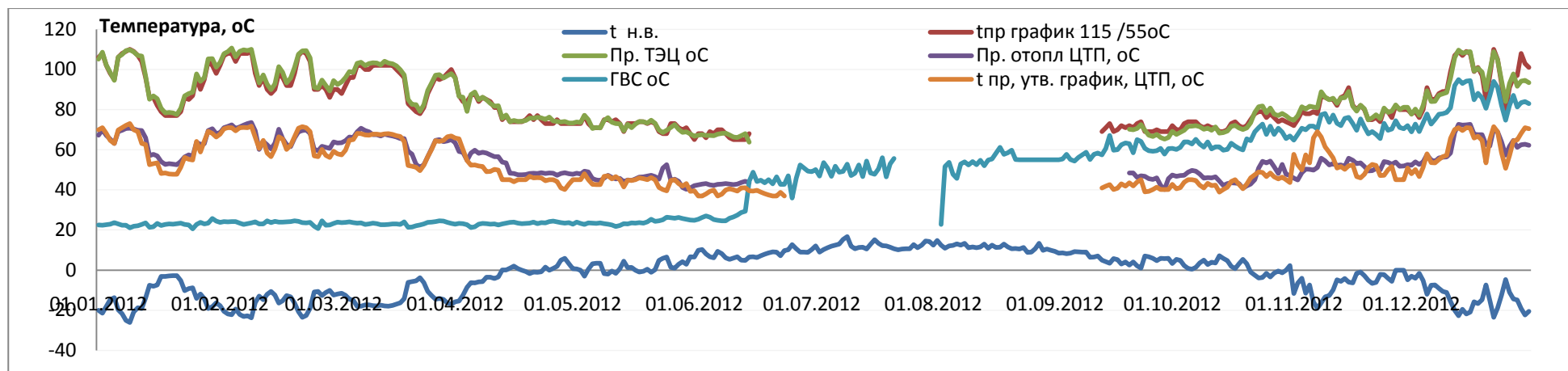
**Рисунок 2.10-1 – ЦТП-6:** Фактическая температура в обратном теплопроводе от потребителей до МТЭЦ незначительно завышена по отношению утвержденного температурного графика на МТЭЦ.



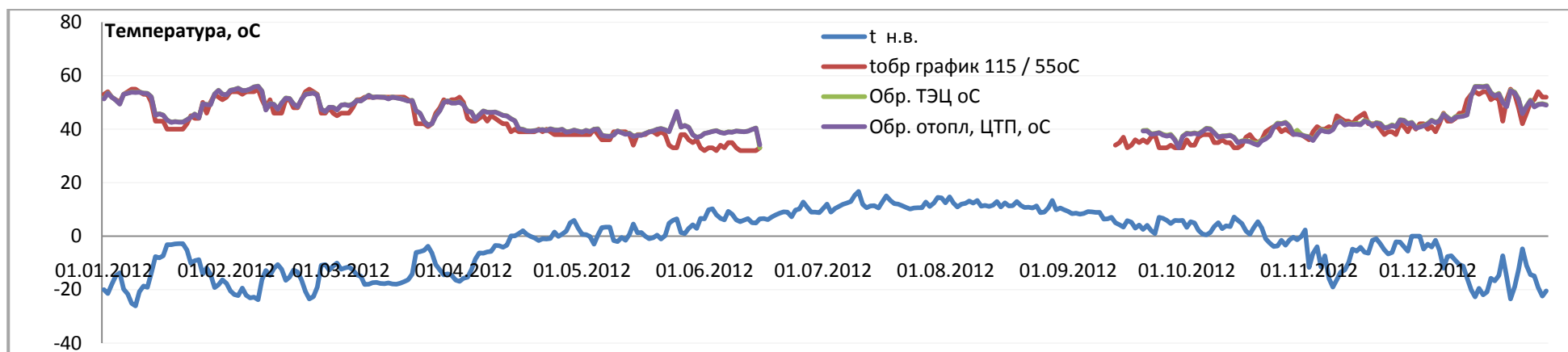
**Рисунок 2.11 – ЦТП-7:** Фактическая температура в подающем теплотрассе от МТЭЦ до ЦТП соответствует утвержденному температурному графику на МТЭЦ. Фактическая температура в подающем теплотрассе после ЦТП (второй контур) выше утвержденной температурным графиком на МТЭЦ в среднем на 5,24°C. Отопительный период составил 262 дня. Средняя температура горячей воды за рассматриваемый период составила 62,2°C, время подачи ГВС потребителям 274 дня.



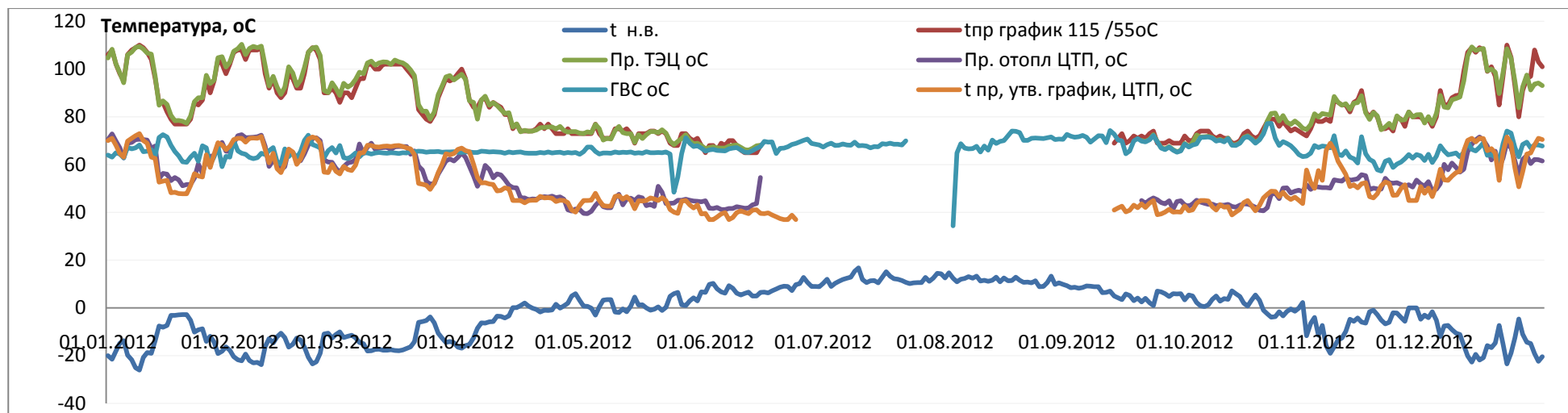
**Рисунок 2.11-1 – ЦТП-7:** Фактическая температура в обратном теплотрассе от потребителей до МТЭЦ завышена по отношению утвержденному температурному графику на МТЭЦ в среднем на 8 °С.



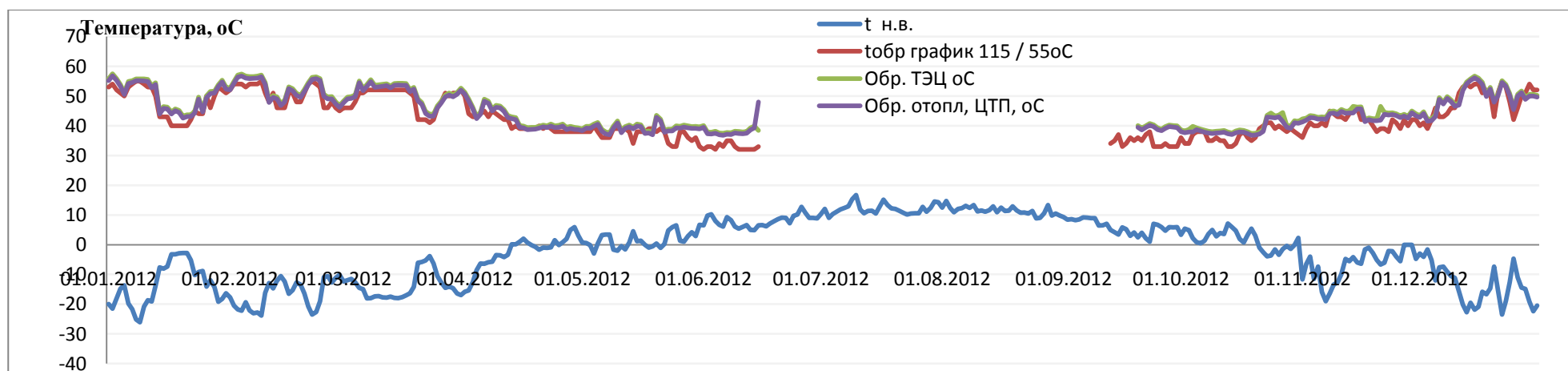
**Рисунок 2.12 – ЦТП-8:** Фактическая температура в подающем теплопроводе от МТЭЦ, подающем теплопроводе ЦТП (второй контур) незначительно отличаются от утвержденных температурных графиков на МТЭЦ. Средняя температура горячей воды за рассматриваемый период составила 69,7°С в том числе за период с января по июнь средняя температура ГВС составила 28,1°С.



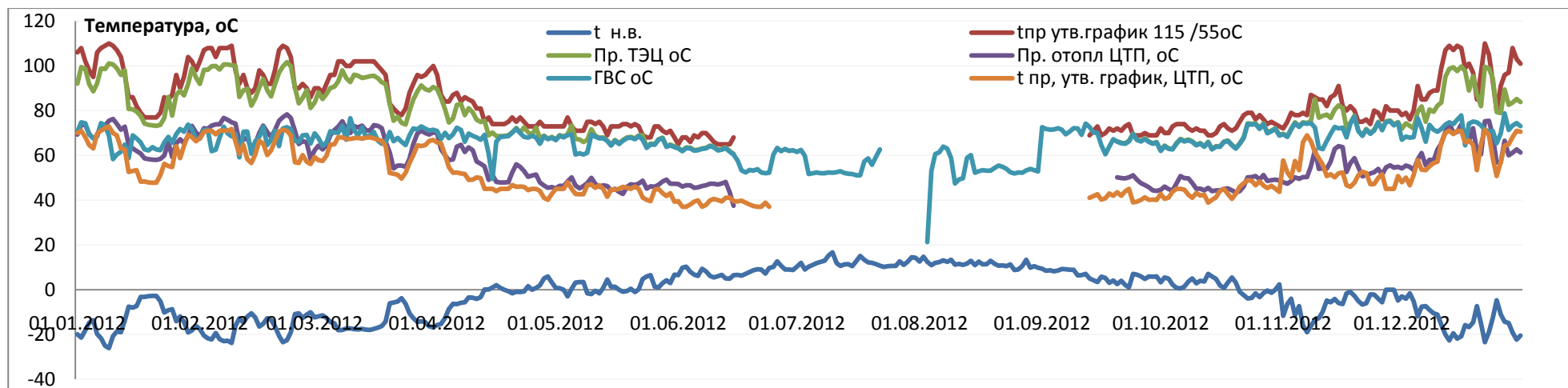
**Рисунок 2.12-1 – ЦТП-8:** Фактическая температура в обратном теплопроводе от потребителей до МТЭЦ незначительно завышена по отношению утвержденного температурного графика на МТЭЦ.



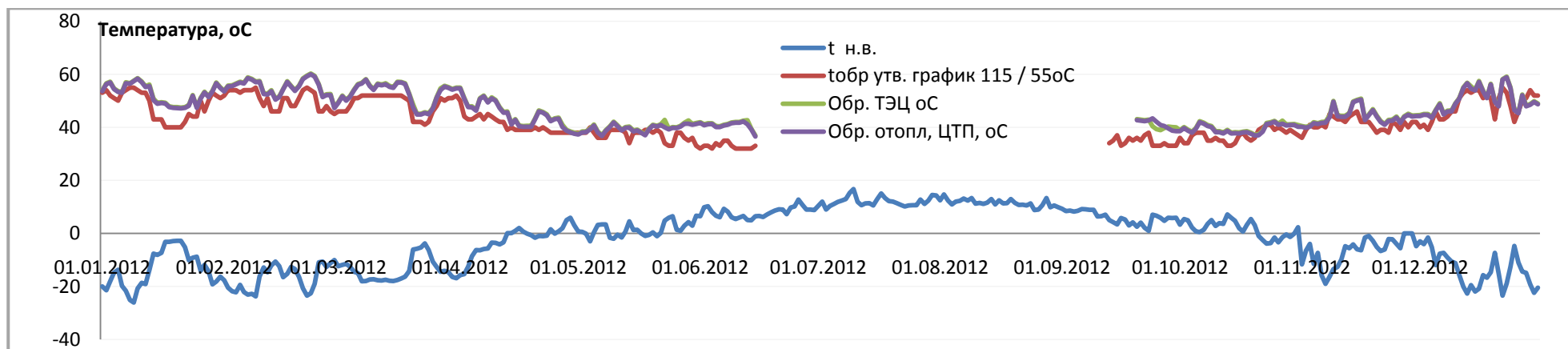
**Рисунок 2.13 – ЦТП-9:** Фактическая температура в подающем теплопроводе от МТЭЦ, подающем теплопроводе ЦТП (второй контур) незначительно отличаются от утвержденных температурных графиков на МТЭЦ. Средняя температура горячей воды за рассматриваемый период составила 66,53°C.



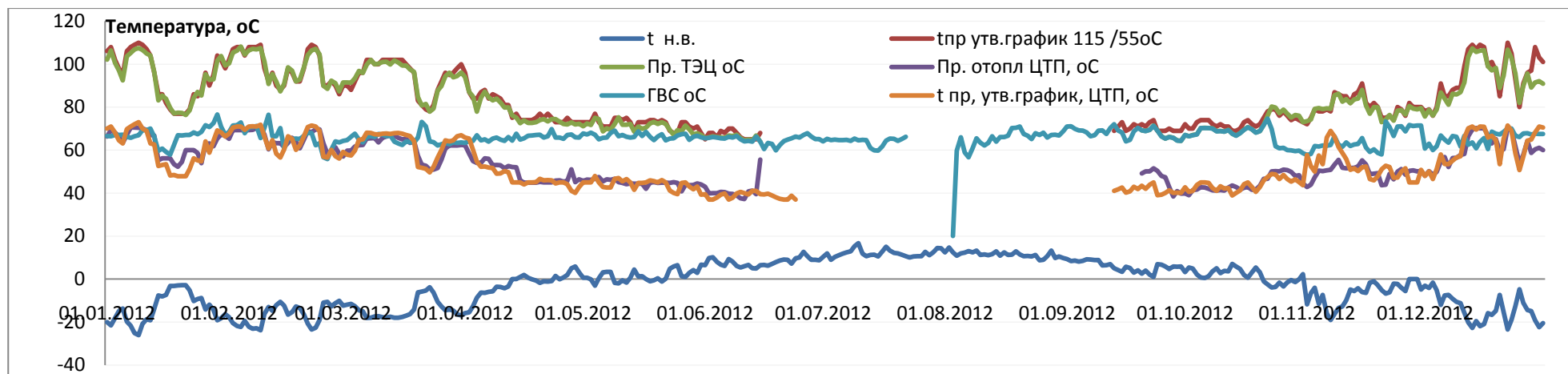
**Рисунок 2.13-1 – ЦТП-9:** Фактическая температура в обратном теплопроводе от потребителей до МТЭЦ незначительно завышена по отношению утвержденного температурного графика на МТЭЦ.



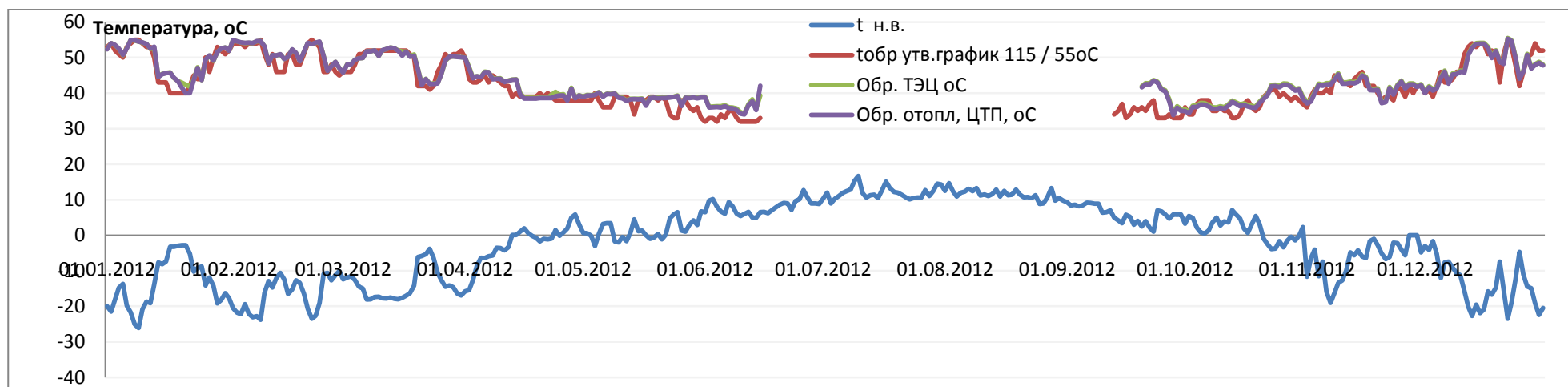
**Рисунок 2.14 – ЦТП-10:** Фактическая температура в подающем теплопроводе от МТЭЦ до ЦТП выше утвержденных температурных графиков на МТЭЦ в среднем на  $5,78^{\circ}\text{C}$ . Фактическая температура в подающем теплопроводе после ЦТП (второй контур) выше утвержденного температурным графиком на МТЭЦ в среднем на  $4,16^{\circ}\text{C}$ . Средняя температура горячей воды за рассматриваемый период составила  $65,76^{\circ}\text{C}$ .



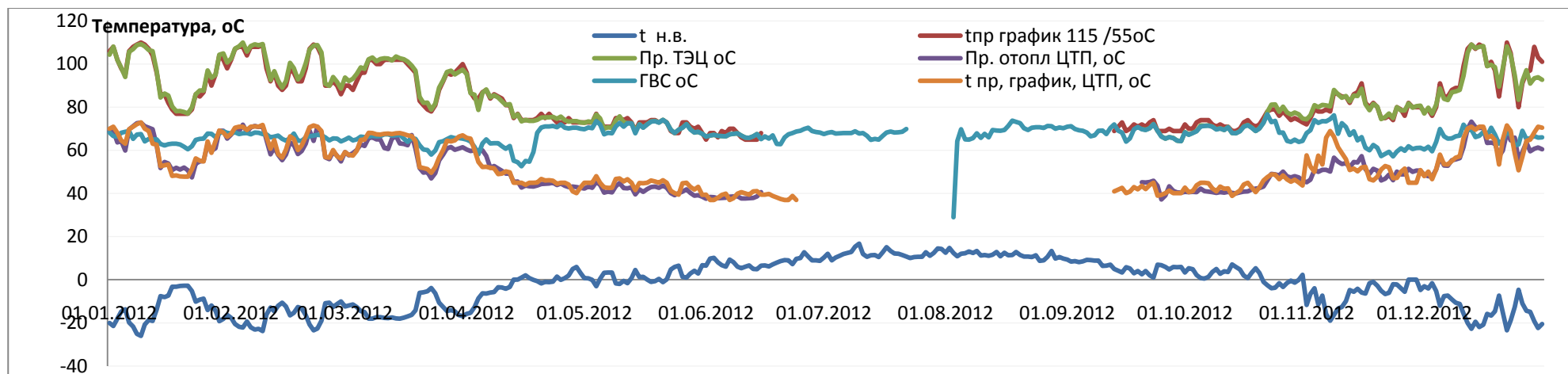
**Рисунок 2.14-1 – ЦТП-10:** Фактическая температура в обратном теплопроводе от потребителей до МТЭЦ завышена по отношению температур утвержденного температурного графика на МТЭЦ в среднем на  $3,6^{\circ}\text{C}$ .



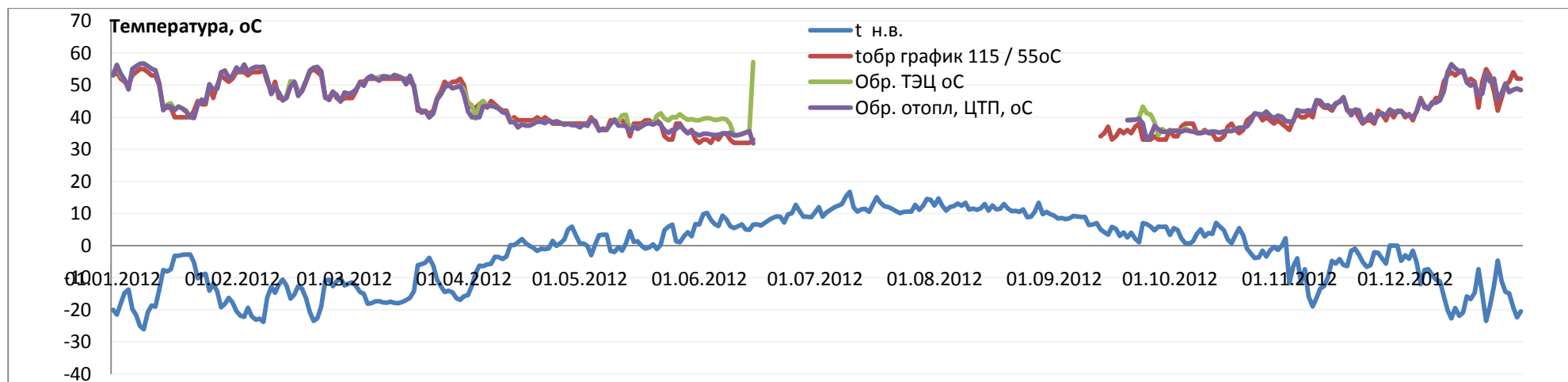
**Рисунок 2.15 – ЦТП-11:** Фактическая температура в подающем теплопроводе от МТЭЦ, подающем теплопроводе ЦТП (второй контур) незначительно отличаются от утвержденных температурных графиков на МТЭЦ. Средняя температура горячей воды за рассматриваемый период составила 65,8°С.



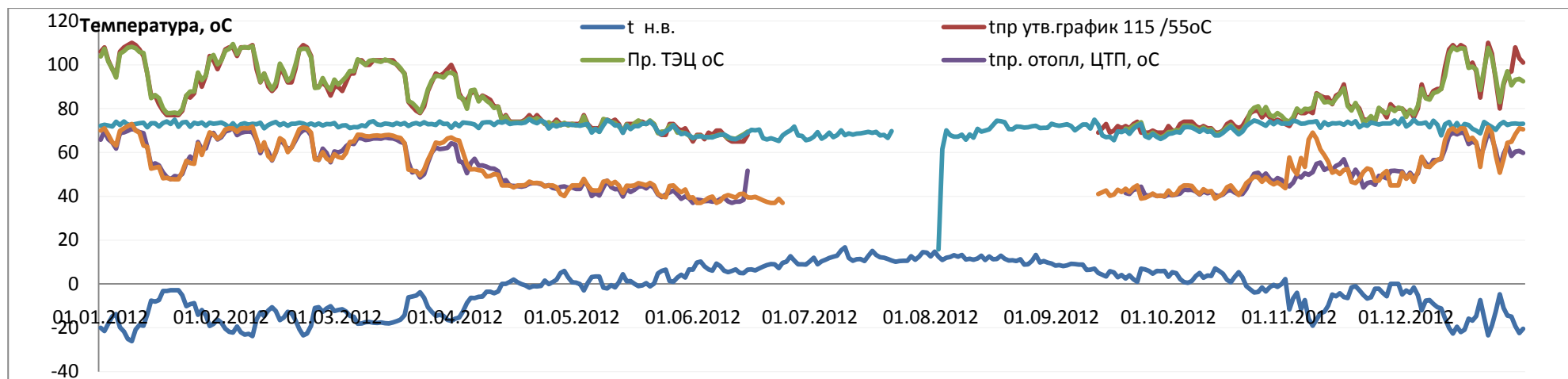
**Рисунок 2.15-1 – ЦТП-11:** Фактическая температура в обратном теплопроводе от потребителей до МТЭЦ незначительно завышена по отношению утвержденного температурного графика на МТЭЦ.



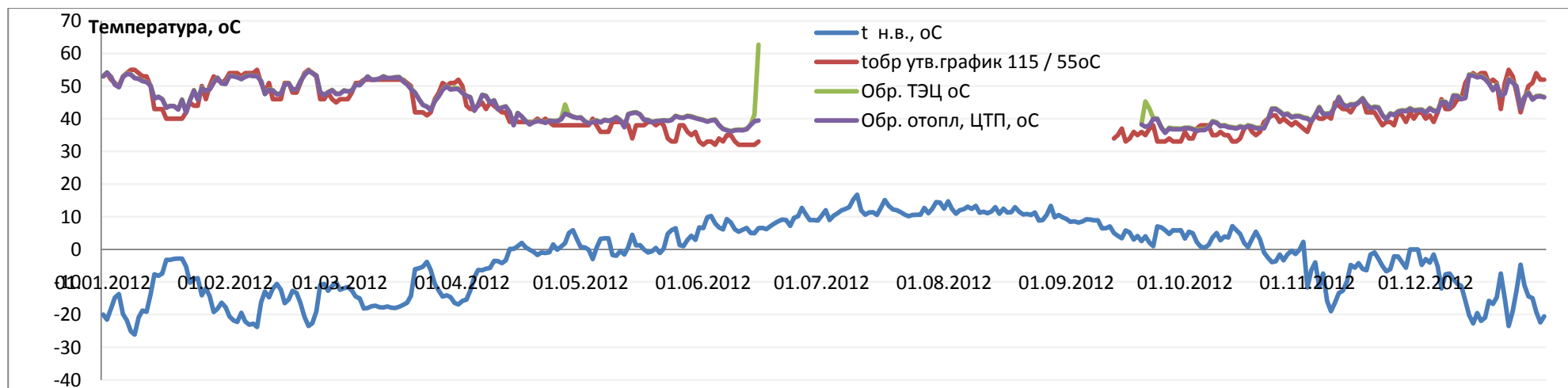
**Рисунок 2.16 – ЦТП-12:** Фактическая температура в подающем теплопроводе от МТЭЦ, подающем теплопроводе ЦТП (второй контур) незначительно отличаются от утвержденных температурных графиков на МТЭЦ. Средняя температура горячей воды за рассматриваемый период составила 66,9°C.



**Рисунок 2.16-1 – ЦТП-12:** Фактическая температура в обратном теплопроводе от потребителей до МТЭЦ незначительно завышена по отношению утвержденного температурного графика на МТЭЦ.



**Рисунок 2.17 – ЦТП-13:** Фактическая температура в подающем теплопроводе от МТЭЦ, подающем теплопроводе ЦТП (второй контур) незначительно отличаются от утвержденных температурных графиков на МТЭЦ. Средняя температура горячей воды за рассматриваемый период составила 66,2°C.



**Рисунок 2.17-1 – ЦТП-13:** Фактическая температура в обратном теплопроводе от потребителей до МТЭЦ незначительно завышена по отношению утвержденного температурного графика на МТЭЦ.

### **2.1.6.2 Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности.**

Основной задачей регулирования отпуска теплоты в системах теплоснабжения является поддержание комфортной температуры и влажности воздуха в отапливаемых помещениях при изменяющихся на протяжении отопительного периода внешних климатических условиях и постоянной температуре воды, поступающей в систему горячего водоснабжения (ГВС) при переменном в течение суток расходе.

Температурный график определяет режим работы тепловых сетей, обеспечивая центральное регулирование отпуска тепла. По данным температурного графика определяется температура подающей и обратной воды в тепловых сетях, а также в абонентском вводе в зависимости от температуры наружного воздуха.

При центральном отоплении регулировать отпуск тепловой энергии на источнике можно двумя способами:

- расходом или количеством теплоносителя, данный способ регулирования называется количественным регулированием. При изменении расхода теплоносителя температура постоянна.
- температурой теплоносителя, данный способ регулирования называется качественным.

При изменении температуры расход постоянный. В системе теплоснабжения города Магадана используется второй способ регулирования - качественное регулирование, основным преимуществом которого является установление стабильного гидравлического режима работы тепловых сетей. Наиболее эффективным было бы внедрение качественно-количественное регулирования, которое обладает целым рядом преимуществ, однако данный способ регулирования не может быть внедрен в существующую систему теплоснабжения без ее значительной модернизации и применения новых технологических решений.

Первоначально основным видом тепловой нагрузки являлась нагрузка систем отопления, а используемое при этом центральное качественное регулирование заключалось в поддержании на источнике теплоснабжения температурного графика (температуры прямой сетевой воды), обеспечивающего в отопительный период необходимую температуру внутри отапливаемых помещений при неизменном расходе сетевой воды. Такой температурный график, называемый отопительным, с расчетной температурой воды на источнике 130/70 ОС, обоснованный в свое время, и применяется при проектировании систем централизованного теплоснабжения. При этом домовые системы отопления обычно рассчитываются на температурный график 95/70 ОС.

С появлением нагрузки ГВС минимальная температура прямой сетевой воды в тепловой сети (на источнике) была ограничена величиной, необходимой для нагрева в системе ГВС

водопроводной воды до температуры 65<sup>о</sup>С, требуемой по СНиП, несмотря на то, что по отопительному температурному графику в этот период требуется вода значительно более низкой температуры. Вызванный этим излом (срезка) отопительного температурного графика и отсутствие местного количественного регулирования расхода воды на отопление приводят к перерасходу теплоты на отопление (перетопу помещений) в зоне положительных температур наружного воздуха.

Покрытие нагрузки ГВС вызывает не только ограничение нижнего предела температуры прямой сетевой воды, но и нарушение других условий, принятых при расчете типового отопительного температурного графика. Так, в закрытых и открытых системах теплоснабжения, в которых отсутствуют регуляторы расхода сетевой воды на отопление, переменный расход воды на ГВС приводит к изменению расходов сетевой воды и сопротивления сети, располагаемых напоров на источнике и у потребителей, и в конечном счете - расходов воды в системах отопления.

В двухступенчатой последовательной схеме включения системы отопления и подогревателей ГВС изменение нагрузки второй ступени приводит к изменению температуры воды, поступающей в систему отопления. В этих условиях типовой отопительный температурный график 130/70<sup>о</sup>С не обеспечивает требуемого соответствия расхода теплоты на отопление от температуры наружного воздуха. Поэтому были разработаны методы расчета температурных графиков центрального регулирования по совместной нагрузке отопления и ГВС, основанные на использовании уравнений характеристики теплообменных аппаратов. В результате были рекомендованы так называемые «повышенные» графики для закрытых систем теплоснабжения, когда температура прямой сетевой воды в зависимости от нагрузки ГВС принимается на 3-5<sup>о</sup>С выше, чем при типовом графике, а расход воды в системе теплоснабжения определяется только по отопительной нагрузке, и «скорректированные» графики для открытых систем теплоснабжения. Однако такие графики практически не используются из-за ограниченного применения по ряду причин обеих схем обеспечения нагрузки ГВС.

В то же время наличие установок ГВС в отапливаемых зданиях снижает температуру обратной сетевой воды против чисто отопительного графика. Величина снижения зависит от схемы включения этих установок (параллельная, смешанная, двухступенчатая последовательная) и доли нагрузки ГВС от отопительной и может составлять 5-15<sup>о</sup>С. Но для этого опять-таки требуется отлаженная и согласованная работа систем автоматического регулирования на ИТП и ЦТП отопительной и «горячеводной» нагрузки в зависимости от режимов теплопотребления.

При работе по существующему графику необходимо проводить регулирование и наладку

вторичного контура.

### **2.1.7 Анализ существующего состояния тепловых сетей Магаданской ТЭЦ**

Магаданская ТЭЦ является источником теплоснабжения большей части потребителей города Магадан (88%). Система теплоснабжения города Магадан двухтрубная от МТЭЦ до ЦТП и трехтрубная после ЦТП до потребителей: подающий, обратный трубопроводы на отопление, вентиляцию и подающий на ГВС, циркуляционный трубопровод ГВС не предусмотрен.

Тепловые сети от МТЭЦ предназначены для передачи тепла в горячей воде на отопление, горячее водоснабжение и вентиляцию жилых, административных зданий, зданий соцкультбыта, а также зданий и сооружений промышленных предприятий.

Регулирование отпуска тепловой энергии МТЭЦ осуществляется по температурным графикам:

- 115-55°C - магистрали ТМ №1, ТМ №2 и ТМ №3;
- 115-55°C – магистраль ТМ №4;
- 95-70°C - магистраль ТМ-1А.

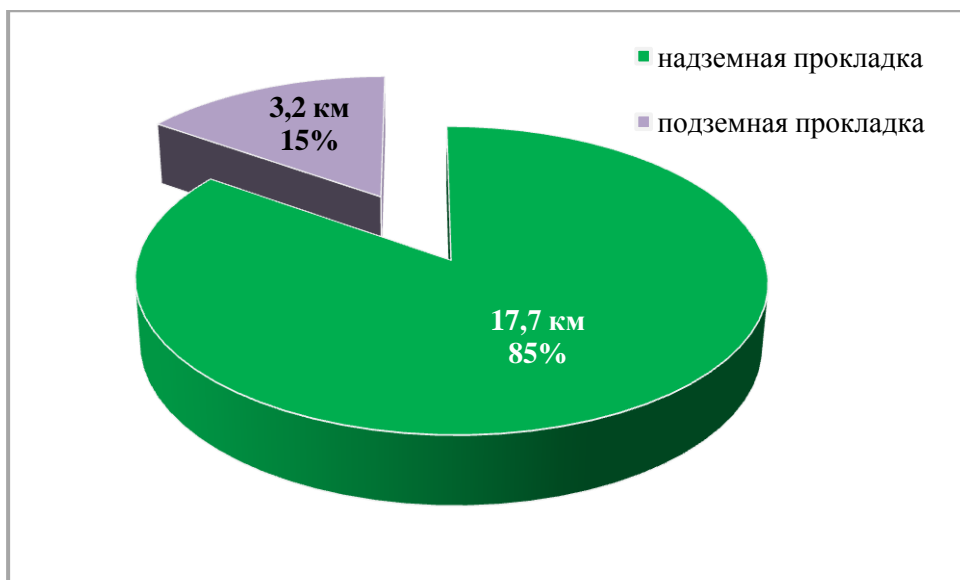
Централизованное теплоснабжение осуществляется от Магаданской ТЭЦ через магистральные тепловые сети: №1 (2\*dy500), №2 (2\*dy800), №3 (2\*dy500), №4 (2\*dy700) и №1А (1\*dy400). Тепломагистраль №3 является продолжением тепломагистрали №2 в ТП11.

На балансе МТЭЦ также находятся тепловые сети микрорайона Пионерный, ЦТП-7.

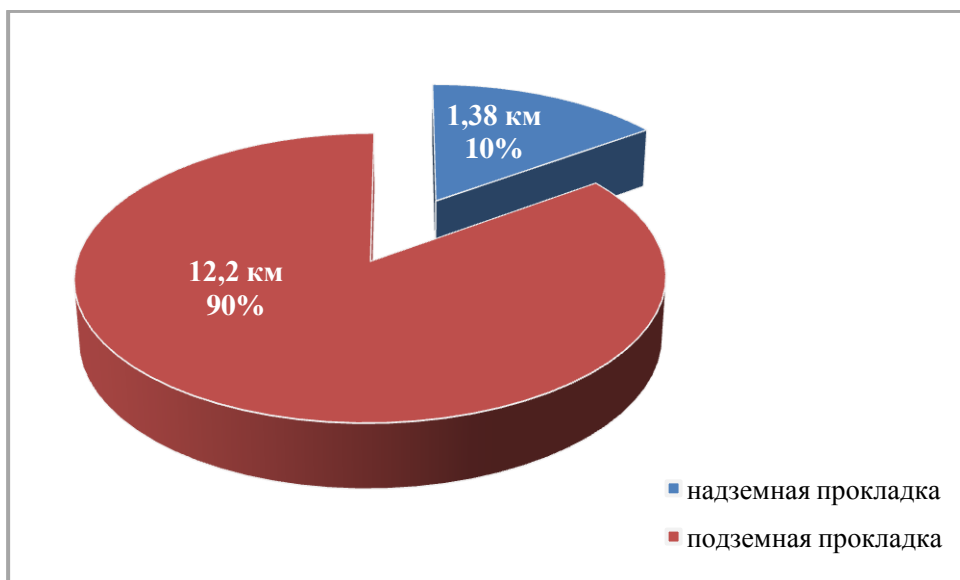
Общая протяженность тепловых сетей, используемых для транспорта теплоносителя от ТЭЦ (ТМ №1, ТМ №2, ТМ №3, ТМ №4, ТМ №1А), составляет 20,92 км в одну трубу, в том числе подающий трубопровод 11,51 км и обратный трубопровод 9,41 км. Магистральные теплопроводы проложены: надземным способом, что составляет 85% от общей длины и подземным способом – 15%.

Всего длина тепловых сетей микрорайона Пионерный составляет 16,362 км в одну трубу, в том числе подземная прокладка 14,316 км - 87% от общей длины трубопроводов микрорайона и надземная прокладка 2,035 км – 13%, прокладка по подвалам 0,116 км. Длина тепловых сетей микрорайона Пионерный на балансе Магаданской ТЭЦ составляет 13,592 км: подземная прокладка – 12,195 (90%); надземная прокладка – 1,385 (10%).

На рисунках 2.18 и 2.19 представлена структура трубопроводов по типам прокладки в долевым выражении от общей протяженности тепловых сетей.



**Рисунок 2.18 - Структура тепловых магистралей Магаданской ТЭЦ по типу прокладки**



**Рисунок 2.19 - Структура тепловых сетей микрорайона Пионерный по типу прокладки**

В микрорайоне Пионерный тепловые сети, проложенные подземным способом, составляют 90%.

На рисунке 2.20 представлена оперативная схема тепловых магистралей от ТЭЦ до границ балансовой принадлежности.

Тепловые сети Магаданской ТЭЦ связей с другими источниками теплоснабжения города не имеют.

[illegible]

В 2011 году в соответствии с Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации (п.1.5.2.) и Стандартом организации РАО «ЕЭС РОССИИ» «Здания и сооружения объектов энергетики. Методика оценки технического состояния» СТО 17230282.27.010.001-2007 (п.4.1.) проведено техническое освидетельствование тепловых магистралей №1-2\*dy500, №1А-1\*dy400, №2-2\*dy800, №3-2dy\*500 и №4-2dy\*700 и цеха тепловых сетей, Магаданской ТЭЦ в составе:

- строительных сооружений (несущих и неподвижных опор, каналов подземной прокладки, теплофикационных павильонов);
- трубопроводов с запорной арматурой и компенсационными устройствами (сальниковые и П - образные компенсаторы);
- конструкции тепловой изоляции трубопроводов;
- установленного электрического оборудования (систем электропитания и освещения);
- установленного оборудования КИП (термометры, манометры, электроприводы запорной арматуры).

По результатам технического освидетельствования тепловых магистралей выданы заключения по поддержанию их в работоспособном состоянии и назначен следующий срок технического освидетельствования.

Срок ввода в эксплуатацию тепловых магистралей 1963 – 1983 г. г. (эксплуатируются более 30 – 50 лет), износ сетей 100%;

Срок ввода в эксплуатацию тепловых сетей поселка Пионерный 1971 – 1999 г. г.

#### **2.1.7.1 Потери тепловой энергии в тепловых сетях**

Тепловые потери при транспорте и распределении тепловой энергии состоят из потерь тепловой энергии через теплоизоляционные конструкции и потерь тепловой энергии с утечками сетевой воды. Нормативно-расчетные потери тепловой энергии представлены в таблице 2.18.

**Таблица 2.18 – Потери тепловой энергии при транспорте теплоносителя и с ПСВ**

<b>Нормативно-расчетные потери тепловой энергии</b>	<b>Ед. измерения</b>	<b>Величина</b>
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>
Потери тепловой энергии через изоляцию	Гкал/год	24560,3
с ПСВ	Гкал/год	6471,86
<b>ВСЕГО</b>	Гкал/год	<b>31032,16</b>

Таким образом, доля нормативно-расчетных потерь тепловой энергии от отпуска тепловой энергии в сеть составляет 3%.

#### **2.1.7.2 Диагностика состояния тепловых сетей**

По окончании отопительного периода производятся гидравлические испытания отопительной системы, в результате которой выявляются дефекты системы теплоснабжения. По результатам проверки определяется объем ремонтных работ на летний период. Также проведение капитальных и текущих ремонтов тепловой сети планируется в соответствии с отраслевой системой технического обслуживания энергетического оборудования. Разрабатываются графики ППР.

#### **2.1.7.3 Гидравлический расчет магистральных тепловых сетей на балансе МТЭЦ**

Гидравлический расчет тепловых сетей проводился на базе актуализированной электронной модели системы теплоснабжения в средствах программного комплекса «Zulu». Исходными данными для разработки электронной модели и анализа существующих режимов теплоснабжения являлись:

- схемы тепловых сетей с привязкой к плану микрорайона;
- эксплуатационная документация (расчетные температурные графики, данные по присоединенным тепловым нагрузкам, их видам и т.п.);
- схемы присоединения потребителей к тепловым сетям;
- геодезические отметки узлов тепловой сети (источника, узлов разветвления, потребителей);
- характеристики участков тепловой сети (конструктивные данные по видам прокладки и типам применяемых теплоизоляционных конструкций и т.п.);
- располагаемые напоры на источниках.

Данные для гидравлического расчета тепловых сетей приведены в таблицах 2.19, 2.19-1. В связи с тем, что существующий режим работы тепломагистралей №1, №2, №1А предполагает гидравлическую связь, поэтому рассмотрены в одном расчете. Отдельным расчетом представлена тепломагистраль №4.

**Таблица 2.19 – Исходные данные для гидравлических расчетов**

Наименование показателей	МТЭЦ, магистралей №1, №2, №1А		
	№1	№2	№1А
Присоединенная договорная нагрузка, Гкал/ч	241,232		
Давление в подающем трубопроводе отопления, кгс/см <sup>2</sup>	9,8	10,9	9,1
Давление в обратном трубопроводе отопления, кгс/см <sup>2</sup>	4,0	2,4	-
Располагаемый напор на выходе из котельной, м вод.ст.	58	85	-
Температурный график работы тепловой сети, °С	115/70	115/70	115/70
Температура теплоносителя в системе ГВС, °С	65	65	65
Температура холодной воды, °С	5	5	5
Геодезическая отметка земли, м	56	56	56

**Таблица 2.19-1 – Исходные данные для гидравлических расчетов**

Наименование показателей	МТЭЦ, магистраль №4
Присоединенная договорная нагрузка, Гкал/ч	22,134
Давление в подающем трубопроводе отопления, кгс/см <sup>2</sup>	14,5
Давление в обратном трубопроводе отопления, кгс/см <sup>2</sup>	11,0
Располагаемый напор на выходе из котельной, м вод.ст.	35
Температурный график работы тепловой сети, °С	115/70
Температура теплоносителя в системе ГВС, °С	65
Температура холодной воды, °С	5
Геодезическая отметка земли, м	56

Наладочный и поверочный расчеты выполнены для трубопроводов тепловых сетей с учетом тепловых потерь в теплосетях. Данные, полученные в результате расчетов, представлены в таблице 2.20, 2.20-1.

**Таблица 2.20 – Результаты наладочного и поверочного расчетов**

Наименование показателей	МТЭЦ, магистралей №1, №2, №1А
Кол-во тепловой энергии, вырабатываемое на источнике, Гкал/ч	251,818
Расход тепла на систему отопления, вентиляции, Гкал/ч	176,66
Расход тепла на открытые системы ГВС (максимально-часовой), Гкал/ч	127,733
Расход тепла на закрытые системы ГВС (максимально-часовой), Гкал/ч	-
Суммарные тепловые потери в теплосетях, Гкал/ч	21,936

**Таблица 2.20-1 – Результаты наладочного и поверочного расчетов**

Наименование показателей	МТЭЦ, магистраль №4
Кол-во тепловой энергии, вырабатываемое на источнике, Гкал/ч	26,254
Расход тепла на систему отопления, Гкал/ч	16,683
Расход тепла на открытые системы ГВС (максимально-часовой), Гкал/ч	8,153
Расход тепла на закрытые системы ГВС (максимально-часовой), Гкал/ч	-
Суммарные тепловые потери в теплосетях, Гкал/ч	1,163

Расчетные пути теплоносителя и соответствующие им пьезометрические графики, результаты расчетов по участкам трубопроводов тепловых сетей, а так же результаты расчетов по потребителям представлены в приложении Е к электронной модели схемы теплоснабжения.

### **2.1.8 Тепловые нагрузки потребителей Магаданской ТЭЦ**

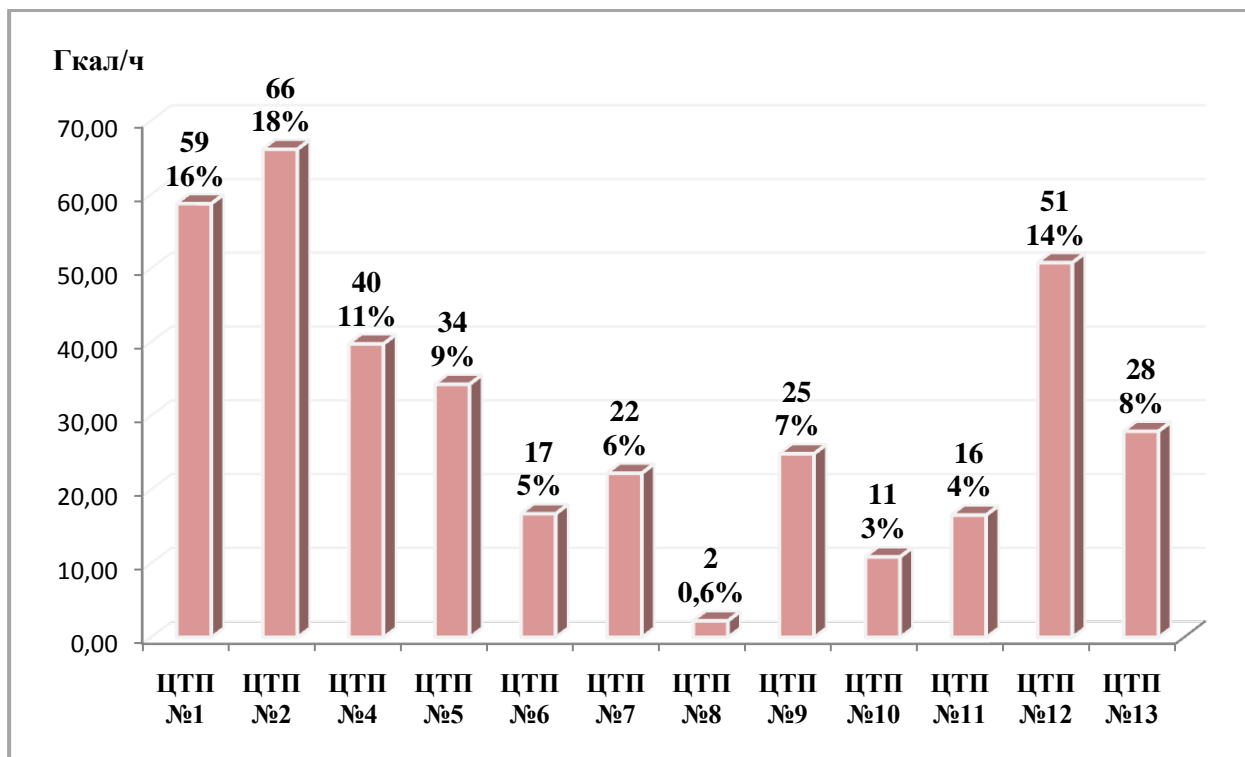
По отчетным данным филиала «Магаданэнергосбыт» в таблице 2.21 представлена структура и величина договорных тепловых нагрузок потребителей МТЭЦ

**Таблица 2.21 Потребление тепловой энергии от Магаданской ТЭЦ**

№ п/п	Наименование источника, наименование объекта	Тепловая нагрузка, Гкал/ч			
		Отопление	Вентиляция	Средне- часовая нагрузка на ГВС	Суммарная тепловая нагрузка
1	ЦТП №1	46,59	0	12,17	58,76
2	ЦТП №2	47,87	0,23	18,03	66,13
3	ЦТП №4	30,06	0,17	9,52	39,75
4	ЦТП №5	25,94	0	8,34	34,28
5	ЦТП №6	12,17	0,05	4,5	16,72
6	ЦТП №7	18,07	0	4,15	22,22
7	ЦТП №8	2,15	0	0,058	2,21
8	ЦТП №9	18,63	0	6,23	24,86
9	ЦТП №10	8,57	0	2,31	10,88
10	ЦТП №11	12,25	0	4,3	16,55
11	ЦТП №12	39,06	0,81	10,89	50,76
12	ЦТП №13	20,65	0	7,25	27,9

	<b>ИТОГО:</b>	<b>282,01</b>	<b>1,26</b>	<b>87,74</b>	<b>371,01</b>
1	В том числе: МУП г. Магадана "Магадантеплосеть" (передача тепловой энергии без потребителей ЦТП-7)	263,94	1,26	83,59	365,52
2	Потребители ЦТП-7 и прямые потребители от тепломагистрали №1А МТЭЦ	18,07	0	4,15	22,22
<b>Всего тепловой энергии:</b>		<b>282,01</b>	<b>1,26</b>	<b>87,74</b>	<b>371,01</b>

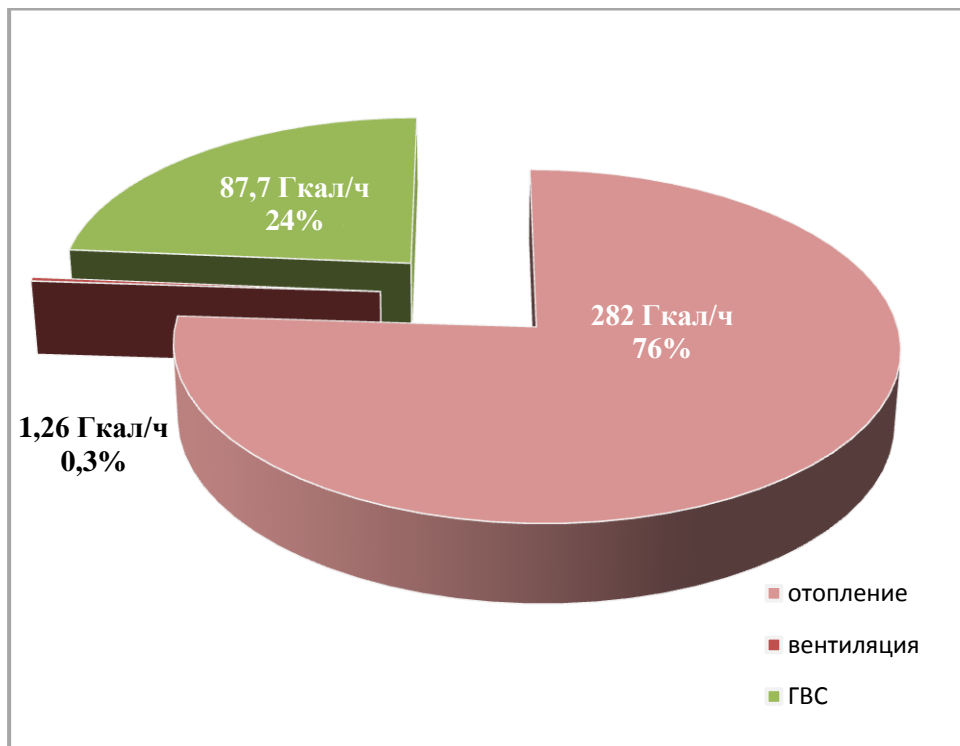
На рисунке 2.21 представлено распределение тепловой энергии от МТЭЦ на ЦТП в зависимости от присоединенной нагрузки потребителей центральной части города Магадан и мкрн. Пионерный.



**Рисунок 2.21 Распределение тепловых нагрузок, Гкал/ч, на ЦТП системы теплоснабжения МТЭЦ города Магадан**

Наибольшая тепловая нагрузка потребителей города присоединена к ЦТП-2, ул. Нагаевская.

На рисунке 2.22 представлена присоединенная тепловая нагрузка потребителей в зависимости от вида потребления.



**Рисунок 2.22 Договорная присоединённая тепловая нагрузка Магаданской ТЭЦ, Гкал/ч**

На отопление относится 76% тепловой энергии от общей нагрузки, на горячее водоснабжение 24% и на вентиляцию 0,3%.

#### **2.1.9 Учёт тепла, отпущенного в тепловые сети.**

Система измерений и учета тепловой энергии и теплоносителя на магистральных теплопроводах организована на границах раздела собственности трубопроводов с МУП г.Магадан «Магадантеплосеть». Они аттестованы как коммерческие и принадлежат ОАО «Магаданэнерго».

Вся информация, зарегистрированная на узлах учета станции обрабатывается, систематизируется и рассчитывается специалистами ПТО в соответствии с утвержденным регламентом, далее она используется для составления отчетно-статистической документации.

#### **2.1.10 Анализ фактического отпуска тепловой энергии от Магаданской ТЭЦ**

По отчетным данным Магаданской ТЭЦ фактический отпуск тепловой энергии в сеть в 2012 г. составил 1254705 Гкал (в том числе на вентиляцию и ГВС). Годовое потребление тепла на собственные и хозяйственные нужды ТЭЦ составляет 63210 Гкал/год (4,8%). По данным сметы «Расчет тарифа на производство, передачу и сбыт тепловой энергии по филиалу Магаданская ТЭЦ ОАО «Магаданэнерго» тепловые потери при передаче в сетях составили 316310 Гкал/год (25,43%).

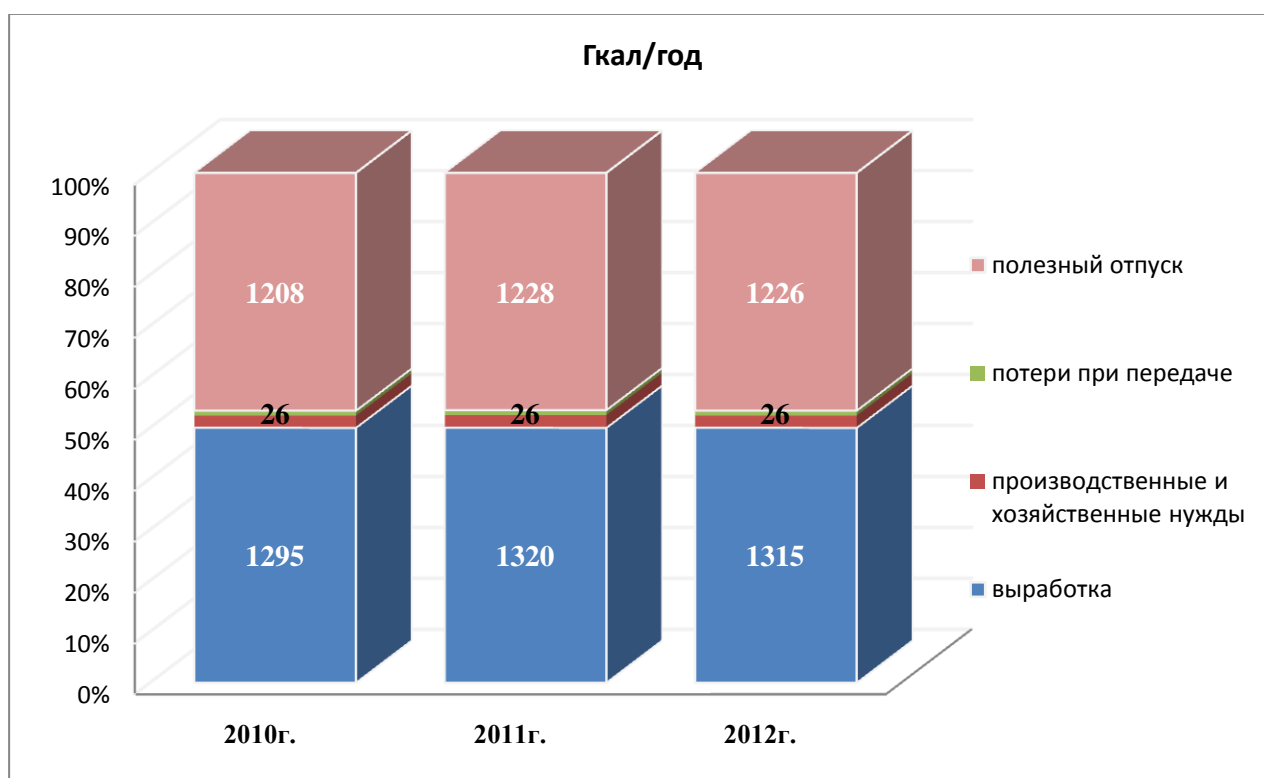
В таблице 2.22 представлена динамика за 2010 – 2012 г.г.: фактическая выработка

тепловой энергии на МТЭЦ; затраты на собственные и хозяйственные нужды; потери при передаче тепловой энергии (магистральные сети МТЭЦ) и фактический полезный отпуск тепловой энергии от Магаданской ТЭЦ в горячей воде потребителям

**Таблица 2.22 Производство тепловой энергии на Магаданской ТЭЦ и отпуск в систему теплоснабжения города в 2010 – 2012 годах**

Производство тепловой энергии тыс.Гкал	Собственные и хозяйственные нужды, тыс.Гкал	Потери тепловой энергии при передаче, тыс.Гкал	Полезный отпуск тепловой энергии, тыс.Гкал
2010 г.			
1295,7	61,7	25,6	1208,4
2011 г.			
1320,3	65,9	25,8	1228,7
2012 г.			
1314,5	63,2	25,8	1225,5

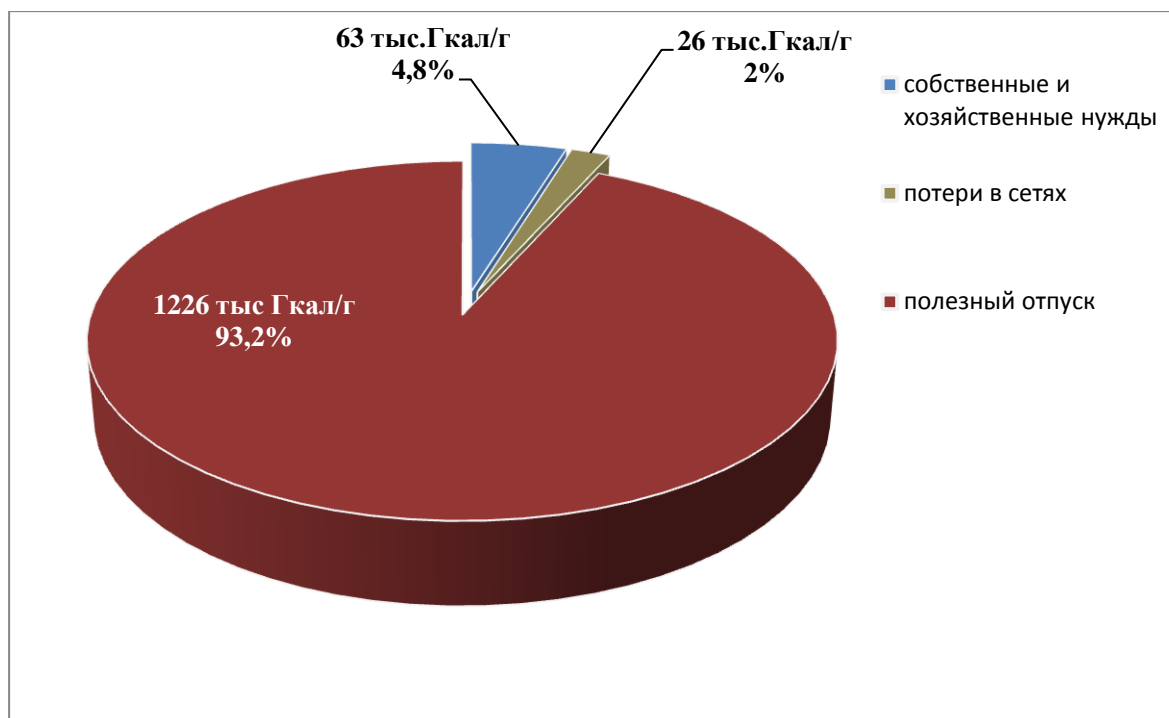
На рисунке 2.23 представлена динамика выработки тепловой энергии на Магаданской ТЭЦ в 2010 – 2012 г.г.



**Рисунок 2.23. - Динамика выработки тепловой энергии на Магаданской ТЭЦ в 2010 – 2012г.г.**

Производство тепловой энергии, полезный отпуск потребителям на МТЭЦ за 2010 – 2012 г.г. незначительно изменяются.

На рисунке 2.24 диаграмма отражает затраты выработанной тепловой энергии на собственные и хозяйственные нужды, потери в тепловых сетях и полезный отпуск в систему теплоснабжения города Магадан в 2012 г. на коллекторах МТЭЦ.



**Рисунок 2.24. Распределение выработанной тепловой энергии в 2012 году.**

Основная часть выработанной тепловой энергии - полезный отпуск в систему теплоснабжения города Магадан составляет 93%.

По отчетным данным МТЭЦ максимальный отпуск тепловой энергии, Гкал/ч, за наиболее холодные сутки в 2009г., 2010г., 2011г., 2012, 2013г. представлен в таблице 2.23.

**Таблица 2.23 Максимальный отпуск тепловой энергии с коллектора МТЭЦ за наиболее холодные сутки**

Наименование	2009г.	2010г.	2011г.	2012г.	2013г.
Максимальный фактический отпуск тепловой энергии за самые холодные сутки в году, Гкал/ч	266,0 -21,4°C 18.01.2009г.	266,0 -25,4°C 23.01.2010г.	271,0 -24°C 23.02.2011г.	275,0 -26,1°C 09.01.2012г.	252,0 -23,5°C 14.01.2013г.

Максимальный фактический отпуск тепловой энергии в сеть в самые холодные сутки за последние пять лет не обеспечивает средне - часовую тепловую нагрузку присоединенных потребителей (371,01 Гкал/ч), потери при транспорте тепловой энергии, собственные нужды.

Среднегодовая загрузка основного оборудования Магаданской ТЭЦ за базовый 2012 год, представлена в таблице 2.24

**Таблица 2.24 Среднегодовая загрузка основного оборудования Магаданской ТЭЦ в 2012 году**

Основное оборудование Магаданской ТЭЦ	Станционный №	Отработанные часы	% отработанного времени в году
<b>Котлоагрегаты</b>			
ЧСД			
БКЗ-50-39Ф	Ст. №1	993	11,6
БКЗ-50-39Ф	Ст. №2	913	10,62
БКЗ-50-39Ф	Ст. №3	0	0
БКЗ-50-39Ф	Ст. №4	0	0
ЧВД			
БКЗ-160-100Ф	Ст. №5	3470	49,63
БКЗ-220-100Ф	Ст. №6	4571	58,64
БКЗ-220-100Ф	Ст. №7	4969	63,12
Водогрейная котельная			
КВТК-100-150	Ст. №11	0	0
КВТК-100-150	Ст. №12	0	0
<b>Турбоагрегаты</b>			
ПТ-25/30-90/10М	Ст. №6	4691	57,55
ПТ-25-90/10М	Ст. №7	4135	58,49
ПТ-25/30-90/10М	Ст. №8	3293	37,96

В среднем фактические часы работы энергетических котлов части высокого давления составляют 57% годового времени, турбоагрегатов - 51%. Водогрейная котельная не работала.

#### **2.1.11 Техничко-экономические показатели станции (целевые показатели)**

Отчетные данные о работе Магаданской ТЭЦ за 2012 г. приведены в таблице 2.25 (Форма № 6-ТП).

**Таблица 2.25 Производственные технико-экономические показатели работы МТЭЦ за 2012 г.**

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Величина
<b>1</b>	Электрическая мощность:		
	- установленная	МВт	96
	- располагаемая	МВт	96
	- средняя рабочая за отчётный год	МВт	75

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Величина
	- фактический максимум электрической нагрузки	МВт	47
1.1	ЧЧИ установленной среднегодовой электрической мощности	час	1449
2	Выработка электроэнергии всего, в том числе:	тыс. кВтч	108667
	- в теплофикационном режиме	тыс. кВтч	103108
3	Отпуск электроэнергии с шин	тыс. кВтч	49872
4	Тепловая мощность:		
4.1	Установленная мощность, в том числе:	Гкал/ч	495
	- тепловая по турбоагрегатам	Гкал/ч	210
	- РОУ, прочие	Гкал/ч	285
4.2	Располагаемая, в том числе:		495
	- тепловая по турбоагрегатам	Гкал/ч	210
	- РОУ, прочие	Гкал/ч	285
4.3	Фактический максимум тепловой нагрузки	Гкал/ч	275
4.4	ЧЧИ установленной среднегодовой тепловой мощности	час	1309
5	Отпуск тепловой энергии, в том числе:	тыс. Г кал	1053,278
5.1	Отпуск отработанным паром паровых турбин	тыс. Г кал	222,549
5.2	Отпуск от РОУ, прочие	тыс. Г кал	830,729
6	Отпуск тепловой энергии в сеть с коллекторов горячей водой	тыс. Г кал	1053,278
7	Расход условного топлива энергетическими котлами, в том числе:	тыс. т у.т	198,633
7.1	- на отпуск электрической энергии	тыс. т у.т	23,705
7.2	- на отпуск тепловой энергии	тыс. т у.т	174,928
8	Удельный расход условного топлива:		
	а). На отпуск электроэнергии		
	- нормативный	г/кВтч	475,3
	- фактический	г/кВтч	475,3
	б). На отпуск тепла		
	- нормативный	кг/Гкал	166,1
	- фактический	кг/Гкал	166,1
9	Расход электроэнергии на собственные производственные нужды:		58795
	а). На выработку электроэнергии:	тыс.кВтч	12845
	- нормативный	%	11,8
	- фактический	%	11,8
	б). На отпуск тепла	тыс.кВтч	45950
	- нормативный	кВтч/Гкал	45,17
	- фактический	кВтч/Гкал	45,17
10	Коэффициент использования установленной электрической мощности	%	16,5
11	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	14,9

В 2012г. доля отпущенной тепловой энергии ТЭЦ отработавшим паром составила 21% (222549 Гкал/год из 1053278 Гкал/год – по данным Формы №6-ТП); 79% отпущенной тепловой энергии передано внешним потребителям через РОУ.

Из таблицы 2.21 следует, что в отчетном 2012 г.:

Располагаемая мощность Магаданской ТЭЦ, как электрическая, так и тепловая, соответствует установленной.

Плановые показатели по выработке электроэнергии и отпуску тепла выполнены.

По отчетным данным в 2012г. аварийных отключений основного оборудования ТЭЦ и технологических нарушений рабочего режима не отмечено.

Величина фактического удельного расхода условного топлива на выработку электроэнергии соответствует нормируемому расходу.

Величина фактического удельного расхода условного топлива на отпущенную теплоэнергию соответствует нормируемому расходу.

#### **2.1.12 Баланс тепловой мощности и тепловой нагрузке в зоне действия станции**

В таблице 2.26 представлен баланс установленной тепловой мощности Магаданской ТЭЦ и тепловой нагрузке потребителей.

Баланс установленной тепловой мощности МТЭЦ и тепловых нагрузок потребителей в горячей воде составлен по следующим исходным данным:

- фактическая зона действия ТЭЦ;
- база данных по тепловым нагрузкам потребителей;
- данные по установленной и располагаемой мощности ТЭЦ;
- величина потерь при транспортировании теплоносителя;
- собственные нужды ТЭЦ и тепловых сетей.

В данном разделе рассматривается три варианта баланса тепловой мощности и тепловой нагрузке города:

- **371,01** Гкал/час с учетом среднечасовой нагрузке на ГВС;
- **493,85** Гкал/час с учётом максимально-часовой нагрузке на ГВС;
- **255,93** Гкал/час с учётом фактической тепловой нагрузке, зафиксированной приборами учёта в 2012г.

##### **Вариант 1.**

В соответствии со СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети», актуализированная редакция СП 124.13330.2012, п.5.3 «. .Расчетные тепловые нагрузки для тепловых сетей по системам горячего водоснабжения следует определять как сумму среднечасовых нагрузок отдельных

зданий» поэтому в балансе (Таблица 2.26) рассмотрена тепловая нагрузка потребителей, которая составляет 371,01 Гкал/час с учетом средне-часовой нагрузке на ГВС (отопление – 282,01 Гкал/ч, вентиляция 1,26 Гкал/ч, ГВС 87,74 Гкал/ч).

**Таблица 2.26 Баланс установленной тепловой мощности Магаданской ТЭЦ и присоединенной тепловой нагрузке потребителей (средне-часовая на ГВС), Гкал/ч**

Зона действия Магаданской ТЭЦ	Базовый период, Гкал/ч
	2012г.
Тепловая нагрузка в горячей воде, Гкал/ч, в т.ч.:	<b>371,01</b>
жилые здания	261,47
общественные здания	109,54
Коммунально-бытовая сфера, в т.ч.:	
отопление	282,01
вентиляция	1,26
горячее водоснабжение (среднечасовая нагрузка)	87,74
Промышленность, в т.ч.:	
отопление	-
вентиляция	-
горячее водоснабжение	-
технология	-
Потери при передаче	124,13
Хозяйственные нужды тепловых сетей	1,42
Тепловые нагрузки на коллекторах ТЭЦ	496,56
Собственные нужды в горячей воде	7,03
Тепловые нагрузки на ТФУ в горячей воде	503,59
Располагаемая тепловая мощность ТФУ	495
Установленная тепловая мощность, в т.ч.:	495
регулируемых отопительных отборов паротурбинных агрегатов	210
пиковых источников ТЭЦ (РОУ100/40, БРОУ100/13)	285
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности по горячей воде	<b>-8,59</b>

Анализ результатов расчёта показывает, что на Магаданской ТЭЦ для обеспечения присоединенной средне-часовой тепловой нагрузке потребителей дефицит мощности по горячей воде составляет **8,59** Гкал/час по состоянию на 2012 год.

В расчетном «Балансе тепловой мощности Магаданской ТЭЦ и тепловой нагрузке в горячей воде» на перспективу с приростом тепловых нагрузок потребителей по годам будет

возрастать дефицит установленной мощности, поэтому необходима разработка вариантов прироста тепловых нагрузок обеспеченностью от МТЭЦ или локальных котельных.

## Вариант 2.

В таблице 2.27 представлен баланс установленной тепловой мощности Магаданской ТЭЦ и максимально-часовой тепловой нагрузке потребителей.

**Таблица 2.27 Баланс установленной тепловой мощности Магаданской ТЭЦ и присоединенной тепловой нагрузке потребителей (максимально-часовая на ГВС), Гкал/ч**

Зона действия Магаданской ТЭЦ	Базовый период, Гкал/ч
	2012г.
Тепловая нагрузка в горячей воде, Гкал/ч, в т.ч.:	<b>493,85</b>
жилые здания	261,47
общественные здания	109,54
Коммунально-бытовая сфера, в т.ч.:	
отопление	282,01
вентиляция	1,26
горячее водоснабжение (максимально-часовая нагрузка)	210,58
Промышленность, в т.ч.:	
отопление	-
вентиляция	-
горячее водоснабжение	-
технология	-
Потери при передаче	165,23
Хозяйственные нужды тепловых сетей	1,42
Тепловые нагрузки на коллекторах ТЭЦ	660,5
Собственные нужды в горячей воде	7,03
Тепловые нагрузки на ТФУ в горячей воде	667,53
Располагаемая тепловая мощность ТФУ	495
Установленная тепловая мощность, в т.ч.:	495
регулируемых отопительных отборов паротурбинных агрегатов	210
пиковых источников ТЭЦ (РОУ100/40, БРОУ100/13)	285
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности по горячей воде	<b>-172,53</b>

Анализ результатов расчёта показывает, что на Магаданской ТЭЦ для обеспечения максимально-часовой тепловой нагрузке потребителей дефицит мощности по горячей воде

составит **172,53** Гкал/час.

Потери тепловой энергии при транспорте теплоносителя приняты по данным сметы «Расчет тарифа на производство, передачу и сбыт тепловой энергии по филиалу Магаданская ТЭЦ ОАО «Магаданэнерго» и составляют 25,07% от отпуска тепловой энергии в сеть.

### Вариант 3

В таблице 2.28 представлен баланс установленной тепловой мощности Магаданской ТЭЦ и фактической тепловой нагрузке потребителей в горячей воде за 2012 год.

Баланс установленной тепловой мощности МТЭЦ и тепловых нагрузок потребителей в горячей воде составлен по отчетным данным:

- фактическая зона действия ТЭЦ;
- данные по установленной и располагаемой мощности ТЭЦ;
- фактические показания приборов учета тепловой энергии на каждом ЦТП (расход, температура теплоносителя, полученный/переданный объем тепловой энергии),
- информация о средней температуре наружного воздуха по месяцам и год (2012), оС, ФГБУ «Колымское управление по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды;
- величина потерь при транспортировании теплоносителя;
- собственные нужды ТЭЦ и тепловых сетей.

**Таблица 2.28 Баланс установленной тепловой мощности Магаданской ТЭЦ и фактической присоединенной тепловой нагрузке за 2012 год, Гкал/ч**

Зона действия Магаданской ТЭЦ	Базовый период
	2012г.
Тепловая нагрузка в горячей воде, Гкал/ч, в т.ч.:	<b>255,93</b>
жилые здания	180,366
общественные здания	75,56
Коммунально-бытовая сфера, в т.ч.:	
отопление	207,24
вентиляция	1,26
горячее водоснабжение	47,43
Промышленность, в т.ч.:	
отопление	-
вентиляция	-
горячее водоснабжение	-
технология	-
Потери при передаче	87,28
Хозяйственные нужды тепловых сетей	1,42
Тепловые нагрузки на коллекторах ТЭЦ	344,63

<b>Зона действия Магаданской ТЭЦ</b>	<b>Базовый период</b>
Собственные нужды в горячей воде	7,03
<b>Тепловые нагрузки на ТФУ в горячей воде</b>	<b>351,66</b>
Располагаемая тепловая мощность ТФУ	495
Установленная тепловая мощность, в т.ч.:	495
регулируемых отопительных отборов паротурбинных агрегатов	210
пиковых источников ТЭЦ (РОУ100/40, БРОУ100/13)	285
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности по горячей воде	<b>+143,34</b>

Анализ результатов расчёта показывает, что на Магаданской ТЭЦ с учетом обеспечения фактической тепловой нагрузке потребителей резерв мощности по горячей воде составляет **143,34** Гкал/час.

Данный резерв обусловлен ограничениями (гидравлическими, температурными) на способность передачи тепловой энергии от Магаданской ТЭЦ.

Проведенный в 2011 году энергоаудит инженерной фирмой по энергоаудиту, проектированию, наладке, испытаниям энергетического оборудования и систем автоматизации электростанций и промышленных предприятий (ЗАО «Е4-СибКОТЭС», г. Новосибирск) по теме: «Энергоаудит, (энергетическое обследование) магистральных тепловых сетей г. Магадана» подтвердил, что для Южной части г. Магадана существующее состояние магистральных трубопроводов ТМ-1, ТМ-2 и ТМ-3 не может обеспечить подачу теплоносителя потребителям требуемой величины.

В таблице 2.24 «Баланс тепловой мощности Магаданской ТЭЦ и фактической присоединенной тепловой нагрузке» рассмотрена фактическая тепловая нагрузка за 2012 год, определенная по приборам учета на каждом ЦТП и которая составляет 255,93 Гкал/ч (в том числе потери при транспорте тепловой энергии по вторичному контуру): на отопление, вентиляцию – 208,5 Гкал/ч; на ГВС 47,43 Гкал/ч.

По данным Филиала «Магаданэнергосбыт» вследствие проведенных мероприятий по энергосбережению потребителями тепловой энергии энергоёмкость отапливаемых зданий уменьшилась.

Максимальный фактический отпуск тепловой энергии в сеть в самые холодные сутки за последние пять лет составил 252 Гкал/ч – 275 Гкал/ч, таблица 2.23.

## 2.2 Зона теплоснабжения МУП г. Магадан «Магадантеплосеть»

Зоной действия системы теплоснабжения МУП г. Магадан "Магадантеплосеть» являются зоны теплоснабжения существующих источников тепловой энергии на территории муниципального образования «Город Магадан».

### 2.2.1 Источники тепловой энергии

МУП г. Магадан «Магадантеплосеть» обслуживает 11 локальных котельных, в том числе 10 водогрейных, 1 паровая котельная. Каждая из десяти водогрейных котельных подает тепловую энергию в систему теплоснабжения присоединенных потребителей на отопление и горячее водоснабжение. Технологических связей между котельными нет. Котельная №2 обеспечивает потребителей тепловой энергией на отопление, ГВС подается от системы теплоснабжения Магаданской ТЭЦ (ЦТП-2). Паровая котельная №31 обеспечивает в зимнее время года собственные нужды МУП г. Магадан «Магадантеплосеть»: прогрев жидкого топлива и пропарку автоцистерн, развозящих мазут по котельным предприятия.

В таблице 2.29 представлены источники тепловой энергии муниципального образования «Город Магадан» (кроме котельной №31), установленная мощность, собственные нужды, располагаемая мощность, присоединенная нагрузка потребителей, Гкал/ч.

**Таблица 2.29 Источники тепловой энергии муниципального образования «Город Магадан»**

№ п/п	Наименование источника, наименование объекта	Установленная мощность, Гкал/ч	Собственные нужды источника, Гкал/ч	Располагаемая мощность на котельной, Гкал/ч	Суммарная присоединённая тепловая нагрузка, Гкал/ч
1	Котельная №2, ул. Марчеканская, 2	3,75	0,285	3,46	2,3
2	Котельная №21, ул. Рыбозаводская, 10	4,5	0,218	4,28	3,1
3	Котельная №43, ул. Авиационная, 10	2,0	0,253	1,75	1,0
4	Котельная №44, Мкрн. Радист	1,0	0,089	0,91	0,62
5	Котельная №45, мкрн. Дукча	3,75	0,862	2,89	1,11
6	Котельная №46, ул. Майская	11,2	0,879	10,32	6,91
7	Котельная №47, п.г.т. Уптар, ул. Усть-Илимская, 5	12,06 гор.вода 2,58 пар	0,898	13,74	7,63
8	Котельная №56, п.г.т. Сокол,	41,18	2,925	38,25	20,27

	ул. Гагарина, 25				
9	Котельная №62, ул. Пионерская, 2	12,9	1,303	11,6	5,67
10	ЦТП-19, ул. Портовое шоссе, 45	1,445	0,548	0,90	0,3
<b>Всего по локальным котельным:</b>		<b>96,37</b>	<b>8,26</b>	<b>88,11</b>	<b>48,87</b>
11	Магаданская ТЭЦ	495	7,03	487,97	371,01
<b>Всего тепловой энергии:</b>		<b>591,37</b>	<b>15,29</b>	<b>576,08</b>	<b>419,88</b>

Обслуживание котельных, передачу выработанной тепловой энергии и обслуживание тепловых сетей (кроме ЦТП-7 и тепловых сетей от неё) осуществляет МУП г. Магадан "Магадантеплосеть» - присоединенная нагрузка потребителей МУП составляет 419,88 Гкал/ч.

Обслуживание ЦТП-7, передачу тепловой энергии на мкрн. Пионерный и прямым потребителям тепломагистрали ТМ №1А осуществляет Магаданская ТЭЦ.

По назначению локальные котельные МУП г. Магадана «Магадантеплосеть» относятся к отопительным, по размещению на генплане - к отдельно стоящим. Каждая котельная имеет автономную зону теплоснабжения.

Зона теплоснабжения Магаданской ТЭЦ – центральная часть города Магадан.

Согласно предоставленным данным на 01.01.2013 суммарная установленная тепловая мощность источников тепловой энергии в городе составляет **591,37** Гкал/час, присоединённая нагрузка – **419,88** Гкал/час.

## 2.2.2 Тепловые сети системы теплоснабжения муниципального образования «Город Магадан»

Распределительные сети системы теплоснабжения города (магистральные, квартальные, внутриквартальные) и двенадцать центральных тепловых пунктов (ЦТП), расположенных на тепловых сетях, по договору аренды обслуживает МУП г. Магадан "Магадантеплосеть».

ЦТП-7 и теплосети на микрорайон Пионерный обслуживает МТЭЦ.

На ЦТП установлены насосы, обеспечивающие снижение температуры теплоносителя в подающем трубопроводе путем подмеса обратной сетевой воды из трубопроводов вторичного контура, увеличение располагаемого перепада давлений у потребителей. Также на тепловых сетях установлены подкачивающие насосные станции на ул. Попова, «Танкодроме» и на

«Взморье».

Установленная мощность насосных агрегатов на ЦТП обеспечивает присоединенную нагрузку потребителей на отопление, насосное оборудование установлено на обратном трубопроводе (отопление) на МТЭЦ. На ЦТП №2, ЦТП-4, ЦТП-10 и на танкодроме на трубопроводах ГВС установлены насосы, обеспечивающие достаточный напор для подачи горячей воды потребителям.

**Таблица 2.30 Перечень и характеристика насосного оборудования, установленного на ЦТП**

Перечень ЦТП	Насосы					Эл.двигатели			Эл.снабжение	
	Марка, тип	Производительность, м³/час	Напор, м.вод.ст.	Год установки	Кол-во, шт. Р/рез	Тип	N, кВт	п, об/мин	ТП№	Наличие резерва
<b>ЦТП-1</b>	12НДС <sub>отоп</sub>	1080	54	2004	1	A-3552-41	250	1500	ТП-194	ТП-194, 2 секция
	12НДС <sub>отоп</sub>	1080	54	1952	1	A-3552-41	250	1500		
	12НДС <sub>отоп</sub>	1080	54	2002	1	A-3552-41	250	1500		
	12НДС <sub>отоп</sub>	1080	54	1970	1	A-3552-41	250	1500		
<b>ЦТП-2</b>	6НДВ <sub>ГВС</sub>	250	54	1978	1	4АН200L4У	55	1500	РП-1	РП-1, 2 секция
	6НДВ <sub>ГВС</sub>	360	46	2007	1	АЛ102/4	75	1500		
	12НДС <sub>отоп</sub>	1080	54	1965, 1970, 1972	3	A-3552-4S	250	1500		
	ЦНС-180-128 <sub>опрес.</sub>	180	128	2004	1		132	1500		
	В-1	120	-	2001	1	4 АЗМ	0,8	1500		
<b>ЦТП-4</b>	12 НДС <sub>отоп</sub>	1080	54	1971, 1971, 1977	3	A-3553-4S	250	1500	ТП-253	ТП-253 2 секция
	WIL0 SCP 300/330 <sub>ГВС</sub>	800	30	2012	2		110	1480		
<b>ЦТП-5</b>	12НДС <sub>отоп</sub>	1080	54	1977	1	A-3552-4S	250	1500	ТП-654	ТП-654 2 секция
	12НДС <sub>отоп</sub>	1080	54	2008	1	A-3552-4S	190	1500		
	12НДС <sub>отоп</sub>	1080	54	2008	1	A-3552-4S	190	1500		
	3К-9 дренаж	45	43		1		7,5	3000		
<b>ЦТП-6</b>	6НДВ <sub>отоп</sub>	300	44	1999	3	4АН200L4У3	55	1500	ТП-313	ТП-313 2 секция
	Д200-36 дренаж, опрес.	200	36	2004	1	4АН200L4У3	45	1500		

Перечень ЦТП	Насосы					Эл.двигатели			Эл.снабжение	
	Марка, тип	Производительность, м³/час	Напор, м.вод.ст.	Год установки	Кол-во, шт. Р/рез	Тип	N, кВт	n, об/мин	ТП№	Наличие резерва
<b>ЦТП-7</b>	300Д-70	1250	70	1987	3	А 103-4	200	1470		
	Д200-36	200	36	1987	3	А-1 225-М-4	45	1450		
<b>ЦТП-8</b>	ЦМК80/160-11/2 <sub>отоп</sub>	90	26	2008	2		11	2910	ТП-146ф2	Перед в. ДЭС
<b>ЦТП-9</b>	6НДВ <sub>отоп</sub>	360	54	1994	3	4АН200Л4У3	75	1500	РП-5	РП-5 2 секция
<b>ЦТП-10</b>	4К-6 <sub>ГВС</sub>	90	76	2001	1		37	3000	ТП-234	ТП-234 2 секция
	8НДВ <sub>отоп</sub>	740	74	2000, 2001	2	АЛ102/4	160	1500		
<b>ЦТП-11</b>	Д320-50 (6НДВ) <sub>отоп</sub>	360	54	1990	2	4АН200Л4У3	75	1500	ТП-295	ТП-295 2 секция
	ЦНС-180-128 <sub>подкач.</sub>	180	128	1990	1	4 АЗМ	132	1500		
	1Д315/71 <sub>подк</sub>	320	71	2010	2		90	3000		
	Д320-50 <sub>отоп</sub>	250	54	1990	2	4АН200Л4У3	55	1500		
<b>ЦТП-12</b>	Д320-70 (12НДС) <sub>отоп</sub>	1080	68	1985	2	4АМ355-54	250	1500	ТП-285	ТП-285 2 секция
	Д320-70 (12НДС) <sub>отоп</sub>	1080	66	1985	1					
<b>ЦТП-13</b>	8НДВ <sub>отоп</sub>	540	60	1988	3	4АН280S	160	1500	ТП-193	ТП-193 2 секция
<b>Ул Попова</b>	ЦМК 80/160-15/2 <sub>отоп</sub>	100	32	2008	2	4АН280S	15	3000	ТП-542	ТП-542 2 секция
<b>Танк одром</b>	ЦМЛ 50/200-7,5/2 <sub>отоп</sub>	20	48	2000	2	4АН280S	7,5	3000	ТП-667	ТП-667 2 секция, передв ДЭС
	ЦМЛ 50/200-7,5/2 <sub>ГВС</sub>	20	48	2000	2					
<b>Взморье</b>	2К-6 <sub>отоп</sub>	20			2		3	3000		

На центральных тепловых пунктах (ЦТП) МУП «Магадантеплосеть» установлены приборы учета тепловой энергии, принадлежащие ОАО «Магаданэнерго» и состоящие:

- Сужающее устройство ДКС (ДБС);

- Датчик давления КРТ;
- Датчик перепада давления Метран – 100;
- Расходомер Метран – 350;
- Преобразователь расхода ВПЭС-ТИ;
- Блок питания МП 36С30-2.24М;
- Термосопротивление КТПТР-01;
- Тепловычислитель СПТ 961;
- Вентиль запорный Ду10;
- Автомат защиты;
- Модем «Siemens TC35i».

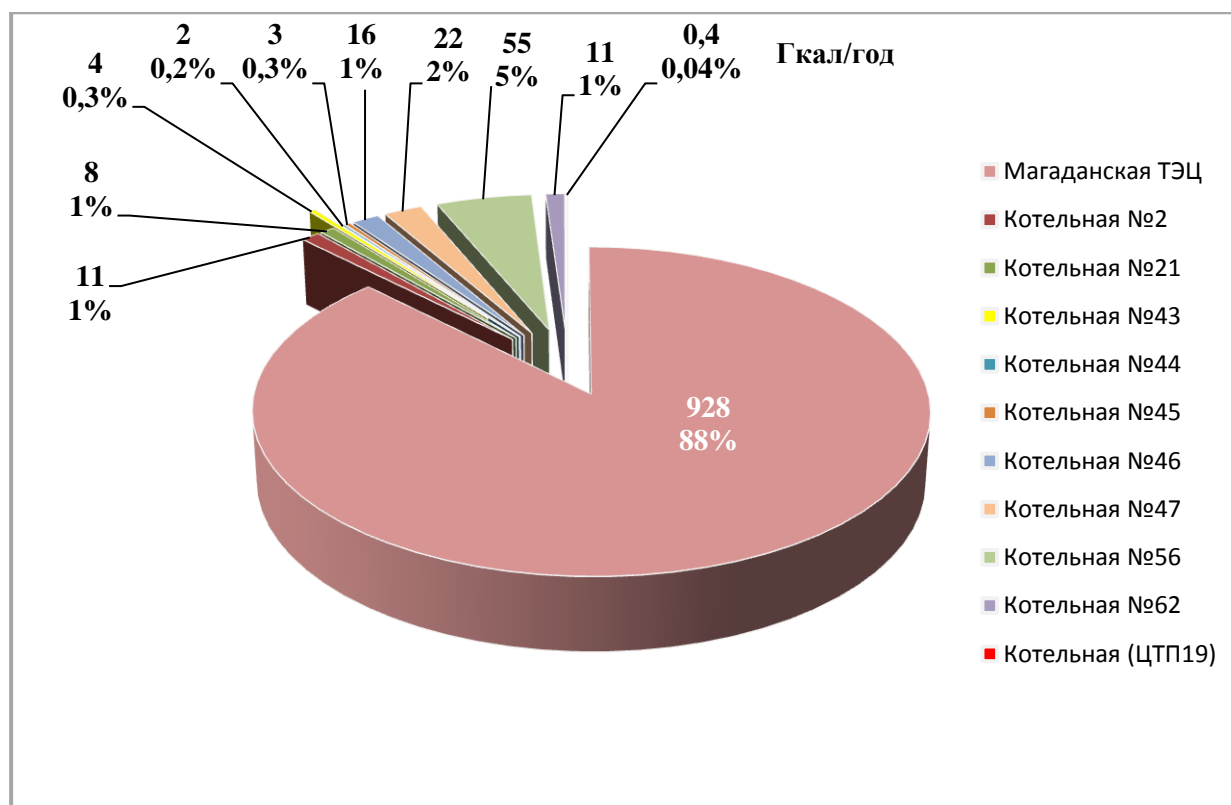
По отчетным данным потребление - отпуск тепловой энергии от МУП «Магадантеплосеть» за 2012 год составляет 1059813 Гкал, таблица 2.31

**Таблица 2.31 Фактический полезный отпуск тепловой энергии потребителям МУП "Магадантеплосеть" в 2012 году**

№ п/п	Наименование источника	Тепловая энергия, полезный отпуск, Гкал/год
1	Котельная №2, ул. Марчеканская, 2	10859,01
2	Котельная №21, ул. Рыбозаводская, 10	8321,79
3	Котельная №43, ул. Авиационная, 10	3661,26
4	Котельная №44, мкрн. Радист	1626,48
5	Котельная №45, мкрн. Дукча	2954,12
6	Котельная №46, ул. Майская	15669,41
7	Котельная №47, п.г.т. Уптар, ул. Усть-Илимская, 5	20198,18 гор.вода 1984,46 пар
8	Котельная №56, п.г.т. Сокол, ул. Гагарина, 25	5727,96 мазутная кот. 49688,98 эл.котельная
9	Котельная №62, ул. Пионерская, 2	10918,00

10	ЦТП-19, ул. Портовое шоссе, 45	430,58
Всего по локальным котельным:		132040,23
11	Магаданская ТЭЦ (передача ТЭ потребителям г.Магадан)	927773
Всего тепловой энергии:		1059813

Фактический отпуск тепловой энергии потребителям, соотношение по источникам тепловой энергии показаны на диаграмме на рисунке 2.25.



**Рисунок 2.25 Фактический полезный отпуск тепловой энергии потребителям в 2012 году**

Большую часть тепловой энергии – 928 тыс. Гкал, 88% от общего полезного отпуска приходится на Магаданскую ТЭЦ. Наибольшая котельная №56, ул. Гагарина, 25, п.г.т. Сокол - полезный отпуск составил 55 тыс.Гкал, что составляет 5% от общего полезного отпуска.

### 2.2.3 Баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки в зоне действия котельных

На основании отчетных данных в таблице 2.32 представлен баланс располагаемой мощности каждой котельной и присоединенных тепловых нагрузок потребителей.

**Таблица 2.32 Баланс тепловой мощности источников, профицит мощности**

№ п/п	Наименование источника, наименование объекта	Установленная мощность, Гкал/ч	Собственные нужды источника, Гкал/ч	Располагаемая мощность на котельной, Гкал/ч	Потери при передаче тепловой энергии, Гкал/ч	Суммарная тепловая нагрузка, гкал/ч	Профицит мощности, Гкал/ч
1	Котельная №2, ул. Марчеканская, 2	3,75	0,285	3,46	0,37	2,25	0,847
2	Котельная 21, ул. Рыбзаводская, 10	4,5	0,218	4,28	0,49	3,1	0,684
3	Котельная №43, ул. Авиационная, 10	2,0	0,253	1,75	0,12	1,0	0,627
4	Котельная №44, мкрн. Радист	1,0	0,089	0,91	0,104	0,62	0,185
5	Котельная №45, мкрн. Дукча	3,75	0,862	2,89	0,38	1,11	1,394
6	Котельная №46, ул. Майская	11,2	0,879	10,32	1,15	6,91	2,252
7	Котельная №47, п.г.т. Уптар, ул. Усть-Илимская, 5	14,64	0,898	13,74	1,57	7,63	4,543
8	Котельная №56, п.г.т. Сокол, ул. Гагарина, 25	41,18	2,925	38,25	5,32	20,27	12,664
9	Котельная №62, ул. Пионерская, 2	12,9	1,303	11,6	1,39	5,67	4,533
10	ЦТП-19, ул. Портовое шоссе, 45	1,445	0,548	0,9	-	0,3	0,597
<b>Всего по локальным котельным:</b>		<b>96,37</b>	<b>8,26</b>	<b>88,11</b>	<b>10,91</b>	<b>48,87</b>	<b>28,33</b>

Как видно из таблицы 2.26, при использовании договорных нагрузок для составления баланса по источникам наблюдается резерв установленной мощности на локальных котельных, который составляет **28,33** Гкал/ч.

#### **2.2.4 Баланс теплоносителя для подпитки тепловой сети**

Система централизованного теплоснабжения от МТЭЦ зависимая для систем отопления, открытая для горячего водоснабжения - третий теплопровод от ЦТП на ГВС.

Для Магаданской ТЭЦ водозабор производится из водохранилища №1 на реке Каменушка. Сырая вода доводится до качества, соответствующего требованиям ГОСТ 2874-82 к питьевой воде.

На локальных котельных МУП «Магадантеплосеть» пополнение тепловой сети

производится водой питьевого качества из водопровода МУП «Водоканал».

На МТЭЦ для восполнения потерь сетевой воды, расходуемой на горячее водоснабжение города, технологических потерь при передаче тепловой энергии и для создания запаса подпиточной воды используются установки подпитки теплосети типа УПТ-600, УПТ-1600 и УПТ-1800.

Подпитка тепловой сети производится непрерывно для восполнения расхода ГВС, потерь в тепловых сетях и поддержания давления в обратной магистрали теплосети при различных режимах.

Проектная производительность установок подпитки теплосети составляет 4000 м<sup>3</sup>/ч

В таблице 2.33 представлен баланс производительности водоподготовительных установок и подпитки тепловой сети на источниках тепловой энергии по отчетным данным за 2012г. МТЭЦ и МУП «Магадантеплосеть».

**Таблица 2.33 Баланс производительности водоподготовительных установок и подпитки тепловой сети.**

№ п/п	Показатель	Производительность УПТ, м <sup>3</sup> /ч	Система теплоснабжения	Средний расход воды на подпитку, т/ч	Годовой расход воды на подпитку, тыс.т	Удельный расход воды, м <sup>3</sup> /Гкал
1.	Магаданская ТЭЦ	4000	открытая	829,31	7058,29	5,369
2.	Котельная №2, ул. Марчеканская, 2	отсутствует	открытая	9,63	80,89	5,95
3.	Котельная №21, ул. Рыбозаводская, 10	отсутствует	открытая, часть потребителей с циркуляционным труб-м	3,89	32,668	3,22
4.	Котельная №43, ул. Авиационная, 10	отсутствует	открытая	1,66	13,951	2,97
5.	Котельная №44, Мкрн. Радист	отсутствует	открытая	0,84	5,384	2,59
6.	Котельная №45, мкрн. Дукча	отсутствует	открытая	3,00	25,211	4,9
7.	Котельная №46, ул. Майская	отсутствует	открытая, часть потребителей с циркуляционным труб-м	8,42	70,754	3,57
8.	Котельная №47, п.г.т. Уптар, ул. Усть-Илимская, 5	не работает	открытая, часть потребителей с циркуляционным труб-м	11,61	97,533	3,77
9.	Котельная №56, п.г.т. Сокол, ул. Гагарина, 25	деаэратор	открытая, часть потребителей с циркуляционным труб-м	24,33	204,346	3,12
10.	Котельная №62,	отсутствует	открытая	6,28	52,779	3,49

	ул. Пионерская, 2					
11.	ЦТП-19, ул. Портовое шоссе, 45	отсутствует	открытая	0,2	1,284	1,85

В частном секторе проживания водоразбор на горячее водоснабжение осуществляется непосредственно из системы отопления.

### **2.2.5 Анализ существующего состояния тепловых сетей муниципального образования г. Магадан**

По отчетным данным МУП г. Магадан «Магадантеплосеть» общая протяженность тепловых сетей, используемых для транспорта теплоносителя от котельных и МТЭЦ до потребителей, составляет **L = 400,722 км в одну трубу** в том числе:

- подземная прокладка L = 335,043 км;
- надземная прокладка L = 65,679 км;
- подающий трубопровод (на отопление и ГВС) L = 252,993 км;
- обратный трубопровод (отопление) L = 147,729 км;
- первичный контур L = 21,212 км;
- вторичный контур L = 250,065 км;
- трубопровод ГВС L = 129,444 км;
- ЦТП-1 L = 48,525 км;
- ЦТП-2 L = 57,948 км;
- ЦТП-4 L = 35,215 км;
- ЦТП-5 L = 28,574 км;
- ЦТП-6 L = 20,652 км;
- ЦТП-8 L = 3,116 км;
- ЦТП-9 L = 17,569 км;
- ЦТП-10 L = 22,619 км;
- ЦТП-11 L = 19,686 км;
- ЦТП-12 L = 39,131 км;
- ЦТП-13 L = 25,903 км;
- котельная №2 L = 3,048 км;
- котельная №21 L = 6,177 км;
- котельная №43 L = 1,740 км;
- котельная №44 L = 1,007 км;
- котельная №45 L = 4,182 км;

- котельная №46 L = 14,321 км;
- котельная №47 L = 21,703 км;
- котельная №56 L = 19,940 км;
- котельная №62 L = 6,413 км;
- котельная (ЦТП-19) L = 0,065 км.

Общая длина тепловых сетей центральной части города составляет 319,936 км, тепловых сетей котельных составляет 78,595 км.

Регулирование отпуска тепловой энергии в сеть от локальных котельных центральное, качественное по температурным графикам 95/70°C (котельные №№ 2, 21, 45, 46, 47, 56 и 62) и 80/60°C (котельные №№ 43 и 44).

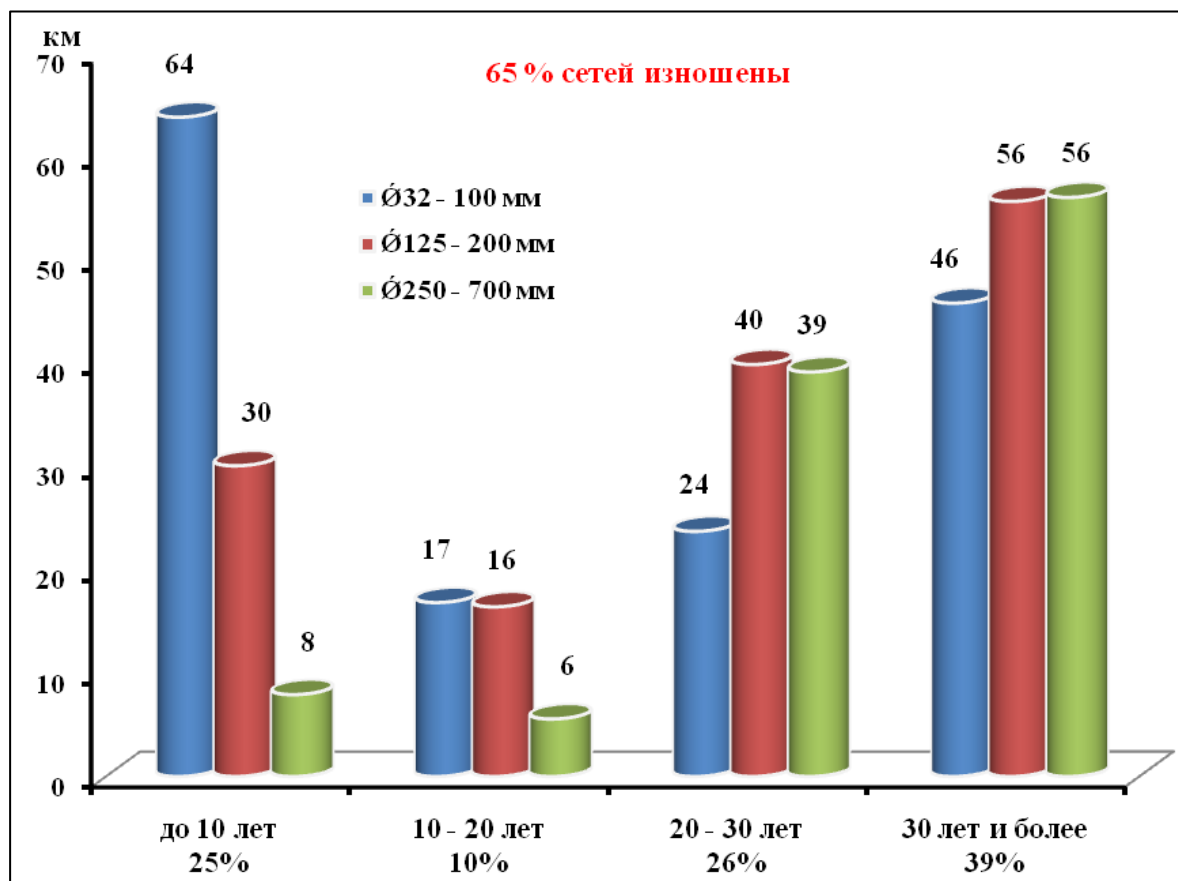
В центральной части города, отпуск тепловой энергии от ЦТП осуществляется по температурному графику 73/55°C.

В таблице 2.34 приведены данные по срокам эксплуатации тепловых сетей без проведения капитальных ремонтов.

**Таблица 2.34 Сроки эксплуатации тепловых сетей**

Диаметры теплопроводов	Сроки эксплуатации без капитальных ремонтов / протяженность тепловых сетей, км			
	До 10 лет	10 – 20 лет	20 – 30 лет	30 лет и старше
Ø32 – 100 мм	64	17	24	46
Ø125 – 200 мм	30	16	40	56
Ø250 – 720 мм	8	6	39	56

В настоящее время 65% тепловых сетей эксплуатируется более 20 лет, в том числе **39% более 30 лет** без проведения капитальных ремонтов, что приводит к увеличению тепловых потерь и увеличивает риски по авариям, рисунок 2.26.



**Рисунок 2.26 Сроки эксплуатации тепловых сетей системы теплоснабжения**

По предоставленным данным за 2009 – 2012г.г. в системе теплоснабжения, обслуживаемой МУП «Магадантеплосеть», аварии (разрушения, повреждения) на трубопроводах тепловой сети, ГВС в период отопительного сезона, восстановление работоспособности которых продолжалось более допустимой продолжительности перерыва подачи и инциденты на тепловых сетях (повреждения трубопроводов) во время испытаний, проводимых в неотапительный период, не выявлено.

Отмечены технологические отказы, неисправности на трубопроводах тепловой сети, вызвавшие перерыв в подаче тепла более 1 часа:

- 2009 год 69 случаев;
- 2010 год 76 случаев;
- 2011 год 62 случая;
- 2012 год 106 случаев.

Количество отказов в 2012г. по сравнению с 2011г. возросло на 71%.

### **2.2.5.1 Потери тепловой энергии в тепловых сетях**

Тепловые потери при транспорте и распределении тепловой энергии состоят из потерь тепловой энергии через теплоизоляционные конструкции и потерь тепловой энергии с утечками

сетевой воды. В таблице 2.35 рассмотрены нормативно-расчетные потери тепловой энергии тепловых сетей ОАО г. Магадана «Магадантеплосеть» и потребителей, а также потери тепла от утечек у потребителей.

**Таблица 2.35 – Потери тепловой энергии при транспорте теплоносителя и с ПСВ**

Нормативно-расчетные потери тепловой энергии	Ед. измерения	Величина
1	2	3
Потери тепловой энергии через изоляцию	Гкал/год	94824,09
с ПСВ	Гкал/год	12390,86
Потери тепла от утечек у потребителей	Гкал/год	3947,7
ВСЕГО	Гкал/год	107215

Таким образом, доля нормативно-расчетных потерь тепловой энергии от отпуска тепловой энергии в сеть составляет 11%.

#### **2.2.5.2 Диагностика состояния тепловых сетей**

По окончании отопительного периода производятся гидравлические испытания отопительной системы, в результате которой выявляются дефекты системы теплоснабжения. По результатам проверки определяется объем ремонтных работ на летний период. Также проведение капитальных и текущих ремонтов тепловой сети планируется в соответствии с отраслевой системой технического обслуживания энергетического оборудования. Разрабатываются графики ППР.

#### **2.2.5.3 Гидравлический расчет тепловых сетей на балансе ОАО г. Магадан «Магадантеплосеть»**

Гидравлический расчет тепловых сетей проводился на базе актуализированной электронной модели системы теплоснабжения в средствах программного комплекса «Zulu». Исходными данными для разработки электронной модели и анализа существующих режимов теплоснабжения являлись:

- схемы тепловых сетей с привязкой к плану микрорайона;
- эксплуатационная документация (расчетные температурные графики, данные по присоединенным тепловым нагрузкам, их видам и т.п.);

- схемы присоединения потребителей к тепловым сетям;
- геодезические отметки узлов тепловой сети (источника, узлов разветвления, потребителей);
- характеристики участков тепловой сети (конструктивные данные по видам прокладки и типам применяемых теплоизоляционных конструкций и т.п.);
- располагаемые напоры на источниках.

Данные для гидравлического расчета тепловых сетей приведены в таблицах 2.36

**Таблица 2.36 – Исходные данные для гидравлических расчетов**

Наименование показателей	ЦТП-1	ЦТП-2	ЦТП-4	ЦТП-5	ЦТП-6	ЦТП-8	ЦТП-9	ЦТП-10	ЦТП-11	ЦТП-12	ЦТП-13
Присоединенная договорная нагрузка, Гкал/ч	40,975	45,839	26,044	22,057	14,997	2,428	18,038	9,982	11,393	31,456	20,573
Давление в подающем трубопроводе отопления, кгс/см <sup>2</sup>	6,7/5,4	7,0	6,9	7,4	8,1	8,7	6,9	6,5	6,1	6,6	4,9
Давление в обратном трубопроводе отопления, кгс/см <sup>2</sup>	3,3/1,5	3,8	4,5	5,3	5,4	7,2	4,5	4,8	5,0	4,6	2,0
Располагаемый напор на выходе из котельной, м вод.ст.	34/39	32	24	21	27	15	24	17	11	20	29
Температурный график работы тепловой сети, °С	73/55	73/55	73/55	73/55	73/55	73/55	73/55	73/55	73/55	73/55	73/55
Температура теплоносителя в системе ГВС, °С	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65
Температура холодной воды, °С	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Геодезическая отметка земли, м	56	77	52	35	60	43	37,5	22	17	31	58

Наладочный и поверочный расчеты выполнены для трубопроводов тепловых сетей с учетом тепловых потерь в теплосетях. Данные, полученные в результате расчетов, представлены в таблице 2.37

**Таблица 2.37 – Результаты наладочного и поверочного расчетов**

Наименование показателей	ЦТП-1	ЦТП-2	ЦТП-4	ЦТП-5	ЦТП-6	ЦТП-8	ЦТП-9	ЦТП-10	ЦТП-11	ЦТП-12	ЦТП-13
Кол-во тепловой энергии, вырабатываемое на источнике, Гкал/ч	36,598	43,055	23,144	22,331	14,718	2,12	18,505	9,436	10,944	32,997	18,237
Расход тепла на систему отопления, вентиляции, Гкал/ч	33,14	31,08	17,097	16,162	10,287	1,886	13,476	6,603	7,736	23,732	13,256
Расход тепла на открытые системы ГВС (максимально-часовой), Гкал/ч	3,715	8,582	4,28	4,295	3,401	0,012	3,934	1,789	2,632	6,739	1,789
Расход тепла на закрытые системы ГВС (максимально-часовой), Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Суммарные тепловые потери в теплосетях, Гкал/ч	1,911	3,398	1,767	1,876	1,031	0,222	1,095	1,044	0,577	2,527	1,703

Гидравлический расчет тепловых сетей выполнен по направлениям от источника до наиболее удаленного потребителя тепловой энергии. Результаты расчета представлены в таблице 2.38.

**Таблица 2.38 – Сводная таблица результатов гидравлических расчетов участков тепловой сети**

ЦТП-1	Диаметр головного участка, мм	Расстояние до потребителя, м	Давление в обратном трубопроводе, м. вод. ст.	Скорость теплоносителя, м/с	Располагаемый напор на потребителе, м вод.ст.
ул. Западная, 9а (отопл)	2d <sub>y</sub> 300	3410,5	26,53	0,28	22,61
ул. Западная, 9а (ГВС)	d <sub>y</sub> 200	3407,5	57,82	0,004	0
ул. Парковая, 9/12 (отопл)	2d <sub>y</sub> 400	3908,5	34,89	0,438	8,368
ул. Парковая, 9/12 (ГВС)	d <sub>y</sub> 250	4144,5	64,54	0,028	0
ул. Якутская, 10 (отопл)	2d <sub>y</sub> 600	4149,5	57,55	0,922	1,969
ул. Якутская, 10 (ГВС)	d <sub>y</sub> 350	4147,5	66,43	0,075	0
ул. Гагарина, 7б (отопл)	2d <sub>y</sub> 600	4496,2	17,96	0,45	9,158
ул. Гагарина, 7б (ГВС)	d <sub>y</sub> 350	4889,2	43,76	0,063	0
ул. 1-я Верхняя, 8 (отопл)	2d <sub>y</sub> 600	3900,5	28,73	0,152	4,862
ул. 1-я Верхняя, 8 (ГВС)	d <sub>y</sub> 350	3898,5	31,67	0,007	0
ул. Портовая, 16 (отопл)	2d <sub>y</sub> 600	3346,1	29,87	0,248	9,342

ЦТП-2	Диаметр головного участка, мм	Расстояние до потребителя, м	Давление в обратном трубопроводе, м. вод. ст.	Скорость теплоносителя, м/с	Располагаемый напор на потребителе, м вод.ст.
-------	-------------------------------	------------------------------	---	-----------------------------	---

ул. Лукса,6 (отопл)	2d <sub>y</sub> 600	5559	53,98	0,229	0,128
ул. Лукса,6 (ГВС)	d <sub>y</sub> 400	5558	51,27	0,053	0
ул. Якутская, 43а (отопл)	2d <sub>y</sub> 600	5468,8	61,94	0,523	10,239
ул. Якутская, 43а (ГВС)	d <sub>y</sub> 400	5440,2	64,49	0,072	0
ул. Марчekanское шоссе, 44/1 (отопл)	2d <sub>y</sub> 600	6946,8	87,49	0,47	1,071
ул. Марчekanское шоссе, 44/1 (ГВС)	d <sub>y</sub> 400	6945,8	56,15	0,075	0
пер. Школьный, 10 (отопл)	2d <sub>y</sub> 600	4835	49,67	0,323	20,811
пер. Школьный, 10 (ГВС)	d <sub>y</sub> 400	4834	57,83	0,184	0

<b>ЦТП-4</b>	Диаметр головного участка, мм	Расстояние до потребителя, м	Давление в обратном трубопроводе, м. вод. ст.	Скорость теплоносителя, м/с	Располагаемый напор на потребителя, м вод.ст.
ул. Гагарина, 58, гараж (отопл)	2d <sub>y</sub> 600	7525,9	44,01	0,321	5,901
пер.Марчekanский, 37 (отопл)	2d <sub>y</sub> 600	8406,4	9,46	0,551	14,755
пер.Марчekanский, 37 (ГВС)	d <sub>y</sub> 300	8397,4	21,53	0,076	0
ул. Болдырева, 6а (отопл)	2d <sub>y</sub> 600	7438,1	31,15	0,418	9,68
ул. Болдырева, 6а (ГВС)	d <sub>y</sub> 300	7430,1	31,62	0,058	0
ул. Лукса, 15 (отопл)	2d <sub>y</sub> 600	7046,6	27,26	0,058	9,459
ул. Лукса, 15 (ГВС)	d <sub>y</sub> 300	7038,6	27,79	0,473	0

<b>ЦТП-5</b>	Диаметр головного участка, мм	Расстояние до потребителя, м	Давление в обратном трубопроводе, м. вод. ст.	Скорость теплоносителя, м/с	Располагаемый напор на потребителя, м вод.ст.
ул. Шимича, 3,к3 (отопл)	2d <sub>y</sub> 500	3099,1	58,82	0,137	1,9
ул. Шимича, 3,к3 (ГВС)	d <sub>y</sub> 250	3101,1	50,41	0,614	0
ул. Колымское шоссе,4, к.3 в-3 (отопл)	2d <sub>y</sub> 500	3173,1	63,22	0,25	7,573
ул. Колымское шоссе,4, к.3 в-3 (ГВС)	d <sub>y</sub> 250	3174,1	53,5	0,069	0
ул. Берзина, 31/2 (отопл)	2d <sub>y</sub> 500	3979,6	35	0,461	5,541
ул. Берзина, 31/2 (ГВС)	d <sub>y</sub> 250	3981,6	28,51	0,129	0

<b>ЦТП-6</b>	Диаметр головного участка, мм	Расстояние до потребителя, м	Давление в обратном трубопроводе, м. вод. ст.	Скорость теплоносителя, м/с	Располагаемый напор на потребителя, м вод.ст.
ул. Камчатская, 4а (отопл)	2d <sub>y</sub> 300	3911	59,71	0,178	1,7
ул. Камчатская, 4а (ГВС)	d <sub>y</sub> 200	3909	62,42	0,005	0
ул. Попова, б/н (отопл)	2d <sub>y</sub> 300	2712	4,27	0,369	25,601
ул. Попова, б/н (ГВС)	d <sub>y</sub> 200	2710	9,41	0,028	0

<b>ЦТП-7</b>	Диаметр головного участка, мм	Расстояние до потребителя, м	Давление в обратном трубопроводе, м. вод. ст.	Скорость теплоносителя, м/с	Располагаемый напор на потребителя, м вод.ст.
ул. Речная, 67 (отоп)	2d <sub>y</sub> 500	2484,4	39,04	0,638	28,895
ул.Речная, 67 (ГВС)	d <sub>y</sub> 250	2468,6	57,35	0,099	0
ул. Энергостроителей, 9к1(отопл)	2d <sub>y</sub> 500	1839,8	36,46	0,885	27,903
ул. Энергостроителей, 9к1(ГВС)	d <sub>y</sub> 250	1824	54,32	0,109	0

<b>ЦТП-8</b>	Диаметр головного участка, мм	Расстояние до потребителя, м	Давление в обратном трубопроводе, м. вод. ст.	Скорость теплоносителя, м/с	Располагаемый напор на потребителя, м вод.ст.
ул. Верхняя, 17г (отопл)	2d <sub>y</sub> 300	2634,5	45,39	0,061	2,478
ул. Верхняя, 17г (ГВС)	d <sub>y</sub> 200	2634,5	39,21	0,001	0

<b>ЦТП-9</b>	Диаметр головного участка, мм	Расстояние до потребителя, м	Давление в обратном трубопроводе, м. вод. ст.	Скорость теплоносителя, м/с	Располагаемый напор на потребителя, м вод.ст.
Набережная Магаданки, 13 (отопл)	2d <sub>y</sub> 400	4674,2	63,26	0,304	3,901
Набережная Магаданки, 13 (ГВС)	d <sub>y</sub> 250	4679,2	76,16	0,093	0
ул. Право-Набережная, 9	2d <sub>y</sub> 400	4893,2	52,61	0,181	11,197

<b>ЦТП-10</b>	Диаметр головного участка, мм	Расстояние до потребителя, м	Давление в обратном трубопроводе, м. вод. ст.	Скорость теплоносителя, м/с	Располагаемый напор на потребителя, м вод.ст.
ул. Брусничная, 4 (отоп)	2d <sub>y</sub> 300	7204,5	53,61	0,265	13,285
ул. Зайцева, 1а (отоп)	2d <sub>y</sub> 300	7728	43,93	0,319	10,62
ул. Зайцева, 27к3 (отоп)	2d <sub>y</sub> 300	7562	33,78	1,025	0,904
ул. Зайцева, 27к3 (ГВС)	d <sub>y</sub> 200	7562	40,84	0,21	0

<b>ЦТП-11</b>	Диаметр головного участка, мм	Расстояние до потребителя, м	Давление в обратном трубопроводе, м. вод. ст.	Скорость теплоносителя, м/с	Располагаемый напор на потребителя, м вод.ст.
ул. Пролетарская, 71,к1 (отопл)	2d <sub>y</sub> 500	7092,4	44,8	0,888	3,751
ул.Пролетарская, 71,к1 (ГВС)	d <sub>y</sub> 250	7093,4	59,75	0,125	0
ул. Пролетарская, 116,к1 (отопл)	2d <sub>y</sub> 500	7332,1	42,54	0,61	6,262
ул. Пролетарская, 116,к1 (ГВС)	d <sub>y</sub> 250	7333,1	57,65	0,125	0
ул. Гертнера, 4 (отопл)	2d <sub>y</sub> 500	7962,3	46,19	0,36	2,955
ул. Гертнера, 4 (ГВС)	d <sub>y</sub> 250	7963,3	59,57	0,031	0

<b>ЦТП-12</b>	Диаметр головного участка, мм	Расстояние до потребителя, м	Давление в обратном трубопроводе, м. вод. ст.	Скорость теплоносителя, м/с	Располагаемый напор на потребителе, м вод.ст.
ул. Пролетарская, 65 к.1 (отопл)	2d <sub>y</sub> 700	5829,4	56,65	0,438	0,929
ул. Пролетарская, 65 к.1 (ГВС)	d <sub>y</sub> 350	5884,4	54,51	0,075	0
пер. Промышленный, б/н	2d <sub>y</sub> 700	6938,4	52,74	0,127	12,759
ул. Якутская, 41 (отопл)	2d <sub>y</sub> 700	6454,4	22,85	0,384	8,523
ул. Якутская, 41 (ГВС)	d <sub>y</sub> 350	6509,4	25,12	0,16	0

<b>ЦТП-13</b>	Диаметр головного участка, мм	Расстояние до потребителя, м	Давление в обратном трубопроводе, м. вод. ст.	Скорость теплоносителя, м/с	Располагаемый напор на потребителе, м вод.ст.
ул. Билибина, 26 (отопл)	2d <sub>y</sub> 500	4786,9	45,94	0,583	4,402
ул. Билибина, 26 (ГВС)	d <sub>y</sub> 300	4786,9	61,98	0,201	0
ул. Приморская, 35/49 (отопл)	2d <sub>y</sub> 500	5685,6	36,19	0,105	15,913
ул. Приморская, 35/49 (ГВС)	d <sub>y</sub> 300	5685,6	43,84	0,001	0

Расчетные пути теплоносителя и соответствующие им пьезометрические графики, результаты расчетов по участкам трубопроводов тепловых сетей, а так же результаты расчетов по потребителям представлены в приложении Е к электронной модели схемы теплоснабжения.

## **2.3 Зона теплоснабжения котельной № 2, микрорайон Марчекан**

### **2.3.1 Общая характеристика. Зона действия источника**

Водогрейная котельная №2 обеспечивает тепловой энергией (отопление) систему теплоснабжения микрорайона Марчекан. Дата ввода в эксплуатацию котельной – 1970 г. Котельная имеет автономную зону теплоснабжения.

На рисунке 2.27 представлено территориальное расположение котельной на фрагменте карты города.



**Рисунок 2.27 – Территориальное расположение котельной №2 на плане города**

По назначению котельная относится к отопительным, по размещению на генплане - к отдельно стоящим.

Тепловая энергия в горячей воде используется на собственные нужды котельной и для теплоснабжения присоединенных потребителей. Согласно предоставленным данным на 01.01.2013 установленная тепловая мощность котельной – 3,75 Гкал/час, присоединённая нагрузка – 2,25 Гкал/час (Отопление и вентиляция). Горячее водоснабжение потребителей микрорайона обеспечивается от ЦТП-2, теплоноситель МТЭЦ. Поэтому котельная в неотопительный период не работает.

В качестве основного топлива используется мазут сернистый марки М-40 с низшей теплотворной способностью топлива 9859 ккал/кг. Резервное топливо не предусмотрено. Мазут подвозится в автоцистернах и сливается в подземные емкости.

Схема системы теплоснабжения от котельной трехтрубная: на отопление подающий и обратный трубопроводы; на горячее водоснабжение - подающий трубопровод от ЦТП-2. Расчетный и фактический температурный график на выходе из котельной 95/70°C.

Источником водоснабжения котельной является городской водопровод МУП «Водоканал», подающий на котельную воду питьевого качества из общегородской водопроводной сети.

Котельная не автоматизирована.

Принципиальная тепловая схема котельной приведена на рисунке 2.28.

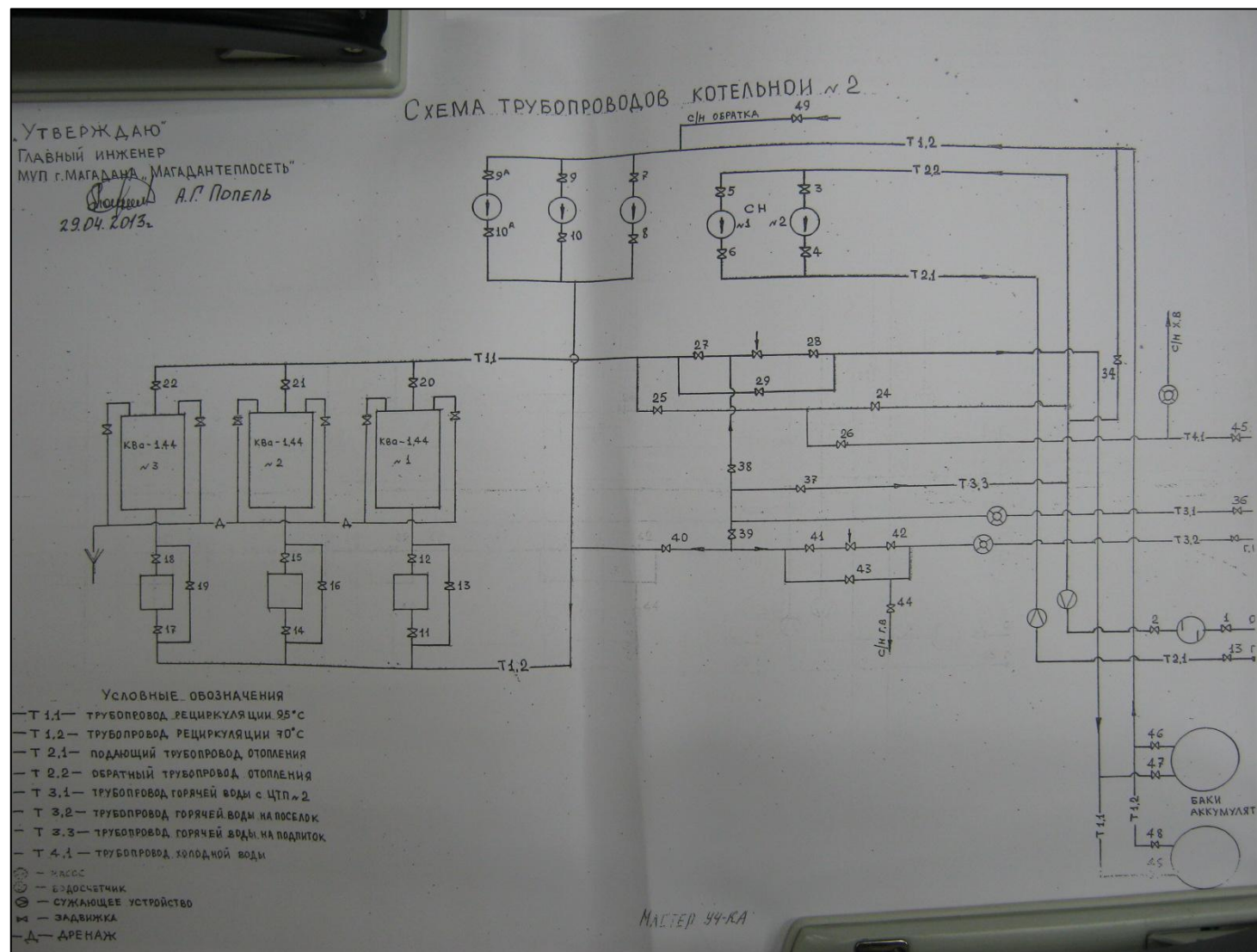


Рисунок 2.28 – Принципиальная тепловая схема котельной №2, м-н Марчекан

## 2.3.2 Оборудование котельной

### 2.3.2.1 Котельное оборудование

По состоянию на 01.12.2013 г. в котельной №2, м-н Марчекан, установлено три водогрейных котла, основная характеристика которых приведена в таблице 2.39.

**Таблица 2.39 – Основная характеристика котлоагрегатов**

№ п/п	Тип котла	Номинальная производительность, Гкал/час	Год установки	Год последнего кап. ремонта	% износа
1	2	3	4	5	6
1	КВа-1,44-ГМ	1,25	2005	-	-
2	КВа-1,44-ГМ	1,25	2005	-	-
3	КВа-1,44-ГМ	1,25	2005	-	-
	Итого:	<b>3,75</b>		-	-

Завод-изготовитель установленных на котельной котлоагрегатов – Ижевский котлостроительный завод. Два котла находятся в работе, один – в резерве.

Каждый из котлов укомплектован следующим оборудованием:

- автоматизированная мазутная горелка ILKA IL7 FTUZ с подогревателем;
- дымосос ДН-6,3-2шт. ( $Q=8,5$  тыс.м<sup>3</sup>/ч;  $N=5,5$  кВт;  $n=1500$  об/мин);
- дымосос ДН-6,3-1шт. ( $Q=8,5$  тыс.м<sup>3</sup>/ч;  $N=37$  кВт;  $n=3000$  об/мин);
- чугунный экономайзер типа ЭП2-142, 3 шт.

Тип автоматики безопасности на котельной - «Пламя», сигнал - в операторской.

В котельной установлены коммерческие узлы учёта тепловой энергии и холодной воды, а также технический узел учета на собственные нужды. Перечень установленных приборов учёта приведён в таблице 2.40

**Таблица 2.40 – Перечень приборов учета, установленных в котельной №2, м-н Марчекан**

№ п/п	Наименование	Дата поверки	Дата следующей поверки
1	2	4	5
Коммерческие узлы учета тепловой энергии			
1	Тепловычислитель СПТ-961М	2013	2017
2	Преобразователь давления КРТ5 (Подающий трубопровод отопления)	2013	2017
	Преобразователь давления КРТ5 (Обратный трубопровод отопления)	2013	2017
	Преобразователь давления КРТ5 (Подающий трубопровод ГВС)	2013	2017

№ п/п	Наименование	Дата поверки	Дата следующей поверки
1	2	4	5
3	Датчик давления Метран-43 ДД (Подающий трубопровод отопления)	2013	2017
	Датчик давления Метран-43 ДД (Обратный трубопровод отопления)	2011	2017
	Датчик давления Метран-43 ДД (Подающий трубопровод ГВС)	2013	2017
4	Комплект термопреобразователей КТСР 9514 (Подающий трубопровод отопления)	2011	2017
	Комплект термопреобразователей КТСР 9514 (Обратный трубопровод отопления)	2006	2017
	Комплект термопреобразователей КТСР 9514 (Подающий трубопровод ГВС)	2013	2017
5	СУ (Подающий трубопровод отопления)	2013	-
	СУ (Обратный трубопровод отопления)	2013	-
	СУ (Подающий трубопровод ГВС)	2013	-
Коммерческие узлы учета холодной воды			
1	ОСВ-25	2013	2017
Технический узел учета на собственные нужды			
	Тепловычислитель СПТ-961М	2013	2017
	Датчик давления Метран-43 ДД	-	
	Комплект термопреобразователей КТСР 9514	2006	2017
	Сужающее устройство	2013	-

### 2.3.2.2 Дымовые трубы

Отвод дымовых газов от котлов производится дымовой трубой высотой 33 м. Дата ввода в эксплуатацию 2013 г. Диаметр устья 1030 мм.

### 2.3.2.3 Насосное оборудование

В таблице 2.41 приведена паспортная характеристика установленных насосов.

**Таблица 2.41 – Характеристика насосных агрегатов**

Характеристика насосных агрегатов	Назначение	Дата ввода в эксплуатацию	Параметры насоса		Параметры двигателя		
			Производительность, м <sup>3</sup> /ч	Напор, м вод.ст.	Тип двигателя	Мощность двигателя, кВт	Скорость вращения, об/мин
1	2	3	4	5	6	7	8
ЦМЛ125/360-22/4, 2 шт.	Насос сетевой	-	100	40	Асинхронный	22	1500
ЦМЛ50/224-15/2, 3 шт.	Насос циркуляционный	-	45	57	Асинхронный	15	3000

Характеристика	Назначение	Дата	Параметры насоса		Параметры двигателя		
2К-6, 1 шт.	Насос дренажный	-	20	30	Асинхронный	2,2	3000

В котельной также установлены баки-аккумуляторы горячей воды:

- $V = 200 \text{ м}^3$ , 2 шт.;
- $D = 4730 \text{ мм}$ ;
- $H = 5980 \text{ мм}$ ;
- тип изоляции баков – минвата, оцинкованная сталь, толщина изоляции 60 мм;
- температура воды  $90^\circ\text{C}$ .

Установлены баки холодной воды  $V = 100 \text{ м}^3$ , 2 шт. (не включены в работу).

#### 2.3.2.4 Топливное хозяйство котельной

Основным топливом на котельной является мазут М-40, резервное топливо не предусмотрено.

Топливное хозяйство котельной состоит:

- емкости:  $V = 50 \text{ м}^3$  - 3 шт. и  $V = 4,72 \text{ м}^3$  расходный бак 1 шт.;
- топливные насосы:
  - НМШ 8-25-6,3 - 2 шт., производительность  $6,3 \text{ м}^3/\text{ч}$ ,  $N = 3 \text{ кВт}$ ,  $n = 1500 \text{ об./мин}$ ;
  - НШ-10 (к горелкам) - 3 шт., производительность  $1,26 \text{ м}^3/\text{ч}$ ,  $N = 4 \text{ кВт}$ ,  $n = 1500 \text{ об./мин}$ .

По отчетным данным МУП «Магадантеплосеть» за 2012 год расход топлива на котельной составил 1063,238 т,

Удельная норма расхода топлива  $170,63 \text{ кг у.т./Гкал}$  при низшей теплотворной способности  $9859 \text{ ккал/кг}$ .

#### 2.3.2.5 Электроснабжение котельной

Электроснабжение котельной №2 осуществляется от ТП №102, Ф1, МЭС, резервное – также от ТП №102, Ф2, МЭС и передвижной ДЭС.

По отчетным данным МУП «Магадантеплосеть» за 2012 год расход электрической энергии составил  $479825,24 \text{ кВт ч}$ . Удельный расход электрической энергии  $54,673 \text{ кВт ч/Гкал}$ .

#### 2.3.3 Способ регулирования отпуска тепловой энергии

Отпуск тепловой энергии в систему теплоснабжения микр-на Марчекан осуществляется центральным качественным регулированием по утвержденному температурному графику  $95/70^\circ\text{C}$  на расчетную температуру наружного воздуха  $-29^\circ\text{C}$ .

### 2.3.4 Тепловые нагрузки потребителей котельной

Основным потребителем тепловой энергии от котельной №2 м-н Марчекан является жилой фонд, представленный жилыми домами этажностью 1 - 5 этажей, общей площадью – 21285,0 кв.м., которые имеют централизованную систему горячего водоснабжения от ЦТП-2.

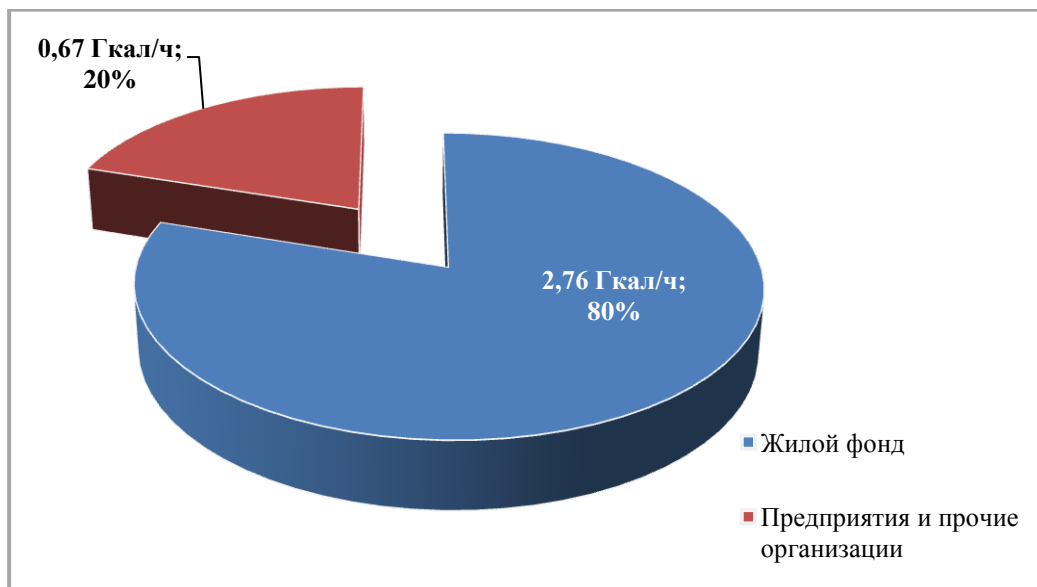
Также к системе теплоснабжения котельной подключены прочие предприятия общей площадью 2471,4 кв.м.

Структура и величина договорных тепловых нагрузок потребителей котельной №2, м-н Марчекан, по данным МУП города Магадана «Магадантеплосеть» представлена в таблице 2.42.

**Таблица 2.42 – Договорные тепловые нагрузки зоны действия котельной №2 м-на Марчекан**

Наименование потребителя	Договорная тепловая нагрузка, Гкал/час			
	Отопление	Вентиляция	ГВС (ЦТП-2от МТЭЦ)	Итого
1	2	3	4	5
Жилой фонд	2,04	-	0,72	2,76
Предприятия и прочие организации	0,21	-	0,46	0,67
ИТОГО	2,25	-	1,18	3,43

На рисунке 2.29 представлено соотношение присоединенной договорной нагрузки между потребителями тепловой энергии котельной №2, м-н Марчекан.



**Рисунок 2.29 – Договорная присоединенная тепловая нагрузка котельной №2, м-н Марчекан**

Большая часть присоединенной тепловой нагрузки, 80% - теплоснабжение жилого фонда, 20 % - теплоснабжение прочих потребителей.

### 2.3.5 Баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки в зоне действия котельной

На основании анализа приведенных исходных данных в таблице 2.43 представлен баланс располагаемой мощности котельной по договорным нагрузкам и расчетно-нормативному теплопотреблению.

**Таблица 2.43 – Баланс тепловой мощности котельной №2 (установленной), м-н Марчекан**

Показатель	Ед. изм.	Величина
1	2	3
Суммарная договорная нагрузка (отопление)	Гкал/ч	2,25
Установленная мощность котельной	Гкал/ч	3,75
Располагаемая мощность котельной	Гкал/ч	3,465
Собственные нужды котельной	Гкал/ч	0,285
Расчетная мощность котельной	Гкал/ч	3,465
Расчетно-нормативное теплоснабжение (фактическое)	Гкал/ч	2,14
Потери тепловой энергии в тепловых сетях	Гкал/ч	0,37
Расчетно-нормативный отпуск в сеть(фактический)	Гкал/ч	2,51
Резерв (+), дефицит (-) по источнику (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	+0,847
Резерв (+), дефицит (-) по источнику (фактический)	Гкал/ч	+0,955

Из приведенного баланса тепловой мощности котельной №2 следует, что резерв установленной мощности из расчета договорной тепловой нагрузки потребителей составляет 0,847 Гкал/ч. Резерв установленной мощности из расчета фактического потребления тепловой энергии составляет 0,955 Гкал/ч.

Для определения профицита мощности на котельной, в рассматриваемом балансе тепловой мощности котельной тепловая энергия от ЦТП-2 на горячее водоснабжение потребителей мкр. Марчекан не рассматривается.

### 2.3.6 Баланс теплоносителя

На котельной №2 подготовка химически очищенной воды для подпитки котлов и теплосети не предусмотрена, так как обеспечивается от ЦТП-2 круглый год (теплоноситель от МТЭЦ). Объем теплоносителя на ГВС и на подпитку теплосети не входит в баланс котельной, а является покупным ресурсом и является отдельной статьёй.

По отчетным данным МУП «Магадантеплосеть» за 2012 год покупная тепловая энергия составила 4815,72 Гкал. Полезный отпуск потребителям составил 3889,98 Гкал. Затраты на собственные нужды 241,14 Гкал (5%) и на потери при передаче 684,6 Гкал (15%).

### 2.3.7 Анализ фактического отпуска тепла

По отчетным данным МУП «Магадантеплосеть» фактическое производство тепловой энергии в 2012 году на котельной составляет 8776,2 Гкал, покупная тепловая энергия на нужды горячего водоснабжения и подпитку составляет 4815,72 Гкал

На рисунке 2.30 диаграммой представлено распределение тепловой энергии: в систему отопления, на горячее водоснабжение (покупная-от МТЭЦ), собственные нужды котельной, потери при передаче тепловой энергии.

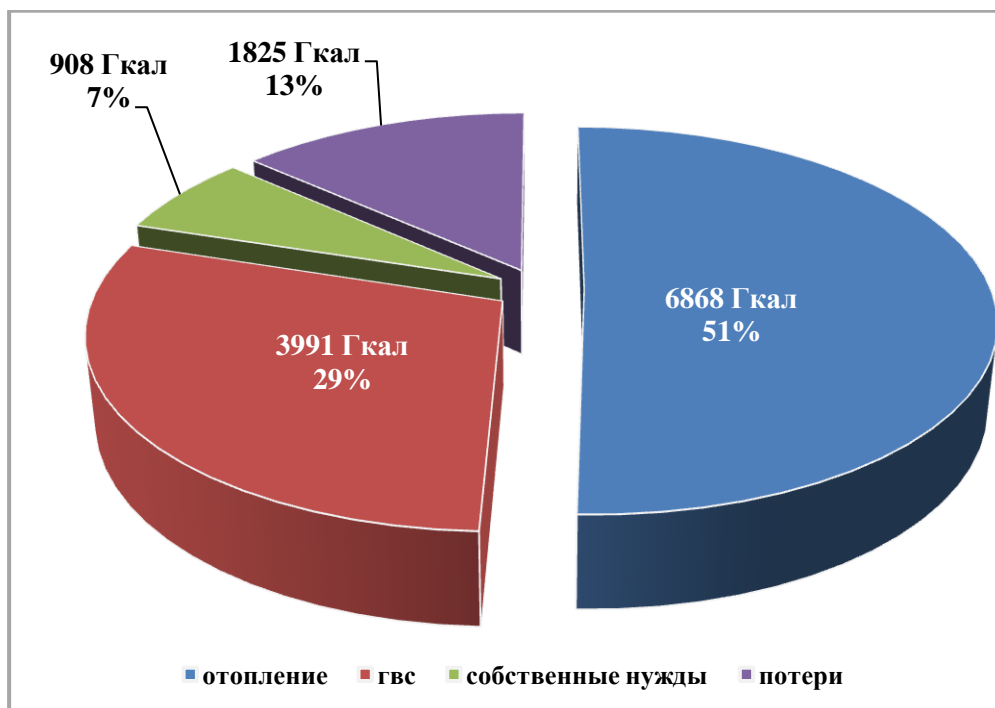


Рисунок 2.30 – Распределение тепловой энергии на котельной в 2012 году

На отопление потребителям отпущено 51% тепловой энергии, на ГВС - 29%, собственные нужды котельной - 7%, потери при передаче тепловой энергии 13%.

#### Варианты подключения потребителей тепловой энергии к ИТП зоны теплоснабжения котельной №2, м-н Марчекан

Количество вводов тепловой энергии - 36. Из них:

- 36 вводов только отопление (вентиляция), непосредственное присоединение;

Горячее водоснабжение потребителям микрорайона подается от системы теплоснабжения МТЭЦ по подающему трубопроводу, обратный трубопровод не предусмотрен.

### 2.3.8 Техничко-экономические показатели котельной №2, м-н Марчекан

Основные показатели работы котельной №2 представлены в таблице 2.44.

**Таблица 2.44 Техничко-экономические показатели работы котельной №2, м-н Марчекан**

№п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Величина
	2	3	4
1.	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	3,75
2.	Выработано тепловой энергии всего ( без учета покупного тепла на ГВС)	Гкал/год	8776,2
3.	Отпущено тепловой энергии внешним потребителям	Гкал/год	6969,03
4.	Собственное теплопотребление (технологические нужды котельной)	Гкал/год	666,87
5.	Годовой расход условного топлива	т у.т./год	1489
6.	Фактический удельный расход условного топлива	кг у.т./Гкал	170,63
7.	Фактический КПД котельной	%	83,8
8.	Удельный расход тепловой энергии на отопление 1 м <sup>2</sup> общей площади помещений	Гкал/м <sup>2</sup>	0,29

В таблице рассмотрены отчетные показатели работы котельной за 2012 год: выработка тепловой энергии, затраты на собственные нужды котельной (7,6%) и потери при передаче тепловой энергии потребителям (14,06%). КПД котельной за отчетный год составляет 83,8%. Покупная тепловая энергия от МТЭЦ на горячее водоснабжение потребителей микрорайона не рассматривается.

### **2.3.9 Анализ существующего состояния тепловых сетей микрорайона Марчекан**

Общая протяженность тепловых сетей, используемых для транспорта теплоносителя от котельной до потребителей, составляет 3048 м в одну трубу. Подземная прокладка составляет 2382 м - 78% от общей протяженности тепловых сетей. Надземная прокладка трубопроводов составляет 546 м - 18 % от общей протяженности тепловых сетей. Бесканальная прокладка 120 м – 4% от общей протяженности тепловых сетей.

Расчетный и фактический температурный график теплоснабжения на выходе из котельной 95/70 °С на расчетную температуру наружного воздуха -29°С.

Тепловые сети от котельной трехтрубные: подающий и обратный трубопроводы на отопление и трубопровод на ГВС от системы теплоснабжения МТЭЦ, циркуляционный трубопровод на ГВС не предусмотрен.

Трубопроводы эксплуатируются с 1987 года, по срокам эксплуатации: до 10 лет – 1612,5 м; 10-20 лет 1435,5 м. – 47%.

На рисунке 2.31 представлена схема тепловых сетей микрорайона Марчекан

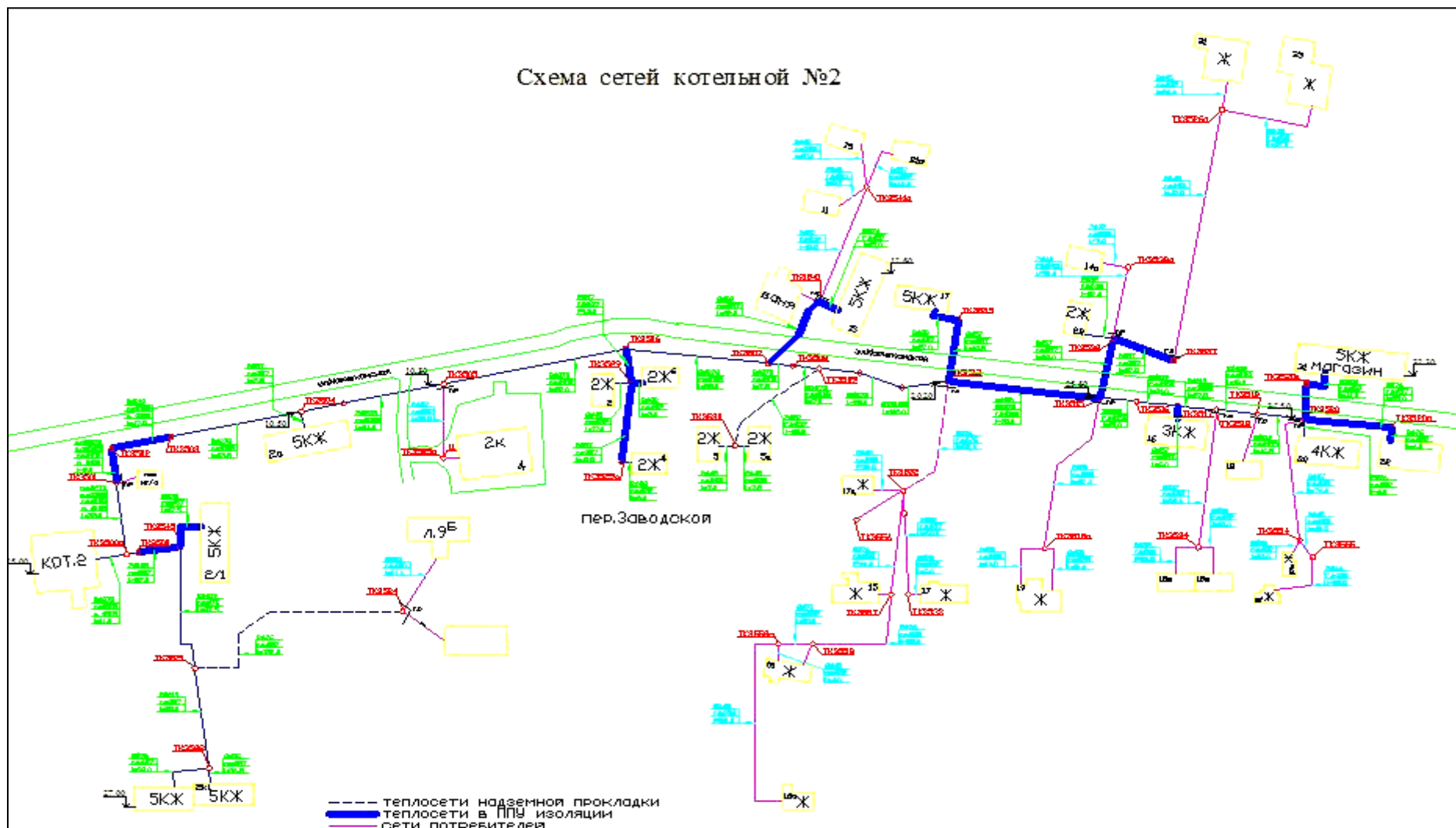


Рисунок 2.31 Схема тепловых сетей микрорайона Марчеган

### 2.3.9.1 Потери тепловой энергии в тепловых сетях

Тепловые потери при транспорте и распределении тепловой энергии состоят из потерь тепловой энергии через теплоизоляционные конструкции и потерь тепловой энергии с утечками сетевой воды. Нормативно-расчетные потери тепловой энергии представлены в таблице 2.45.

**Таблица 2.45 – Потери тепловой энергии при транспорте теплоносителя и с ПСВ**

Нормативно-расчетные потери тепловой энергии	Ед. измерения	Величина
1	2	3
Потери тепловой энергии через изоляцию	Гкал/год	906,65
с ПСВ	Гкал/год	114,88
ВСЕГО	Гкал/год	1021,53

Таким образом, доля нормативно-расчетных потерь тепловой энергии от отпуска тепловой энергии в сеть составляет 10,9%. Величина тепловых потерь обусловлена большим сроком службы трубопроводов тепловых сетей (свыше 20 лет – длиной 1027 м).

### 2.3.9.2 Диагностика состояния тепловых сетей

По окончании отопительного периода производятся гидравлические испытания отопительной системы, в результате которой выявляются дефекты системы теплоснабжения. По результатам проверки определяется объем ремонтных работ на летний период. Также проведение капитальных и текущих ремонтов тепловой сети планируется в соответствии с отраслевой системой технического обслуживания энергетического оборудования. Разрабатываются графики ППР.

### 2.3.9.3 Гидравлический расчет тепловых сетей котельной №2

Гидравлический расчет тепловых сетей котельной проводился на базе актуализированной электронной модели системы теплоснабжения в средствах программного комплекса «Zulu». Исходными данными для разработки электронной модели и анализа существующих режимов теплоснабжения являлись:

- схемы тепловых сетей с привязкой к плану микрорайона;
- эксплуатационная документация (расчетные температурные графики, данные по присоединенным тепловым нагрузкам, их видам и т.п.);

- схемы присоединения потребителей к тепловым сетям;
- геодезические отметки узлов тепловой сети (источника, узлов разветвления, потребителей);
- характеристики участков тепловой сети (конструктивные данные по видам прокладки и типам применяемых теплоизоляционных конструкций и т.п.);
- располагаемые напоры на источниках.

Данные для гидравлического расчета тепловых сетей приведены в таблице 2.46

**Таблица 2.46 – Исходные данные для гидравлических расчетов**

Наименование показателей	Котельная №2, мкрн. Марчекан
1	2
Присоединенная договорная нагрузка, Гкал/ч	2,25
Давление в подающем трубопроводе отопления, кгс/см <sup>2</sup>	6,0
Давление в обратном трубопроводе отопления, кгс/см <sup>2</sup>	4,7
Располагаемый напор на выходе из котельной, м вод.ст.	13
Температурный график работы тепловой сети, °С	95/70
Температура теплоносителя в системе ГВС, °С	75
Температура холодной воды, °С	5
Геодезическая отметка земли, м	14,8

Наладочный и поверочный расчеты выполнены для трубопроводов тепловых сетей с учетом тепловых потерь в теплосетях. Данные, полученные в результате расчетов, представлены в таблице 2.47.

**Таблица 2.47 – Результаты наладочного и поверочного расчетов**

Наименование показателей	Котельная №2, мкрн. Марчекан
Кол-во тепловой энергии, вырабатываемое на источнике, Гкал/ч	2,497
Расход тепла на систему отопления, Гкал/ч	2,262
Расход тепла на открытые системы ГВС (максимально-часовой), Гкал/ч	0
Суммарные тепловые потери в теплосетях, Гкал/ч	0,0235

Гидравлический расчет тепловых сетей выполнен по двум направлениям от источника до наиболее удаленного потребителя тепловой энергии. Результаты расчета представлены в таблице 2.48.

**Таблица 2.48 – Сводная таблица результатов гидравлических расчетов участков тепловой сети**

<b>Котельная №2, мкрн. Марчекан</b>	<b>Ул. Марчеканская, 2, к. 1 (отопл.)</b>	<b>Ул. Марчеканская, 22 (отопл.)</b>
Диаметр головного участка, мм	2Ду 125	2Ду 125
Расстояние до потребителя, км	0,211	0,755
Давление в обратном трубопроводе, кгс/см <sup>2</sup>	4,55	3,35
Скорость теплоносителя, м/с	0,085	0,556
Располагаемый напор на потребителе, м вод.ст.	2,82	5,086

Расчетные пути теплоносителя и соответствующие им пьезометрические графики, результаты расчетов по участкам трубопроводов тепловых сетей, а так же результаты расчетов по потребителям представлены в приложении Е к электронной модели схемы теплоснабжения.

## **2.4 Зона теплоснабжения котельной «ЦТП-№ 19», Портовое шоссе, 45**

### **2.4.1 Общая характеристика. Зона действия источника**

Водогрейная котельная №19 обеспечивает тепловой энергией систему теплоснабжения по ул. Портовое шоссе, 45. Дата ввода в эксплуатацию котельной – 1985 г. Котельная имеет автономную зону теплоснабжения.

На рисунке 2.32 представлено территориальное расположение котельной на фрагменте карты города.



**Рисунок 2.32 – Территориальное расположение котельной «ЦТП №19» на плане города**

По назначению котельная относится к отопительным, по размещению на генплане - к встроенным в здание другого назначения.

Тепловая энергия в горячей воде используется на собственные нужды котельной и для теплоснабжения присоединенных потребителей, а именно: отдел контрольно-измерительных приборов МУП «Магадантеплосеть» и ГКУ 1 отряда ФПС по Магаданской области.

Согласно предоставленным данным на 01.01.2013 установленная тепловая мощность котельной – 1,445 Гкал/час, присоединённая нагрузка – 0,3 Гкал/час на отопление, горячее водоснабжение не предусмотрено.

Топливом на котельной является электрическая энергия.

## 2.4.2 Оборудование котельной

### 2.4.2.1 Котельное оборудование

По состоянию на 01.12.2013 г. в котельной «ЦТП-№19», установлено пять водогрейных котлов, из них три электрических и два дизельных (жидкотопливных), основная характеристика которых приведена в таблице 2.49.

**Таблица 2.49 – Основная характеристика котлоагрегатов котельной «ЦТП-№19»**

№ п/п	Тип котла	Номинальная производительность, Гкал/час	Год установки	Год последнего кап. ремонта	% износа
1	2	3	4	5	6
1	Санвей-400	0,40	1998	-	-
2	Санвей-400	0,40	1998	-	-
3	КЭВ-250/0,4Э	0,215	2009	-	-
4	КЭВ-250/0,4Э	0,215	2009	-	-
5	КЭВ-250/0,4Э	0,215	2009	-	-
	Итого:	<b>1,445</b>		-	-

Источником водоснабжения котельной является городской водопровод МУП «Водоканал», подающий на котельную воду питьевого качества из общегородской водопроводной сети.

В котельной установлен коммерческий узел учёта холодной воды типа ОСВ-25, дата поверки 2013 год.

По отчетным данным за 2012 год потребление холодной воды составляет 1284 м<sup>3</sup>, удельный расход воды 5,95 м<sup>3</sup>/Гкал.

На рисунке 2.33 представлена схема трубопроводов котельной.



#### 2.4.2.2 Дымовые трубы

Отвод дымовых газов от котельной производится дымовой трубой высотой 5 м. Диаметр устья 273 мм.

#### 2.4.2.3 Электроснабжение котельной

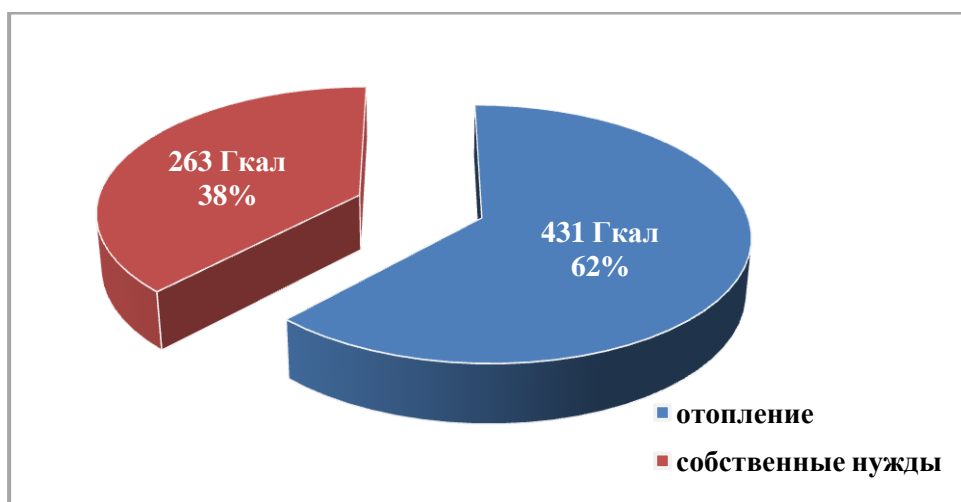
Электроснабжение котельной осуществляется от ТП №763, кабель А, кабель Б, ЮЭС, Резервное питание – от ТП №763, ВЛ, ЮЭС и передвижной ДЭС.

Потребление электрической энергии котельной за 2012 год составило 858687 кВт ч.

#### 2.4.3 Анализ фактического отпуска тепла

По отчетным данным фактическое производство тепловой энергии в 2012 году составило 693,7 Гкал.

На рисунке 2.34 диаграммой представлен отпуск тепловой энергии в сеть на отопление и затраты на собственные нужды котельной.



**Рисунок 2.34 Производство и отпуск тепловой энергии котельной «ЦТП» №19 в 2012 году**

На отопление потребителей отпущено 62% тепловой энергии, собственные нужды котельной составили 38%.

## 2.5 Зона теплоснабжения котельной № 21, м-н Новая Веселая

### 2.5.1 Общая характеристика. Зона действия источника

Водогрейная котельная №21, ул. Рыбозаводская, 10, обеспечивает тепловой энергией систему теплоснабжения в микрорайоне Новая Веселая. Дата ввода в эксплуатацию котельной – 1965 г. Котельная имеет автономную зону теплоснабжения.

На рисунке 2.35 представлено территориальное расположение котельной на фрагменте карты города.



**Рисунок 2.35 – Территориальное расположение котельной №21 на плане города**

По назначению котельная относится к отопительным, по размещению на генплане - к отдельно стоящим.

Тепловая энергия в горячей воде используется на собственные нужды котельной и для теплоснабжения присоединенных потребителей.

Согласно предоставленным данным на 01.01.2013 установленная тепловая мощность котельной – 4,5 Гкал/час, присоединённая нагрузка – 3,1 Гкал/час (в т.ч. ГВС – 1,07 Гкал/час). Основным топливом является мазут сернистый марки М-40. Резервное топливо не предусмотрено. Мазут подвозится в автоцистернах и сливается в подземные емкости.

Схема системы теплоснабжения от котельной четырехтрубная: на отопление - подающий и обратный трубопроводы; на горячее водоснабжение - подающий и обратный трубопроводы.

Расчетный и фактический температурный график на выходе из котельной 95/70°C.

Принципиальная тепловая схема котельной приведена на рисунке 2.36.

Источником водоснабжения котельной является городской водопровод МУП «Водоканал», подающий на котельную воду питьевого качества из общегородской водопроводной сети.

Котельная не автоматизирована.

Утверждаю:

Главный инженер

МУП г. МАГАДАНА

«МАГАДАНТЕПЛОСЕТЬ»

*А.С. Попель*  
29.04.2013г.

# СХЕМА ТРУБОПРОВОДОВ КОТЕЛЬНОЙ №21

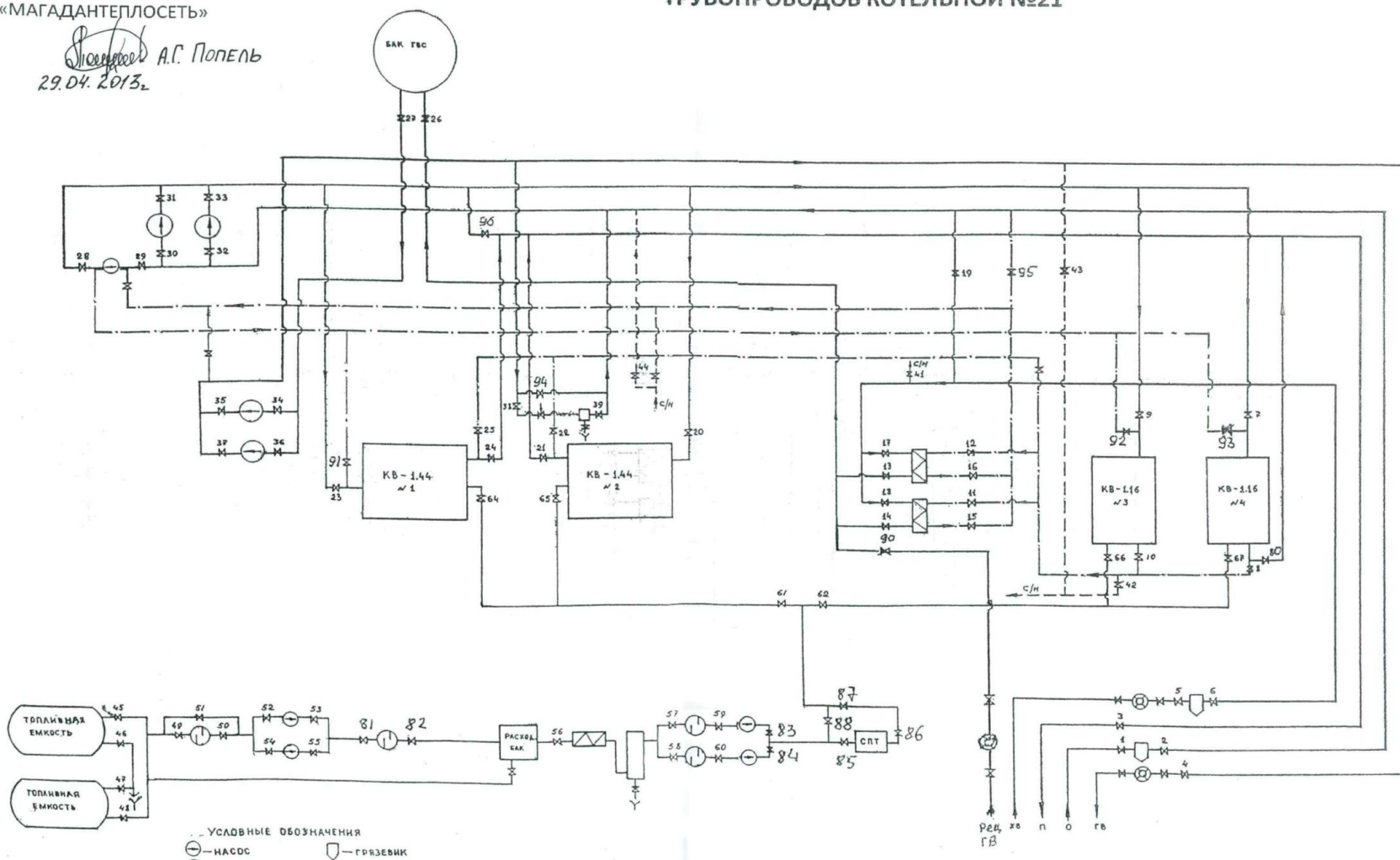


Рисунок 2.36 – Принципиальная тепловая схема котельной №21

## 2.5.2 Оборудование котельной

### 2.5.2.1 Котельное оборудование

По состоянию на 01.12.2013 г. в котельной №21, м-н Новая Веселая, установлено четыре водогрейных котла, основная характеристика которых приведена в таблице 2.49.

**Таблица 2.49 – Основная характеристика котлоагрегатов котельной №21**

№ п/п	Тип котла	Номинальная производительность, Гкал/час	Год установки	Год последнего кап. ремонта	% износа
1	2	3	4	5	6
1	КВ-1,44-ГМ	1,25	2004	-	-
2	КВ-1,44-ГМ	1,25	2004	-	-
3	КВ-1,16-ГМ	1,00	2004	-	-
4	КВ-1,16-ГМ	1,00	2004	-	-
	Итого:	4,5		-	-

Установленные котлы изготовлены на Ижевском котлостроительном заводе.

Каждый из котлов укомплектован следующим оборудованием:

- автоматизированная мазутная горелка ILKA IL7 FTUZ с подогревателем, производительностью 150 кг/ч, 2 шт.;
- автоматизированная мазутная горелка ILKA IL5 FTUZ с подогревателем, производительностью 90 кг/ч, 2 шт.;
- дымосос ДН-6,3-шт. ( $Q=5,1$  тыс.м<sup>3</sup>/ч;  $N=5,5$  кВт;  $n=1500$  об/мин).

Тип автоматики безопасности на котельной - «Пламя», сигнал - в операторской.

В котельной установлены коммерческие узлы учёта тепловой энергии и холодной воды, а также технический узел учета тепловой энергии на собственные нужды. Перечень установленных приборов учёта приведён в таблице 2.50.

**Таблица 2.50 – Перечень приборов учета, установленных в котельной №21**

№ п/п	Наименование	Дата поверки	Дата следующей поверки
1	2	4	5
<b>Коммерческие узлы учета тепловой энергии</b>			
1	Тепловычислитель СПТ-961М	2013	2017
2	Преобразователь давления КРТ5 (Подающий трубопровод отопления)	2013	2017
	Преобразователь давления КРТ5 (Обратный)	2013	2017

№ п/п	Наименование	Дата поверки	Дата следующей поверки
1	2	4	5
	трубопровод отопления)		
	Преобразователь давления КРТ5 (Подающий трубопровод ГВС)	2013	2017
	Датчик давления Метран-43 ДД (Подающий трубопровод отопления)	2013	2017
3	Датчик давления Метран-43 ДД (Обратный трубопровод отопления)	2011	2017
	Датчик давления Метран-43 ДД (Подающий трубопровод ГВС)	2011	2017
	Комплект термопреобразователей КТСПр 9514 (Подающий трубопровод отопления)	2013	2017
4	Комплект термопреобразователей КТСПр 9514 (Обратный трубопровод отопления)	2011	2017
	Комплект термопреобразователей КТСПр 9514 (Подающий трубопровод ГВС)	2011	2017
	СУ (Подающий трубопровод отопления)	2013	-
5	СУ (Обратный трубопровод отопления)	2013	-
	СУ (Подающий трубопровод ГВС)	2013	-
<b>Коммерческие узлы учета холодной воды</b>			
1	Преобразователь давления КРТ5	2013	2017
2	Датчик давления Метран-43 ДД	2011	2017
3	Комплект термопреобразователей КТСПр 9514	2013	2017
4	Сужающее устройство	2013	2017
<b>Технический узел учета на собственные нужды</b>			
1	Тепловычислитель СПТ-942	2013	2017
2	Расходомер ВСТ-40	2009	2013
3	Расходомер ВЭПС-40	-	-
4	Комплект термопреобразователей КТПТР-01	-	-
5	Расходомер ВСТ-40	2007	2011
6	Расходомер ВЭПС-80 (На линии к баку аккумулятора)	-	-
7	Комплект термопреобразователей КТПТР-01 (На линии к баку аккумулятора)	-	-

### 2.5.2.2 Водоснабжение котельной

Водоснабжение котельной обеспечивается из городского водопровода МУП «Водоканал» водой питьевого качества.

### 2.5.2.3 Дымовые трубы

Отвод дымовых газов от котлов производится дымовой трубой высотой 33 м. Дата ввода в эксплуатацию 2000 г. Диаметр устья 820 мм.

### 2.5.2.4 Насосное оборудование

В таблице 2.51 приведена паспортная характеристика установленных насосов.

**Таблица 2.51 – Характеристика насосных агрегатов котельной №21**

Характеристика насосных агрегатов	Назначение	Дата ввода в эксплуатацию	Параметры насоса		Параметры двигателя		
			Производительность, м <sup>3</sup> /ч	Напор, м вод.ст.	Тип двигателя	Мощность двигателя, кВт	Скорость вращения, об/мин
1	2	3	4	5	6	7	8
ЦМЛ150/360-30/4, 2 шт.	Насос сетевой	-	160	40	Асинхронный	30	1500
ЦМЛ150/200-11/2, 2 шт.	Насос горячей воды	-	40	43	Асинхронный	11	1500
ЦМЛ-40-180-5,5/2, 1 шт.	Насос циркуляционный	-	25	32	Асинхронный	5,5	1500
2К-6, 1 шт.	Насос дренажный	-	20	31	Асинхронный	2,8	1500
ЗКМ-6, 1 шт.	Насос пожарный	-	45	57	Асинхронный	17	3000

В котельной также установлен бак-аккумулятор горячей воды:

- $V = 50 \text{ м}^3$ , 1 шт.;
- $D = 4300 \text{ мм}$ ;
- $H = 4500 \text{ мм}$ ;
- тип изоляции бака – ППУ, толщина изоляции 60 мм;
- температура воды 90°C.

### 2.5.2.5 Топливное хозяйство котельной

Основным топливом на котельной является мазут М-40, резервное не предусмотрено.

Топливное хозяйство котельной состоит:

- емкости  $V=50 \text{ м}^3$  - 2шт. и  $V=8,0$  расходный бак- 1 шт.;
- топливные насосы:
- НМШ 5-25-4/4 2 шт., производительность 4 м<sup>3</sup>/ч, N=2,2 кВт, n=1420 об./мин;
- НШ-10 (к горелкам) 4 шт., производительность 1,26 м<sup>3</sup>/ч, n=1500 об./мин;
- РЗ-4,5 1 шт., производительность 3,3 м<sup>3</sup>/ч, N=1,5 кВт, n=1500 об./мин.

По отчетным данным МУП «Магадантеплосеть» за 2012 год расход топлива на

котельной составил 1270,279 т,

Удельная норма расхода топлива 176,43 кг у.т./Гкал при низшей теплотворной способности топлива 9860 ккал/кг.

#### **2.5.2.6 Электроснабжение котельной**

Электроснабжение котельной №21 осуществляется от ТП №176, кабель А, МЭС, резервное также от ТП №84, кабель Б, МЭС и передвижной ДЭС.

По отчетным данным МУП «Магадантеплосеть» за 2012 год расход электрической энергии составил на котельной №21 – 421266 кВт ч. Удельный расход электрической энергии - 41,54 кВт ч/Гкал.

#### **2.5.3 Способ регулирования отпуска тепловой энергии**

Котельная №21, м-н Новая Веселая, работает с центральным качественным регулированием, отпуск тепла в зону теплоснабжения производится по утвержденному температурному графику 95/70°C, рассчитанному на температуру наружного воздуха -30°C.

#### **2.5.4 Тепловые нагрузки потребителей котельной**

Основным потребителем тепловой энергии от котельной №21, м-н Новая Веселая, является жилой фонд, представленный жилыми домами: как частными, так и многоквартирными (1 - 5 этажей) общей площадью – 12405,01 кв.м., которые имеют централизованную систему горячего водоснабжения от котельной №21.

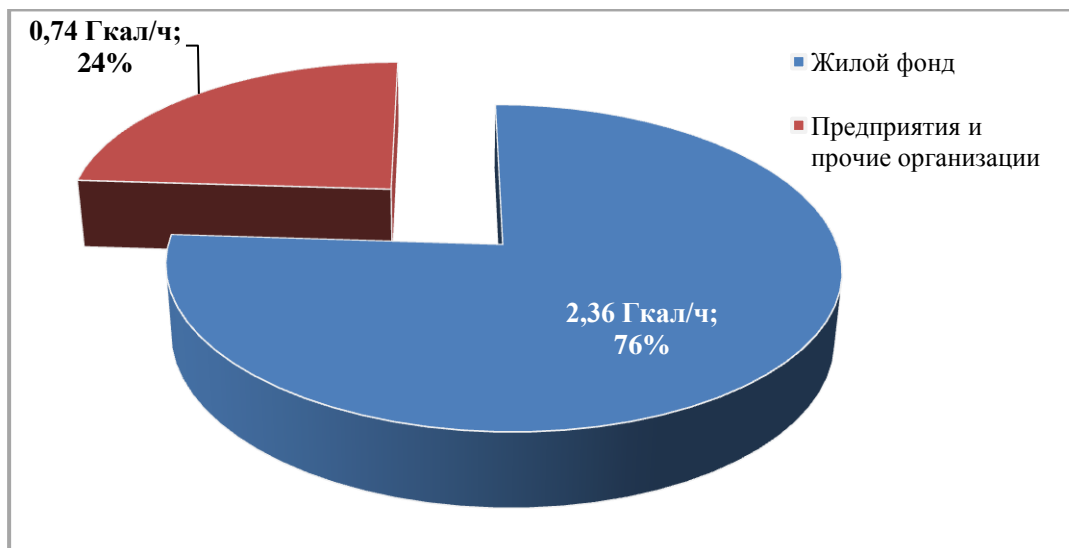
Также к системе теплоснабжения котельной присоединены предприятия и прочие потребители общей площадью 743,1 кв.м.

Структура и величина договорных тепловых нагрузок потребителей котельной №21, м-н Новая Веселая, по данным МУП города Магадана «Магадантеплосеть» представлена в таблице 2.52.

**Таблица 2.52 – Договорные тепловые нагрузки котельной №21**

Наименование потребителя	Договорная тепловая нагрузка, Гкал/час			
	Отопление	Вентиляция	ГВС	Итого
1	2	3	4	5
Жилой фонд	1,33	-	1,03	2,36
Предприятия и прочие организации	0,70	-	0,04	0,74
ИТОГО	2,03	-	1,07	3,10

На рисунке 2.37 представлено соотношение присоединенной договорной нагрузки между потребителями тепловой энергии котельной №21, м-н Новая Веселая.



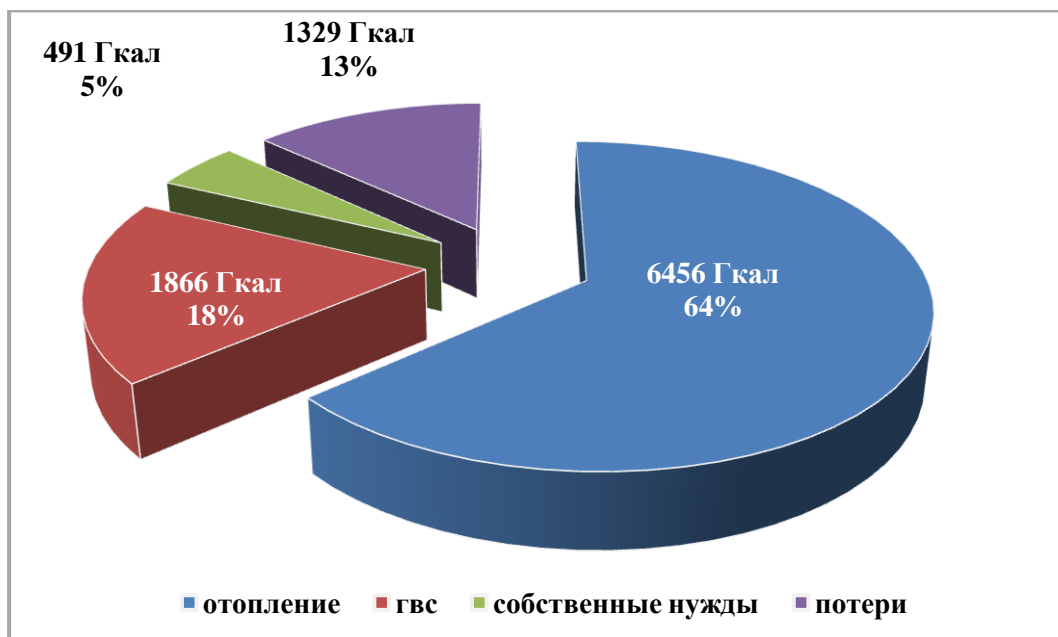
**Рисунок 2.37– Договорная присоединенная тепловая нагрузка котельной №21, м-н Новая Веселая**

Большая часть присоединенной тепловой нагрузки, 76% - теплоснабжение жилого фонда, 24 % - теплоснабжение прочих потребителей.

#### **2.5.5 Анализ фактического отпуска тепла**

По отчетным данным фактическое производство тепловой энергии в 2012 году составляет 10141,6 Гкал.

На рисунке 2.38 диаграммой представлено распределение тепловой энергии: в систему отопления, на горячее водоснабжение, собственные нужды котельной, потери при передаче тепловой энергии.



**Рисунок 2.38– Производство тепловой энергии котельной №21 в 2012 году**

На отопление потребителям отпущено 64% тепловой энергии, на ГВС - 18%, собственные нужды котельной - 5%, потери при передаче тепловой энергии составляют 13% от выработанной тепловой энергии.

#### **Варианты подключения ИТП потребителей тепловой энергии в зоне теплоснабжения котельной №21, м-н Новая Веселая**

Количество вводов тепловой энергии - 56. Из них:

- 29 вводов только отопление (вентиляция), непосредственное присоединение;
- 10 –непосредственное присоединение системы отопления и отбор воды на ГВС из обратного трубопровода;
- 17 вводов ГВС по отдельной трубе: в т.ч.
  - 2 потребителя ГВС, подающий и обратный трубопроводы;
  - 15 потребителей ГВС по подающему трубопроводу

#### **2.5.6 Баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки в зоне действия котельной**

На основании анализа приведенных исходных данных в таблице 2.53 представлен баланс располагаемой мощности котельной по договорным нагрузкам и расчетно-нормативному теплоснабжению.

**Таблица 2.53 – Баланс тепловой мощности котельной №21, м-н Новая Веселая**

Показатель	Ед. изм.	Величина
1	2	3
Суммарная договорная нагрузка	Гкал/ч	3,1
Установленная мощность котельной	Гкал/ч	4,5
Располагаемая мощность котельной	Гкал/ч	4,28
Собственные нужды котельной	Гкал/ч	0,22
Расчетная мощность котельной	Гкал/ч	4,28
Расчетно-нормативное теплоснабжение (фактическое)	Гкал/ч	2,22
Потери тепловой энергии в тепловых сетях	Гкал/ч	0,496
Расчетно-нормативный отпуск (фактический)	Гкал/ч	2,716
Резерв (+), дефицит (-) по источнику (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	+0,68
Резерв (+), дефицит (-) по источнику (фактический)	Гкал/ч	+1,56

Из приведенного баланса тепловой мощности котельной №21 следует, что резерв установленной мощности из расчета договорной тепловой нагрузки потребителей составляет 0,68 Гкал/ч, а из расчета фактического потребления тепловой энергии резерв составляет 1,56 Гкал/ч.

### 2.5.7 Баланс теплоносителя

На котельной №21 подготовка химически очищенной воды для подпитки котлов и теплосети не предусмотрена. Анализ сырой воды, поступающей на котельную из городского водопровода, показывает высокое содержание растворенного кислорода в воде: 7,2 – 9,8 мг/кг, что значительно превышает норматив (0,05 мг/кг). Высокое содержание растворенного кислорода в воде приводит к разрушению (коррозии) металла котлов и тепловых сетей, повышению аварийности системы теплоснабжения, дополнительным потерям тепловой энергии и теплоносителя.

По данным МУП «Магадантеплосеть» потребление холодной воды в 2012 году составляет 32668 м<sup>3</sup>, удельный расход воды 3,22 м<sup>3</sup>/Гкал.

### 2.5.8 Техничко-экономические показатели котельной №21, м-н Новая Веселая

Основные показатели работы котельной №21 представлены в таблице 2.54.

**Таблица 2.54 Техничко-экономические показатели работы котельной**

№п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Величина
	2	3	4
1.	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	4,5
2.	Выработано тепловой энергии всего	Гкал/год	10141,6
3.	Отпущено тепловой энергии внешним потребителям	Гкал/год	8321,79
4.	Собственное теплопотребление (технологические нужды котельной)	Гкал/год	490,8
5.	Годовой расход условного топлива	т у.т./год	1789
6.	Фактический удельный расход условного топлива	кг у.т./Гкал	176,43
7.	Фактический КПД котельной	%	81
8.	Удельный расход тепловой энергии на отопление 1 м <sup>2</sup> общей площади помещений	Гкал/м <sup>2</sup>	0,34

В таблице рассмотрены отчетные показатели работы котельной за 2012 год: выработка тепловой энергии, затраты на собственные нужды котельной (4,84%) и потери при передаче тепловой энергии потребителям (13,8%). КПД котельной за отчетный год составляет 81%.

### 2.5.9 Анализ существующего состояния тепловых сетей микрорайона Новая Веселая

Общая протяженность тепловых сетей, используемых для транспорта теплоносителя от

котельной до потребителей, составляет 6177,1 м в одну трубу, в том числе трубопровод горячего водоснабжения – 2437,5 м. Подземная прокладка составляет 3045,6 м - 49% от общей протяженности тепловых сетей. Надземная прокладка трубопроводов составляет 3131,5 - 51 % от общей протяженности тепловых сетей.

Расчетный и фактический температурный график теплоснабжения на выходе из котельной 95/70 °С.

Трубопроводы эксплуатируются с 1937 года, по срокам эксплуатации: до 10 лет – 4752,7 м; 10-20 лет 1054 м и более 30 лет 370,4 м – 6% от общей протяженности трубопроводов.

Износ тепловых сетей составляет около 5% от общей протяженности трубопроводов.

На рисунке 2.39 представлена схема тепловых сетей микрорайона Новая Веселая.

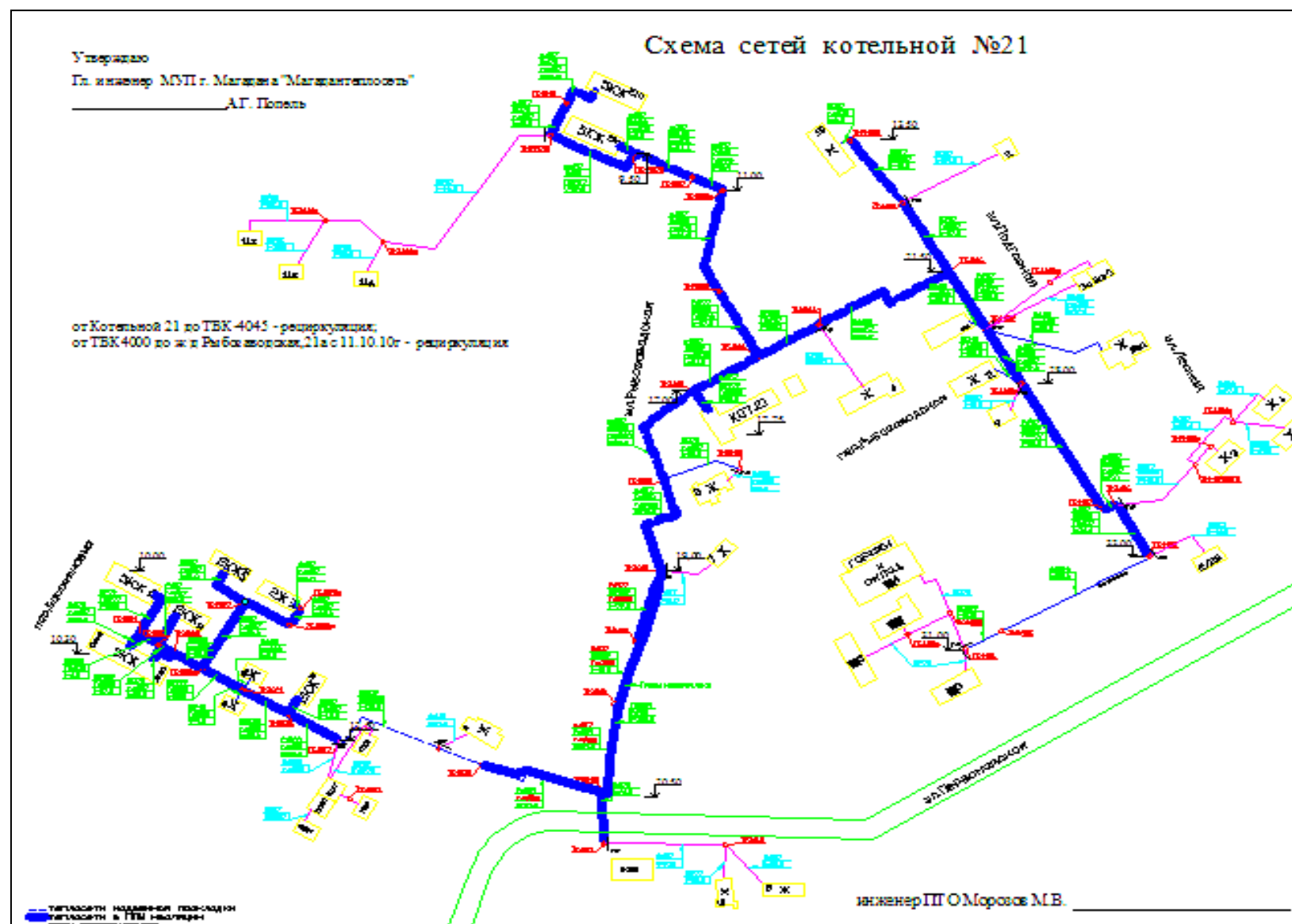


Рисунок 2.39 Схема тепловых сетей котельной №21

### 2.5.9.1 Потери тепловой энергии в тепловых сетях

Тепловые потери при транспорте и распределении тепловой энергии состоят из потерь тепловой энергии через теплоизоляционные конструкции и потерь тепловой энергии с утечками сетевой воды. Нормативно-расчетные потери тепловой энергии представлены в таблице 2.55.

**Таблица 2.55– Потери тепловой энергии при транспорте теплоносителя и с ПСВ**

Нормативно-расчетные потери тепловой энергии	Ед. измерения	Величина
1	2	3
Потери тепловой энергии через изоляцию	Гкал/год	1067,25
с ПСВ	Гкал/год	106,33
ВСЕГО	Гкал/год	1173,58

Таким образом, доля нормативно-расчетных потерь тепловой энергии от отпуска тепловой энергии в сеть составляет 12,35%. Величина тепловых потерь обусловлена большим сроком службы трубопроводов тепловых сетей (30 лет и свыше – длиной 370,4 м).

### 2.5.9.2 Диагностика состояния тепловых сетей

По окончании отопительного периода производятся гидравлические испытания отопительной системы, в результате которой выявляются дефекты системы теплоснабжения. По результатам проверки определяется объем ремонтных работ на летний период. Также проведение капитальных и текущих ремонтов тепловой сети планируется в соответствии с отраслевой системой технического обслуживания энергетического оборудования. Разрабатываются графики ППР.

### 2.5.9.3 Гидравлический расчет тепловых сетей котельной №21

Гидравлический расчет тепловых сетей котельной проводился на базе актуализированной электронной модели системы теплоснабжения в средствах программного комплекса «Zulu». Исходными данными для разработки электронной модели и анализа существующих режимов теплоснабжения являлись:

- схемы тепловых сетей с привязкой к плану микрорайона;
- эксплуатационная документация (расчетные температурные графики, данные по присоединенным тепловым нагрузкам, их видам и т.п.);

- схемы присоединения потребителей к тепловым сетям;
- геодезические отметки узлов тепловой сети (источника, узлов разветвления, потребителей);
- характеристики участков тепловой сети (конструктивные данные по видам прокладки и типам применяемых теплоизоляционных конструкций и т.п.);
- располагаемые напоры на источниках.

Данные для гидравлического расчета тепловых сетей приведены в таблице 2.56.

**Таблица 2.56 – Исходные данные для гидравлических расчетов**

Наименование показателей	Котельная №21, ул. Рыбозаводская,10
1	2
Присоединенная договорная нагрузка, Гкал/ч	3,1
Давление в подающем трубопроводе отопления, кгс/см <sup>2</sup>	5,2
Давление в обратном трубопроводе отопления, кгс/см <sup>2</sup>	4,0
Располагаемый напор на выходе из котельной, м вод.ст.	12
Температурный график работы тепловой сети, °С	80-60
Температура теплоносителя в системе ГВС, °С	65
Температура холодной воды, °С	5
Геодезическая отметка земли, м	17,75

Наладочный и поверочный расчеты выполнены для трубопроводов тепловых сетей с учетом тепловых потерь в теплосетях. Данные, полученные в результате расчетов, представлены в таблице 2.57.

**Таблица 2.57 – Результаты наладочного и поверочного расчетов**

Наименование показателей	Котельная №21, ул. Рыбозаводская,10
Кол-во тепловой энергии, вырабатываемое на источнике, Гкал/ч	2,80
Расход тепла на систему отопления, Гкал/ч	2,008
Расход тепла на открытые системы ГВС (максимально-часовой), Гкал/ч	0,028
Расход тепла на закрытые системы ГВС (максимально-часовой), Гкал/ч	0,502
Суммарные тепловые потери в теплосетях, Гкал/ч	0,246

Гидравлический расчет тепловых сетей выполнен по четырем направлениям от источника до наиболее удаленного потребителя тепловой энергии. Результаты расчета представлены в таблице 2.58.

**Таблица 2.58 – Сводная таблица результатов гидравлических расчетов участков тепловой сети**

<b>Котельная №21, ул. Рыбозаводская,10</b>	<b>Ул. Подгорная, 7 (отопл.)</b>	<b>Ул. Рыбозаводская, 21а (ГВС)</b>	<b>Пер. Бассейный, 10б (отопл.)</b>	<b>Пер. Бассейный, 10б (ГВС.)</b>
Диаметр головного участка, мм	2Ду 150	Ду 100/50	2Ду 150	Ду 100/50
Расстояние до потребителя, км	0,5462	0,3167	0,734	0,724
Давление в обратном трубопроводе, кгс/см <sup>2</sup>	3,43	5,99	5,2	5,8
Скорость теплоносителя, м/с	0,338	0,218	0,509	0,134
Располагаемый напор на потребителе, м вод.ст.	0,902	11,157	2,027	0

Расчетные пути теплоносителя и соответствующие им пьезометрические графики, результаты расчетов по участкам трубопроводов тепловых сетей, а так же результаты расчетов по потребителям представлены в приложении Е к электронной модели схемы теплоснабжения.

## **2.6 Зона теплоснабжения котельной № 43 район 13-го километра основной трассы**

### **2.6.1 Общая характеристика. Зона действия источника**

Водогрейная котельная №43, ул. Авиационная, 10, обеспечивает тепловой энергией систему теплоснабжения в микрорайоне 13-го километра основной трассы. Дата ввода в эксплуатацию котельной – 1978 г. Котельная имеет автономную зону теплоснабжения.

На рисунке 2.40 представлено территориальное расположение котельной на фрагменте карты города.



**Рисунок 2.40 – Территориальное расположение котельной №43 на плане города**

По назначению котельная относится к отопительным, по размещению на генплане - к отдельно стоящим.

Тепловая энергия в горячей воде используется на собственные нужды котельной и для теплоснабжения присоединенных потребителей.

Согласно предоставленным данным на 01.01.2013 установленная тепловая мощность котельной – 2,0 Гкал/час, присоединённая нагрузка – 1,013 Гкал/час (в т.ч. ГВС – 0,178 Гкал/час).

Основным топливом является мазут сернистый марки М-40. Резервное топливо не предусмотрено. Мазут подвозится в автоцистернах и сливается в подземные емкости.

Схема системы теплоснабжения от котельной четырехтрубная: на отопление подающий и обратный трубопроводы; на горячее водоснабжение - подающий и обратный трубопроводы. Расчетный и фактический температурный график на выходе из котельной 80/60°C.

Принципиальная тепловая схема котельной приведена на рисунке 2.41.

Источником водоснабжения котельной является городской водопровод МУП «Водоканал», подающий на котельную воду питьевого качества из общегородской водопроводной сети. Химводоочистка для подпитки тепловой сети на котельной не предусмотрена.

Котельная не автоматизирована.

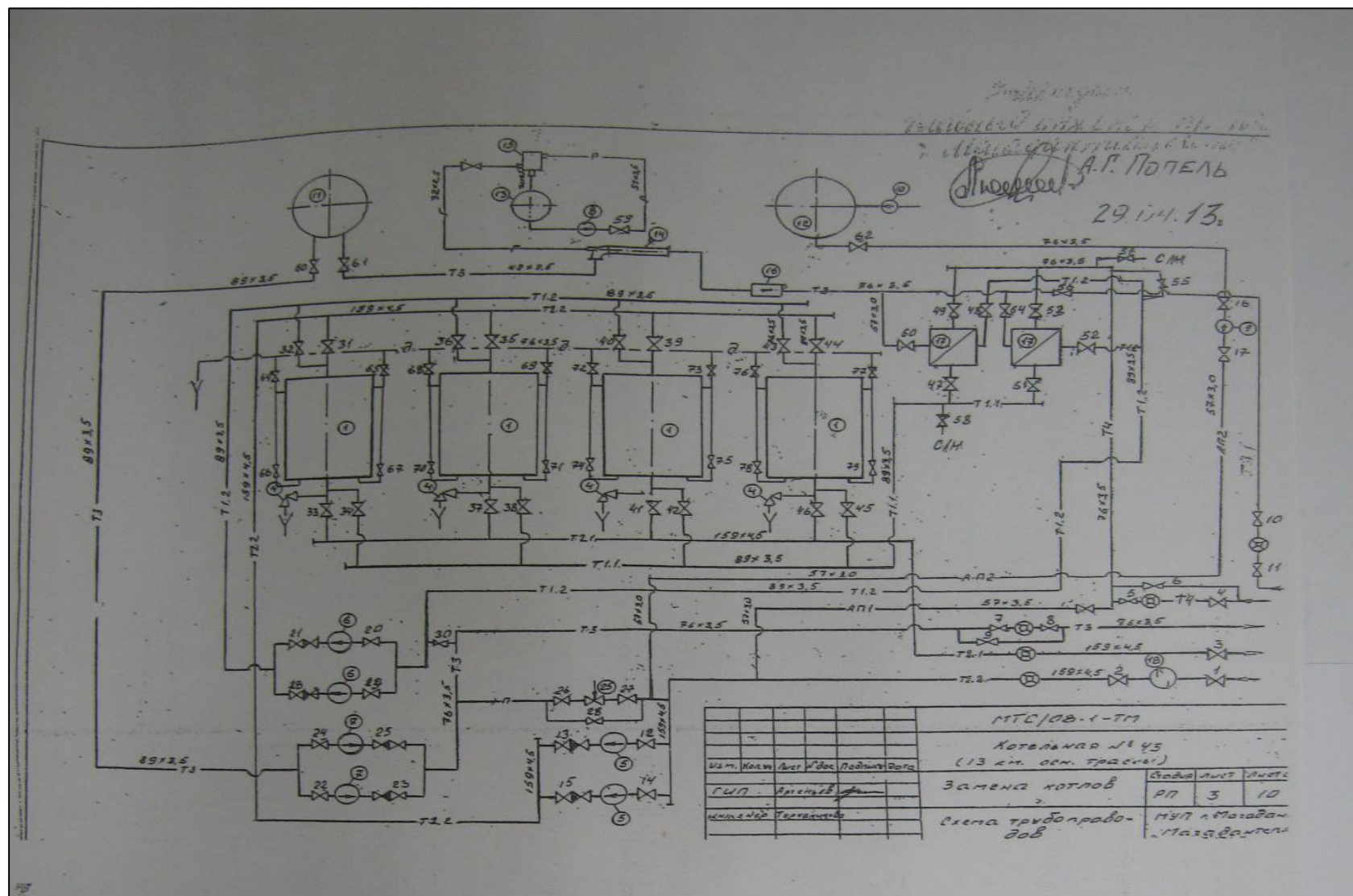


Рисунок 2.41 – Принципиальная тепловая схема котельной №43

## 2.6.2 Оборудование котельной

### 2.6.2.1 Котельное оборудование

По состоянию на 01.12.2013 г. в котельной №43 установлено четыре водогрейных котла Бийского котлостроительного завода; два котла работают, два котла в резерве. Основная характеристика котлов приведена в таблице 2.59.

**Таблица 2.59 – Основная характеристика котлоагрегатов**

№ п/п	Тип котла	Номинальная производительность, Гкал/час	Год установки	Год последнего кап. ремонта	% износа
1	2	3	4	5	6
1	КВА-0,63-ГМ	0,50	2009	-	-
2	КВА-0,63-ГМ	0,50	2009	-	-
3	КВА-0,63-ГМ	0,50	2009	-	-
4	КВА-0,63-ГМ	0,50	2009	-	-
	Итого:	<b>2,0</b>		-	-

Каждый из котлов укомплектован следующим оборудованием:

- автоматизированная мазутная горелка ЕСО-45 производительностью 350-600кВт - 4 шт.;
- дымосос ДН-3,5-4шт. ( $Q=3,9$  тыс.м<sup>3</sup>/ч;  $N=3,0$  кВт;  $n=1500$  об/мин);

Тип автоматики безопасности на котельной – нет данных.

В котельной установлены коммерческие узлы учёта тепловой энергии и холодной воды, а также технический узел учета на собственные нужды. Перечень установленных приборов учёта приведён в таблице 2.60.

**Таблица 2.60 – Перечень приборов учета, установленных в котельной №43**

№ п/п	Наименование	Дата поверки	Дата следующей поверки
1	2	4	5
<b>Коммерческие узлы учета тепловой энергии</b>			
1	Тепловычислитель СПТ-961М	2013	2017
2	Преобразователь давления КРТ5(Подающий трубопровод отопления)	2010	2017
	Преобразователь давления КРТ5(Обратный трубопровод отопления)	2010	2017
	Преобразователь давления КРТ5(Подающий трубопровод ГВС)	2010	2017

№ п/п	Наименование	Дата поверки	Дата следующей поверки
3	Датчик давления Метран-43 ДД (Подающий трубопровод отопления)	2013	2017
	Датчик давления Метран-43 ДД (Обратный трубопровод отопления)	2011	2017
	Датчик давления Метран-43 ДД (Подающий трубопровод ГВС)	2013	2017
4	Комплект термопреобразователей КТСР 9514 (Подающий трубопровод отопления)	2006	2017
	Комплект термопреобразователей КТСР 9514 (Обратный трубопровод отопления)	2011	2017
	Комплект термопреобразователей КТСР 9514 (Подающий трубопровод ГВС)	2005	2017
5	СУ (Подающий трубопровод отопления)	2013	-
	СУ (Обратный трубопровод отопления)	2013	-
	СУ (Подающий трубопровод ГВС)	2013	-
<b>Коммерческие узлы учета холодной воды</b>			
1	Преобразователь давления КРТ5	2010	2017
2	Датчик давления Метран-43 ДД	2013	2017
3	Комплект термопреобразователей КТСР 9514	2013	2017
4	Сужающее устройство	2013	-
5	Расходомер ВСТ-40	2013	2017
<b>Технический узел учета на собственные нужды</b>			
1	Тепловычислитель СПТ-942	-	-
2	Расходомер ВЭПС-40	-	-
3	Расходомер ВЭПС-50 (На линии к баку аккумулятора)	-	-
4	Комплект термопреобразователей КТПТР-01	-	-
5	Комплект термопреобразователей КТПТР-01 (На линии к баку аккумулятора)	-	-
6	Расходомер крыльчатый СГВК-15	-	-
7	Расходомер крыльчатый СГВК-15	-	-

#### 2.6.2.2 Водоснабжение котельной.

Водоснабжение котельной обеспечивается из городского водопровода МУП «Водоканал» водой питьевого качества.

#### 2.6.2.3 Дымовые трубы

Отвод дымовых газов от котлов производится дымовой трубой высотой 33 м. Дата ввода в эксплуатацию 2002 г. Диаметр устья 820 мм.

#### 2.6.2.4 Насосное оборудование установленное на котельной №43

В таблице 2.61 приведена паспортная характеристика установленных насосов.

**Таблица 2.61 – Характеристика насосных агрегатов**

Характеристика насосных агрегатов	Назначение	Дата ввода в эксплуатацию	Параметры насоса		Параметры двигателя		
			Производительность, м <sup>3</sup> /ч	Напор, м вод.ст.	Тип двигателя	Мощность двигателя, кВт	Скорость вращения, об/мин
1	2	3	4	5	6	7	8
ЦМЛ-80/160-7,5/2; 2 шт.	Насос сетевой	-	50	29	асинхронный	7,5	3000
ЦМЛ-50/200-11/2, 1 шт.	Насос подпиточный	-	40	43	асинхронный	11	3000
ЦМЛ-65/250-4/4, 2 шт.	Насос циркуляционный	-	40	20	асинхронный	4	1500
ЦМЛ-40/180-4/2, 2 шт.	Насос горячей воды	-	12	38	асинхронный	4	3000
ЦМЛ-40/140-2,2/2, 2 шт.	Насос холодной воды	-	12	22	асинхронный	2,2	3000
1,5К-6, 1 шт.	Насос дренажный	-	20	31	асинхронный	4,0	3000
ЭЦВ-6-16-110, 1 шт.	Насос глубинный	-	10	110	асинхронный	5,5	3000

В котельной также установлен бак-аккумулятор горячей воды:

-  $V = 25 \text{ м}^3$  - 1 шт.;

-  $D = 2860 \text{ мм}$ ;

-  $H = 3100 \text{ мм}$ ;

- тип изоляции бака – минвата, оцинкованная сталь, толщина изоляции 60 мм;

- температура воды 90°C.

Бак-аккумулятор холодной воды  $V = 50 \text{ м}^3$  - 1 шт (не включен в работу).

#### **2.6.2.5 Топливное хозяйство котельной**

Основным топливом на котельной является мазут М-40, резервное топливо не предусмотрено.

Топливное хозяйство котельной состоит:

- емкости  $V = 50 \text{ м}^3$  - 3шт. и  $V = 4,0 \text{ м}^3$  расходный бак - 1 шт.;

- топливные насосы:

- НМШ 8-25-6,3/2,5 - 2 шт., производ. 6,3 м<sup>3</sup>/ч, N=3,0 кВт, n=1500 об./мин;

- НШ -10 (к горелк.) - 1 шт., производ. 1,26 м<sup>3</sup>/ч, N=нет данных, n=1500 об./мин;

- подогреватель мазута БМ-236 1 шт.

По отчетным данным МУП «Магадантеплосеть» за 2012 год расход топлива на котельной составил 651,798 т.,

Удельная норма расхода топлива 195,26 кг у.т./Гкал при низшей теплотворной способности его 9862,26 ккал/кг.

#### **2.6.2.6 Электроснабжение котельной**

Электроснабжение котельной №43 осуществляется от ТП №156, кабель А, МЭС, резервное - также от ТП №156, кабель Б, МЭС и передвижной ДЭС.

По отчетным данным МУП «Магадантеплосеть» за 2012 год расход электрической энергии составил на котельной №43 – 184439,44 кВт ч. Удельный расход электрической энергии – 39,217 кВт ч/Гкал.

#### **2.6.3 Способ регулирования отпуска тепловой энергии в сеть**

Котельная №43, район 13-го километра основной трассы, работает с центральным качественным регулированием, отпуск тепла в зону теплоснабжения производится по утвержденному температурному графику 80/60°C, рассчитанному на температуру наружного воздуха -35°C.

#### **2.6.4 Тепловые нагрузки потребителей котельной**

Основным потребителем тепловой энергии от котельной №43, район 13 километра основной трассы, является жилой фонд, представленный жилыми домами: как частными, так и многоквартирными (1 - 5 этажей), общей площадью – 6436,17 кв.м., которые имеют централизованную систему горячего водоснабжения.

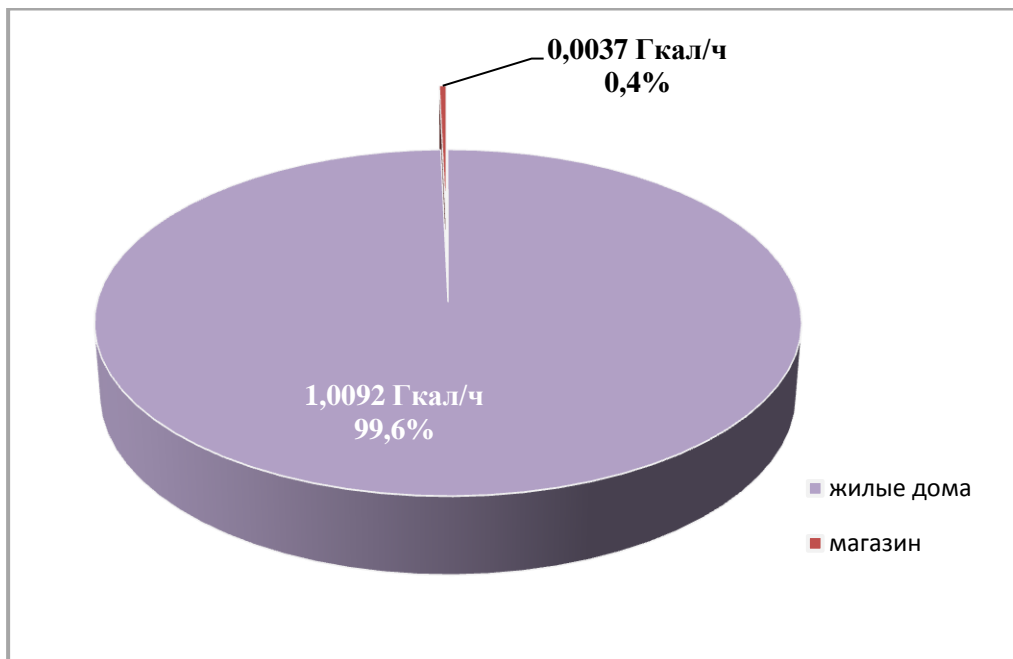
Также к системе теплоснабжения котельной присоединён один магазин общей площадью 30,70 кв.м.

Структура и величина договорных тепловых нагрузок потребителей котельной №43, по данным МУП города Магадана «Магадантеплосеть» представлена в таблице 2.62.

**Таблица 2.62 – Договорные тепловые нагрузки**

Наименование потребителя	Договорная тепловая нагрузка, Гкал/час			
	Отопление	Вентиляция	ГВС	Итого
1	2	3	4	5
Жилой фонд	0,8221	-	0,1871	1,0092
Магазин	0,0024	-	0,0013	0,0037
ИТОГО	0,8245	-	0,188	1,013

На рисунке 2.42 представлено соотношение присоединенной договорной нагрузки между потребителями тепловой энергии котельной №43, района 13 километра основной трассы.



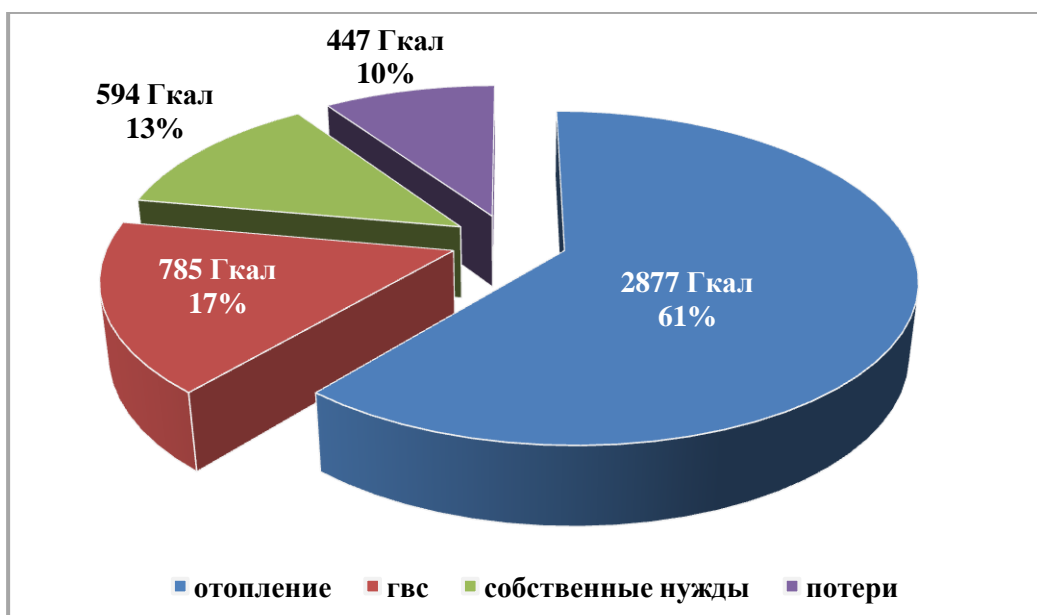
**Рисунок 2.42 – Присоединенная тепловая нагрузка к котельной №43, района 13 километра основной трассы**

Большую часть присоединенной тепловой нагрузки (99,6%) составляет теплоснабжение жилого фонда, 0,4 % - теплоснабжение магазина.

#### **2.6.5 Анализ фактического отпуска тепла котельной №43 в 2012 году**

По отчетным данным фактическое производство тепловой энергии в 2012 году составляет 4703 Гкал.

На рисунке 2.43 диаграммой представлено распределение тепловой энергии: в систему отопления, на горячее водоснабжение, собственные нужды котельной, потери при передаче тепловой энергии.



## **Рисунок 2.43– Производство тепловой энергии котельной №43 в 2012 году**

Потребителям отпущено: на отопление - 61% тепловой энергии от выработанной, на ГВС - 17%, собственные нужды котельной - 13%, потери при передаче тепловой энергии составляют 10%.

### **Варианты подключения потребителей к ИТП зоны теплоснабжения котельной №43, микрорайон 13 километр основного шоссе**

Количество вводов тепловой энергии - 45. Из них:

- 6 вводов только отопление (вентиляция), непосредственное присоединение;
- 38 –непосредственное присоединение системы отопления и отбор воды на ГВС из подающего трубопровода;
- 1 потребитель - ввод по ГВС по подающему трубопроводу.

### **2.6.6 Баланс тепловой мощности и тепловой нагрузке в зоне действия котельной**

На основании анализа приведенных исходных данных в таблице 2.63 представлен баланс располагаемой мощности котельной по договорным нагрузкам и расчетно-нормативному теплоснабжению.

**Таблица 2.63 – Баланс тепловой мощности котельной №43 микрорайон 13 километра основного шоссе**

Показатель	Ед. изм.	Величина
1	2	3
Суммарная договорная нагрузка	Гкал/ч	1,00
Установленная мощность котельной	Гкал/ч	2,0
Располагаемая мощность котельной	Гкал/ч	1,75
Собственные нужды котельной	Гкал/ч	0,25
Расчетная мощность котельной	Гкал/ч	1,75
Расчетно-нормативное теплоснабжение (фактическое)	Гкал/ч	0,984
Потери тепловой энергии в тепловых сетях	Гкал/ч	0,122
Расчетно-нормативный отпуск (фактический)	Гкал/ч	1,108
Резерв (+), дефицит (-) по источнику (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	+0,627
Резерв (+), дефицит (-) по источнику (фактический)	Гкал/ч	+0,64

Из приведенного баланса тепловой мощности котельной №43 следует, что резерв установленной мощности из расчета договорной тепловой нагрузке потребителей составляет 0,627 Гкал/ч, а из расчета фактического потребления тепловой энергии резерв составляет 0,64 Гкал/ч.

### 2.6.7 Баланс теплоносителя

На котельной №43 подготовка химически очищенной воды для подпитки котлов и теплосети не предусмотрена. Анализ сырой воды, поступающей на котельную из городского водопровода, показывает высокое содержание растворенного кислорода в воде - 8,1 – 6,9 мг/кг, что значительно превышает норматив (0.05 мг/кг). Высокое содержание растворенного кислорода в воде приводит к разрушению (коррозии) металла котлов и тепловых сетей, повышению аварийности системы теплоснабжения, дополнительным потерям тепловой энергии и теплоносителя.

По данным МУП «Магадантеплосеть» потребление холодной воды в 2012 году составило 13951 м<sup>3</sup>, удельный расход воды 2,97 м<sup>3</sup>/Гкал.

### 2.6.8 Техничко-экономические показатели котельной №43

Основные показатели работы котельной №43 представлены в таблице 2.64.

**Таблица 2.64 Техничко-экономические показатели работы котельной №43**

№п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Величина
	2	3	4
1.	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	2,0
2.	Выработано тепловой энергии всего	Гкал/год	4703
3.	Отпущено тепловой энергии внешним потребителям	Гкал/год	3661,26
4.	Собственное теплопотребление (технологические нужды котельной)	Гкал/год	594,42
5.	Годовой расход условного топлива	т у.т./год	918
6.	Фактический удельный расход условного топлива	кг у.т./Гкал	195,26
7.	Фактический КПД котельной	%	73
8.	Удельный расход тепловой энергии на отопление 1 м <sup>2</sup> общей площади помещений	Гкал/м <sup>2</sup>	0,44

В таблице рассмотрены отчетные показатели работы котельной за 2012 год: выработка тепловой энергии, затраты на собственные нужды котельной (12,6%) и потери при передаче тепловой энергии потребителям (10,9%). КПД котельной за отчетный год составляет 73%.

#### **2.6.9 Анализ существующего состояния тепловых сетей микрорайона 13 километра основного шоссе**

Общая протяженность тепловых сетей, используемых для транспорта теплоносителя от котельной №43 до потребителей, составляет 1740 м в одну трубу, в том числе трубопровод горячего водоснабжения - 246 м. Подземная прокладка составляет 1572 м, это 90% от общей протяженности тепловых сетей. Надземная прокладка трубопроводов составляет 166м - 10 % от общей протяженности тепловых сетей.

Расчетный и фактический температурный график теплоснабжения на выходе из котельной 80/60 °С.

Трубопроводы эксплуатируются с 1960 года, по срокам эксплуатации: до 10 лет – 730 м; 10-20 лет 490 м и до 30 лет и более 520 м – 30% от общей протяженности трубопроводов.

На рисунке 2.44 представлена принципиальная схема тепловых сетей теплоснабжения микрорайона 13 - го километра основного шоссе от котельной №43.



### 2.6.9.1 Потери тепловой энергии в тепловых сетях

Тепловые потери при транспорте и распределении тепловой энергии состоят из потерь тепловой энергии через теплоизоляционные конструкции и потерь тепловой энергии с утечками сетевой воды. Нормативно-расчетные потери тепловой энергии представлены в таблице 2.65

**Таблица 2.65 – Потери тепловой энергии при транспорте теплоносителя и с ПСВ**

Нормативно-расчетные потери тепловой энергии	Ед. измерения	Величина
1	2	3
Потери тепловой энергии через изоляцию	Гкал/год	526,04
с ПСВ	Гкал/год	37,63
ВСЕГО	Гкал/год	563,67

Таким образом, доля нормативно-расчетных потерь тепловой энергии от отпуска тепловой энергии в сеть составляет 13,3%. Величина тепловых потерь обусловлена большим сроком службы трубопроводов тепловых сетей (свыше 25 лет – длиной 520 м).

### 2.6.9.2 Диагностика состояния тепловых сетей

По окончании отопительного периода производятся гидравлические испытания отопительной системы, в результате которой выявляются дефекты системы теплоснабжения. По результатам проверки определяется объем ремонтных работ на летний период. Также проведение капитальных и текущих ремонтов тепловой сети планируется в соответствии с отраслевой системой технического обслуживания энергетического оборудования. Разрабатываются графики ППР.

### 2.6.9.3 Гидравлический расчет тепловых сетей котельной №43

Гидравлический расчет тепловых сетей котельной проводился на базе актуализированной электронной модели системы теплоснабжения в средствах программного комплекса «Zulu». Исходными данными для разработки электронной модели и анализа существующих режимов теплоснабжения являлись:

- схемы тепловых сетей с привязкой к плану микрорайона;
- эксплуатационная документация (расчетные температурные графики, данные по присоединенным тепловым нагрузкам, их видам и т.п.);

- схемы присоединения потребителей к тепловым сетям;
- геодезические отметки узлов тепловой сети (источника, узлов разветвления, потребителей);
- характеристики участков тепловой сети (конструктивные данные по видам прокладки и типам применяемых теплоизоляционных конструкций и т.п.);
- располагаемые напоры на источниках.

Данные для гидравлического расчета тепловых сетей приведены в таблице 2.66.

**Таблица 2.66 – Исходные данные для гидравлических расчетов**

Наименование показателей	Котельная №43, ул. Авиационная,10
1	2
Присоединенная договорная нагрузка, Гкал/ч	1,0
Давление в подающем трубопроводе отопления, кгс/см <sup>2</sup>	5,4
Давление в обратном трубопроводе отопления, кгс/см <sup>2</sup>	4,4
Располагаемый напор на выходе из котельной, м вод.ст.	10
Температурный график работы тепловой сети, °С	80-60
Температура теплоносителя в системе ГВС, °С	65
Температура холодной воды, °С	5
Геодезическая отметка земли, м	79,13

Наладочный и поверочный расчеты выполнены для трубопроводов тепловых сетей с учетом тепловых потерь в теплосетях. Данные, полученные в результате расчетов, представлены в таблице 2.67.

**Таблица 2.67 – Результаты наладочного и поверочного расчетов**

Наименование показателей	Котельная №43, ул. Авиационная,10
Кол-во тепловой энергии, вырабатываемое на источнике, Гкал/ч	1,022
Расход тепла на систему отопления, Гкал/ч	0,811
Расход тепла на открытые системы ГВС (максимально-часовой), Гкал/ч	0,029
Расход тепла на закрытые системы ГВС (максимально-часовой), Гкал/ч	0,06
Суммарные тепловые потери в теплосетях, Гкал/ч	0,114

Гидравлический расчет тепловых сетей выполнен по одному направлению от источника до наиболее удаленного потребителя тепловой энергии. Результаты расчета представлены в таблице 2.68.

**Таблица 2.68 – Сводная таблица результатов гидравлических расчетов участков тепловой сети**

<b>Котельная №43, ул. Авиационная,10</b>	<b>Ул. Тихая, 4</b>
Диаметр головного участка, мм	2Ду 150
Расстояние до потребителя, км	0,658
Давление в обратном трубопроводе, кгс/см <sup>2</sup>	4,3
Скорость теплоносителя, м/с	0,237
Располагаемый напор на потребителе, м вод.ст.	1,008

Расчетные пути теплоносителя и соответствующие им пьезометрические графики, результаты расчетов по участкам трубопроводов тепловых сетей, а так же результаты расчетов по потребителям представлены в приложении Е к электронной модели схемы теплоснабжения.

## **2.7 Зона теплоснабжения котельной № 44, микрорайон Радист**

### **2.7.1 Общая характеристика. Зона действия источника**

Водогрейная котельная №44 обеспечивает тепловой энергией систему теплоснабжения мкрн. Радист. Дата ввода в эксплуатацию котельной – 1978 г.

Котельная имеет автономную зону теплоснабжения.

На рисунке 2.45 представлено территориальное расположение котельной на фрагменте карты города.



**Рисунок 2.45 – Территориальное расположение котельной №44 на плане города**

По назначению котельная относится к отопительным, по размещению на генплане - к отдельно стоящим.

Тепловая энергия в горячей воде используется на собственные нужды котельной и для теплоснабжения присоединенных потребителей.

Согласно предоставленным данным на 01.01.2013 установленная тепловая мощность котельной – 1,0 Гкал/час, присоединённая нагрузка – 0,62 Гкал/час (в т.ч. ГВС – 0,14 Гкал/час).

В качестве основного топлива используется мазут сернистый марки М-40 с низшей теплотворной способностью топлива 9861,395 ккал/кг. Резервное топливо не предусмотрено. Мазут подвозится в автоцистернах и сливается в подземные емкости.

Схема системы теплоснабжения от котельной двухтрубная: на отопление подающий и обратный трубопроводы. Водоразбор на ГВС осуществляется из системы отопления. Расчетный и фактический температурный график на выходе из котельной 80/60°C с расчетной температурой наружного воздуха -35°C.

Принципиальная тепловая схема котельной приведена на рисунке 2.46. Источником водоснабжения котельной является городской водопровод МУП «Водоканал», подающий на котельную воду питьевого качества из общегородской водопроводной сети.

Котельная не автоматизирована.

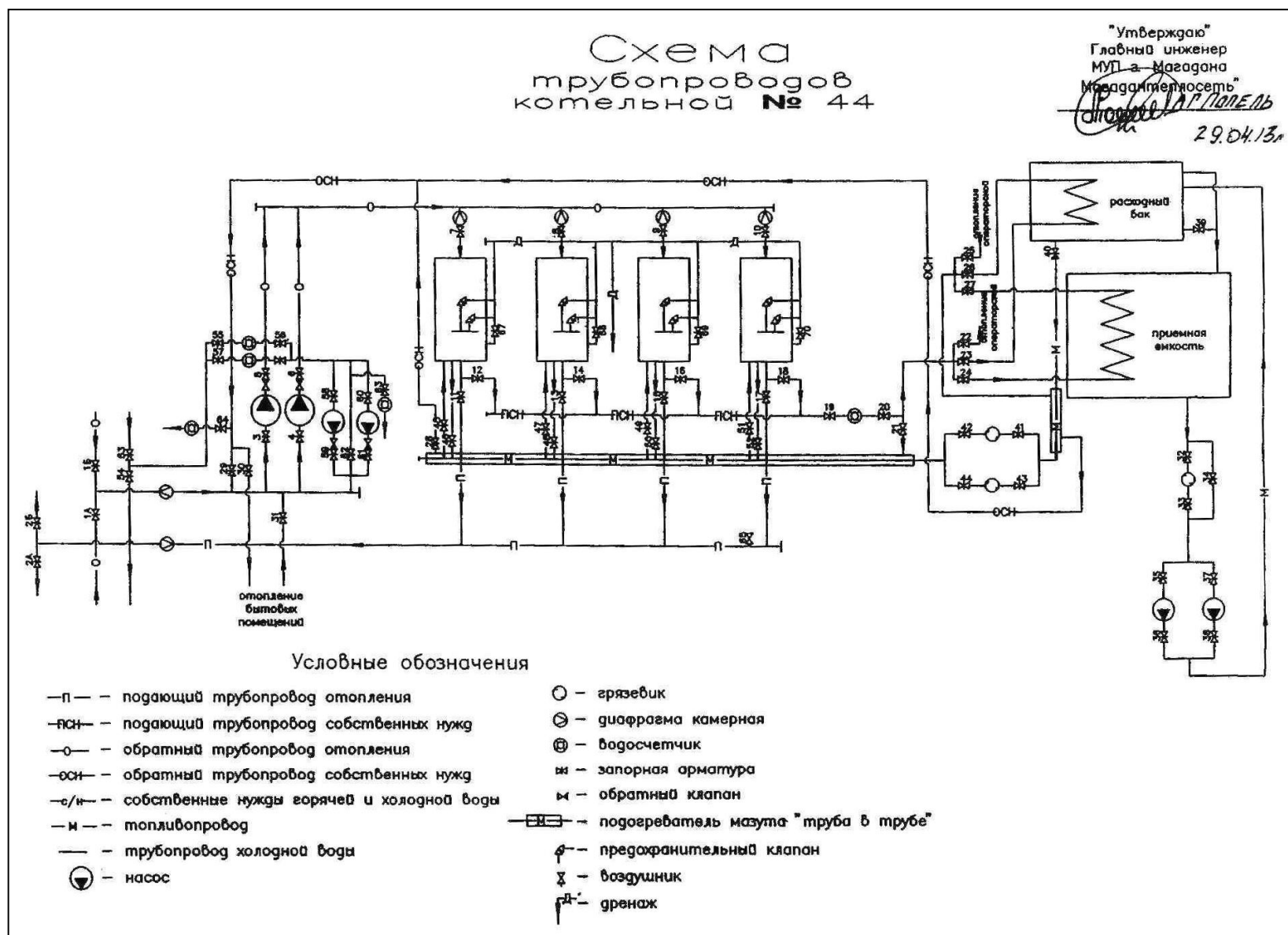


Рисунок 2.46 – Принципиальная тепловая схема котельной №44

## 2.7.2 Оборудование котельной

### 2.7.2.1 Котельное оборудование

По состоянию на 01.12.2013 г. в котельной №44, микрорайона Радист, установлено четыре водогрейных котла. Основная характеристика котлов приведена в таблице 2.69

**Таблица 2.69 – Основная характеристика котлоагрегатов**

№ п/п	Тип котла	Номинальная производительность, Гкал/час	Год установки	Год последнего кап. ремонта	% износа
1	2	3	4	5	6
1	S.KBP-250	0,25	2010	-	-
2	S.KBP-250	0,25	2010	-	-
3	S.KBP-250	0,25	2010	-	-
4	S.KBP-250	0,25	2010	-	-
	Итого:	<b>1,0</b>		-	-

Каждый из котлов укомплектован следующим оборудованием:

- автоматизированная мазутная горелка ЕСО 45 О (S) С1 производ. 202-651 кВт - 4 шт.;
- вентилятор Ц-10-28 №4 1 шт.(производ. 3 тыс.м<sup>3</sup>/ч, N=14 кВт; n=3000 об/мин);
- дымосос ДН-3,5 4 шт., N=3 кВт; n=1500 об/мин

Тип автоматики безопасности на котельной – нет данных.

В котельной установлены коммерческие узлы учёта тепловой энергии и холодной воды, а также технический узел учета на собственные нужды. Перечень установленных приборов учёта приведён в таблице 2.70.

**Таблица 2.70 – Перечень приборов учета, установленных в котельной №44**

№ п/п	Наименование	Дата поверки	Дата следующей поверки
1	2	4	5
<b>Коммерческие узлы учета тепловой энергии</b>			
1	Тепловычислитель СПТ-961М	2010	2014
2	Преобразователь давления КРТ5(Подающий трубопровод отопления)	2013	2017
	Преобразователь давления КРТ5(Обратный трубопровод отопления)	2013	2017
3	Датчик давления Метран-43 ДД (Подающий трубопровод отопления)	2011	2017

№ п/п	Наименование	Дата поверки	Дата следующей поверки
	Датчик давления Метран-43 ДД (Обратный трубопровод отопления)	2011	2017
4	Комплект термопреобразователей КТСР 9514 (Подающий трубопровод отопления)	2013	2017
	Комплект термопреобразователей КТСР 9514 (Обратный трубопровод отопления)	2013	2017
5	СУ (Подающий трубопровод отопления)	2013	-
	СУ (Обратный трубопровод отопления)	2013	-
<b>Коммерческие узлы учета холодной воды</b>			
1	Расходомер ВСХ-40	2013	2017
2	Расходомер ВСХ-40	2013	2017
<b>Технический узел учета на собственные нужды</b>			
1	Тепловычислитель СПТ-941	-	-
2	Расходомер ВЭПС-40	-	-
3	Комплект термопреобразователей КТПТР-01	-	-
4	Расходомер СГВК-15	-	-
5	Расходомер СГВК-15	-	-

### 2.7.2.2 Дымовые трубы

Отвод дымовых газов от котлов производится дымовой трубой высотой 33 м. Дата ввода в эксплуатацию 1999 г. Диаметр устья 530 мм.

### 2.7.2.3 Насосное оборудование

В таблице 2.71 приведена паспортная характеристика установленных в котельной №44 насосов.

**Таблица 2.71 – Характеристика насосных агрегатов**

Характеристика насосных агрегатов	Назначение	Дата ввода в эксплуатацию	Параметры насоса		Параметры двигателя		
			Производительность, м <sup>3</sup> /ч	Напор, м вод.ст.	Тип двигателя	Мощность двигателя, кВт	Скорость вращения, об/мин
1	2	3	4	5	6	7	8
ЦМЛ-50/200-11/2, 2 шт.	Насос сетевой	-	40	43	асинхронный	11	3000
ЦМЛ-50/200-11/2, 2 шт.	Насос холодной воды	-	40	43	асинхронный	11	3000

### 2.7.2.4 Топливное хозяйство котельной

Основным топливом на котельной является мазут М-40, резервное топливо не предусмотрено.

Топливное хозяйство котельной состоит:

- емкости  $V=25\text{ м}^3$  - 2шт;  $V=14\text{ м}^3$  расходный бак 1 шт.
- топливные насосы:
- НМШ8-25-6.3/2,5 - 2 шт., производительность  $6,3\text{ м}^3/\text{ч}$ ,  $N=3,0\text{ кВт}$ ,  $n=1500\text{ об./мин}$ ;
- НШ-10 (на горелки) 1 шт., производительность  $2,3\text{ м}^3/\text{ч}$ ,  $N=4,0\text{ кВт}$ ,  $n=1500\text{ об./мин}$

По отчетным данным МУП «Магадантеплосеть» за 2012 год расход топлива на котельной составил 303,154 т.,

Удельная норма расхода топлива 203,89 кг у.т./Гкал при низшей теплотворной способности топлива 9861,395 ккал/кг.

#### **2.7.2.5 Электроснабжение котельной**

Электроснабжение котельной № 44 осуществляется от ТП №117, кабель А, МЭС, резервное - от передвижной ДЭС.

По отчетным данным МУП «Магадантеплосеть» за 2012 год расход электрической энергии составил на котельной №44 – 104072,05 кВт ч. Удельный расход электрической энергии – 50,011 кВт ч/Гкал.

#### **2.7.3 Способ регулирования отпуска тепловой энергии**

Котельная №44, мкрн. Радист, работает с центральным качественным регулированием, отпуск тепла в зону теплоснабжения производится по утвержденному температурному графику 80/60 °С на расчетную температуру наружного воздуха -35°С. Горячее водоснабжение потребителей не предусмотрено. Водоразбор на ГВС осуществляется непосредственно из системы отопления.

#### **2.7.4 Тепловые нагрузки потребителей котельной**

Основным потребителем тепловой энергии от котельной №44, мкрн. Радист, является жилой фонд, представленный жилыми домами (частными и многоквартирными - 1 - 5 этажей), общей площадью – 3598,2 кв.м.

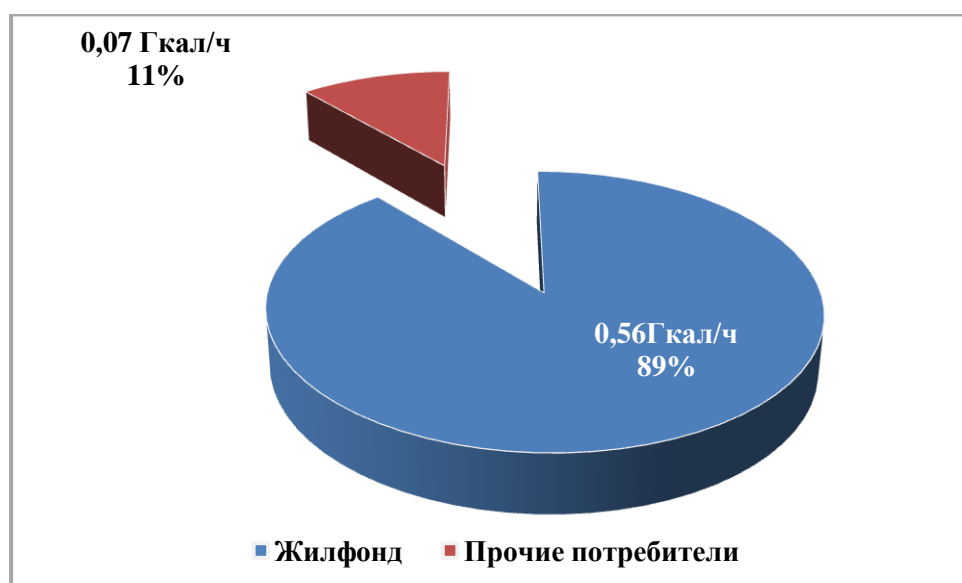
Также к системе теплоснабжения котельной присоединены прочие потребители общей площадью 618,3 кв.м.

Структура и величина договорных тепловых нагрузок потребителей котельной №44, мкрн. Радист, по данным МУП города Магадана «Магадантеплосеть» представлена в таблице 2.72.

**Таблица 2.72 – Договорные тепловые нагрузки котельной №44**

Наименование потребителя	Договорная тепловая нагрузка, Гкал/час			
	Отопление	Вентиляция	ГВС	Итого
1	2	3	4	5
Жилой фонд	0,43	-	0,13	0,56
Прочие потребители	0,06	-	0,01	0,07
ИТОГ	0,49	-	0,14	0,62

На рисунке 2.47 представлено соотношение присоединенной договорной нагрузки между потребителями тепловой энергии котельной №44, мкрн. Радист.



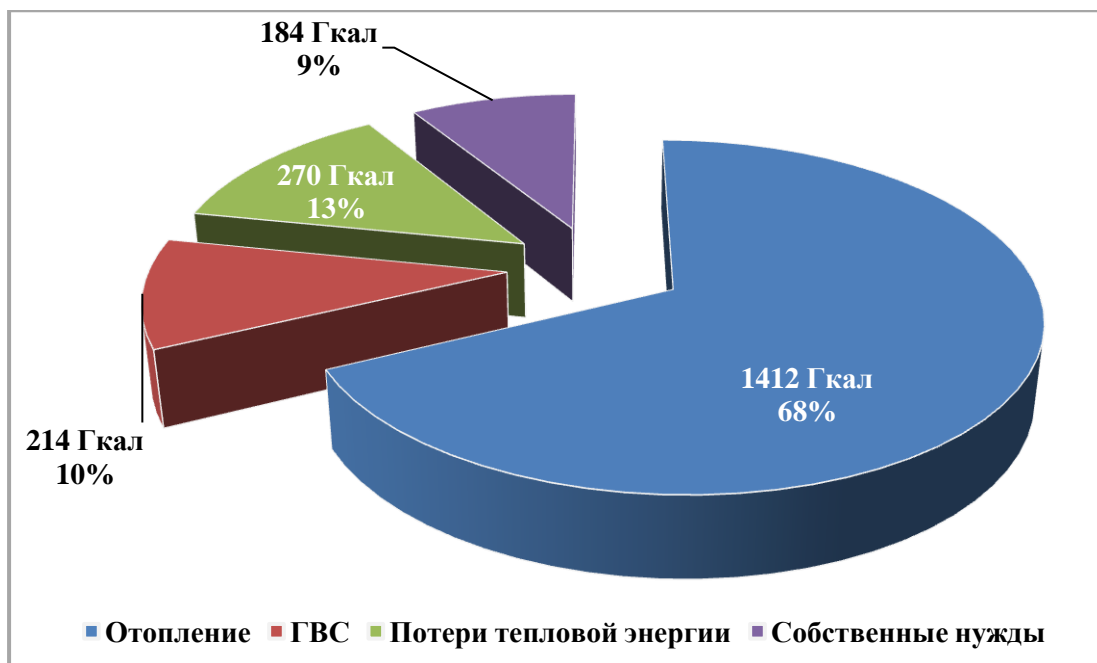
**Рисунок 2.47 – Договорная присоединенная тепловая нагрузка котельной №44, мкрн. Радист**

Большая часть присоединенной тепловой нагрузки, 89% - теплоснабжение жилого фонда, 11 % - теплоснабжение прочих потребителей.

### **2.7.5 Анализ фактического отпуска тепла**

По отчетным данным фактическое производство тепловой энергии в 2012 году составляет 2081 Гкал.

На рисунке 2.48 диаграммой представлено распределение тепловой энергии: в систему отопления, на горячее водоснабжение, собственные нужды котельной, потери при передаче тепловой энергии.



**Рисунок 2.48 – Производство тепловой энергии котельной в 2012 году**

На отопление потребителям отпущено 68% тепловой энергии, на ГВС - 10%, собственные нужды котельной - 9%, потери при передаче тепловой энергии 13%.

#### **Варианты подключения потребителей к ИТП зоны теплоснабжения котельной №44, мкрн. Радист**

Количество вводов тепловой энергии – 9. Из них:

- 2 ввода только отопление (вентиляция), непосредственное присоединение;
- 7 –непосредственное присоединение системы отопления и отбор воды на ГВС из подающего трубопровода.

#### **2.7.6 Баланс тепловой мощности и тепловой нагрузке в зоне действия котельной**

На основании анализа приведенных исходных данных в таблице 2.73 представлен баланс располагаемой мощности котельной по договорным нагрузкам и расчетно-нормативному теплоснабжению.

**Таблица 2.73 – Баланс тепловой мощности котельной №44, мкрн. Радист**

Показатель	Ед. изм.	Величина
1	2	3
Суммарная договорная нагрузка	Гкал/ч	0,623
Установленная мощность котельной	Гкал/ч	1,0
Располагаемая мощность котельной	Гкал/ч	0,91
Собственные нужды котельной	Гкал/ч	0,089
Расчетная мощность котельной	Гкал/ч	0,911

Показатель	Ед. изм.	Величина
Расчетно-нормативное теплоснабжение (фактическое)	Гкал/ч	0,463
Потери тепловой энергии в тепловых сетях	Гкал/ч	0,104
Расчетно-нормативный отпуск (фактический)	Гкал/ч	0,566
Резерв (+), дефицит (-) по источнику (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	+0,185
Резерв (+), дефицит (-) по источнику (фактический)	Гкал/ч	+0,34

Из приведенного баланса тепловой мощности котельной №44 следует, что резерв установленной мощности из расчета договорной тепловой нагрузки потребителей составляет 0,185 Гкал/ч, а из расчета фактического потребления тепловой энергии резерв составляет 0,34 Гкал/ч.

### 2.7.7 Баланс теплоносителя

На котельной №44 подготовка химически очищенной воды для подпитки котлов и теплосети не предусмотрена. Анализ сырой воды, поступающей на котельную из городского водопровода, показывает высокое содержание растворенного кислорода в воде - 7,4 – 9,8 мг/кг, что значительно превышает норматив (0.05 мг/кг). Высокое содержание растворенного кислорода в воде приводит к разрушению (коррозии) металла котлов и тепловых сетей, повышению аварийности системы теплоснабжения, дополнительным потерям тепловой энергии и теплоносителя.

По данным МУП «Магадантеплосеть» потребление холодной воды в 2012 году составило 5384 м<sup>3</sup>, удельный расход воды 2,59 м<sup>3</sup>/Гкал.

### 2.7.8 Техничко-экономические показатели котельной №44 в мкрн. Радист

Основные показатели работы котельной №44 представлены в таблице 2.74.

**Таблица 2.74 Техничко-экономические показатели работы котельной №44**

№п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Величина
	2	3	4
1.	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	1,0
2.	Выработано тепловой энергии всего	Гкал/год	2081
3.	Отпущено тепловой энергии внешним потребителям	Гкал/год	1626,48
4.	Собственное теплопотребление (технологические нужды котельной)	Гкал/год	184,4
5.	Годовой расход условного топлива	т у.т./год	424,7

№п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Величина
6.	Фактический удельный расход условного топлива	кг у.т./Гкал	203,89
7.	Фактический КПД котельной	%	70
8.	Удельный расход тепловой энергии на отопление 1 м <sup>2</sup> общей площади помещений	Гкал/м <sup>2</sup>	0,33

В таблице рассмотрены отчетные показатели работы котельной за 2012 год: выработка тепловой энергии, затраты на собственные нужды котельной (8,9%) и потери при передаче тепловой энергии потребителям (14,2%). КПД котельной за отчетный год составляет 70%.

### **2.7.9 Анализ существующего состояния тепловых сетей микрорайона Радист**

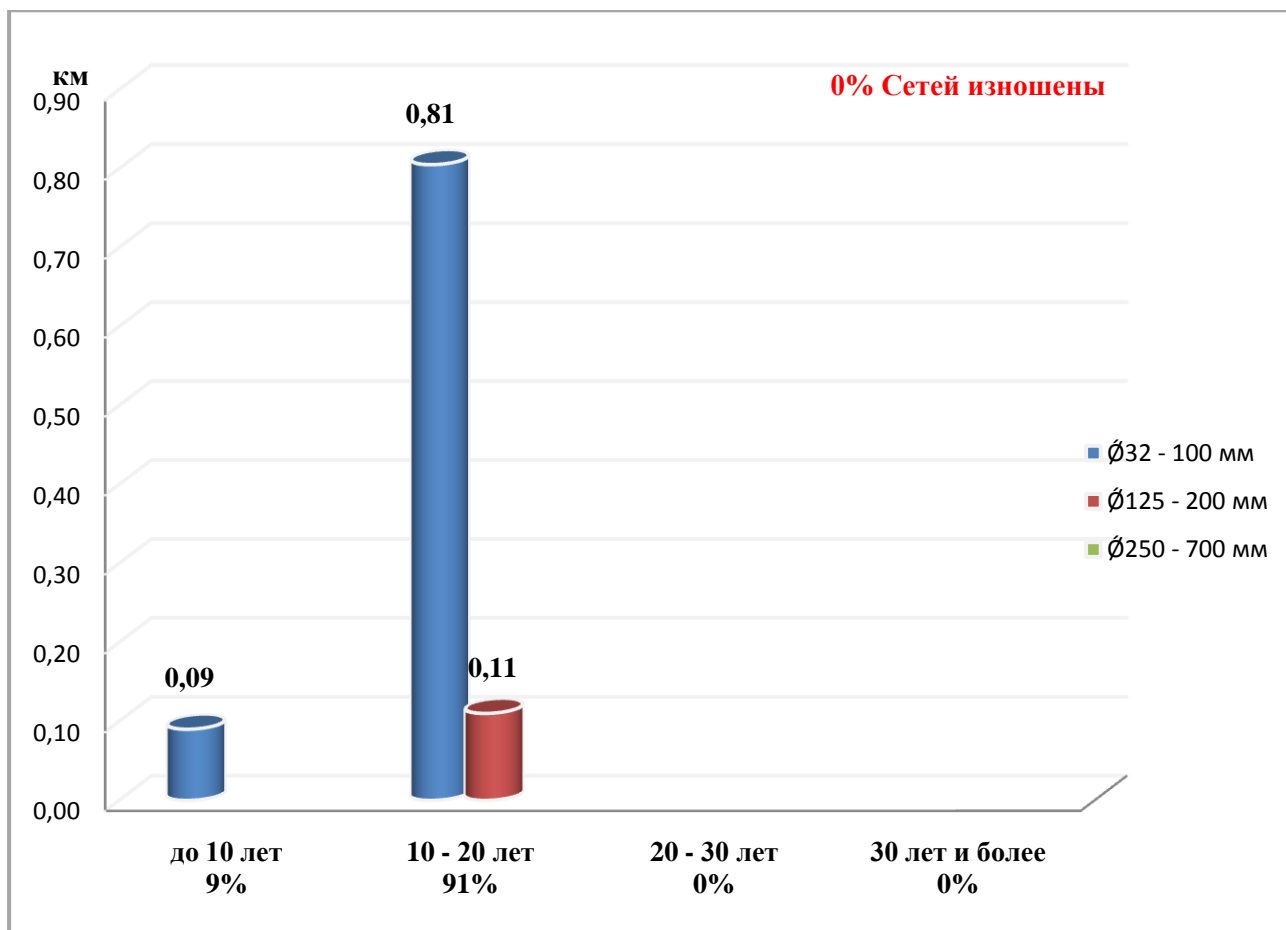
Общая протяженность тепловых сетей, используемых для транспорта теплоносителя от котельной до потребителей, составляет 1007 м в одну трубу. Система горячего водоснабжения не предусмотрена. На нужды ГВС производится отбор из подающего трубопровода отопления. Трубопроводы проложены подземным способом в две трубы - подающий и обратный трубопроводы.

Расчетный и фактический температурный график теплоснабжения на выходе из котельной 80/60 °С.

Трубопроводы эксплуатируются с 1996 года, по срокам эксплуатации: до 10 лет – 90 м; 10-20 лет – 915 м, что составляет 91 % от общей протяженности трубопроводов.

Износ сетей составляет 0%.

На рисунке 2.49 диаграммой представлен срок эксплуатации теплопроводов различного диаметра в микрорайоне Радист.



**Рисунок 2.49** Сроки эксплуатации теплопроводов в микрорайоне Радист.

На рисунке 2.50 представлена принципиальная схема тепловых сетей мкрн. Радист.

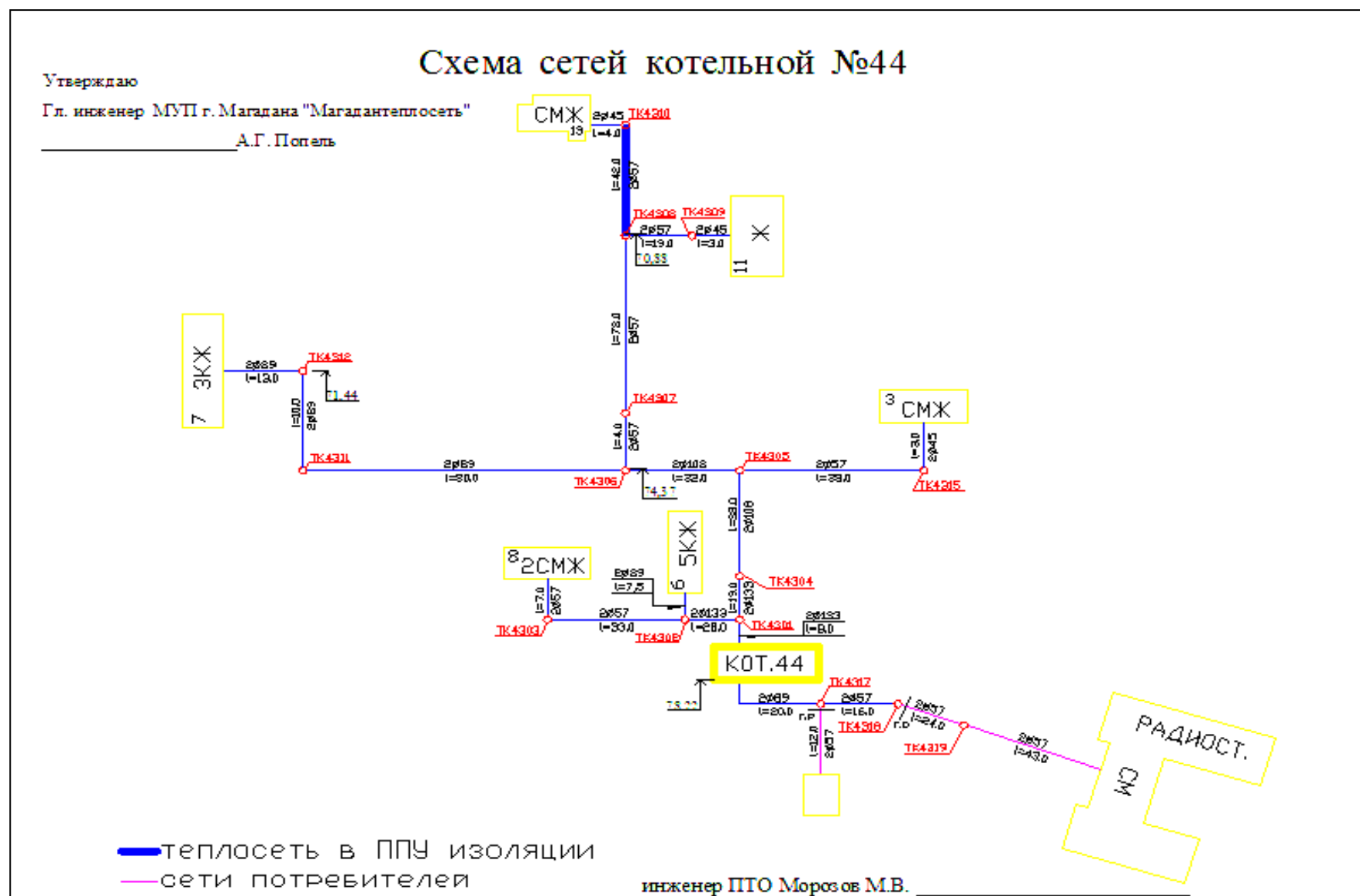


Рисунок 2.50 Принципиальная схема тепловых сетей поселка Радист

### 2.7.9.1 Потери тепловой энергии в тепловых сетях

Тепловые потери при транспорте и распределении тепловой энергии состоят из потерь тепловой энергии через теплоизоляционные конструкции и потерь тепловой энергии с утечками сетевой воды. Нормативно-расчетные потери тепловой энергии представлены в таблице 2.75

**Таблица 2.75 – Потери тепловой энергии при транспорте теплоносителя и с ПСВ**

Нормативно-расчетные потери тепловой энергии	Ед. измерения	Величина
1	2	3
Потери тепловой энергии через изоляцию	Гкал/год	198,18
с ПСВ	Гкал/год	13,32
ВСЕГО	Гкал/год	211,5

Таким образом, доля нормативно-расчетных потерь тепловой энергии от отпуска тепловой энергии в сеть составляет 11,5%. Величина тепловых потерь обусловлена большим сроком службы трубопроводов тепловых сетей (свыше 20 лет – длиной 587 м).

### 2.7.9.2 Диагностика состояния тепловых сетей

По окончании отопительного периода производятся гидравлические испытания отопительной системы, в результате которой выявляются дефекты системы теплоснабжения. По результатам проверки определяется объем ремонтных работ на летний период. Также проведение капитальных и текущих ремонтов тепловой сети планируется в соответствии с отраслевой системой технического обслуживания энергетического оборудования. Разрабатываются графики ППР.

### 2.7.9.3 Гидравлический расчет тепловых сетей котельной №44

Гидравлический расчет тепловых сетей котельной проводился на базе актуализированной электронной модели системы теплоснабжения в средствах программного комплекса «Zulu». Исходными данными для разработки электронной модели и анализа существующих режимов теплоснабжения являлись:

- схемы тепловых сетей с привязкой к плану микрорайона;
- эксплуатационная документация (расчетные температурные графики, данные по присоединенным тепловым нагрузкам, их видам и т.п.);

- схемы присоединения потребителей к тепловым сетям;
- геодезические отметки узлов тепловой сети (источника, узлов разветвления, потребителей);
- характеристики участков тепловой сети (конструктивные данные по видам прокладки и типам применяемых теплоизоляционных конструкций и т.п.);
- располагаемые напоры на источниках.

Данные для гидравлического расчета тепловых сетей приведены в таблице 2.76.

**Таблица 2.76 – Исходные данные для гидравлических расчетов**

Наименование показателей	Котельная №44, мкрн. Радист
1	2
Присоединенная договорная нагрузка, Гкал/ч	0,62
Давление в подающем трубопроводе отопления, кгс/см <sup>2</sup>	5,4
Давление в обратном трубопроводе отопления, кгс/см <sup>2</sup>	2,3
Располагаемый напор на выходе из котельной, м вод.ст.	31
Температурный график работы тепловой сети, °С	80-60
Температура теплоносителя в системе ГВС, °С	65
Температура холодной воды, °С	5
Геодезическая отметка земли, м	78,22

Наладочный и поверочный расчеты выполнены для трубопроводов тепловых сетей с учетом тепловых потерь в теплосетях. Данные, полученные в результате расчетов, представлены в таблице 2.77.

**Таблица 2.77 – Результаты наладочного и поверочного расчетов**

Наименование показателей	Котельная №44, мкрн. Радист
Кол-во тепловой энергии, вырабатываемое на источнике, Гкал/ч	0,599
Расход тепла на систему отопления, Гкал/ч	0,483
Расход тепла на открытые системы ГВС (максимально-часовой), Гкал/ч	0,068
Суммарные тепловые потери в теплосетях, Гкал/ч	0,0477

Гидравлический расчет тепловых сетей выполнен по одному направлению от источника до наиболее удаленного потребителя тепловой энергии. Результаты расчета представлены в таблице 2.78.

**Таблица 2.78 – Сводная таблица результатов гидравлических расчетов участков тепловой сети**

<b>Котельная №44, мкрн. Радист</b>	<b>Ул. Радистов, 13</b>
Диаметр головного участка, мм	2Ду 125
Расстояние до потребителя, км	0,226
Давление в обратном трубопроводе, кгс/см <sup>2</sup>	3,1
Скорость теплоносителя, м/с	0,422
Располагаемый напор на потребителе, м вод.ст.	28,004

Расчетные пути теплоносителя и соответствующие им пьезометрические графики, результаты расчетов по участкам трубопроводов тепловых сетей, а так же результаты расчетов по потребителям представлены в приложении Е к электронной модели схемы теплоснабжения.

## **2.8 Зона теплоснабжения котельной № 45, микрорайон Дукча**

### **2.8.1 Общая характеристика. Зона действия источника**

Водогрейная котельная №45 обеспечивает тепловой энергией систему теплоснабжения микрорайона Дукча. Дата ввода в эксплуатацию котельной – 1976 г. Котельная имеет автономную зону теплоснабжения.

На рисунке 2.51 представлено территориальное расположение котельной на фрагменте карты города.



**Рисунок 2.51– Территориальное расположение котельной №45 на плане города**

По назначению котельная относится к отопительным, по размещению на генплане - к отдельно стоящим.

Тепловая энергия в горячей воде используется на собственные нужды котельной и для теплоснабжения присоединенных потребителей.

Согласно предоставленным данным на 01.01.2013 установленная тепловая мощность котельной – 3,75 Гкал/час, присоединённая нагрузка – 1,11 Гкал/час (в т.ч. ГВС – 0,34 Гкал/час). В качестве основного топлива используется мазут сернистый марки М-40 с низшей теплотворной способностью топлива 9861,364 ккал/кг. Резервное топливо не предусмотрено. Мазут подвозится в автоцистернах и сливается в подземные емкости.

Схема системы теплоснабжения от котельной четырехтрубная: на отопление подающий и обратный трубопроводы; на горячее водоснабжение - подающий и обратный трубопроводы. Расчетный и фактический температурный график на выходе из котельной 95/70°C.

Принципиальная тепловая схема котельной приведена на рисунке 2.52. Источником водоснабжения котельной является городской водопровод МУП «Водоканал», подающий на котельную воду питьевого качества из общегородской водопроводной сети.

Котельная не автоматизирована.

# СХЕМА ТРУБОПРОВОДОВ КОТЕЛЬНАЯ 45

"Утверждаю"  
 Главный инженер предприятия  
 "Магадентеплосеть"  
*А.Г. Попель*  
 29 АПРЕЛЯ 2013г.

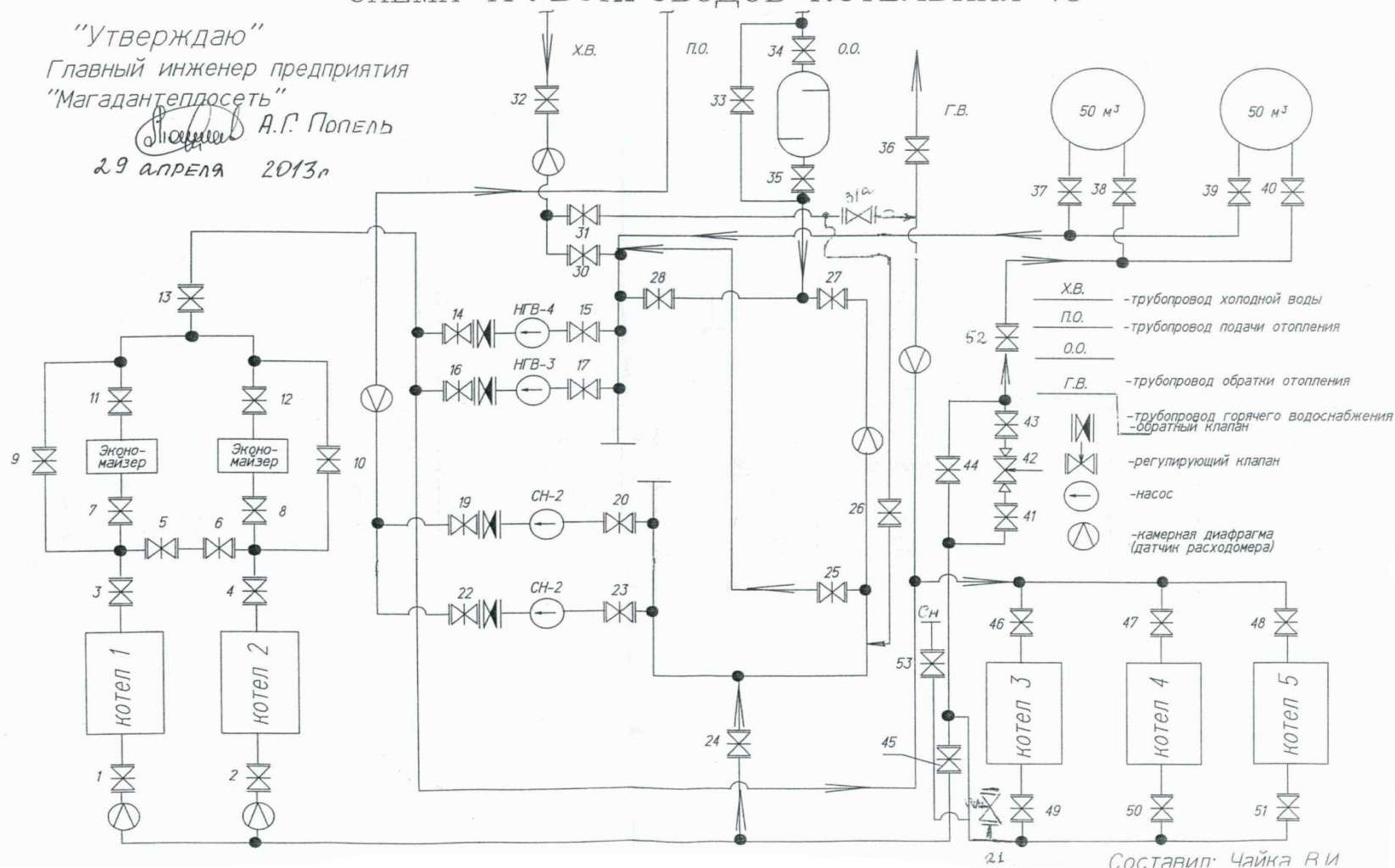


Рисунок 2.52 – Принципиальная тепловая схема котельной №45

## 2.8.2 Оборудование котельной

### 2.8.2.1 Котельное оборудование

По состоянию на 01.12.2013 г. в котельной №45 мкрн. Дукча установлено три водогрейных котла. Основная характеристика котлов приведена в таблице 2.79.

**Таблица 2.79 – Основная характеристика котлоагрегатов котельной №45**

№ п/п	Тип котла	Номинальная производительность, Гкал/час	Год установки	Год последнего кап. ремонта	% износа
1	2	3	4	5	6
1	КВ-1,44-ГМ	1,25	2003	-	-
2	КВ-1,44-ГМ	1,25	2003	-	-
3	КВ-1,44-ГМ	1,25	2003	-	-
	Итого:	<b>3,75</b>		-	-

Завод-изготовитель установленных котлоагрегатов – Ижевский котлостроительный завод. Два котла находятся в работе, один – в резерве.

Каждый из котлов укомплектован следующим оборудованием:

- автоматизированная мазутная горелка ILKA IL7 FTUZ - 3 шт., производительность 150кг/ч;
- дымосос ДН-6,3-3шт.(Q=8,5 тыс.м<sup>3</sup>/ч; N=5,5 кВт; n=1500 об/мин);
- чугунный экономайзер типа ЭП2-142 - 2 шт.

Тип автоматики безопасности на котельной - «Пламя», сигнал - в операторской.

В котельной установлены коммерческие узлы учёта тепловой энергии и холодной воды, а также технический узел учета на собственные нужды. Перечень установленных приборов учёта приведён в таблице 2.80

**Таблица 2.80 – Перечень приборов учета, установленных в котельной**

№ п/п	Наименование	Дата поверки	Дата следующей поверки
1	2	4	5
<b>Коммерческие узлы учета тепловой энергии</b>			
1	Тепловычислитель СПТ-961М	2013	2017
2	Преобразователь давления КРТ5(Подающий трубопровод отопления)	2010	2014
	Преобразователь давления КРТ5(Обратный трубопровод отопления)	2010	2014
	Преобразователь давления КРТ5(Подающий	2010	2014

№ п/п	Наименование	Дата поверки	Дата следующей поверки
	трубопровод ГВС)		
3	Датчик давления Метран-43 ДД (Подающий трубопровод отопления)	2011	2015
	Датчик давления Метран-43 ДД (Обратный трубопровод отопления)	2013	2017
	Датчик давления Метран-43 ДД (Подающий трубопровод ГВС)	2011	2015
4	Комплект термопреобразователей КТСПР 9514 (Подающий трубопровод отопления)	2011	2015
	Комплект термопреобразователей КТСПР 9514 (Обратный трубопровод отопления)	2010	2014
	Комплект термопреобразователей КТСПР 9514 (Подающий трубопровод ГВС)	2013	2017
5	СУ (Подающий трубопровод отопления)	2013	-
	СУ (Обратный трубопровод отопления)	2013	-
	СУ (Подающий трубопровод ГВС)	2013	-
6	Расходомер ВСТ-40	2009	2013
<b>Коммерческие узлы учета холодной воды</b>			
1	Расходомер ВСТ-40	2013	2017
	Преобразователь давления КРТ5	2010	2014
2	Датчик давления Метран-43 ДД	2013	2017
3	Комплект термопреобразователей КТСПР 9514	2010	2014
4	Сужающее устройство	2013	-
<b>Технический узел учета на собственные нужды</b>			
1	Тепловычислитель СПТ-942	2013	2017
2	Расходомер ВЭПС-40	-	-
3	Расходомер ВЭПС-40 (на линии к баку аккумулятору)	-	-
4	Комплект термопреобразователей КТПТР-01	-	-
5	Комплект термопреобразователей КТПТР-01 (на линии к баку аккумулятору)	-	-
6	Расходомер СГВК-15	-	-
7	Расходомер СГВК-15	-	-

#### 2.8.2.2 Дымовые трубы

Отвод дымовых газов от котлов производится дымовой трубой высотой 32 м. Дата ввода в эксплуатацию 1995 г. Диаметр устья 1000 мм.

#### 2.8.2.3 Насосное оборудование

В таблице 2.81 приведена паспортная характеристика установленных насосов.

**Таблица 2.81 – Характеристика насосных агрегатов**

Характеристики насосных агрегатов	Назначение	Дата ввода в эксплуатацию	Параметры насоса		Параметры двигателя		
			Производительность, м <sup>3</sup> /ч	Напор, м вод.ст.	Тип Двигателя	Мощность двигателя, кВт	Скорость вращения, об./мин
1	2	3	4	5	6	7	8
ЦМК65/160-7,5/2, 4 шт.	Насос сетевой	-	50	32	асинхронный	7,5	3000
ЦМК65/200-22/2, 2 шт.	Насос горячей воды	-	90	40	асинхронный	22	3000
1,5К-6, 1 шт.	Насос дренажный	-	20	30	асинхронный	4	3000

#### **2.8.2.4 Топливное хозяйство котельной**

Основным топливом на котельной является мазут М-40, резервное топливо не предусмотрено.

Топливное хозяйство котельной состоит:

- емкость  $V=64\text{ м}^3$  - 1 шт. и  $V=2,0\text{ м}^3$  - расходный бак, 1 шт.;
- топливные насосы:
  - НШ 32 - 2 шт., производительность  $2,3\text{ м}^3/\text{ч}$ ,  $N=4\text{ кВт}$ ,  $n=1420\text{ об./мин}$ ;
  - НШ 10 - 3 шт., производительность  $1,26\text{ м}^3/\text{ч}$ ,  $N=\text{нет данных}$ ,  $n=1420\text{ об./мин}$ ;

По отчетным данным МУП «Магадантеплосеть» за 2012 год расход топлива на котельной составил 648,401 т,

Удельная норма расхода топлива 177,36 кг у.т./Гкал при низшей теплотворной способности 9861,364 ккал/кг.

#### **2.8.2.5 Электроснабжение котельной**

Электроснабжение котельной №45 осуществляется от ТП №763, кабель А, кабель Б, ЮЭС, резервное – также от ТП №763, ВЛ, ЮЭС и передвижной ДЭС.

По отчетным данным МУП «Магадантеплосеть» за 2012 год расход электрической энергии составил 237052,292 кВт ч. Удельный расход электрической энергии 46,029 кВт ч/Гкал.

### **2.8.3 Способ регулирования отпуска тепловой энергии**

Котельная №45, мкрн. Дукча, работает с центральным качественным регулированием, отпуск тепла в зону теплоснабжения производится по утвержденному температурному графику

95/70°C на расчетную температур наружного воздуха -35°C.

#### 2.8.4 Тепловые нагрузки потребителей котельной

Основным потребителем тепловой энергии котельной №45 мкрн. Дукча является жилой фонд, представленный жилыми домами частными и многоквартирными (1 - 5 этажей), общей площадью – 6813,00 кв.м., которые имеют централизованную систему горячего водоснабжения. К системе теплоснабжения котельной также присоединены прочие потребители общей площадью 98,20 кв.м.

Структура и величина договорных тепловых нагрузок потребителей котельной №45 мкрн. Дукча, по данным МУП города Магадана «Магадантеплосеть», представлена в таблице 2.82.

Таблица 2.82– Договорные тепловые нагрузки котельной №45

Наименование потребителя	Договорная тепловая нагрузка, Гкал/час			
	Отопление	Вентиляция	ГВС	Итого
1	2	3	4	5
Жилой фонд	0,765	-	0,252	1,017
Прочие потребители	0,011	-	0,084	0,095
ИТОГ	0,776	-	0,336	1,112

На рисунке 2.53 представлено соотношение присоединенной договорной нагрузки между потребителями тепловой энергии котельной №45, мкрн. Дукча.

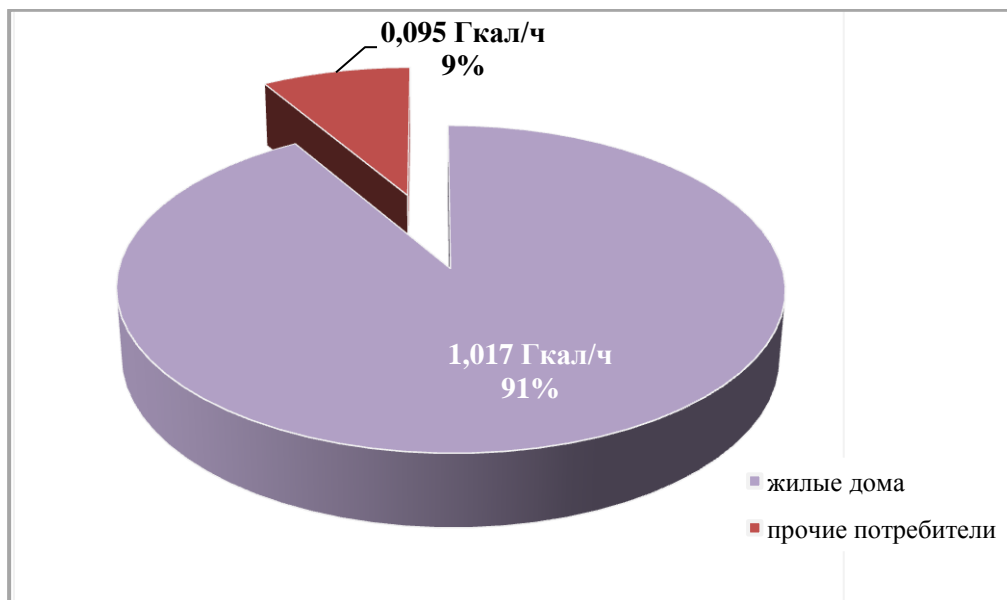


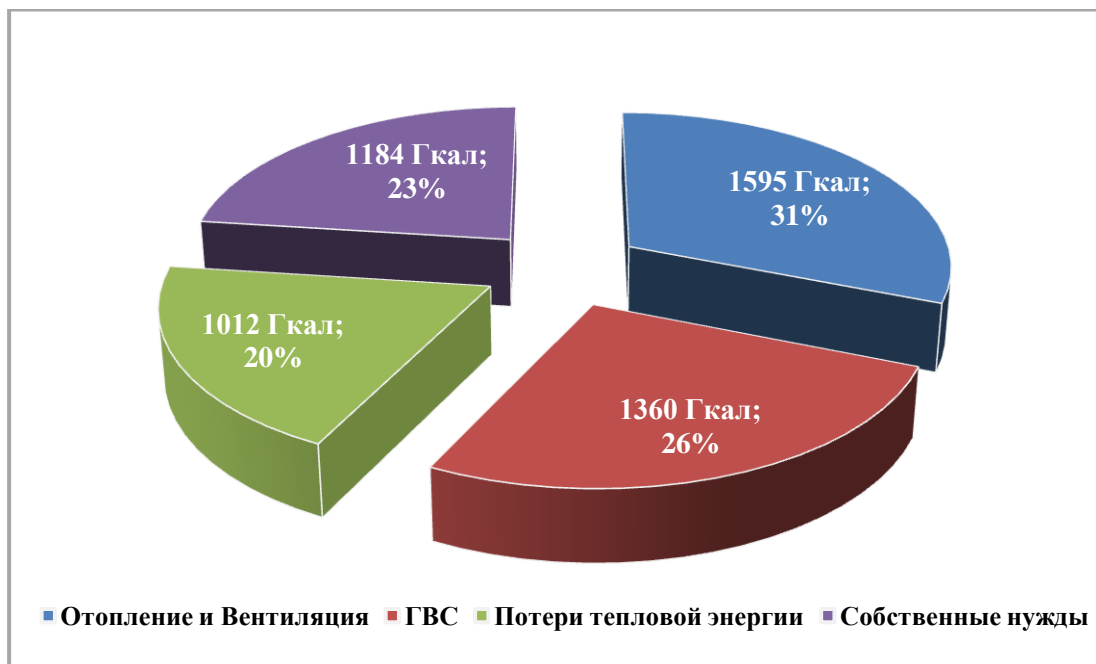
Рисунок 2.53– Присоединенная тепловая нагрузка котельной №45, мкрн. Дукча

Большая часть присоединенной тепловой нагрузки, 91% - теплоснабжение жилого фонда, 9 % - теплоснабжение прочих потребителей.

### 2.8.5 Анализ фактического отпуска тепла

По отчетным данным фактическое производство тепловой энергии в 2012 году составляет 5150,1 Гкал.

На рисунке 2.54 диаграммой представлено распределение тепловой энергии: в систему отопления, на горячее водоснабжение, собственные нужды котельной, потери при передаче тепловой энергии.



**Рисунок 2.54 – Производство тепловой энергии котельной №45 в 2012 году**

На отопление и вентиляцию потребителям отпущен 31% тепловой энергии, на ГВС - 26%, собственные нужды котельной - 23%, потери при передаче тепловой энергии - 20%.

### Варианты подключения потребителей зоны теплоснабжения котельной № 45 мкрн. Дукча

Количество вводов тепловой энергии – 14. Из них:

- 7 только отопление, непосредственное присоединение;
- 6 –непосредственное присоединение системы отопления и отбор воды на ГВС из подающего трубопровода;
- 1 потребитель на ГВС подающий и обратный трубопроводы.

### 2.8.6 Баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки в зоне действия котельной

На основании анализа предоставленных исходных данных в таблице 2.83 приведен баланс располагаемой мощности котельной по договорным нагрузкам и расчетно-нормативному теплопотреблению.

**Таблица 2.83 – Баланс тепловой мощности котельной №45 мкрн. Дукча**

Показатель	Ед. изм.	Величина
1	2	3
Суммарная договорная нагрузка	Гкал/ч	1,112
Установленная мощность котельной	Гкал/ч	3,75
Располагаемая мощность котельной	Гкал/ч	2,89
Собственные нужды котельной	Гкал/ч	0,86
Расчетная мощность котельной	Гкал/ч	2,89
Расчетно-нормативное теплоснабжение (фактическое)	Гкал/ч	0,656
Потери тепловой энергии в тепловых сетях	Гкал/ч	0,381
Расчетно-нормативный отпуск в сеть(фактический)	Гкал/ч	1,037
Резерв (+), дефицит (-) по источнику (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	+1,39
Резерв (+), дефицит (-) по источнику (фактический)	Гкал/ч	+1,85

Из приведенного баланса тепловой мощности котельной №45 следует, что резерв установленной мощности из расчета договорной тепловой нагрузки потребителей составляет 1,39 Гкал/ч, а из расчета фактического потребления тепловой энергии резерв составляет 1,85 Гкал/час.

#### **2.8.7 Баланс теплоносителя**

На котельной №45 подготовка химически очищенной воды для подпитки котлов и теплосети не предусмотрена. Анализ сырой воды, поступающей на котельную из городского водопровода, показывает высокое содержание растворенного кислорода в воде 4,3 – 6,0 мг/кг, что значительно превышает норматив (0,05 мг/кг). Высокое содержание растворенного кислорода в воде приводит к разрушению (коррозии) металла котлов и тепловых сетей, повышению аварийности системы теплоснабжения, дополнительным потерям тепловой энергии и теплоносителя.

По данным МУП «Магадантеплосеть» потребление холодной воды в 2012 году составило 25211 м<sup>3</sup>, удельный расход воды 4,9 м<sup>3</sup>/Гкал.

#### **2.8.8 Техничко-экономические показатели котельной №45 мкрн. Дукча**

Основные показатели работы котельной №45 представлены в таблице 2.84.

**Таблица 2.84 Техничко-экономические показатели работы котельной №45**

№п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Величина
	2	3	4
1.	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	3,75
2.	Выработано тепловой энергии, всего	Гкал/год	5150,1
3.	Отпущено тепловой энергии внешним потребителям	Гкал/год	2954,12

4.	Собственное теплopotребление (технологические нужды котельной)	Гкал/год	1183,9
5.	Годовой расход условного топлива	т у.т./год	913
6.	Фактический удельный расход условного топлива	кг у.т./Гкал	177,36
7.	Фактический КПД котельной	%	80,6
8.	Удельный расход тепловой энергии на отопление 1 м <sup>2</sup> общей площади помещений	Гкал/м <sup>2</sup>	0,23

В таблице рассмотрены отчетные показатели работы котельной за 2012 год: выработка тепловой энергии, затраты на собственные нужды котельной (23%) и потери при передаче тепловой энергии потребителям (25,5%). КПД котельной за отчетный год составляет 80,6%.

### **2.8.9 Анализ существующего состояния тепловых сетей котельной**

Котельная №45 является источником теплоснабжения мкрн. Дукча. Общая протяженность тепловых сетей, используемых для транспорта теплоносителя от котельной, составляет 4181,8 м в двухтрубном исчислении.

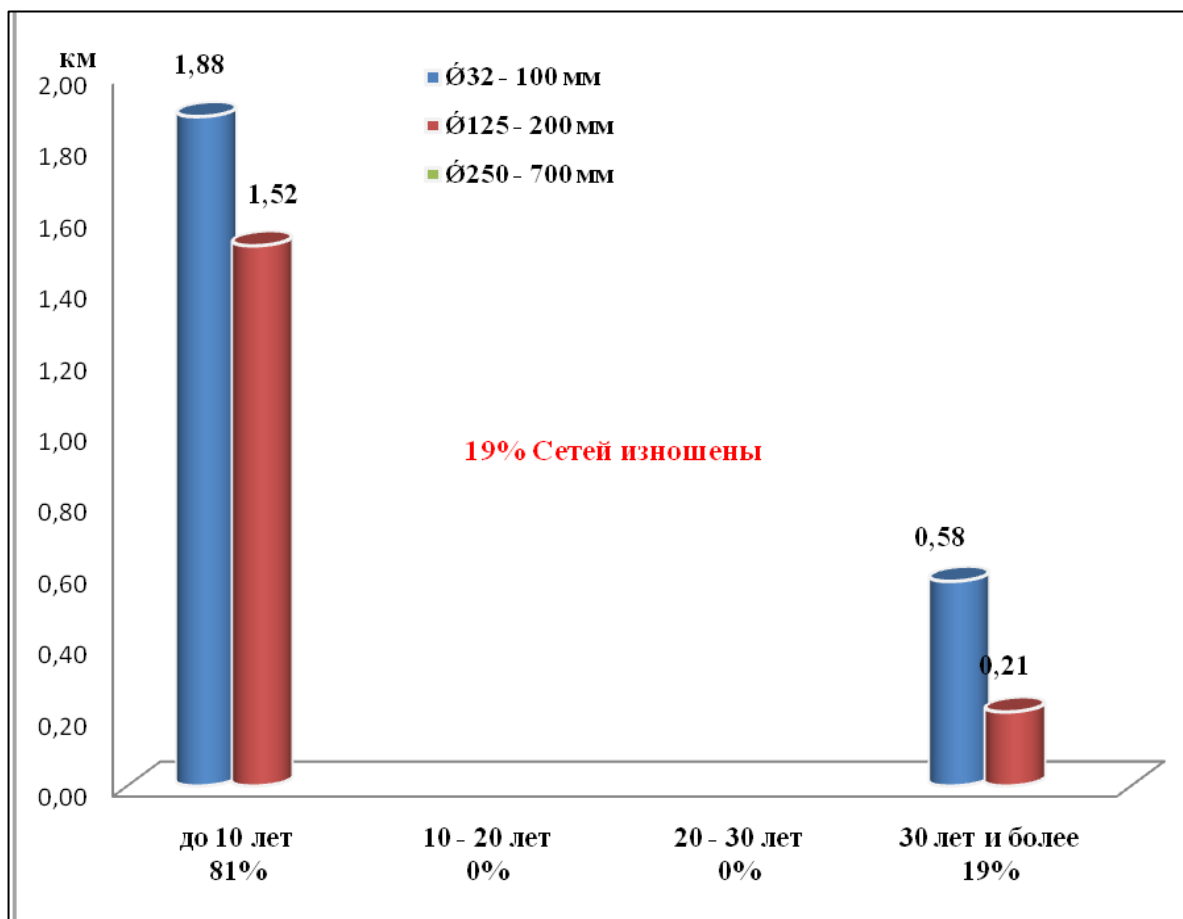
Расчетный и фактический температурный график теплоснабжения на выходе из котельной 95/70 °С на расчетную температуру наружного воздуха -35°С.

Тепловые сети от котельной четырехтрубные. Подземным способом проложены теплосети длиной 3215,8 м. (77%), надземным способом проложены сети длиной 966,0 м. (23%).

Трубопроводы тепловых сетей системы теплоснабжения котельной №45 мкрн. Дукча находятся в эксплуатации: до 10 лет – 81%; от 10 до 20 лет – 0%; от 20 до 30 лет – 0%; свыше 30 лет – 19%.

Сети изношены на 19%.

На рисунке 2.55 диаграммой представлены сроки службы трубопроводов различного диаметра.



**Рисунок 2.55– Сроки службы трубопроводов различного диаметра котельной №45**

На рисунке 2.56 представлена схема тепловых сетей от котельной №45 мкрн. Дукча.

## Схема сетей котельной №45

Утверждаю

Гл. инженер МУП г. Магадана "Магадантеплосеть"

А.Г. Попель

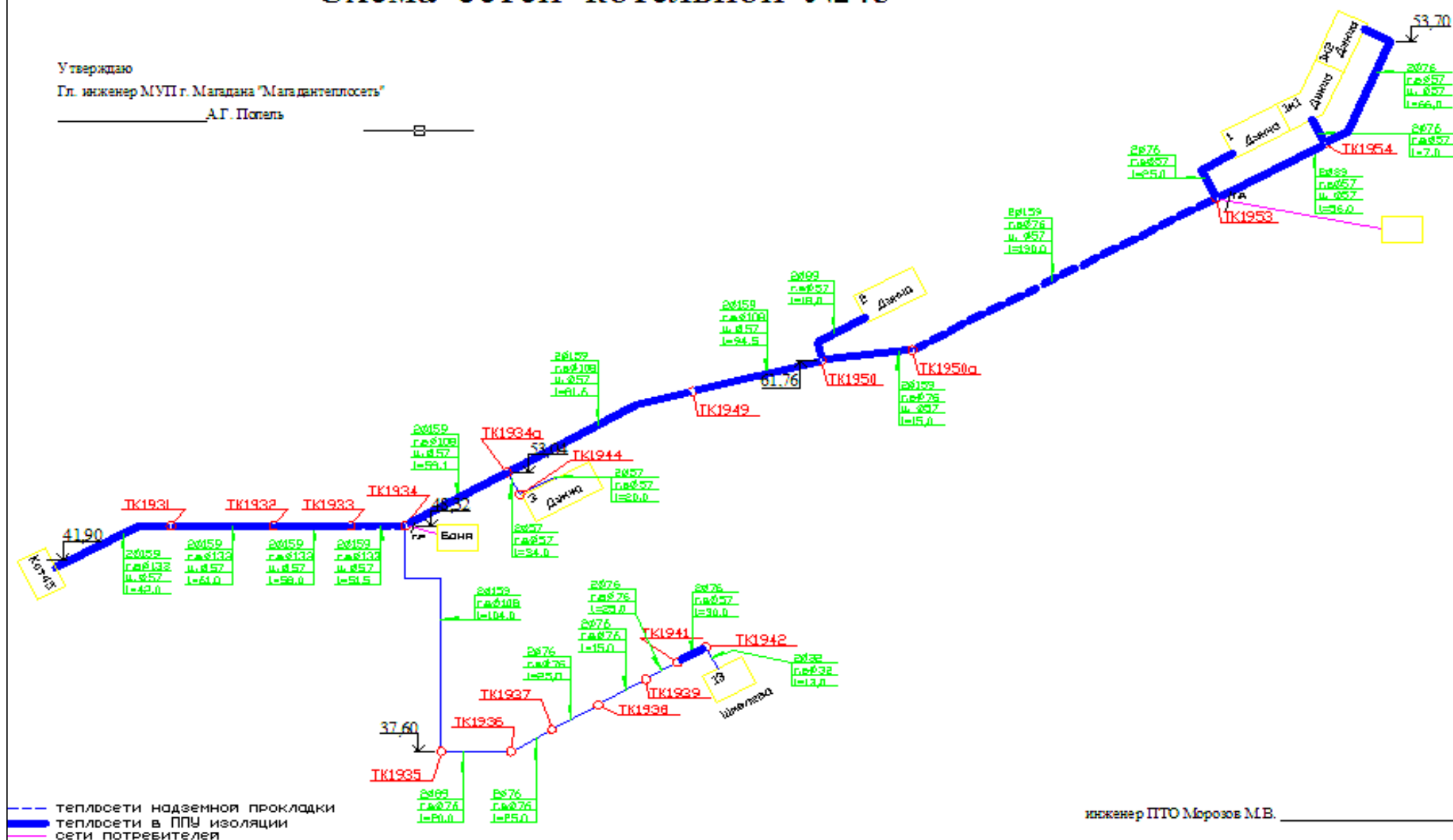


Рисунок 2.56– Схема тепловых сетей котельной №45 мкрн. Дукча

### 2.8.9.1 Потери тепловой энергии в тепловых сетях

Тепловые потери при транспорте и распределении тепловой энергии состоят из потерь тепловой энергии через теплоизоляционные конструкции и потерь тепловой энергии с утечками сетевой воды. Нормативно-расчетные потери тепловой энергии представлены в таблице 2.85.

**Таблица 2.85 – Потери тепловой энергии при транспорте теплоносителя и с ПСВ**

Нормативно-расчетные потери тепловой энергии	Ед. измерения	Величина
1	2	3
Потери тепловой энергии через изоляцию	Гкал/год	796,76
с ПСВ	Гкал/год	55,77
ВСЕГО	Гкал/год	852,53

Таким образом, доля нормативно-расчетных потерь тепловой энергии от отпуска тепловой энергии в сеть составляет 22,4%. Величина тепловых потерь обусловлена большим сроком службы трубопроводов тепловых сетей (свыше 30 лет – длиной 522 м).

### 2.8.9.2 Диагностика состояния тепловых сетей

По окончании отопительного периода производятся гидравлические испытания отопительной системы, в результате которой выявляются дефекты системы теплоснабжения. По результатам проверки определяется объем ремонтных работ на летний период. Также проведение капитальных и текущих ремонтов тепловой сети планируется в соответствии с отраслевой системой технического обслуживания энергетического оборудования. Разрабатываются графики ППР.

### 2.8.9.3 Гидравлический расчет тепловых сетей котельной №45

Гидравлический расчет тепловых сетей котельной проводился на базе актуализированной электронной модели системы теплоснабжения в средствах программного комплекса «Zulu». Исходными данными для разработки электронной модели и анализа существующих режимов теплоснабжения являлись:

- схемы тепловых сетей с привязкой к плану микрорайона;
- эксплуатационная документация (расчетные температурные графики, данные по присоединенным тепловым нагрузкам, их видам и т.п.);

- схемы присоединения потребителей к тепловым сетям;
- геодезические отметки узлов тепловой сети (источника, узлов разветвления, потребителей);
- характеристики участков тепловой сети (конструктивные данные по видам прокладки и типам применяемых теплоизоляционных конструкций и т.п.);
- располагаемые напоры на источниках.

Данные для гидравлического расчета тепловых сетей приведены в таблице 2.86.

**Таблица 2.86 – Исходные данные для гидравлических расчетов**

Наименование показателей	Котельная №45, мкрн. Дукча
1	2
Присоединенная договорная нагрузка, Гкал/ч	1,112
Давление в подающем трубопроводе отопления, кгс/см <sup>2</sup>	5,0
Давление в обратном трубопроводе отопления, кгс/см <sup>2</sup>	3,8
Располагаемый напор на выходе из котельной, м вод.ст.	12
Температурный график работы тепловой сети, °С	95/70
Температура теплоносителя в системе ГВС, °С	65
Температура холодной воды, °С	5
Геодезическая отметка земли, м	42,22

Наладочный и поверочный расчеты выполнены для трубопроводов тепловых сетей с учетом тепловых потерь в теплосетях. Данные, полученные в результате расчетов, представлены в таблице 2.87.

**Таблица 2.87 – Результаты наладочного и поверочного расчетов**

Наименование показателей	Котельная №45, мкрн. Дукча
Кол-во тепловой энергии, вырабатываемое на источнике, Гкал/ч	1,092
Расход тепла на систему отопления, Гкал/ч	0,769
Расход тепла на открытые системы ГВС (максимально-часовой), Гкал/ч	0,164
Суммарные тепловые потери в теплосетях, Гкал/ч	0,146

Гидравлический расчет тепловых сетей выполнен по двум направлениям (трубопроводы отопления и ГВС) от источника до наиболее удаленного потребителя тепловой энергии. Результаты расчета представлены в таблице 2.88.

**Таблица 2.88 – Сводная таблица результатов гидравлических расчетов участков тепловой сети**

<b>Котельная №45, мкрн. Дукча</b>	<b>Мкрн. Дукча отопление</b>	<b>Мкрн. Дукча ГВС</b>
Диаметр головного участка, мм	2Ду 150	Ду 125/50
Расстояние до потребителя, км	0,7747	0,7747
Давление в обратном трубопроводе, кгс/см <sup>2</sup>	2,8	3,5
Скорость теплоносителя, м/с	0,542	0,184
Располагаемый напор на потребителе, м вод.ст.	5,92	0,49

Расчетные пути теплоносителя и соответствующие им пьезометрические графики, результаты расчетов по участкам трубопроводов тепловых сетей, а так же результаты расчетов по потребителям представлены в приложении Е к электронной модели схемы теплоснабжения.

## **2.9 Зона теплоснабжения котельной № 46, микрорайон Снежный**

### **2.9.1 Общая характеристика. Зона действия источника**

Водогрейная котельная №46 обеспечивает тепловой энергией систему теплоснабжения микрорайона Снежный. Дата ввода в эксплуатацию котельной – 1995 г. Котельная имеет автономную зону теплоснабжения.

На рисунке 2.57 представлено территориальное расположение котельной на фрагменте карты города.



**Рисунок 2.57 – Территориальное расположение котельной №46 на плане города**

По назначению котельная относится к отопительным, по размещению на генплане - к отдельно стоящим.

Тепловая энергия в горячей воде используется на собственные нужды котельной и для теплоснабжения присоединенных потребителей.

Тепловые сети по надежности отпуска тепла потребителям относятся к первой категории.

Согласно предоставленным данным на 01.01.2013 установленная тепловая мощность котельной – 11,2 Гкал/час, присоединённая нагрузка – 6,91 Гкал/час (в т.ч. ГВС – 2,36 Гкал/час).

В качестве основного топлива используется мазут сернистый марки М-40 с низшей теплотворной способностью топлива 9860,365 ккал/кг. Резервное топливо не предусмотрено. Мазут подвозится в автоцистернах и сливается в подземные емкости.

Схема системы теплоснабжения от котельной четырехтрубная: на отопление подающий и обратный трубопроводы; на горячее водоснабжение - подающий и обратный трубопроводы. Расчетный и фактический температурный график на выходе из котельной 95/70°C.

Принципиальная тепловая схема котельной приведена на рисунке 2.58.

Источником водоснабжения котельной является городской водопровод МУП «Водоканал», подающий на котельную воду питьевого качества из общегородской водопроводной сети.

Котельная не автоматизирована.

"УТВЕРЖДАЮ"  
 Гл. ИНЖЕНЕР  
 МУП г. МАГАДАНА  
 МАГАДАНТЕПЛОСЕТЬ  
 А.Р. ПОПЕЛЬ

# Схема трубопроводов и оборудования котельной № 46

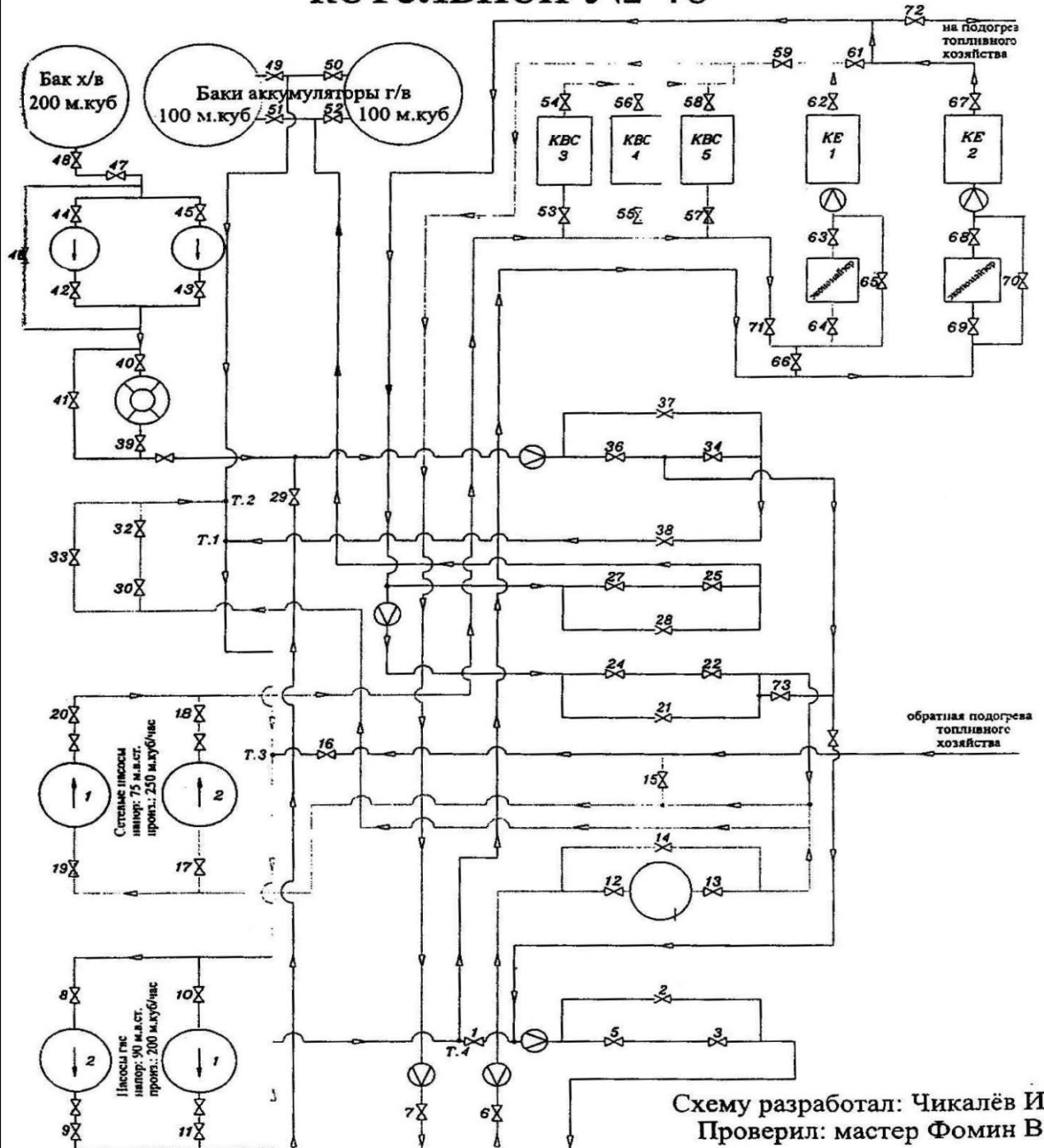


Рисунок 2.58 – Принципиальная тепловая схема котельной №46

## 2.9.2 Оборудование котельной

### 2.9.2.1 Котельное оборудование

По состоянию на 01.12.2013 г. в котельной №46 мкрн. Снежный установлено пять водогрейных котлов, основная характеристика которых приведена в таблице 2.89.

**Таблица 2.89 – Основная характеристика котлоагрегатов котельной №46**

№ п/п	Тип котла	Номинальная производительность, Гкал/час	Год установки	Год последнего кап. ремонта	% износа
1	2	3	4	5	6
1	КЕ-4/13	2,60	1996	-	-
2	КЕ-4/13	2,60	1996	-	-
3	КВС-4	2,00	1996	-	-
4	КВС-4	2,00	1996	-	-
5	КВС-4	2,00	1996	-	-
	Итого:	<b>4,5</b>		-	-

Завод-изготовитель установленных котлоагрегатов – Бийский котлостроительный завод. Два котла находятся в работе КЕ-4/13, Котлы КВС-4 – в резерве.

Каждый из котлов укомплектован следующим оборудованием:

- автоматизированная мазутная горелка ГМГ-5,5/4шт; ГМГ-4 3 шт. N=7,5 кВт; n=3000 об/мин
- дымосос ДН-11,2 - 2шт. (Q=27,65 тыс.м<sup>3</sup>/ч; N=55 кВт; n=1500 об/мин);
- дымосос ДН-10-1шт.(Q=19,6 тыс.м<sup>3</sup>/ч; N=22 кВт; n=1500 об/мин);
- дымосос ДН-10-1шт.(Q=19,6 тыс.м<sup>3</sup>/ч; N=18,5 кВт; n=1500 об/мин);
- вентиляторы ВД-8 - 2 шт., производительность 10,2 м<sup>3</sup>/ч, N=18,5 кВт; n=1500 об/мин;
- вентиляторы ВД-10 - 2 шт., производительность 19,6 м<sup>3</sup>/ч, N=13 кВт; n=970 об/мин;
- вентиляторы ВД-9 - 1 шт., производительность 10,2 м<sup>3</sup>/ч, N=18,5 кВт; n=1500 об/мин
- чугунный экономайзер типа ЭП2-142 - 2 шт. (в нерабочем состоянии).

Тип автоматики безопасности на котельной - «Пламя», сигнал - в операторской.

В котельной установлены коммерческие узлы учёта тепловой энергии и холодной воды, а также технический узел учета расхода тепловой энергии на собственные нужды. Перечень установленных приборов учёта приведён в таблице 2.90.

**Таблица 2.90 – Перечень приборов учета, установленных в котельной №46**

№ п/п	Наименование	Дата поверки	Дата следующей поверки
1	2	4	5
<b>Коммерческие узлы учета тепловой энергии</b>			
1	Тепловычислитель СПТ-961М	2013	2017
2	Преобразователь давления КРТ5(Подающий трубопровод отопления)	2011	2015
	Преобразователь давления КРТ5(Обратный трубопровод отопления)	2013	2017
	Преобразователь давления КРТ5(Подающий трубопровод ГВС)	2013	2017
3	Датчик давления Метран-43 ДД (Подающий трубопровод отопления)	2011	2015
	Датчик давления Метран-43 ДД (Обратный трубопровод отопления)	2011	2015
	Датчик давления Метран-43 ДД (Подающий трубопровод ГВС)	2013	2017
4	Комплект термопреобразователей КТСПр 9514 (Подающий трубопровод отопления)	2011	2015
	Комплект термопреобразователей КТСПр 9514 (Обратный трубопровод отопления)	2011	2015
	Комплект термопреобразователей КТСПр 9514 (Подающий трубопровод ГВС)	2013	2017
5	СУ (Подающий трубопровод отопления)	2013	-
	СУ (Обратный трубопровод отопления)	2013	-
	СУ (Подающий трубопровод ГВС)	2013	-
<b>Коммерческие узлы учета холодной воды</b>			
1	Преобразователь давления КРТ5	2013	2017
2	Датчик давления Метран-43 ДД	2013	2017
3	Комплект термопреобразователей КТСПр 9514	2011	2015
4	Сушающее устройство	2013	-
<b>Технический узел учета на собственные нужды</b>			
1	Тепловычислитель СПТ-942	-	-
2	Расходомер ВЭПС-50	-	-
3	Расходомер ВЭПС-100 (На линии к баку аккумулятора)	-	-
4	Комплект термопреобразователей КТПТР-01	-	-
7	Комплект термопреобразователей КТПТР-01 (На линии к баку аккумулятора)	-	-

### 2.9.2.2 Дымовые трубы

Отвод дымовых газов от котлов производится двумя дымовыми трубами высотой 33 и 38 м. Дата ввода в эксплуатацию 1995 г. Диаметр устья 1000 мм и 800 мм соответственно.

### 2.9.2.3 Насосное оборудование

В таблице 2.91 приведена паспортная характеристика установленных насосов.

**Таблица 2.91 – Характеристика насосных агрегатов**

Характеристики насосных агрегатов	Назначение	Дата ввода в эксплуатацию	Параметры насоса		Параметры двигателя		
			Производительность, м <sup>3</sup> /ч	Напор, м вод.ст.	Тип двигателя	Мощность двигателя, кВт	Скорость вращения, об./мин
1	2	3	4	5	6	7	8
6НДВ, 2 шт.	Насос сетевой	-	360	54	асинхронный	75	1500
1Д200-90, 2 шт.	Насос сетевой (горячей воды)	-	200	87	асинхронный	90	3000
2К-6, 1 шт.	Насос дренажный	-	20	30	асинхронный	4	3000
3КМ-6, 2 шт.	Насос сетевой (горячей воды)	-	45	54	асинхронный	17	2900

В котельной также установлены баки-аккумуляторы горячей воды:

- V= 100 м<sup>3</sup> - 2 шт.;
- D = 4800 мм;
- H = 6000 мм;
- тип изоляции баков – ППУ- толщина 80мм;
- температура воды 90°С.

#### **2.9.2.4 Топливное хозяйство котельной**

Основным топливом на котельной является мазут М-40, резервное топливо не предусмотрено.

Топливное хозяйство котельной состоит:

- емкости V=52,99м<sup>3</sup>- 4шт., V=40,45м<sup>3</sup>- 1шт., и V=2,6 м<sup>3</sup> расходный бак - 1 шт.;
- топливные насосы:
- Ш 80-2-5-37,5 2 шт., производительность 36 м<sup>3</sup>/ч, N=11 кВт, n=1000 об./мин;
- Ш 40-4 2 шт., производительность 18 м<sup>3</sup>/ч, N=5,5 кВт, n=1000 об./мин;
- НМШ5-25-4/4 2 шт., производительность 4 м<sup>3</sup>/ч, N=2,2 кВт, n=1420 об./мин;
- Топ. Нас. Станция ТА-2С 1 шт.;
- фильтры тонкой очистки 3 шт.

По отчетным данным МУП «Магадантеплосеть» за 2012 год расход топлива на котельной составил 2482,228 т,

Удельная норма расхода топлива 177,21кг у.т./Гкал при низшей теплотворной способности 9860,365 ккал/кг.

### 2.9.2.5 Электроснабжение котельной

Электроснабжение котельной №46 осуществляется от ТП №1877, Ф-1, ЮЭС, резервное – стационарная ДЭС АД200с-Т400-1Р.

По отчетным данным МУП «Магадантеплосеть» за 2012 год расход электрической энергии составил 1020844,68 кВт ч. Удельный расход электрической энергии 51,447 кВт ч/Гкал.

### 2.9.3 Способ регулирования отпуска тепловой энергии

Котельная №46 мкрн. Снежный работает с центральным качественным регулированием, отпуск тепла в зону теплоснабжения производится по утвержденному температурному графику 95/70°C на расчетную температуру наружного воздуха -36°C

### 2.9.4 Тепловые нагрузки потребителей котельной

Основным потребителем тепловой энергии от котельной №46 мкрн. Снежный является жилой фонд, представленный жилыми домами, как частными, так и многоквартирными (1 - 5 этажей), общей площадью 30773,40 кв.м., которые имеют централизованную систему горячего водоснабжения, и бюджетные учреждения общей площадью 13370,40 кв.м.

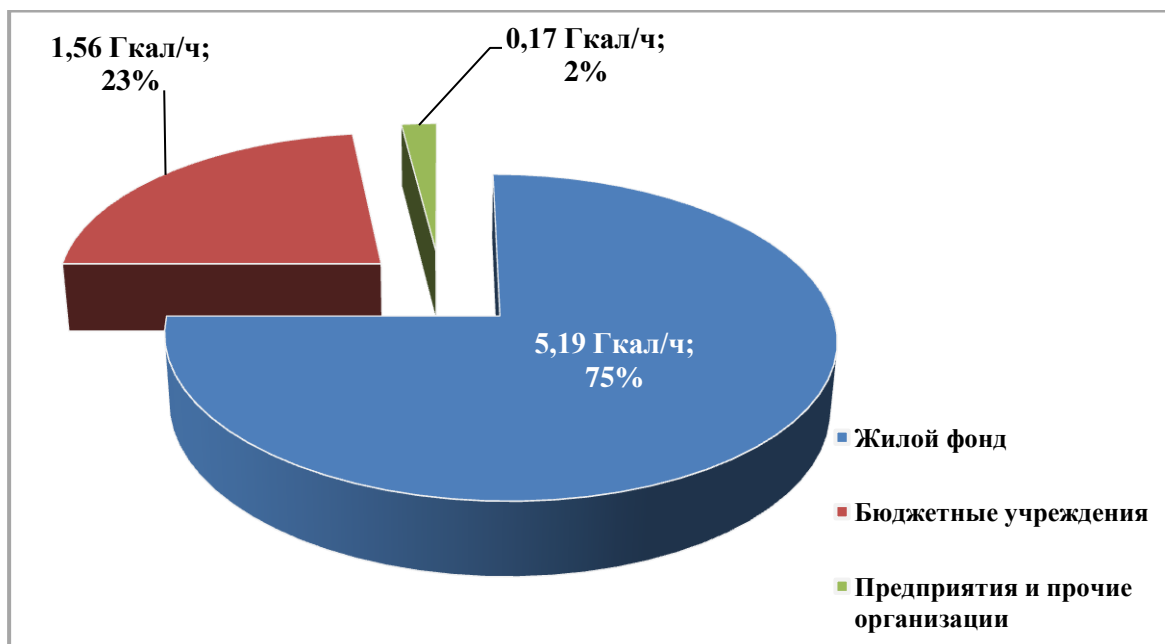
К системе теплоснабжения котельной также присоединены прочие потребители общей отапливаемой площадью 743,1 кв.м.

Структура и величина договорных тепловых нагрузок потребителей котельной №46 микрорайона Снежный по данным МУП города Магадана «Магадантеплосеть» представлена в таблице 2.92.

**Таблица 2.92 – Договорные тепловые нагрузки котельной №46**

Наименование потребителя	Договорная тепловая нагрузка, Гкал/час			
	Отопление	Вентиляция	ГВС	Итого
1	2	3	4	5
Жилой фонд	3,19	-	2,00	5,19
Бюджетные учреждения	0,75	0,47	0,34	1,56
Прочие потребители	0,15	-	0,02	0,17
ИТОГ	4,09	0,47	2,36	6,91

На рисунке 2.59 представлено соотношение присоединенной договорной нагрузки между потребителями тепловой энергии котельной №46 мкрн. Снежный.



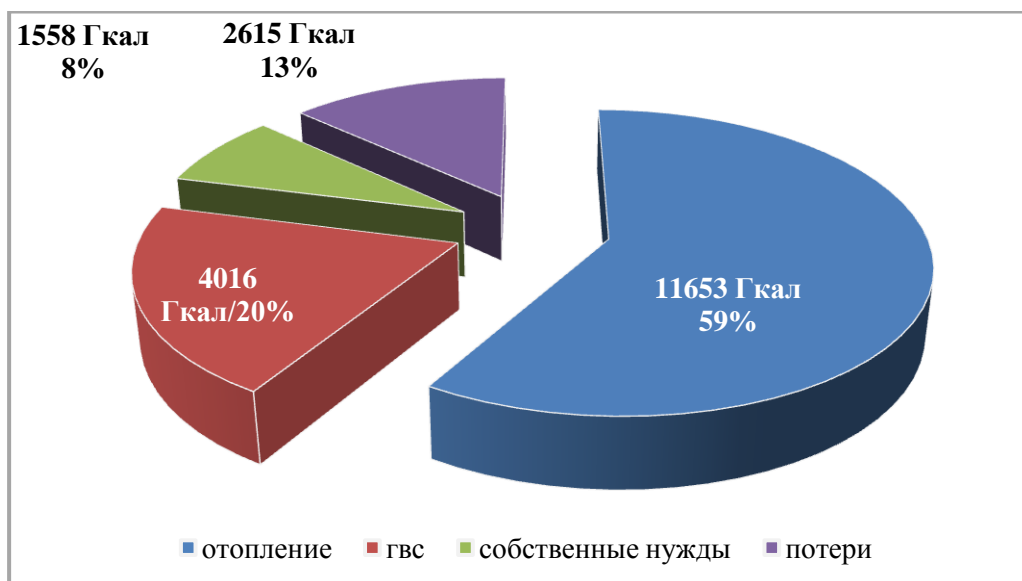
**Рисунок 2.59 – Присоединенная тепловая нагрузка котельной №46 мкрн. Снежный**

Большая часть присоединенной тепловой нагрузки, 75% - теплоснабжение жилого фонда, 23 % - теплоснабжение бюджетных учреждений, 2 % - теплоснабжение прочих потребителей.

#### 2.9.5 Анализ фактического отпуска тепла

По отчетным данным фактическое производство тепловой энергии в 2012 году составляет 19842,7 Гкал.

На рисунке 2.60 диаграммой представлено распределение тепловой энергии: в систему отопления, на горячее водоснабжение, собственные нужды котельной, потери при передаче тепловой энергии.



**Рисунок 2.60 – Производство тепловой энергии котельной в 2012 году**

Фактически на отопление потребителям отпущено 59% тепловой энергии, на ГВС - 20%, собственные нужды котельной - 8%, потери при передаче тепловой энергии 13%.

## **Варианты подключения потребителей зоны теплоснабжения котельной № 46 мкрн. Снежный**

Количество вводов тепловой энергии – 105. Из них:

- 45 только отопление, непосредственное присоединение;
- 25 –непосредственное присоединение системы отопления и отбор воды на ГВС из обратного трубопровода;
- 35 потребителей, ввод на ГВС отдельной трубой. Из них:
- 7 потребителей ГВС, подающий и обратный трубопроводы;
- 28 потребителей ГВС, только подающий трубопровод.

### **2.9.6 Баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки в зоне действия котельной**

На основании анализа представленных исходных данных в таблице 2.93 приведен баланс располагаемой мощности котельной по договорным нагрузкам и расчетно-нормативному теплоснабжению.

**Таблица 2.93 – Баланс тепловой мощности котельной №46 микрорайона Снежный**

Показатель	Ед. изм.	Величина
1	2	3
Суммарная договорная нагрузка	Гкал/ч	6,91
Установленная мощность котельной	Гкал/ч	11,2
Располагаемая мощность котельной	Гкал/ч	10,32
Собственные нужды котельной	Гкал/ч	0,88
Расчетная мощность котельной	Гкал/ч	10,32
Расчетно-нормативное теплоснабжение (фактическое)	Гкал/ч	4,088
Потери тепловой энергии в тепловых сетях	Гкал/ч	1,154
Расчетно-нормативный отпуск в сеть(фактический)	Гкал/ч	5,242
Резерв (+), дефицит (-) по источнику (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	+2,23
Резерв (+), дефицит (-) по источнику (фактический)	Гкал/ч	+5,08

Из приведенного баланса тепловой мощности котельной №46 следует, что резерв установленной мощности из расчета договорной тепловой нагрузки потребителей составляет 2,23 Гкал/ч, а из расчета фактического потребления тепловой энергии резерв составляет 5,08 Гкал/ч.

### 2.9.7 Баланс теплоносителя

На котельной №46 подготовка химически очищенной воды для подпитки котлов и теплосети не предусмотрено. Анализ сырой воды, поступающей на котельную из городского водопровода, показывает высокое содержание растворенного кислорода в воде 5,7 – 7,9 мг/кг, что значительно превышает норматив (0.05 мг/кг). Высокое содержание растворенного кислорода в воде приводит к разрушению (коррозии) металла котлов и тепловых сетей, повышению аварийности системы теплоснабжения, дополнительным потерям тепловой энергии и теплоносителя.

По данным МУП «Магадантеплосеть» потребление холодной воды в 2012 году составило 70754 м<sup>3</sup>, удельный расход воды - 3,57 м<sup>3</sup>/Гкал.

### 2.9.8 Техничко-экономические показатели котельной №46, мкрн. Снежный

Основные показатели работы котельной №46 представлены в таблице 2.93.

**Таблица 2.93 Техничко-экономические показатели работы котельной №46**

№п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Величина
	2	3	4
1.	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	11,2
2.	Выработано тепловой энергии всего	Гкал/год	19842,7
3.	Отпущено тепловой энергии внешним потребителям	Гкал/год	15669,41
4.	Собственное теплопотребление (технологические нужды котельной)	Гкал/год	1558,28
5.	Годовой расход условного топлива	т у.т./год	3497
6.	Фактический удельный расход условного топлива	кг у.т./Гкал	176,21
7.	Фактический КПД котельной	%	81
8.	Удельный расход тепловой энергии на отопление 1 м <sup>2</sup> общей площади помещений	Гкал/м <sup>2</sup>	0,26

В таблице рассмотрены отчетные показатели работы котельной за 2012 год: выработка тепловой энергии, затраты на собственные нужды котельной (7,85%) и потери при передаче тепловой энергии потребителям (14,3%). КПД котельной за отчетный год составляет 81%.

### 2.9.9 Анализ существующего состояния тепловых сетей котельной

Котельная №46 является источником теплоснабжения микрорайона Снежный. Общая протяженность тепловых сетей, используемых для транспорта теплоносителя от котельной,

составляет 14320,5 м в двухтрубном исчислении, в том числе сети ГВС 6097,5 м.

Расчетный и фактический температурный график теплоснабжения на выходе из котельной 95/70 °С на расчетную температуру наружного воздуха -36°С

Тепловые сети от котельной четырехтрубные, проложены подземным способом - 3890,5м (27%), надземным способом - 10376 м (73%).

Трубопроводы тепловых сетей системы теплоснабжения котельной №46 поселка Снежный находятся в эксплуатации: до 10 лет – 83%; от 10 до 20 лет – 5%; от 20 до 30 лет – 1%; свыше 30 лет – 11%.

Сети изношены на 12%. На рисунке 2.61 диаграммой представлены сроки службы трубопроводов различного диаметра.

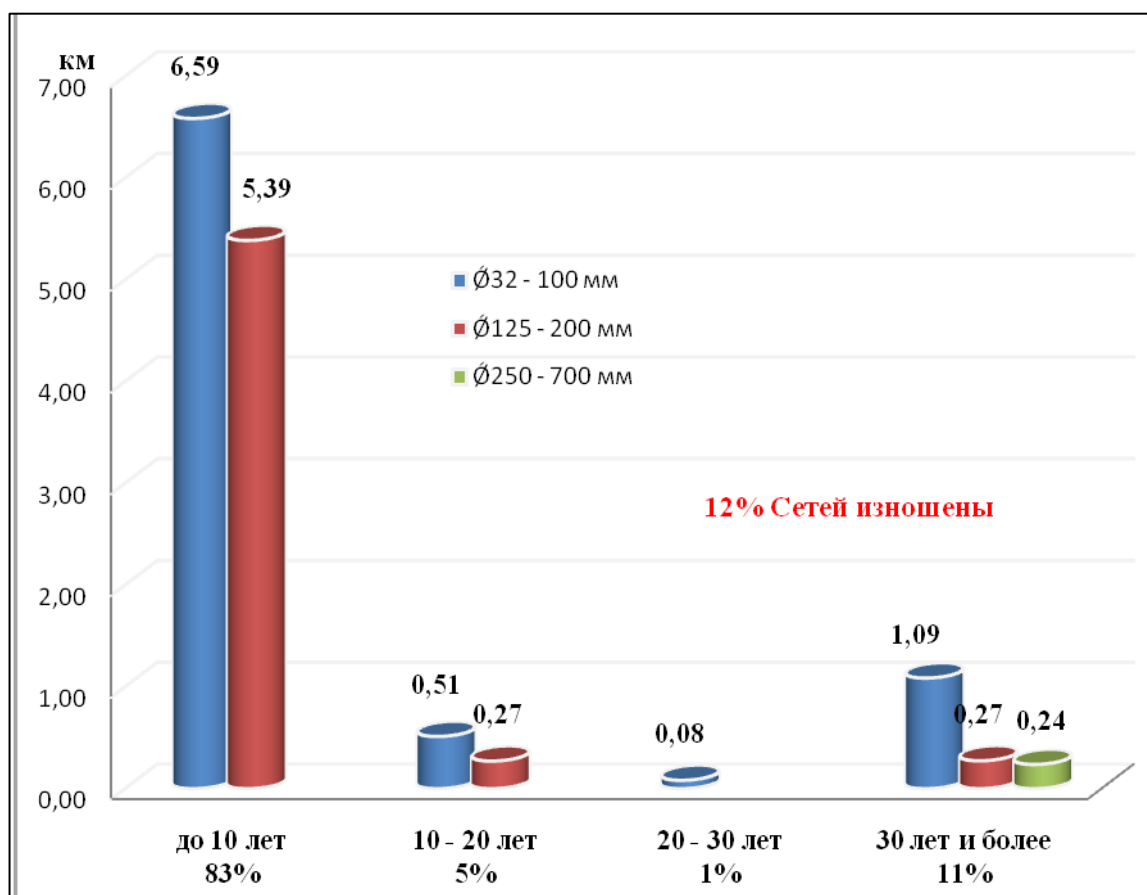


Рисунок 2.61 – Сроки службы трубопроводов различного диаметра от котельной №46

На рисунке 2.62 представлена схема тепловых сетей от котельной №46 мкрн. Снежный.

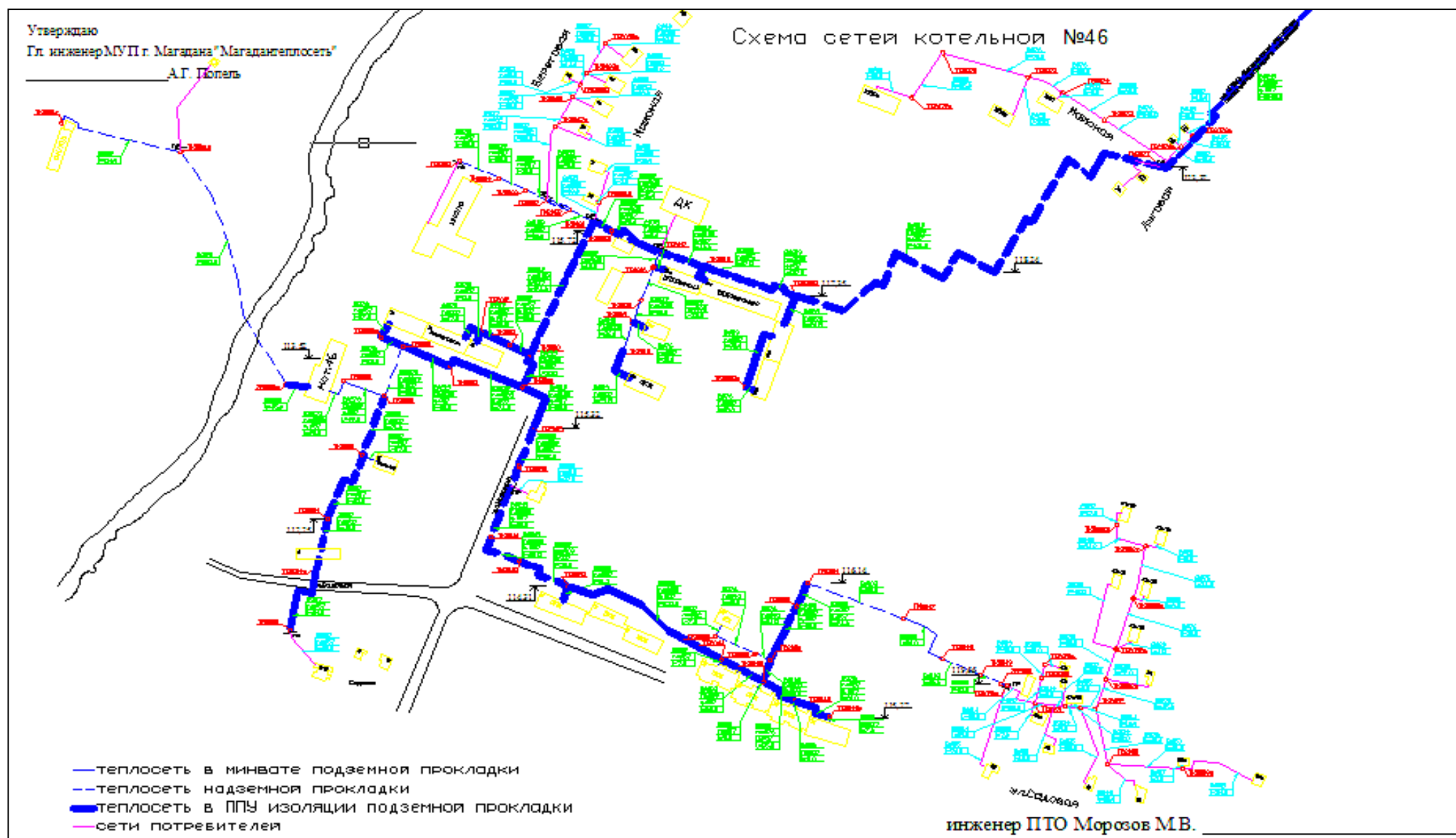


Рисунок 2.62– Схема тепловых сетей котельной №46 поселка Снежный.

### 2.9.9.1 Потери тепловой энергии в тепловых сетях

Тепловые потери при транспорте и распределении тепловой энергии состоят из потерь тепловой энергии через теплоизоляционные конструкции и потерь тепловой энергии с утечками сетевой воды. Нормативно-расчетные потери тепловой энергии представлены в таблице 2.94.

**Таблица 2.94 – Потери тепловой энергии при транспорте теплоносителя и с ПСВ**

Нормативно-расчетные потери тепловой энергии	Ед. измерения	Величина
1	2	3
Потери тепловой энергии через изоляцию	Гкал/год	3240,76
с ПСВ	Гкал/год	328,34
ВСЕГО	Гкал/год	3569,1

Таким образом, доля нормативно-расчетных потерь тепловой энергии от отпуска тепловой энергии в сеть составляет 18,5%. Величина тепловых потерь обусловлена большим сроком службы трубопроводов тепловых сетей (свыше 25 лет – длиной 1327 м).

### 2.9.9.2 Диагностика состояния тепловых сетей

По окончании отопительного периода производятся гидравлические испытания отопительной системы, в результате которой выявляются дефекты системы теплоснабжения. По результатам проверки определяется объем ремонтных работ на летний период. Также проведение капитальных и текущих ремонтов тепловой сети планируется в соответствии с отраслевой системой технического обслуживания энергетического оборудования. Разрабатываются графики ППР.

### 2.9.9.3 Гидравлический расчет тепловых сетей котельной №46

Гидравлический расчет тепловых сетей котельной проводился на базе актуализированной электронной модели системы теплоснабжения в средствах программного комплекса «Zulu». Исходными данными для разработки электронной модели и анализа существующих режимов теплоснабжения являлись:

- схемы тепловых сетей с привязкой к плану микрорайона;
- эксплуатационная документация (расчетные температурные графики, данные по присоединенным тепловым нагрузкам, их видам и т.п.);

- схемы присоединения потребителей к тепловым сетям;
- геодезические отметки узлов тепловой сети (источника, узлов разветвления, потребителей);
- характеристики участков тепловой сети (конструктивные данные по видам прокладки и типам применяемых теплоизоляционных конструкций и т.п.);
- располагаемые напоры на источниках.

Данные для гидравлического расчета тепловых сетей приведены в таблице 2.95.

**Таблица 2.95 – Исходные данные для гидравлических расчетов**

Наименование показателей	Котельная №46, ул. Майская
1	2
Присоединенная договорная нагрузка, Гкал/ч	6,915
Давление в подающем трубопроводе отопления, кгс/см <sup>2</sup>	6,2
Давление в обратном трубопроводе отопления, кгс/см <sup>2</sup>	4,0
Располагаемый напор на выходе из котельной, м вод.ст.	22
Температурный график работы тепловой сети, °С	95-70
Температура теплоносителя в системе ГВС, °С	75
Температура холодной воды, °С	5
Геодезическая отметка земли, м	113,8

Наладочный и поверочный расчеты выполнены для трубопроводов тепловых сетей с учетом тепловых потерь в теплосетях. Данные, полученные в результате расчетов, представлены в таблице 2.96.

**Таблица 2.96 – Результаты наладочного и поверочного расчетов**

Наименование показателей	Котельная №46, ул. Майская
Кол-во тепловой энергии, вырабатываемое на источнике, Гкал/ч	6,342
Расход тепла на систему отопления, Гкал/ч	4,434
Расход тепла на открытые системы ГВС (максимально-часовой), Гкал/ч	1,133
Суммарные тепловые потери в теплосетях, Гкал/ч	0,734

Гидравлический расчет тепловых сетей выполнен по шести направлениям от источника до наиболее удаленных потребителей тепловой энергии. Результаты расчета представлены в таблице 2.97.

**Таблица 2.97 – Сводная таблица результатов гидравлических расчетов участков тепловой сети**

Котельная №46, ул. Майская	Ул. Майская, 26а (отопл.)	Ул. Снежная, 8 (ГВС)	Ул. Садовая, 53в (отопл.)	Ул. Садовая, 15 (ГВС)	Ул. Садовая, 66, кв.2 (отопл.)	Ул. Садовая, 66, кв.2 (ГВС)
Диаметр головного участка, мм	2Ду 250	Ду 150/50	2Ду 250	Ду 150/50	2Ду 250	Ду 150/50
Расстояние до потребителя, км	1,408	2,473	1,1665	0,7425	0,3355	0,3355
Давление в обратном трубопроводе, кгс/см <sup>2</sup>	4,38	1,42	3,16	5,26	5,54	5,966
Скорость теплоносителя, м/с	0,399	0,069	0,256	0,137	0,064	0,001
Располагаемый напор на потребителе, м	5,174	13,241	1,61	0	4,898	0

Расчетные пути теплоносителя и соответствующие им пьезометрические графики, результаты расчетов по участкам трубопроводов тепловых сетей, а так же результаты расчетов по потребителям представлены в приложении Е к электронной модели схемы теплоснабжения.

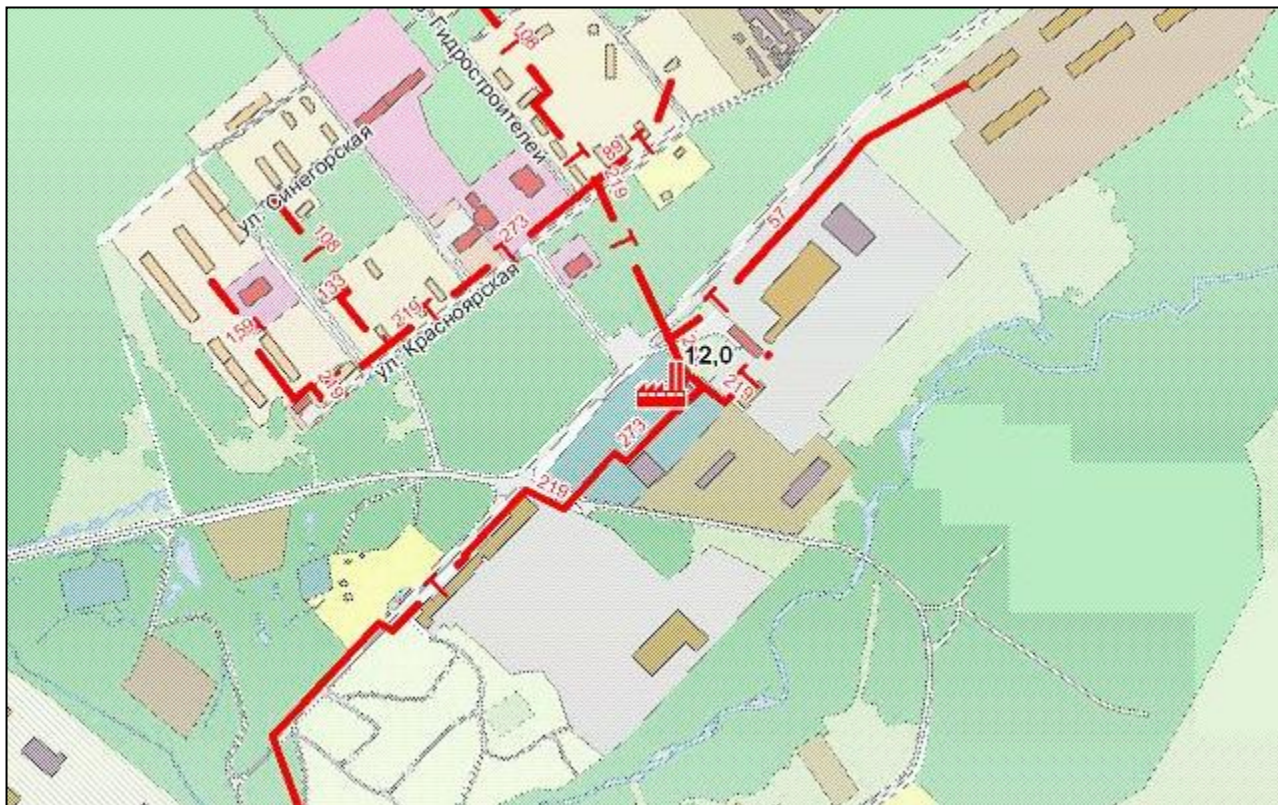
## **2.10 Зона теплоснабжения котельной № 47, поселок Уптар**

### **2.10.1 Общая характеристика. Зона действия источника**

Водогрейная котельная №47 обеспечивает тепловой энергией систему теплоснабжения поселка Уптар. Дата ввода в эксплуатацию котельной – 2010 г.

Котельная имеет автономную зону теплоснабжения.

На рисунке 2.63 представлено территориальное расположение котельной на фрагменте карты города.



**Рисунок 2.63 – Территориальное расположение котельной №47 на плане города**

По назначению котельная относится к отопительным, по размещению на генплане - к отдельно стоящим.

Тепловая энергия в горячей воде используется на собственные нужды котельной и для теплоснабжения присоединенных потребителей.

Согласно предоставленным данным на 01.01.2013 установленная тепловая мощность котельной – 12,06 Гкал/час, присоединённая нагрузка – 7,63 Гкал/час (в т.ч. ГВС – 2,27 Гкал/час).

В качестве основного топлива используется мазут сернистый марки М-40 с низшей теплотворной способностью топлива 9860,0 ккал/кг. Резервное топливо не предусмотрено. Мазут подвозится в автоцистернах и сливается в подземные емкости.

Схема системы теплоснабжения от котельной четырехтрубная: на отопление подающий и обратный трубопроводы; на горячее водоснабжение подающий и обратный трубопроводы. Расчетный и фактический температурный график на выходе из котельной 95/70°C.

Принципиальная тепловая схема котельной приведена на рисунке 2.64. Источником водоснабжения котельной является городской водопровод МУП «Водоканал», подающий на котельную воду питьевого качества из общегородской водопроводной сети.

Котельная не автоматизирована.



## 2.10.2 Оборудование котельной

### 2.10.2.1 Котельное оборудование

По состоянию на 01.12.2013 г. в котельной №47, поселка Уптар, установлено пять водогрейных котлов из которых три водогрейных котла Бийского котлостроительного завода и три парогенератора, основная характеристика которых приведена в таблице 2.98.

**Таблица 2.98 – Основная характеристика котлоагрегатов**

№ п/п	Тип котла	Номинальная производительность, Гкал/час	Год установки	Год последнего кап. ремонта	% износа
1	2	3	4	5	6
1	ДЕВ-6,5-14ГМО	4,02	2009	-	-
2	ДЕВ-6,5-14ГМО	4,02	2009	-	-
3	ДЕВ-6,5-14ГМО	4,02	2009	-	-
4	Парогенератор ПГВД-1000	0,86	2009	-	-
5	Парогенератор ПГВД-1000	0,86	2009	-	-
6	Парогенератор ПГВД-1000	0,86	2009	-	-
	Итого:	<b>14,64</b>		-	-

Один водогрейный котел работает, два находятся в резерве. Парогенераторы работают на собственные нужды мазутного хозяйства и частично на ГВС.

Каждый из котлов укомплектован следующим оборудованием:

- автоматизированная мазутная горелка Weishaupt 3 шт.;
- Вентилятор ВР-300-45-2,5 1 шт. ( $Q=2,7$  тыс.м<sup>3</sup>/ч;  $N=3$  кВт;  $n=2860$  об/мин);
- дымосос ДН-11,2-3шт. ( $Q=19,13$  тыс.м<sup>3</sup>/ч;  $N=22$  кВт;  $n=1000$  об/мин);
- чугунный экономайзер типа ЭБ2-142и 3 шт. (в нерабочем состоянии).

Тип автоматики безопасности на котельной «Пламя», сигнал в операторской.

В котельной установлены коммерческие узлы учёта тепловой энергии и холодной воды. Перечень установленных приборов учёта приведён в таблице 2.99.

**Таблица 2.99 – Перечень приборов учета, установленных в котельной №47**

№ п/п	Наименование	Дата поверки	Дата следующей поверки
1	2	4	5
<b>Коммерческие узлы учета тепловой энергии</b>			
1	Тепловычислитель СПТ-961М	2013	2017
2	Преобразователь давления КРТ5(Подающий трубопровод отопления)	2013	2017
	Преобразователь давления КРТ5(Обратный трубопровод отопления)	2013	2017
	Преобразователь давления КРТ5(Подающий трубопровод ГВС)	2013	2017
	Преобразователь давления КРТ5(Обратный трубопровод ГВС)	2013	2017
3	Датчик давления Метран-43 ДД (Подающий трубопровод отопления)	2013	2017
	Датчик давления Метран-43 ДД (Обратный трубопровод отопления)	2013	2017
	Датчик давления Метран-43 ДД (Подающий трубопровод ГВС)	2013	2017
	Датчик давления Метран-43 ДД (Обратный трубопровод ГВС)	2013	2017
4	Комплект термопреобразователей КТСПр 9514 (Подающий трубопровод отопления)	2013	2017
	Комплект термопреобразователей КТСПр 9514 (Обратный трубопровод отопления)	2013	2017
	Комплект термопреобразователей КТСПр 9514 (Подающий трубопровод ГВС)	2013	2017
	Комплект термопреобразователей КТСПр 9514 (Обратный трубопровод ГВС)	2013	2017
5	Преобразователь давления ПД-100 (Подающий трубопровод отопления)	2013	-
	Преобразователь давления ПД-100 (Обратный трубопровод отопления)	2013	-
	Преобразователь давления ПД-100 (Подающий трубопровод ГВС)	2013	-
	Преобразователь давления ПД-100 (Обратный трубопровод ГВС)	2013	-
<b>Коммерческие узлы учета холодной воды</b>			
1	Расходомер ВСТ-40	2013	2017
	Преобразователь давления КРТ5	2013	2017
2	Датчик давления Метран-43 ДД	2013	2017
3	Комплект термопреобразователей КТПТР-01	2013	2017
4	Преобразователь давления ПД-100	2013	2017

#### **2.10.2.2 Дымовые трубы**

Отвод дымовых газов от котлов производится дымовой трубой высотой 32 м. Дата ввода в эксплуатацию 2009 г. Диаметр устья 800 мм.

### 2.10.2.3 Насосное оборудование

В таблице 2.100 приведена паспортная характеристика установленных насосов.

**Таблица 2.100 – Характеристика насосных агрегатов**

Характеристика насосных агрегатов	Назначение	Дата ввода в эксплуатацию	Параметры насоса		Параметры двигателя		
			Производительность, м <sup>3</sup> /ч	Напор, м вод.ст.	Тип двигателя	Мощность двигателя, кВт	Скорость вращения, об/мин
1	2	3	4	5	6	7	8
ЦМЛ-100/300-11/4; 3 шт.	Насос циркуляционный	-	60	27	асинхронный	11	1500
ЦМЛ-50/180-5,5/2; 2 шт.	Насос рабочей воды	-	20	38	асинхронный	5,5	2900
ЦМЛ-50/200-15/4; 2 шт.	Насос перекачивающий ГВС	-	20	11	асинхронный	1,5	1500
6НДВ (ДЗ20-50) 2 шт.	Насос сетевой	-	250	54	асинхронный	55	1500
ЦМЛ-50/224-15/2; 2 шт.	Насос горячей воды	-	45	57	асинхронный	15	3000
ЦМЛ-40/224-15/2; 2 шт.	Насос холодной воды	-	45	57	асинхронный	15	3000
ЦМЛ-40/180-5,5/2; 1 шт.	Насос конденсатный	-	12	16	асинхронный	1,5	3000

В котельной также установлены баки-аккумуляторы горячей воды:

- V= 200 м<sup>3</sup>, 2 шт.;
- D = 6630 мм;
- H = 5980 мм;
- тип изоляции – ППУ- толщина 60мм;
- температура воды 85°C.

### 2.10.2.4 Топливное хозяйство котельной

Основным топливом на котельной является мазут М-40, резервное топливо не предусмотрено.

Топливное хозяйство котельной состоит:

- емкости V=400м<sup>3</sup>- 2шт., V=400м<sup>3</sup>- 2шт., V=9,5 м<sup>3</sup> 1 шт. приемный и V=7,5 м<sup>3</sup> расходный бак 1 шт.;
- топливные насосы:

- НМШ-8-25-6,3/25 3 шт., производительность 6,3 м<sup>3</sup>/ч, N=5,5 кВт, n=1450 об./мин;
- НМШ-32-10-18/10 2 шт., производительность 18 м<sup>3</sup>/ч, N=7,5 кВт, n=1000 об./мин;
- ТН-1.2 (М-блок) 2 шт., N=22 кВт, n=965 об./мин;

По отчетным данным МУП «Магадантеплосеть» за 2012 год расход топлива на котельной составил 3297,335 т,

Удельная норма расхода топлива 179,69 кг у.т./Гкал при низшей теплотворной способности 9860,0 ккал/кг.

#### **2.10.2.5 Электроснабжение котельной**

Электроснабжение котельной №47 осуществляется от ТП №6, кабель А, мехколонна, резервное – стационарная ДЭС ДЭУ-250.

По отчетным данным МУП «Магадантеплосеть» за 2012 год расход электрической энергии составил 938475,76 кВт ч. Удельный расход электрической энергии 36,38 кВт ч/Гкал.

#### **2.10.3 Способ регулирования отпуска тепловой энергии**

Котельная №47, поселка Уптар, работает с центральным качественным регулированием, отпуск тепла в зону теплоснабжения производится по утвержденному температурному графику 95/70°С на температуру наружного воздуха -37°С.

#### **2.10.4 Тепловые нагрузки потребителей котельной**

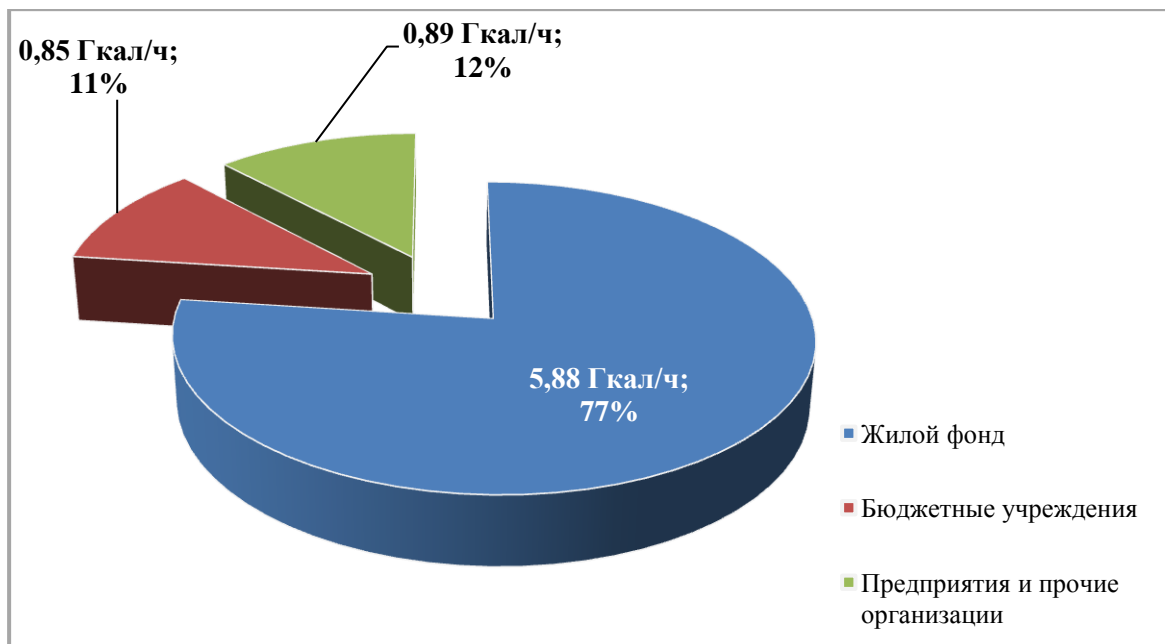
Основным потребителем системы теплоснабжения поселка Уптар, является жилой фонд представленный жилыми домами этажностью 1 - 5 этажей и общей площадью – 38648,90 кв.м., которые имеют централизованную систему горячего водоснабжения. Потребителями тепловой энергии также являются бюджетные учреждения общей площадью – 9559,90 кв.м. и прочие потребители общей площадью 5321,70 кв.м.

Структура и величина договорных тепловых нагрузок потребителей котельной №47, поселка Уптар, по данным МУП города Магадана «Магадантеплосеть» представлена в таблице 2.101.

**Таблица 2.101 – Договорные тепловые нагрузки**

Наименование потребителя	Договорная тепловая нагрузка, Гкал/час			
	Отопление	Вентиляция	ГВС	Итого
1	2	3	4	5
Жилой фонд	4,16	-	1,72	5,88
Бюджетные учреждения	0,66	-	0,19	0,85
Прочие потребители	0,53	-	0,36	0,89
ИТОГ	5,35	-	2,27	7,63

На рисунке 2.65 представлено соотношение присоединенной договорной нагрузки между потребителями тепловой энергии котельной №47, поселка Уптар.



**Рисунок 2.65 – Договорная присоединенная тепловая нагрузка котельной №47, поселка Уптар**

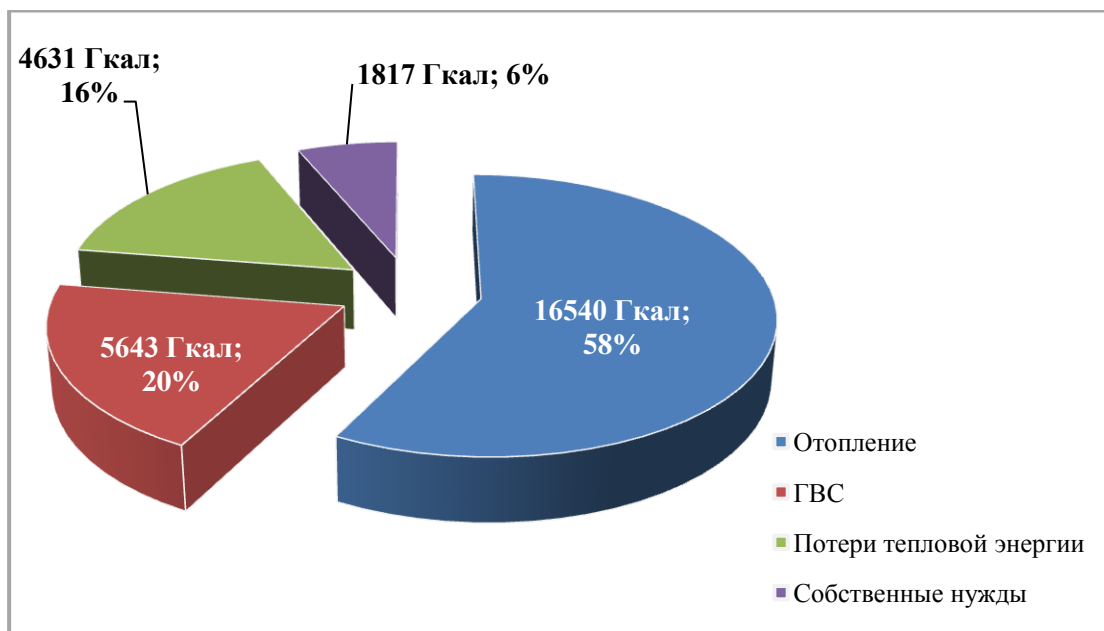
Большая часть присоединенной тепловой нагрузки, 77% - теплоснабжение жилого фонда, 11% - теплоснабжение бюджетных учреждений, 12 % - теплоснабжение прочих потребителей.

#### **2.10.5 Анализ фактического отпуска тепла**

По отчетным данным фактическое производство тепловой энергии для системы теплоснабжения потребителей в 2012 году составляет 25847,65 Гкал.

Производство тепловой энергии парогенераторами для собственных нужд котельной в данную цифру не входит.

На рисунке 2.66 диаграммой представлено распределение тепловой энергии: в систему отопления, на горячее водоснабжение, собственные нужды котельной, потери при передаче тепловой энергии.



**Рисунок 2.66 – Производство тепловой энергии котельной в 2012 году**

На отопление потребителям отпущено 58% тепловой энергии, на ГВС - 20%, собственные нужды котельной - 6%, потери при передаче тепловой энергии 16%.

#### **Варианты подключения потребителей зоны теплоснабжения котельной № 47, поселка Уптар**

Количество вводов тепловой энергии – 56. Из них:

- 56 только отопление, непосредственное присоединение;
- 56 потребителей, ввод на ГВС отдельной трубой. Из них:
- 48 потребителей ГВС, подающий и обратный трубопроводы;
- 8 потребителей ГВС, только подающий трубопровод.

#### **2.10.6 Баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки в зоне действия котельной**

На основании анализа приведенных исходных данных в таблице 2.102 представлен баланс располагаемой мощности котельной по договорным нагрузкам и расчетно-нормативному теплопотреблению.

**Таблица 2.102 – Баланс тепловой мощности котельной №47, поселка Уптар**

Показатель	Ед. изм.	Величина
1	2	3
Суммарная договорная нагрузка	Гкал/ч	7,63
Установленная мощность котельной	Гкал/ч	14,64
Располагаемая мощность котельной	Гкал/ч	13,74

Показатель	Ед. изм.	Величина
Собственные нужды котельной	Гкал/ч	0,9
Расчетная мощность котельной	Гкал/ч	13,74
Расчетно-нормативное теплоснабжение (фактическое)	Гкал/ч	5,792
Потери тепловой энергии в тепловых сетях	Гкал/ч	1,57
Расчетно-нормативный отпуск в сеть(фактический)	Гкал/ч	7,362
Резерв (+), дефицит (-) по источнику (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	+4,54
Резерв (+), дефицит (-) по источнику (фактический)	Гкал/ч	+6,38

Из приведенного баланса тепловой мощности котельной №47 следует, что резерв установленной мощности из расчета договорной тепловой нагрузки потребителей составляет 4,54 Гкал/ч, а из расчета фактического потребления тепловой энергии резерв составляет 6,38 Гкал/ч.

### 2.10.7 Баланс теплоносителя

На котельной №47 подготовка химически очищенной воды для подпитки котлов и теплосети не выполняется (не используется установленное оборудование). Анализ сырой воды поступающей на котельную из городского водопровода показывает высокое содержание растворенного кислорода в воде 4,0 – 6,8 мг/кг, что значительно превышает норматив 0.05 мг/кг. Высокое содержание растворенного кислорода в воде приводит к разрушению (коррозии) металла котлов и тепловых сетей, повышению аварийности системы теплоснабжения, дополнительным потерям тепловой энергии и теплоносителя.

По данным МУП «Магадантеплосеть» потребление холодной воды в 2012 году составляет 97533 м<sup>3</sup> (с учетом расхода на парогенераторы) удельный расход воды 3,77 м<sup>3</sup>/Гкал.

### 2.10.8 Техничко-экономические показатели котельной №47, пос. Уптар

Основные показатели работы котельной №47 представлены в таблице 2.103

**Таблица 2.103 Техничко-экономические показатели работы котельной №47**

№п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Величина
	2	3	4
1.	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	14,64
2.	Выработано тепловой энергии водогрейными и котлами и парогенераторами, всего	Гкал/год	28630,5
3.	Отпущено тепловой энергии внешним потребителям	Гкал/год	22182,64

4.	Собственное теплопотребление (технологические нужды котельной с учетом работы паровых котлов)	Гкал/год	1816,85
5.	Годовой расход условного топлива (мазут)	т у.т./год	4642,6
6	Годовой расход условного топлива (эл.энергия)	т у.т./год	1170
7	Фактический удельный расход условного топлива (мазут)	кг у.т./Гкал	179,69
8	Фактический удельный расход электрической энергии	кВт*ч/Гкал	1256,64
9	Фактический КПД котельной	%	80
10	Удельный расход тепловой энергии на отопление 1 м <sup>2</sup> общей площади помещений	Гкал/м <sup>2</sup>	0,31

В таблице рассмотрены отчетные показатели работы котельной за 2012 год: выработка тепловой энергии, затраты на собственные нужды котельной (6,13%) и потери при передаче тепловой энергии потребителям (16,3%). КПД котельной за отчетный год составляет 80%.

#### **2.10.9 Анализ существующего состояния тепловых сетей котельной**

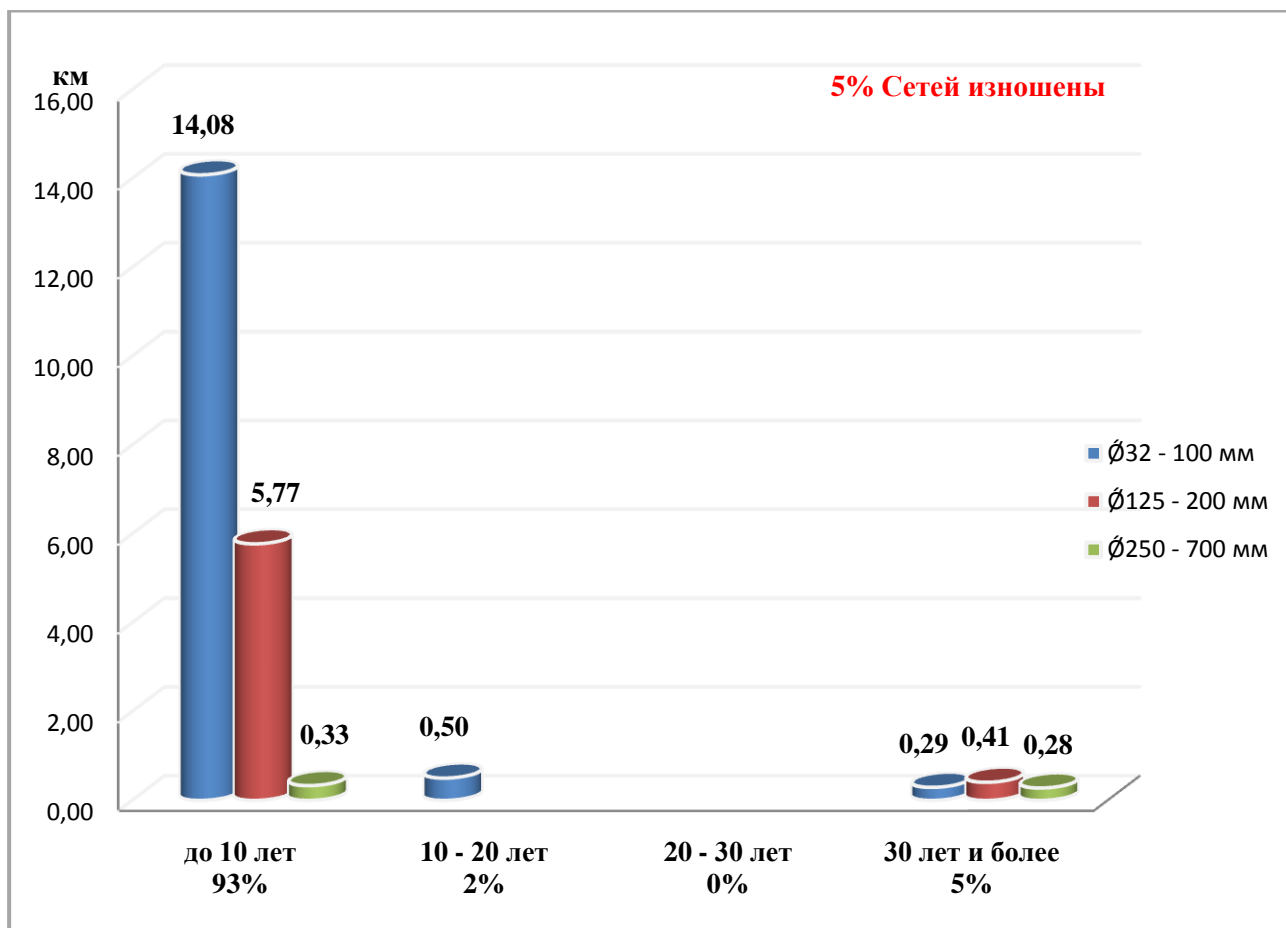
Котельная №47, поселка Уптар, является источником теплоснабжения поселка Уптар. Общая протяженность тепловых сетей, используемых для транспорта теплоносителя от котельной, составляет 21702,6 м в двухтрубном исчислении, в том числе сети ГВС 10774,8 м.

Расчетный и фактический температурный график теплоснабжения на выходе из котельной 95/70 °С на расчетную температуру наружного воздуха -37°С.

Тепловые сети от котельной четырехтрубные. По способу прокладки подразделяются:

- подземно проложенные 10956 м (50%);
- надземно проложенные 10732,6 (50%).

Трубопроводы тепловых сетей системы теплоснабжения котельной №47, поселка Уптар, находятся в эксплуатации: до 10 лет – 85%; от 10 до 20 лет – 10%; 30 лет и свыше 972 м – 5%. На рисунке 2.67 диаграммой представлены сроки службы трубопроводов различного диаметра.



**Рисунок 2.67 – Сроки службы трубопроводов различного диаметра от котельной №47**

На рисунках 2.68 – 2.69 представлена схема тепловых сетей от котельной №47, поселка Уптар.

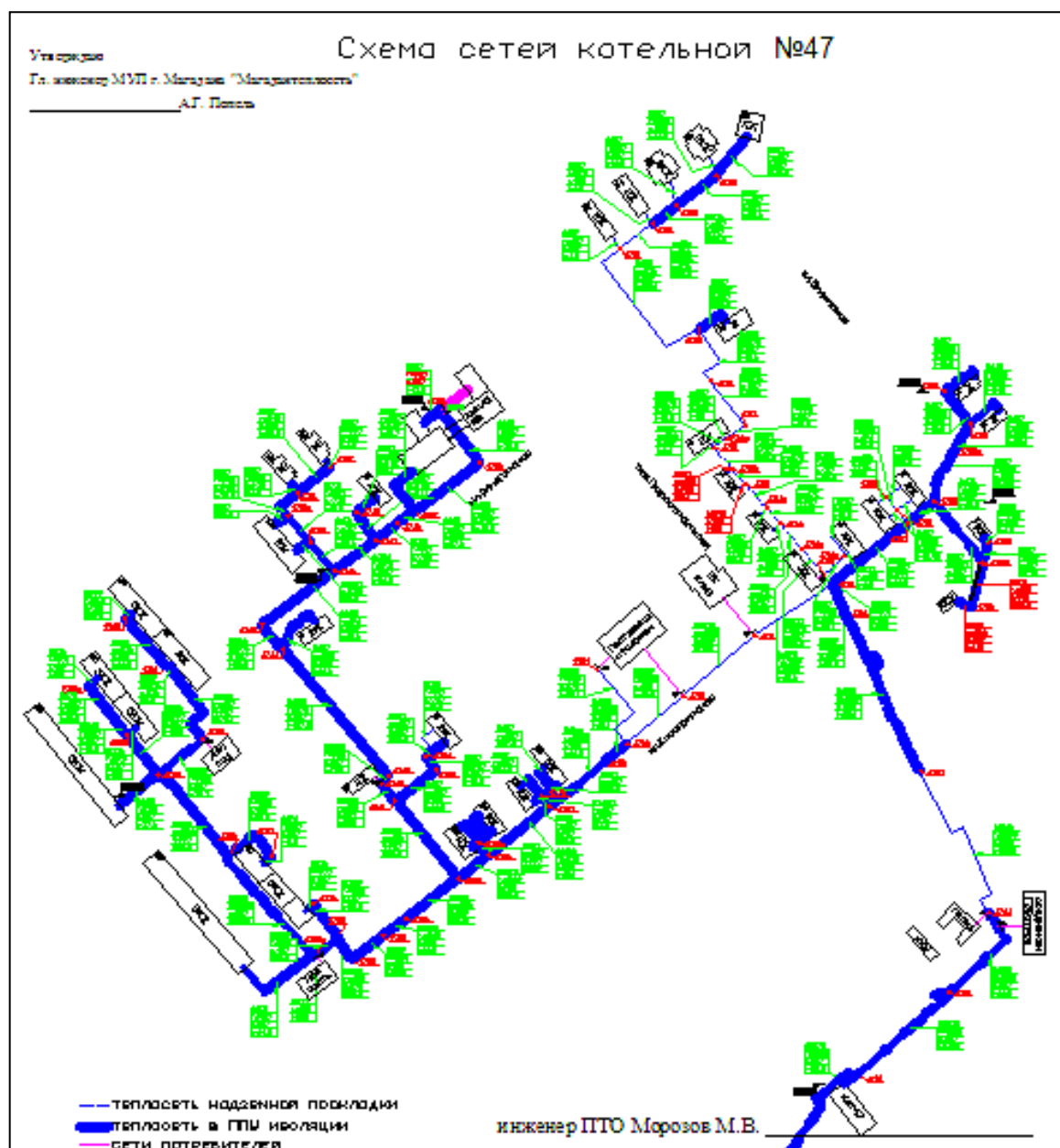


Рисунок 2.68 – Схема тепловых сетей котельной №47, поселка Уптар.



### 2.10.9.1 Потери тепловой энергии в тепловых сетях

Тепловые потери при транспорте и распределении тепловой энергии состоят из потерь тепловой энергии через теплоизоляционные конструкции и потерь тепловой энергии с утечками сетевой воды. Нормативно-расчетные потери тепловой энергии представлены в таблице 2.103.

**Таблица 2.103 – Потери тепловой энергии при транспорте теплоносителя и с ПСВ**

Нормативно-расчетные потери тепловой энергии	Ед. измерения	Величина
1	2	3
Потери тепловой энергии через изоляцию	Гкал/год	3088,65
с ПСВ	Гкал/год	349,8
ВСЕГО	Гкал/год	3438,45

Таким образом, доля нормативно-расчетных потерь тепловой энергии от отпуска тепловой энергии в сеть составляет 13,4%. Величина тепловых потерь обусловлена большим сроком службы трубопроводов тепловых сетей (свыше 25 лет – длиной 1757,5 м).

### 2.10.9.2 Диагностика состояния тепловых сетей

По окончании отопительного периода производятся гидравлические испытания отопительной системы, в результате которой выявляются дефекты системы теплоснабжения. По результатам проверки определяется объем ремонтных работ на летний период. Также проведение капитальных и текущих ремонтов тепловой сети планируется в соответствии с отраслевой системой технического обслуживания энергетического оборудования. Разрабатываются графики ППР.

### 2.10.9.3 Гидравлический расчет тепловых сетей котельной №47

Гидравлический расчет тепловых сетей котельной проводился на базе актуализированной электронной модели системы теплоснабжения в средствах программного комплекса «Zulu». Исходными данными для разработки электронной модели и анализа существующих режимов теплоснабжения являлись:

- схемы тепловых сетей с привязкой к плану микрорайона;
- эксплуатационная документация (расчетные температурные графики, данные по присоединенным тепловым нагрузкам, их видам и т.п.);

- схемы присоединения потребителей к тепловым сетям;
- геодезические отметки узлов тепловой сети (источника, узлов разветвления, потребителей);
- характеристики участков тепловой сети (конструктивные данные по видам прокладки и типам применяемых теплоизоляционных конструкций и т.п.);
- располагаемые напоры на источниках.

Данные для гидравлического расчета тепловых сетей приведены в таблице 2.104.

**Таблица 2.104 – Исходные данные для гидравлических расчетов**

Наименование показателей	Котельная №47, ул. Усть-Илимская, 5
1	2
Присоединенная договорная нагрузка, Гкал/ч	7,63
Давление в подающем трубопроводе отопления, кгс/см <sup>2</sup>	4,7
Давление в обратном трубопроводе отопления, кгс/см <sup>2</sup>	2,0
Располагаемый напор на выходе из котельной, м вод.ст.	27
Температурный график работы тепловой сети, °С	95-70
Температура теплоносителя в системе ГВС, °С	75
Температура холодной воды, °С	5
Геодезическая отметка земли, м	214,97

Наладочный и поверочный расчеты выполнены для трубопроводов тепловых сетей с учетом тепловых потерь в теплосетях. Данные, полученные в результате расчетов, представлены в таблице 2.105.

**Таблица 2.105 – Результаты наладочного и поверочного расчетов**

Наименование показателей	Котельная №47, ул. Усть-Илимская, 5
Кол-во тепловой энергии, вырабатываемое на источнике, Гкал/ч	7,318
Расход тепла на систему отопления, Гкал/ч	5,308
Расход тепла на закрытые системы ГВС (максимально-часовой), Гкал/ч	1,227
Суммарные тепловые потери в теплосетях, Гкал/ч	0,672

Гидравлический расчет тепловых сетей выполнен по четырем направлениям от источника до наиболее удаленных потребителей тепловой энергии. Результаты расчета представлены в таблице 2.105.

**Таблица 2.105 – Сводная таблица результатов гидравлических расчетов участков тепловой сети**

<b>Котельная №47, ул. Усть-Илимская, 5</b>	<b>Ул. Синегорская, 1 ввод3 (отопл.)</b>	<b>Пер. Степной, 20/1 (ГВС)</b>	<b>Пер. Степной, 20/1(отопл.)</b>	<b>Ул. Синегорская, 1 ввод 3 (ГВС)</b>
Диаметр головного участка, мм	2Ду 250	Ду 100/50	2Ду 250	Ду 100/50
Расстояние до потребителя, км	1,2896	1,643	1,643	1,2896
Давление в обратном трубопроводе, кгс/см <sup>2</sup>	2,9	2,8	1,8	4,7
Скорость теплоносителя, м/с	0,255	0,103	0,06	0,389
Располагаемый напор на потребителе, м	1,012	10,696	38,858	16,730

Расчетные пути теплоносителя и соответствующие им пьезометрические графики, результаты расчетов по участкам трубопроводов тепловых сетей, а так же результаты расчетов по потребителям представлены в приложении Е к электронной модели схемы теплоснабжения.

## **2.11 Зона теплоснабжения котельной № 56, поселок Сокол**

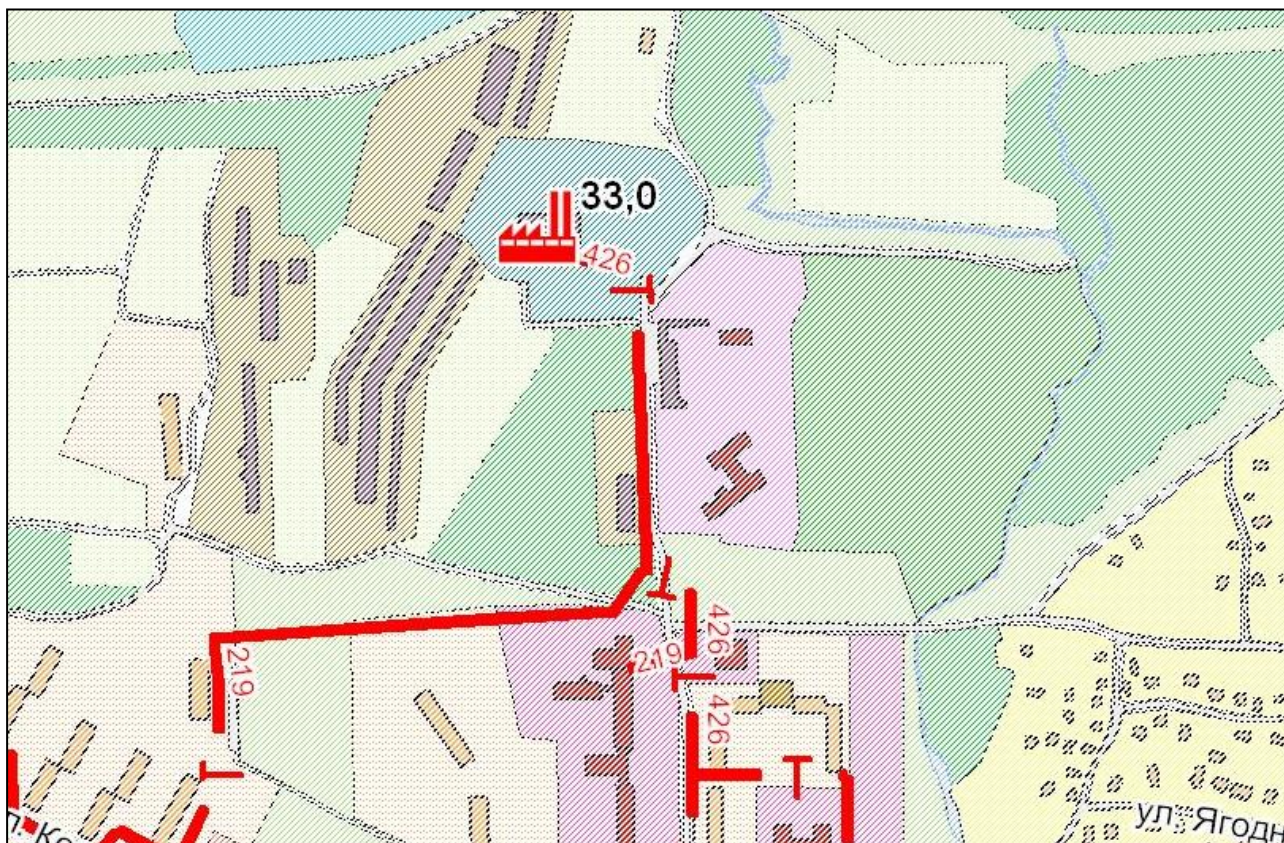
### **2.11.1 Общая характеристика. Зона действия источника**

Водогрейная котельная №56 обеспечивает тепловой энергией систему теплоснабжения поселка Сокол. Дата ввода в эксплуатацию котельной – 1974 г.

Котельная имеет автономную зону теплоснабжения.

Тепловая энергия в горячей воде используется также на собственные нужды котельной.

На рисунке 2.70 представлено территориальное расположение котельной на фрагменте карты города.



**Рисунок 2.70 – Территориальное расположение котельной на плане города**

По назначению котельная относится к отопительным, по размещению на генплане - к отдельно стоящим.

Согласно предоставленным данным на 01.01.2013 установленная тепловая мощность котельной 41,18 Гкал/час, присоединённая нагрузка – 20,27 Гкал/час, в т.ч. 15,39 Гкал/ч на отопление и вентиляцию и 4,87 Гкал/час на ГВС.

Основным топливом являются мазут и электрическая энергия. Резервное топливо не предусмотрено

Мазут используется сернистый марки М-40 с низшей теплотворной способностью топлива 9850,64 ккал/кг и электрическая энергия. Мазут подвозится в автоцистернах и сливается в подземные емкости.

Частичное техническое перевооружение котельной № 56, п. Сокол выполнено в 2013 году, были установлены новые водогрейные котлы КВ-ГМ-11,63-150Н.

Схема системы теплоснабжения от котельной четырехтрубная: на отопление подающий и обратный трубопроводы; на горячее водоснабжение подающий и обратный трубопроводы.

Расчетный и фактический температурный график на выходе из котельной 95/70°C.

Принципиальная тепловая схема котельной приведена на рисунке 2.71.

Источником водоснабжения котельной является городской водопровод, подающий на котельную воду питьевого качества из общегородской водопроводной сети МУП «Водоканал».

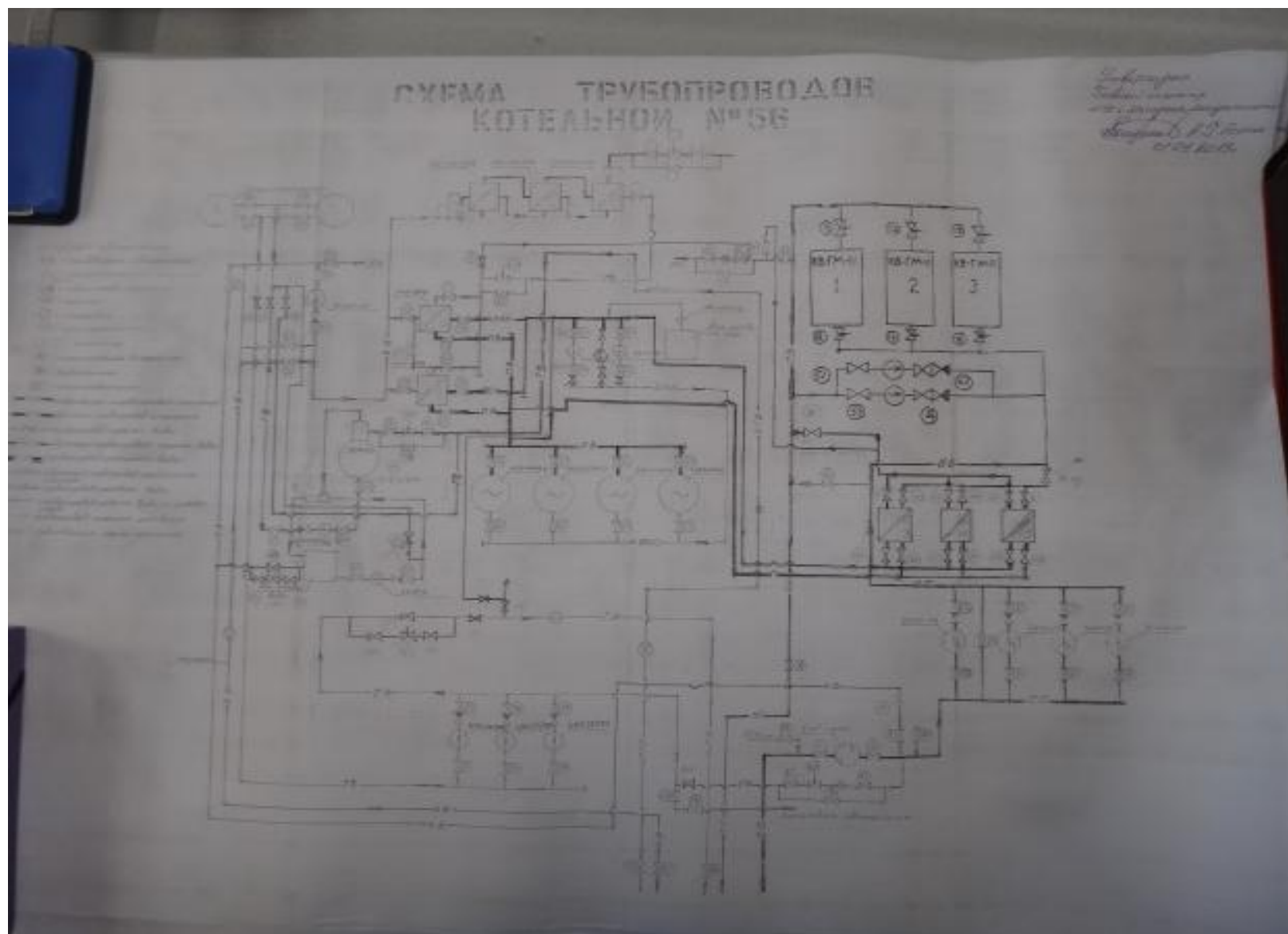


Рисунок 2.71 – Принципиальная тепловая схема котельной №56 поселка Сокол

## 2.11.2 Оборудование котельной

### 2.11.2.1 Котельное оборудование

По состоянию на 01.12.2013 г. в котельной №56, поселка Сокол, установлено семь водогрейных котлов, основная характеристика которых приведена в таблице 2.106.

**Таблица 2.106 – Основная характеристика котлоагрегатов котельной №56**

№ п/п	Тип котла	Номинальная производительность, Гкал/час	Год установки	Год последнего кап. ремонта	% износа
1	2	3	4	5	6
1	КВ-ГМ-11,63-150Н №1	10,0	2013	-	-
2	КВ-ГМ-11,63-150Н №2	10,0	2013	-	-
3	КВ-ГМ-11,63-150Н №3	10,0	2013	-	-
4	КЭВ-2500/6 №1	2,15	2002	-	-
5	КЭВ-2500/6 №2	2,15	2002	-	-
6	КЭВ-4000/6 №1	3,44	2002	-	-
7	КЭВ-4000/6 №2	3,44	2002	-	-
	Итого:	<b>41,18</b>		-	-

Каждый из котлов укомплектован следующим оборудованием:

- автоматизированная мазутная горелка IBST9 N 3 шт, производительность 470-1410 кг/ч;
- вентилятор IE2C 3 шт. ( $Q=135$  тыс.м<sup>3</sup>/ч;  $N=45$  кВт;  $n=2930$  об/мин);
- ЦН 4-70 №10 1 шт., приточная вентиляция;
- Калориферы №1, 2, 3, 4, 5, 6 КВБ-10 на приточную вентиляцию.

Тип автоматики безопасности на котельной согласно «Правил котлонадзора».

В котельной установлены коммерческие узлы учёта тепловой энергии и холодной воды, а также технический узел учета на собственные нужды. Перечень установленных приборов учёта приведён в таблице 2.107.

**Таблица 2.107 – Перечень приборов учета, установленных в котельной №56**

№ п/п	Наименование	Дата поверки	Дата следующей поверки
1	2	4	5
<b>Коммерческие узлы учета тепловой энергии</b>			
1	Тепловычислитель СПТ-961М	2013	2017
2	Преобразователь давления КРТ5(Подающий трубопровод отопления)	2013	2017
	Преобразователь давления КРТ5(Обратный трубопровод отопления)	2013	2017
	Преобразователь давления КРТ5(Подающий трубопровод ГВС)	2013	2017
	Преобразователь давления КРТ5(Обратный трубопровод ГВС)	2013	2017
3	Датчик давления Метран-43 ДД (Подающий трубопровод отопления)	2013	2017
	Датчик давления Метран-43 ДД (Обратный трубопровод отопления)	2013	2017
	Датчик давления Метран-43 ДД (Подающий трубопровод ГВС)	2013	2017
	Датчик давления Метран-43 ДД (Обратный трубопровод ГВС)	2013	2017
4	Комплект термопреобразователей КТСПр 9514 (Подающий трубопровод отопления)	2013	2017
	Комплект термопреобразователей КТСПр 9514 (Обратный трубопровод отопления)	2013	2017
	Комплект термопреобразователей КТСПр 9514 (Подающий трубопровод ГВС)	2013	2017
	Комплект термопреобразователей КТСПр 9514 (Обратный трубопровод ГВС)	2013	2017
5	СУ (Подающий трубопровод отопления)	2013	-
	СУ (Обратный трубопровод отопления)	2013	-
	СУ (Подающий трубопровод ГВС)	2013	-
	СУ (Обратный трубопровод ГВС)	2013	-
<b>Коммерческие узлы учета холодной воды</b>			
1	Преобразователь давления КРТ5	2013	2017
2	Датчик давления Метран-43 ДД	2013	2017
3	Комплект термопреобразователей КТСПр 9514	2013	2017
4	Сужающее устройство	2013	-
<b>Технический узел учета на собственные нужды</b>			
1	Тепловычислитель СПТ-941	-	-
2	Расходомер ВЭПС-50	-	-
4	Комплект термопреобразователей КТПТР-01	-	-

#### **2.11.2.2 Дымовые трубы**

Отвод дымовых газов от котлов производится дымовой трубой высотой 48 м. Дата ввода в эксплуатацию 1982 г. Диаметр устья 2500 мм.

### 2.11.2.3 Насосное оборудование

В таблице 2.108 приведена паспортная характеристика установленных насосов.

**Таблица 2.108 – Характеристика насосных агрегатов**

Характеристика насосных агрегатов	Назначение	Дата ввода в эксплуатацию	Параметры насоса		Параметры двигателя		
			Производительность, м <sup>3</sup> /ч	Напор, м вод.ст.	Тип двигателя	Мощность двигателя, кВт	Скорость вращения, об/мин
1	2	3	4	5	6	7	8
8НДВ (Д 630/90); 1 шт.	Насос сетевой	-	540	84	асинхронный	190	1500
8НДВ (Д 630/90); 1 шт.	Насос сетевой	-	720	89	асинхронный	250	1500
8НДВ (Д 630/90); 1 шт.	Насос сетевой	-	540	89	асинхронный	190	1500
8НДВ (Д 630/90); 1 шт.	Насос циркуляционный	-	540	84	асинхронный	200	1500
ЦМК-65/250-45/2 2 шт.	Насос горячей воды	-	100	80	асинхронный	45	3000
ЦМЛ-50/224-15/2; 1 шт.	Насос горячей воды	-	40	60	асинхронный	15	2900
4КМ-12 (КМ-45/55) 3 шт.	Насос циркуляцион. эл.котлов	-	90	43	асинхронный	17	3000
ЦМЛ-80/160-7,5/2; 1 шт.	Насос перекачивающий	-	60	28	асинхронный	7,5	3000
3КМ-6 1 шт.	Перекач. деаэриров. воды	-	45	54	асинхронный	17	3000
GR120-3 2 шт	Насос котловой воды	-	Нет данных	Нет данных	асинхронный	30	Нет данных
НД-2,5	Насос дозатор	-					

В котельной также установлены баки-аккумуляторы горячей воды:

- V= 1000 м<sup>3</sup>, 2 шт.;

- D = 10430 мм;

- H = 11920 мм;

тип изоляции – ППУ- толщина изоляции 100мм;

минвата, оцинкованная сталь, толщина изоляции 100 мм;  
- температура воды 75°C.

#### **2.11.2.4 Топливное хозяйство котельной**

Основным топливом на котельной является мазут М-40 и электроэнергия, резервное топливо не предусмотрено.

Топливное хозяйство котельной состоит:

- емкости  $V=1000\text{ м}^3$  - 4шт., и  $V=50\text{ м}^3$  приемный бак 1 шт.;
- топливные насосы:
- НМШ-8-25-6,3/25 1 шт., производительность  $6,3\text{ м}^3/\text{ч}$ ,  $N=7,5\text{ кВт}$ ,  $n=1500\text{ об./мин}$ ;
- НМШ-8-25-6,3/25 1 шт., производительность  $6,3\text{ м}^3/\text{ч}$ ,  $N=5,5\text{ кВт}$ ,  $n=1500\text{ об./мин}$ ;
- Ш 80-2,5 (топливный) 2 шт., производител.  $36\text{ м}^3/\text{ч}$ ,  $N=10\text{ кВт}$ ,  $n=1000\text{ об./мин}$ ;
- Ш-40-4-18/4 2 шт.;
- насосная станция с подогревом жидкого топлива ENERGY на горелку 3шт., производит.  $36\text{ м}^3/\text{ч}$ ,  $N=17\text{ кВт}$ ,  $n=1000\text{ об./мин}$ ;
- мазутные фильтры 4 шт.

По отчетным данным МУП «Магадантеплосеть» за 2012 год расход топлива на котельной составил 843,131 т,

Удельная норма расхода топлива 166,7 кг у.т./Гкал при низшей теплотворной способности 9850,64 ккал/кг.

#### **2.11.2.5 Электроснабжение котельной**

Электроснабжение котельной №56 осуществляется от ТП №31, Ф1, Ф2, ЮЭС, резервное от ТП «Электрокотельная» 35/6 кВ, эл.котлы ЮЭС, ДЭС.

По отчетным данным МУП «Магадантеплосеть» за 2012 год расход электрической энергии составил 70730916 кВт ч (в т.ч. собственные нужды). Удельный расход электрической энергии 1555,38 кВт ч/Гкал.

#### **2.11.3 Способ регулирования отпуска тепловой энергии**

Котельная №56 работает с центральным качественным регулированием, отпуск тепла в зону теплоснабжения производится по утвержденному температурному графику 95/70°C на расчетную температуру наружного воздуха -38°C.

#### **2.11.4 Тепловые нагрузки потребителей котельной**

Основным потребителем тепловой энергии от котельной №56 поселка Сокол является жилой фонд, представленный многоквартирными жилыми домами 1 - 5 этажей, общей

площадью – 100 621 кв.м., которые имеют централизованную систему горячего водоснабжения.

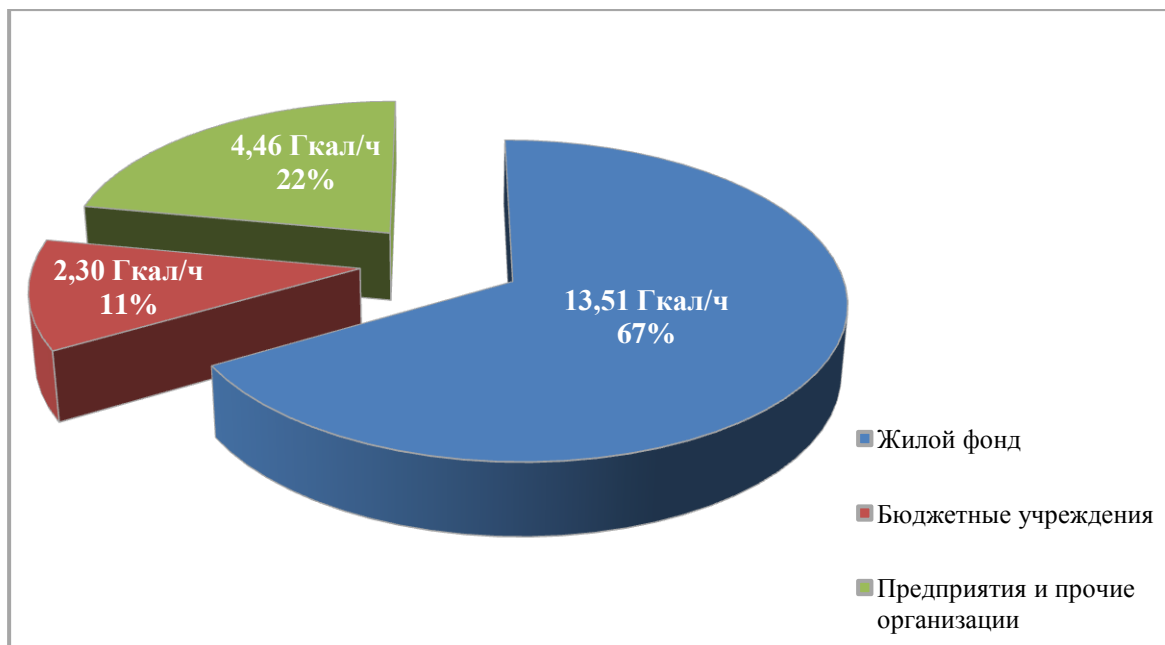
Также к системе теплоснабжения котельной присоединены бюджетные учреждения (объекты: Школа-Интернат, Детский сад №64, Больница, Детская поликлиника, Библиотека и т.д.) общей площадью – 16 196 кв.м, прочие предприятия (в т.ч. аэропорт) общей площадью 37 381 кв.м.

Структура и величина договорных тепловых нагрузок потребителей котельной №56 п. Сокол по данным МУП города Магадана «Магадантеплосеть» представлена в таблице 2.109.

**Таблица 2.109 – Договорные тепловые нагрузки котельной №56**

Наименование потребителя	Договорная тепловая нагрузка, Гкал/час			
	Отопление	Вентиляция	ГВС	Итого
1	2	3	4	5
Жилой фонд	9,80	-	3,71	13,51
Бюджетные организации	1,62	0,13	0,55	2,30
Предприятия и прочие организации	3,83	0,01	0,62	4,46
ИТОГ	15,25	0,14	4,87	20,27

На рисунке 2.72 представлено соотношение присоединенной договорной нагрузки потребителей тепловой энергии котельной №56 поселок Сокол.



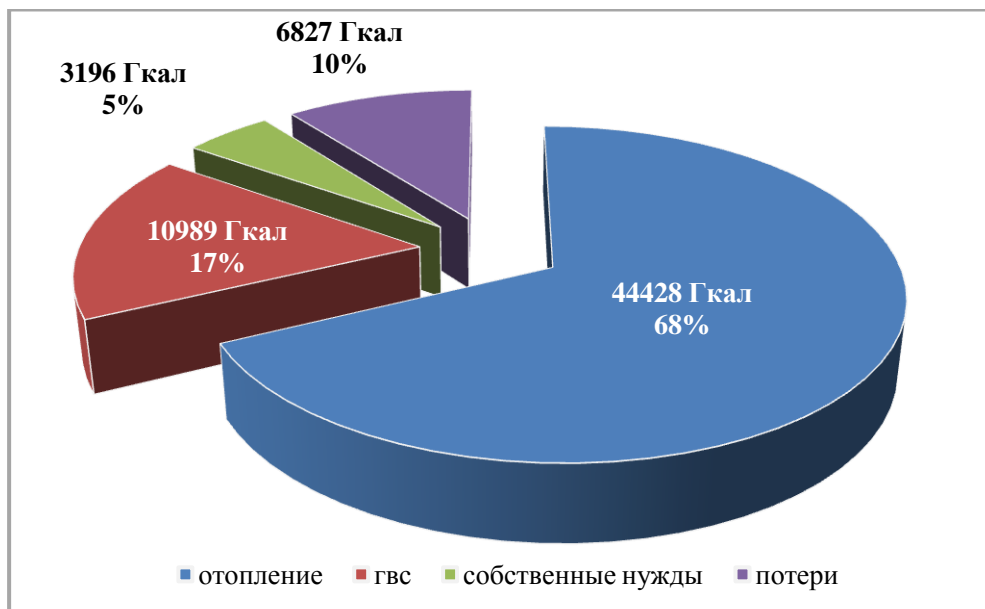
**Рисунок 2.72 – Договорная присоединенная тепловая нагрузка котельной №56 п. Сокол**

Большая часть присоединенной тепловой нагрузки, 67% - теплоснабжение жилого фонда, 11% - теплоснабжение бюджетных организаций, 22 % - теплоснабжение прочих потребителей.

### 2.11.5 Анализ фактического отпуска тепла

По отчетным данным фактическое производство тепловой энергии в 2012 году составляет 65440,3 Гкал в том числе мазутными котлами 7113 Гкал и электродкотлами 58327,3 Гкал..

На рисунке 2.73 диаграммой представлено распределение тепловой энергии: в систему отопления, на горячее водоснабжение, собственные нужды котельной, потери при передаче тепловой энергии.



**Рисунок 2.73 – Производство тепловой энергии котельной в 2012 году**

На отопление и вентиляцию потребителям отпущено 68% тепловой энергии, на ГВС - 17%, собственные нужды котельной - 5%, потери при передаче тепловой энергии 10%.

### Варианты подключения потребителей зоны теплоснабжения котельной № 56 поселка Сокол

Количество вводов тепловой энергии – 135. Из них:

- 71 только отопление, непосредственное присоединение;
- 15 непосредственное присоединение системы отопления и отбор воды на ГВС из обратного трубопровода;
- 49 потребителей, ввод на ГВС отдельной трубой. Из них:
  - 4 потребителя ГВС, подающий и обратный трубопроводы;
  - 45 потребителей ГВС, только подающий трубопровод.

### 2.11.6 Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зоне действия котельной

На основании анализа приведенных исходных данных в таблице 2.110 представлен баланс располагаемой мощности котельной по договорным нагрузкам и расчетно-нормативному

телопотреблению.

**Таблица 2.110 – Баланс тепловой мощности котельной №56, поселок Сокол**

Показатель	Ед. изм.	Величина
1	2	3
Суммарная договорная нагрузка	Гкал/ч	20,27
Установленная мощность котельной	Гкал/ч	41,18
Располагаемая мощность котельной	Гкал/ч	38,25
Собственные нужды котельной	Гкал/ч	2,93
Расчетная мощность котельной	Гкал/ч	38,25
Расчетно-нормативное теплоснабжение (фактическое)	Гкал/ч	8,188
Потери тепловой энергии в тепловых сетях	Гкал/ч	5,32
Расчетно-нормативный отпуск в сеть(фактический)	Гкал/ч	13,51
Резерв (+), дефицит (-) по источнику (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	+12,66
Резерв (+), дефицит (-) по источнику (фактический)	Гкал/ч	+24,74

Из приведенного баланса тепловой мощности котельной №56 следует, что резерв установленной мощности из расчета договорной тепловой нагрузки потребителей составляет 12,66 Гкал/ч, а из расчета фактического потребления тепловой энергии резерв составляет 24,74 Гкал/ч.

### **2.11.7 Баланс теплоносителя**

На котельной №56 подготовка химически очищенной воды для подпитки котлов и теплосети не предусмотрено. Анализ сырой воды поступающей на котельную из городского водопровода показывает высокое содержание растворенного кислорода в воде 6,2 – 10,8 мг/кг, что значительно превышает норматив 0.05 мг/кг. Высокое содержание растворенного кислорода в воде приводит к разрушению (коррозии) металла котлов и тепловых сетей, повышению аварийности системы теплоснабжения, дополнительным потерям тепловой энергии и теплоносителя.

По данным МУП «Магадантеплосеть» потребление холодной воды в 2012 году составляет 204346 м<sup>3</sup>, удельный расход воды 3,12 м<sup>3</sup>/Гкал.

### **2.11.8 Техничко-экономические показатели котельной №56, пос. Сокол**

Основные показатели работы котельной №56 представлены в таблице 2.111.

**Таблица 2.111 Техничко-экономические показатели работы котельной №56**

№п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Величина
	2	3	4

1.	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	41,18
2.	Выработано тепловой энергии в том числе электрокотлами, всего	Гкал/год	65440,3
3.	Отпущено тепловой энергии внешним потребителям	Гкал/год	55416,94
4.	Собственное теплопотребление (технологические нужды котельной)	Гкал/год	3196,0
5.	Годовой расход условного топлива (мазут)	т у.т./год	1181
6	Годовой расход электрической энергии	Тыс.кВт ч	70730,916
7.	Фактический удельный расход условного топлива	кг у.т./Гкал	166,7
8.	Фактический КПД котельной	%	86
9.	Удельный расход тепловой энергии на отопление 1 м <sup>2</sup> общей площади помещений	Гкал/м <sup>2</sup>	0,29

В таблице рассмотрены отчетные показатели работы котельной за 2012 год: выработка тепловой энергии, затраты на собственные нужды котельной (7,1%) и потери при передаче тепловой энергии потребителям (11%). КПД котельной за отчетный год составляет 86%.

### 2.11.9 Анализ существующего состояния тепловых сетей котельной

Котельная №56 является источником теплоснабжения поселка Сокол. Общая протяженность тепловых сетей, используемых для транспорта теплоносителя от котельной, составляет 19940 м в однотрубном исчислении. На отопление подающий и обратный трубопроводы длиной 12165,4 м и на ГВС подающий и обратный трубопроводы длиной 7774,6 м.

Расчетный и фактический температурный график теплоснабжения на выходе из котельной 95/70 °С на расчетную температуру наружного воздуха – 38°С.

Тепловые сети от котельной четырехтрубные. По способу прокладки подземные сети длиной 17170,2 м (86%), надземные сети длиной 2769,8 (14%).

Трубопроводы тепловых сетей системы теплоснабжения котельной №56, поселка Сокол находятся в эксплуатации с 1972 года: до 10 лет – 10621 м (53%); от 10 до 20 лет – 5538 (28%); до 30 лет и старше – 3781 м (19%).

Сети изношены на 19%.

На рисунке 2.74 представлена схема тепловых сетей от котельной №56, поселка Сокол.

# Схема сетей котельной №56

Утверждаю  
Гл. инженер МУП г.Магадана "Магдантеплосеть"  
А.Г. Попель

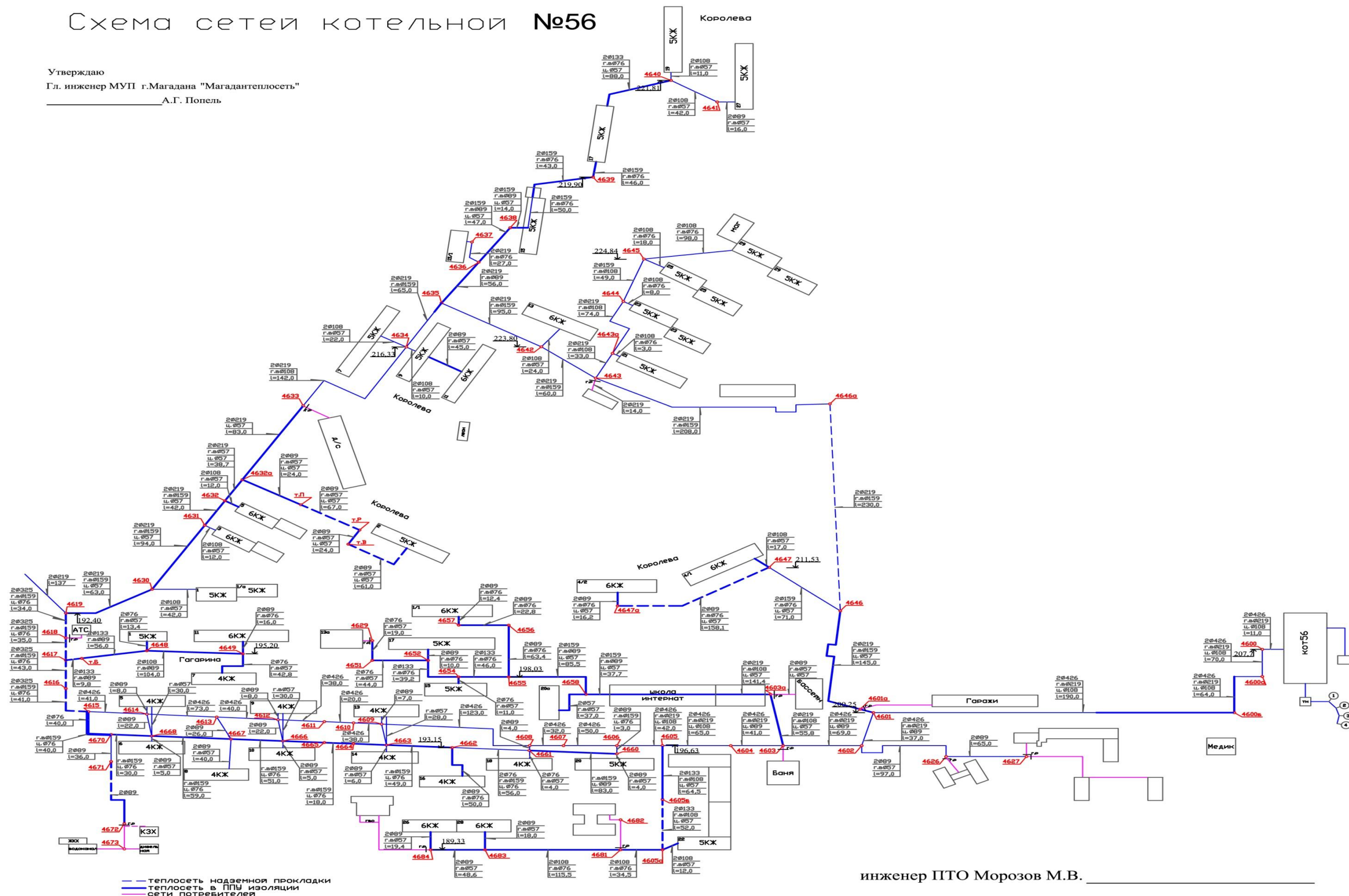


Рисунок 2.74 – Схема тепловых сетей котельной №56 поселка Сокол

### 2.11.9.1 Потери тепловой энергии в тепловых сетях

Тепловые потери при транспорте и распределении тепловой энергии состоят из потерь тепловой энергии через теплоизоляционные конструкции и потерь тепловой энергии с утечками сетевой воды. Нормативно-расчетные потери тепловой энергии представлены в таблице 2.112.

**Таблица 2.112 – Потери тепловой энергии при транспорте теплоносителя и с ПСВ**

Нормативно-расчетные потери тепловой энергии	Ед. измерения	Величина
1	2	3
Потери тепловой энергии через изоляцию	Гкал/год	5110,42
с ПСВ	Гкал/год	950,15
ВСЕГО	Гкал/год	6060,57

Таким образом, доля нормативно-расчетных потерь тепловой энергии от отпуска тепловой энергии в сеть составляет 9,86%. Величина тепловых потерь обусловлена большим сроком службы трубопроводов тепловых сетей (свыше 25 лет – длиной 3781 м).

### 2.11.9.2 Диагностика состояния тепловых сетей

По окончании отопительного периода производятся гидравлические испытания отопительной системы, в результате которой выявляются дефекты системы теплоснабжения. По результатам проверки определяется объем ремонтных работ на летний период. Также проведение капитальных и текущих ремонтов тепловой сети планируется в соответствии с отраслевой системой технического обслуживания энергетического оборудования. Разрабатываются графики ППР.

### 2.11.9.3 Гидравлический расчет тепловых сетей котельной №56

Гидравлический расчет тепловых сетей котельной проводился на базе актуализированной электронной модели системы теплоснабжения в средствах программного комплекса «Zulu». Исходными данными для разработки электронной модели и анализа существующих режимов теплоснабжения являлись:

- схемы тепловых сетей с привязкой к плану микрорайона;
- эксплуатационная документация (расчетные температурные графики, данные по присоединенным тепловым нагрузкам, их видам и т.п.);
- схемы присоединения потребителей к тепловым сетям;

- геодезические отметки узлов тепловой сети (источника, узлов разветвления, потребителей);
- характеристики участков тепловой сети (конструктивные данные по видам прокладки и типам применяемых теплоизоляционных конструкций и т.п.);
- располагаемые напоры на источниках.

Данные для гидравлического расчета тепловых сетей приведены в таблице 2.113.

**Таблица 2.113 – Исходные данные для гидравлических расчетов**

Наименование показателей	Котельная №56, п.г.т. Сокол, ул. Гагарина, 25
1	2
Присоединенная договорная нагрузка, Гкал/ч	20,27
Давление в подающем трубопроводе отопления, кгс/см <sup>2</sup>	7,0
Давление в обратном трубопроводе отопления, кгс/см <sup>2</sup>	4,0
Располагаемый напор на выходе из котельной, м вод.ст.	30
Температурный график работы тепловой сети, °С	95-70
Температура теплоносителя в системе ГВС, °С	75
Температура холодной воды, °С	5
Геодезическая отметка земли, м	207,7

Наладочный и поверочный расчеты выполнены для трубопроводов тепловых сетей с учетом тепловых потерь в теплосетях. Данные, полученные в результате расчетов, представлены в таблице 2.114.

**Таблица 2.114 – Результаты наладочного и поверочного расчетов**

Наименование показателей	Котельная №56, п.г.т. Сокол, ул. Гагарина, 25
Кол-во тепловой энергии, вырабатываемое на источнике, Гкал/ч	19,111
Расход тепла на систему отопления, Гкал/ч	15,293
Расход тепла на открытые системы ГВС (максимально-часовой), Гкал/ч	0,201
Расход тепла на закрытые системы ГВС (максимально-часовой), Гкал/ч	2,317
Суммарные тепловые потери в теплосетях, Гкал/ч	1,300

Гидравлический расчет тепловых сетей выполнен по пяти направлениям от источника до наиболее удаленных потребителей тепловой энергии. Результаты расчета представлены в таблице 2.115.

**Таблица 2.115 – Сводная таблица результатов гидравлических расчетов участков тепловой сети**

Котельная №56, п.г.т. Сокол, ул. Гагарина, 25	СТЗ аэропорта адм. РСУ (отопл.)	Ул. Королева, 4 (ГВС)	Ул. Королева, 17 (отопл.)	Ул. Королева, 17 (ГВС)	Ул. Королева, 2 (ГВС)
Диаметр головного участка, мм	2Ду 400	Ду 200/100	2Ду 400	Ду 200/100	Ду 200/100
Расстояние до потребителя, км	3,269	0,725	1,330	1,330	1,615
Давление в обратном трубопроводе, кгс/см <sup>2</sup>	6,18	5,08	3,82	5,17	5,12
Скорость теплоносителя, м/с	0,254	0,311	0,454	0,174	0,599
Располагаемый напор на потребителе, м	1,149	3,54	10,86	0	5,95

Расчетные пути теплоносителя и соответствующие им пьезометрические графики, результаты расчетов по участкам трубопроводов тепловых сетей, а так же результаты расчетов по потребителям представлены в приложении Е к электронной модели схемы теплоснабжения.

## **2.12 Зона теплоснабжения котельной № 62, мкрн. Снежная Долина**

### **2.12.1 Общая характеристика. Зона действия источника**

Водогрейная котельная №62, ул. Пионерская, 2, обеспечивает тепловой энергией систему теплоснабжения микрорайона Снежная Долина.

Дата ввода в эксплуатацию котельной – 1977 г.

Котельная имеет автономную зону теплоснабжения.

На рисунке 2.75 представлено территориальное расположение котельной на фрагменте карты города.



**Рисунок 2.75 – Территориальное расположение котельной № 62 на плане города**

По назначению котельная относится к отопительным, по размещению на генплане - к отдельно стоящим.

Тепловая энергия в горячей воде используется на собственные нужды котельной и для теплоснабжения присоединенных потребителей.

Согласно предоставленным данным на 01.01.2013 установленная тепловая мощность котельной – 12,9 Гкал/час, присоединённая нагрузка – 5,67 Гкал/час (в т.ч. ГВС – 2,38 Гкал/час). В качестве основного топлива используется мазут сернистый марки М-40 с низшей теплотворной способностью топлива 9860,8 ккал/кг. Резервное топливо не предусмотрено. Мазут подвозится в автоцистернах и сливается в подземные емкости.

Схема системы теплоснабжения от котельной трехтрубная: на отопление подающий и обратный трубопроводы; на горячее водоснабжение подающий трубопровод. Расчетный и фактический температурный график на выходе из котельной 95/70°C на расчетную температуру наружного воздуха -36°C.

Принципиальная тепловая схема котельной приведена на рисунке 2.76.

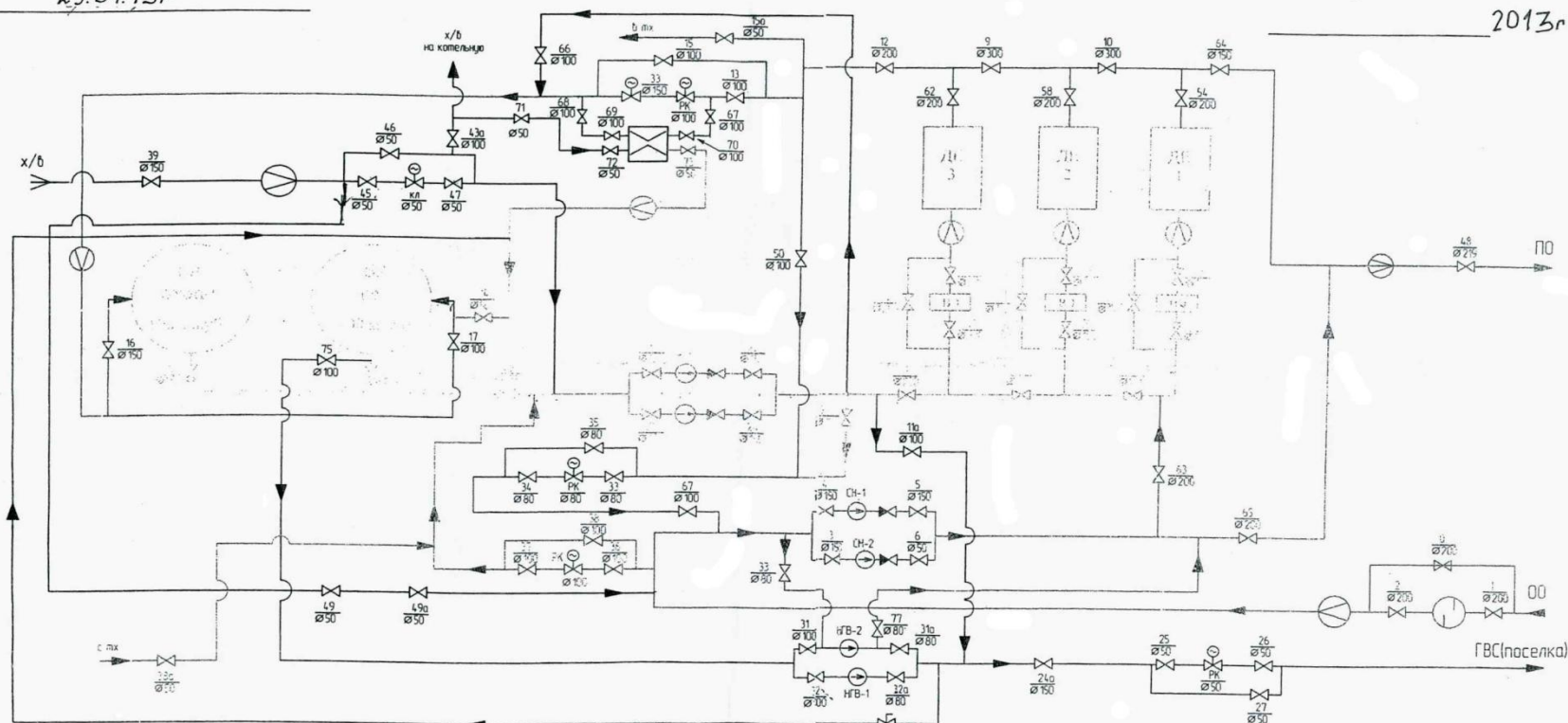
Источником водоснабжения котельной является городской водопровод МУП «Водоканал», подающий на котельную воду питьевого качества из общегородской водопроводной сети.

Котельная не автоматизирована.

Утверждаю  
Гл. инженер МУП МТС  
*А.Г. Попель*  
29.04.13г

# Схема трубопроводов и оборудования котельной № 62

Согласовано  
начальник 2-го района  
*И.В. Чика*  
2013г



Обозначение раз. оборудов.	Марка оборудов.	Мощность эл. двигателя	об./мин	Производ.	Давление
Насос горячей воды (НГВ) 1,2	ЗКМ-6	17КВт	3000	65 м³/ч	60 м
Сетевой насос (СН) №1,2	ВЛ80/170 30/2	30КВт	2900	170 м³/ч	65 м
Котловой насос (КН) №1,2	100/250 55-2-12	55КВт	3000	65 м³/ч	65 м
Котел №1,2,3	ДЕ6,5/14ГМ			4,3ГКал/ч	140 м

ТХ - топливное хозяйство  
РК - регулирующий клапан  
ВЭ - водогрейный экономайзер  
Х/В - холодная вода  
ПО - подача отопления  
ОО - обратка отопления  
ГВС - горячее водоснабжение

КН - котловые насосы  
НГВ - насос горячей воды  
СН - сетевой насос

мастер 7-го участка *В.П. Фоми*

Рисунок 2.76 – Принципиальная тепловая схема котельной № 62

## 2.12.2 Оборудование котельной

### 2.12.2.1 Котельное оборудование

По состоянию на 01.12.2013 г. в котельной №62, мкрн. Снежная Долина, установлено три водогрейных котла, основная характеристика которых приведена в таблице 2.116.

**Таблица 2.116 – Основная характеристика котлоагрегатов котельной № 62**

№ п/п	Тип котла	Номинальная производительность, Гкал/час	Год установки	Год последнего кап. ремонта	% износа
1	2	3	4	5	6
1	ДЕ-6,5/13	4,30	1988	-	-
2	ДЕ-6,5/13	4,30	1988	-	-
3	ДЕ-6,5/13	4,30	1988	-	-
	Итого:	<b>12,9</b>		-	-

Установленные котлы изготовлены Бийским котлостроительным заводом.

Каждый из котлов укомплектован следующим оборудованием:

- мазутная горелка ГМГ-4, производительностью 420 кг/ч, 6 шт.;
- экономайзер ЭП2-142 3шт.;
- вентиляторы ВДН-9 1 шт., производит. 14 м<sup>3</sup>/ч; N=11 кВт; n=1000 об/мин;
- ВР-132-30-8 2 шт., производит. 14 м<sup>3</sup>/ч; N=22 кВт; n=1810 об/мин
- дымосос ДН-11,2, 2шт. (Q=40 тыс.м<sup>3</sup>/ч; N=55 кВт; n=1500 об/мин);
- дымосос ДН-11,2, 1шт. (Q=26 тыс.м<sup>3</sup>/ч; N=22 кВт; n=1500 об/мин)

Тип автоматики безопасности на котельной - «Пламя», сигнал - в операторской.

В котельной установлены коммерческие узлы учёта тепловой энергии и холодной воды, а также технический узел учета на собственные нужды. Перечень установленных приборов учёта приведён в таблице 2.117.

**Таблица 2.117 – Перечень приборов учета, установленных в котельной**

№ п/п	Наименование	Дата поверки	Дата следующей поверки
1	2	4	5
<b>Коммерческие узлы учета тепловой энергии</b>			
1	Тепловычислитель СПТ-961М	2013	2017
2	Преобразователь давления КРТ5(Подающий трубопровод отопления)	2011	2015
	Преобразователь давления КРТ5(Обратный)	2011	2015

№ п/п	Наименование	Дата поверки	Дата следующей поверки
1	2	4	5
	трубопровод отопления)		
	Преобразователь давления КРТ5(Подающий трубопровод ГВС)	2011	2015
	Датчик давления Метран-43 ДД (Подающий трубопровод отопления)	2013	2017
3	Датчик давления Метран-43 ДД (Обратный трубопровод отопления)	2013	2017
	Датчик давления Метран-43 ДД (Подающий трубопровод ГВС)	2011	2015
	Комплект термопреобразователей КТСПр 9514 (Подающий трубопровод отопления)	2006	2014
4	Комплект термопреобразователей КТСПр 9514 (Обратный трубопровод отопления)	2006	2014
	Комплект термопреобразователей КТСПр 9514 (Подающий трубопровод ГВС)	2011	2015
	СУ (Подающий трубопровод отопления)	2013	-
5	СУ (Обратный трубопровод отопления)	2013	-
	СУ (Подающий трубопровод ГВС)	2013	-
<b>Коммерческие узлы учета холодной воды</b>			
1	Преобразователь давления КРТ5	2011	2015
2	Датчик давления Метран-43 ДД	2013	2017
3	Комплект термопреобразователей КТСПр 9514	2011	2015
4	Сужающее устройство	2013	-
<b>Технический узел учета на собственные нужды</b>			
1	Тепловычислитель СПТ-942	-	-
2	Расходомер ВЭПС-50	-	-
3	Расходомер ВЭПС-100 (На линии к баку аккумулятору)	-	-
4	Комплект термопреобразователей КТПТР-01	-	-
5	Комплект термопреобразователей КТПТР-01 (На линии к баку аккумулятору)	-	-
6	Расходомер ВЭПС-100 (На линии к баку аккумулятору)	-	-

#### 2.12.2.2 Дымовые трубы

Отвод дымовых газов от котлов производится дымовой трубой высотой 36 м. Дата ввода в эксплуатацию 1989 г. Диаметр устья 1000 мм.

#### 2.12.2.3 Насосное оборудование

В таблице 2.118 приведена паспортная характеристика установленных насосов.

**Таблица 2.118 – Характеристика насосных агрегатов**

Характеристика насосных	Назначение	Дата ввода в	Параметры насоса		Параметры двигателя		
			Производи-	Напор,	Тип	Мощность	Скорость

агрегатов		эксплуатацию	тельность, м3/ч	м вод.ст.	двигателя	двигателя, кВт	вращения, об/мин
1	2	3	4	5	6	7	8
WILO-BL80/170 4 шт.	Насос сетевой	-	Нет данных	Нет данных	асинхронный	30	3000
WILO-NL100/250 4 шт.	Насос сетевой (горячей воды)	-	230	65	асинхронный	55	3000
2К-6, 1 шт.	Насос дренажный	-	Нет данных	Нет данных	асинхронный	Нет данных	Нет данных
3КМ-6, 2 шт.	Насос сетевой на ГВС	-	45	54	асинхронный	17	3000

В котельной также установлены баки-аккумуляторы горячей воды:

- V= 100 м<sup>3</sup>, 2 шт.;
- D = 4730 мм;
- H = 5980 мм;
- тип изоляции – ППУ- толщина изоляции 40 мм;
- температура воды 90°C;
- бак холодной воды V= 50 м<sup>3</sup>, 1 шт/

#### 2.12.2.4 Топливное хозяйство котельной

Основным топливом на котельной является мазут М-40, резервное топливо не предусмотрено.

Топливное хозяйство котельной состоит:

- емкости V=50м<sup>3</sup>- 4шт., и V=2,6 м<sup>3</sup> р.б. 1 шт.;
- топливные насосы:
- НМШ-Ф8-25-6,3 5 шт., производительность 6,3 м<sup>3</sup>/ч, N=7,5 кВт, n=1500 об./мин;
- НМШ-Ф8-25-6,3 1 шт., производительность 6,3 м<sup>3</sup>/ч, N=10 кВт, n=1450 об./мин;
- Ш 40-4-18/4-1 1 шт., производителн18 м<sup>3</sup>/ч, N=5,5 кВт, n=1500 об./мин;
- подогреватель мазута 2 шт.;
- фильтр механический 1 шт.

По отчетным данным МУП «Магадантеплосеть» за 2012 год расход топлива на котельной составил 1825,359 т,

Удельная норма расхода топлива 196,96 кг у.т./Гкал при низшей теплотворной способности 9860,84 ккал/кг.

### 2.12.2.5 Электроснабжение котельной

Электроснабжение котельной №62 осуществляется от ТП №125, кабель А, МЭС, резервное от стационарной, ДЭС АД200с-Т400-1Р

По отчетным данным МУП «Магадантеплосеть» за 2012 год расход электрической энергии составил 904471,2 кВт ч. Удельный расход электрической энергии 59,784 кВт ч/Гкал.

### 2.12.3 Способ регулирования отпуска тепловой энергии

Котельная №62, мкрн. Снежная Долина, работает с центральным качественным регулированием, отпуск тепла в зону теплоснабжения производится по утвержденному температурному графику 95/70°C на расчетную температуру наружного воздуха -36°C.

### 2.12.4 Тепловые нагрузки потребителей котельной

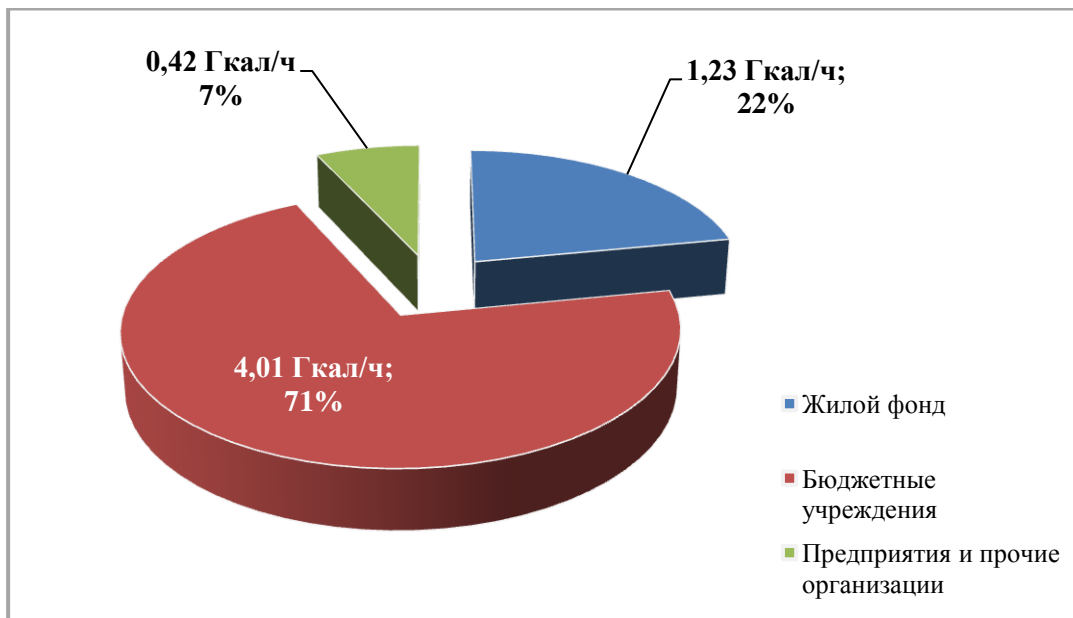
Потребителями тепловой энергии котельной №62, мкрн. Снежная Долина, являются жилые дома общей площадью 7726 м<sup>2</sup>, бюджетные учреждения и прочие потребители общей площадью 19630 м<sup>2</sup>., которые имеют централизованную систему горячего водоснабжения.

Структура и величина договорных тепловых нагрузок потребителей котельной №62, микрорайона Снежная Долина, по данным МУП города Магадана «Магадантеплосеть» представлена в таблице 2.119.

**Таблица 2.119 – Договорные тепловые нагрузки**

Наименование потребителя	Договорная тепловая нагрузка, Гкал/час			
	Отопление	Вентиляция	ГВС	Итого
1	2	3	4	5
Жилой фонд	0,88	-	0,35	1,23
Бюджетные учреждения	2,03	0,07	1,91	4,01
Прочие потребители	0,31	-	0,11	0,42
ИТОГ	3,22	0,07	2,37	5,67

На рисунке 2.77 представлено соотношение присоединенной договорной нагрузки между потребителями тепловой энергии котельной №62, мкрн. Снежная Долина.



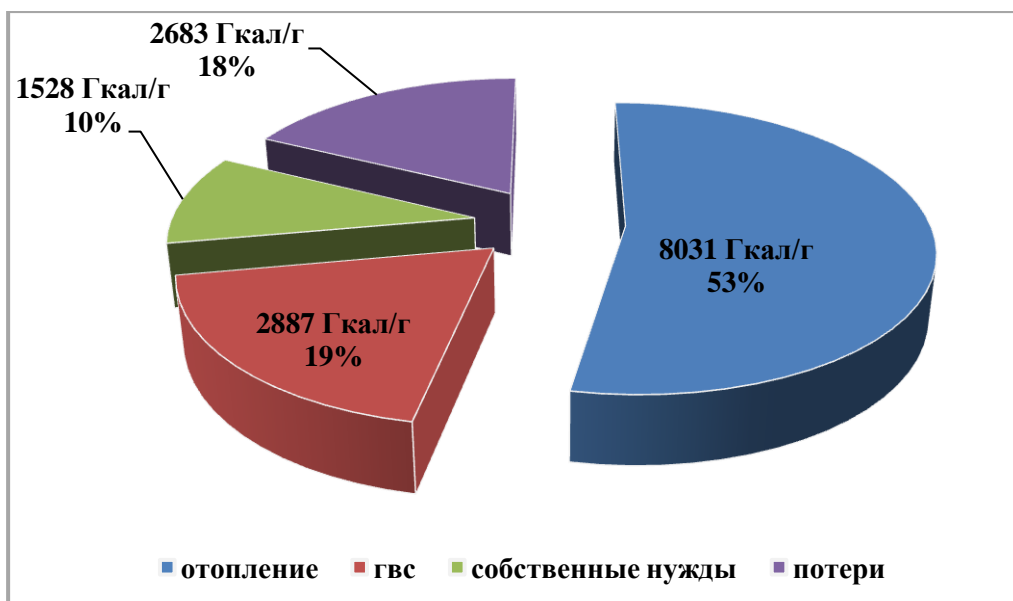
**Рисунок 2.77 –Присоединенная тепловая нагрузка котельной №62, мкрн. Снежная Долина**

Большая часть присоединенной тепловой нагрузки, 71% - теплоснабжение бюджетных учреждений, 22 % - теплоснабжение жилого фонда, 7% - теплоснабжение прочих потребителей.

#### **2.12.5 Анализ фактического отпуска тепла потребителям**

По отчетным данным фактическое производство тепловой энергии в 2012 году составляет 15129,1 Гкал.

На рисунке 2.78 диаграммой представлено распределение тепловой энергии: в систему отопления, на горячее водоснабжение, собственные нужды котельной, потери при передаче тепловой энергии.



**Рисунок 2.78 – Производство тепловой энергии котельной № 62 в 2012 году**

На отопление и вентиляцию потребителям отпущено 53% тепловой энергии, на ГВС - 19%, собственные нужды котельной - 10%, потери при передаче тепловой энергии 18%.

### **Варианты подключения потребителей зоны теплоснабжения котельной № 62, мкрн. Снежная Долина**

Количество вводов тепловой энергии – 64. Из них:

- 33 только отопление, непосредственное присоединение;
- 3 непосредственное присоединение системы отопления и отбор воды на ГВС из обратного трубопровода;
- 28 потребителей, ввод на ГВС отдельной трубой.

#### **2.12.6 Баланс тепловой мощности и тепловой нагрузке в зоне действия котельной**

На основании анализа приведенных исходных данных в таблице 2.120 представлен баланс располагаемой мощности котельной по договорным нагрузкам и расчетно-нормативному теплопотреблению.

**Таблица 2.120 – Баланс тепловой мощности котельной №62, мкрн. Снежная Долина**

Показатель	Ед. изм.	Величина
1	2	3
Суммарная договорная нагрузка	Гкал/ч	5,67
Установленная мощность котельной	Гкал/ч	12,9
Располагаемая мощность котельной	Гкал/ч	11,6
Собственные нужды котельной	Гкал/ч	1,3
Расчетная мощность котельной	Гкал/ч	11,6
Расчетно-нормативное теплоснабжение (фактическое)	Гкал/ч	2,83
Потери тепловой энергии в тепловых сетях	Гкал/ч	1,394
Расчетно-нормативный отпуск в сеть(фактический)	Гкал/ч	4,22
Резерв (+), дефицит (-) по источнику (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	+4,53
Резерв (+), дефицит (-) по источнику (фактический)	Гкал/ч	+7,37

Из приведенного баланса тепловой мощности котельной №62 следует, что резерв установленной мощности из расчета договорной тепловой нагрузки потребителей составляет 4,53 Гкал/ч, а из расчета фактического потребления тепловой энергии резерв составляет 7,37 Гкал/ч.

#### **2.12.7 Баланс теплоносителя**

На котельной №62 подготовка химически очищенной воды для подпитки котлов и теплосети не предусмотрено. Анализ сырой воды поступающей на котельную из городского

водопровода показывает высокое содержание растворенного кислорода в воде 10,5 – 11,9 мг/кг, что значительно превышает норматив 0.05 мг/кг. Высокое содержание растворенного кислорода в воде приводит к разрушению (коррозии) металла котлов и тепловых сетей, повышению аварийности системы теплоснабжения, дополнительным потерям тепловой энергии и теплоносителя.

По данным МУП «Магадантеплосеть» потребление холодной воды в 2012 году составляет 52779 м<sup>3</sup>, удельный расход воды 3,49 м<sup>3</sup>/Гкал.

#### **2.12.8 Техничко-экономические показатели котельной №62, мкрн. Снежная Долина**

Основные показатели работы котельной №62 представлены в таблице 2.121.

**Таблица 2.121 Техничко-экономические показатели работы котельной №62**

№п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Величина
	2	3	4
1.	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	12,9
2.	Выработано тепловой энергии, всего	Гкал/год	15129,1
3.	Отпущено тепловой энергии внешним потребителям	Гкал/год	10918
4.	Собственное теплопотребление (технологические нужды котельной)	Гкал/год	1527,7
5.	Годовой расход условного топлива (мазут)	т у.т./год	2557
6.	Фактический удельный расход условного топлива	кг у.т./Гкал	169,96
7.	Фактический КПД котельной	%	84
8.	Удельный расход тепловой энергии на отопление 1 м <sup>2</sup> общей площади помещений	Гкал/м <sup>2</sup>	0,29

В таблице рассмотрены отчетные показатели работы котельной за 2012 год: выработка тепловой энергии, затраты на собственные нужды котельной (10%) и потери при передаче тепловой энергии потребителям (19,7%). КПД котельной за отчетный год составляет 84%.

#### **2.12.9 Анализ существующего состояния тепловых сетей котельной**

Котельная №62 является источником теплоснабжения микрорайона Снежная Долина. Общая протяженность тепловых сетей, используемых для транспорта теплоносителя от котельной, составляет 6412,8 м в однострубно́м исчислении в том числе трубопровод на ГВС длиной 1899,6 м.

Расчетный и фактический температурный график теплоснабжения на выходе из котельной 95/70 °С на расчетную температуру наружного воздуха -36оС.

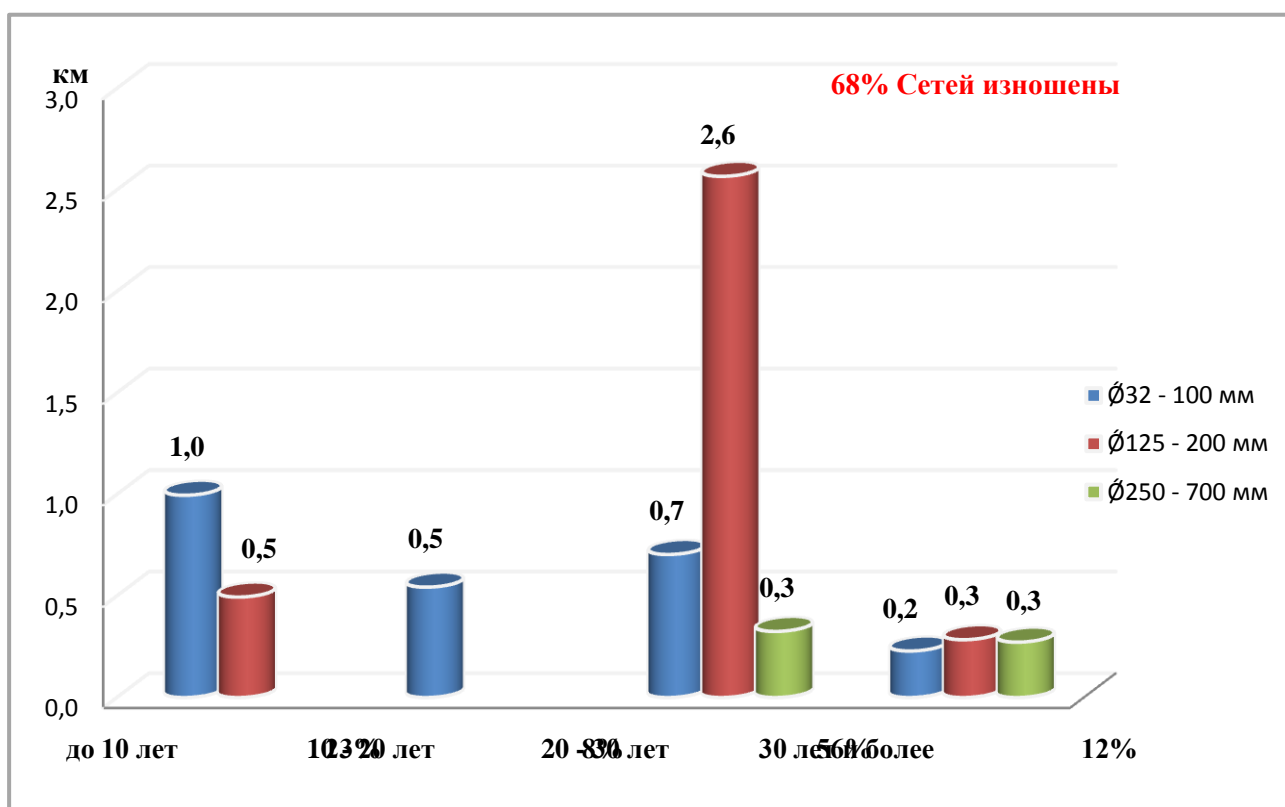
Тепловые сети от котельной трехтрубные. Подземная прокладка трубопровод составляет

5686,5 м (89%), надземная прокладка - 714,3 м (11%).

Трубопроводы тепловых сетей системы теплоснабжения котельной №62, мкрн. Снежная Долина, находятся в эксплуатации с 1960 года: до 10 лет – 23%; от 10 до 20 лет – 8%; от 20 до 30 лет – 56%; свыше 30 лет – 12%.

Сети изношены на 68%.

На рисунке 2.79 диаграммой представлены сроки службы трубопроводов различного диаметра.



**Рисунок 2.79 – Сроки службы трубопроводов различного диаметра**

На рисунке 2.80 представлена схема тепловых сетей от котельной №62, мкрн. Снежная Долина.



### 2.12.9.1 Потери тепловой энергии в тепловых сетях

Тепловые потери при транспорте и распределении тепловой энергии состоят из потерь тепловой энергии через теплоизоляционные конструкции и потерь тепловой энергии с утечками сетевой воды. Нормативно-расчетные потери тепловой энергии представлены в таблице 2.122.

**Таблица 2.122 – Потери тепловой энергии при транспорте теплоносителя и с ПСВ**

<b>Нормативно-расчетные потери тепловой энергии</b>	<b>Ед. измерения</b>	<b>Величина</b>
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>
Потери тепловой энергии через изоляцию	Гкал/год	2572,06
с ПСВ	Гкал/год	233,15
<b>ВСЕГО</b>	Гкал/год	2805,21

Таким образом, доля нормативно-расчетных потерь тепловой энергии от отпуска тепловой энергии в сеть составляет 20,4%. Величина тепловых потерь обусловлена большим сроком службы трубопроводов тепловых сетей (свыше 25 лет – длиной 4380 м).

### 2.12.9.2 Диагностика состояния тепловых сетей

По окончании отопительного периода производятся гидравлические испытания отопительной системы, в результате которой выявляются дефекты системы теплоснабжения. По результатам проверки определяется объем ремонтных работ на летний период. Также проведение капитальных и текущих ремонтов тепловой сети планируется в соответствии с отраслевой системой технического обслуживания энергетического оборудования. Разрабатываются графики ППР.

### 2.12.9.3 Гидравлический расчет тепловых сетей котельной №62

Гидравлический расчет тепловых сетей котельной проводился на базе актуализированной электронной модели системы теплоснабжения в средствах программного комплекса «Zulu».

Исходными данными для разработки электронной модели и анализа существующих режимов теплоснабжения являлись:

- схемы тепловых сетей с привязкой к плану микрорайона;
- эксплуатационная документация (расчетные температурные графики, данные по присоединенным тепловым нагрузкам, их видам и т.п.);

- схемы присоединения потребителей к тепловым сетям;
- геодезические отметки узлов тепловой сети (источника, узлов разветвления, потребителей);
- характеристики участков тепловой сети (конструктивные данные по видам прокладки и типам применяемых теплоизоляционных конструкций и т.п.);
- располагаемые напоры на источниках.

Данные для гидравлического расчета тепловых сетей приведены в таблице 2.123.

**Таблица 2.123 – Исходные данные для гидравлических расчетов**

Наименование показателей	Котельная №62, ул. Пионерская, 2
1	2
Присоединенная договорная нагрузка, Гкал/ч	5,67
Давление в подающем трубопроводе отопления, кгс/см <sup>2</sup>	5,5
Давление в обратном трубопроводе отопления, кгс/см <sup>2</sup>	2,7
Располагаемый напор на выходе из котельной, м вод.ст.	28
Температурный график работы тепловой сети, °С	95-70
Температура теплоносителя в системе ГВС, °С	75
Температура холодной воды, °С	5
Геодезическая отметка земли, м	175,6

Наладочный и поверочный расчеты выполнены для трубопроводов тепловых сетей с учетом тепловых потерь в теплосетях. Данные, полученные в результате расчетов, представлены в таблице 2.124.

**Таблица 2.124 – Результаты наладочного и поверочного расчетов**

Наименование показателей	Котельная №62, ул. Пионерская, 2
Кол-во тепловой энергии, вырабатываемое на источнике, Гкал/ч	4,937
Расход тепла на систему отопления, Гкал/ч	3,261
Расход тепла на открытые системы ГВС (максимально-часовой), Гкал/ч	0,019
Расход тепла на закрытые системы ГВС (максимально-часовой), Гкал/ч	1,156
Суммарные тепловые потери в теплосетях, Гкал/ч	0,501

Гидравлический расчет тепловых сетей выполнен по трем направлениям от источника до наиболее удаленных потребителей тепловой энергии. Результаты расчета представлены в таблице 2.125.

**Таблица 2.125 – Сводная таблица результатов гидравлических расчетов участков тепловой сети**

Котельная №62, ул. Пионерская, 2	Ул. Пионерская, б/н (отопл.)	Ул. Пионерская, б/н (ГВС)	Ул. Пионерская, 2, к.4(отопл.)
Диаметр головного участка, мм	2Ду 300	Ду 150	2Ду 300
Расстояние до потребителя, км	0,992	0,992	0,804
Давление в обратном трубопроводе, кгс/см <sup>2</sup>	3,27	5,12	4,52
Скорость теплоносителя, м/с	0,345	0,045	0,305
Располагаемый напор на потребителе, м	4,233	0	13,409

Расчетные пути теплоносителя и соответствующие им пьезометрические графики, результаты расчетов по участкам трубопроводов тепловых сетей, а так же результаты расчетов по потребителям представлены в приложении Е к электронной модели схемы теплоснабжения.

## Раздел 3 Топливные балансы источников тепловой энергии

### 3.1 Вид и количество используемого основного топлива

Основным и резервным топливом для источников тепловой энергии муниципального образования «Город Магадан» являются каменный уголь, мазут, дизтопливо и электрическая энергия.

В таблице 3.1 представлены рассматриваемые источники тепловой энергии и вид используемого основного топлива

**Таблица 3.1 Вид используемого топлива**

№ п/п	Наименование источника, наименование объекта	Вид основного топлива
<b>1</b>	<b>Магаданская ТЭЦ</b>	Каменный уголь: Кузнецкий, Аркагалинский
<b>2</b>	<b>Котельные МУП «Магаданстеплосеть»:</b>	
2.1	Котельная №2, ул. Марчеканская, 2	мазут
2.2	Котельная №21, ул. Рыбозаводская, 10	мазут
2.3	Котельная №43, ул. Авиационная, 10	мазут
2.4	Котельная №44, мкрн. Радист	мазут
2.5	Котельная №45, мкрн. Дукча	мазут
2.6	Котельная №46, ул. Майская	мазут
2.7	Котельная №47, п.г.т. Уптар, ул. Усть-Илимская, 5	мазут
2.8	Котельная №56, п.г.т. Сокол, ул. Гагарина, 25	мазут, электроэнергия
2.9	Котельная №62, ул. Пионерская, 2	мазут
2.10	ЦТП-19, ул. Портовое шоссе, 45	электрокотельная

В таблице 3.2 представлен баланс потребления топлива теплоисточниками за 2012г.

**Таблица 3.2 Топливный баланс источников тепловой энергии**

№ п/п	Наименование источника, наименование объекта	Вид топлива	Расход топлива		НУР на производство:	
			На выработку тепловой энергии	На выработку электроэнергии	ТЭ, кг у.т./Гкал	ЭЭ, г/кВт.ч
<b>1</b>	<b>Магаданская ТЭЦ</b>	уголь, тыс. тнт	222,826	31,211	166,1	475,3
		тыс. т у.т.	174,619	23,704		
		Топочный мазут, т, м <sup>3</sup>	0,213	-		
		тыс. т у.т.	0,299	-		
		Дизельное топливо, млн.м <sup>3</sup>	0,007	0,013		

		тыс.т у.т.	0,010	0,018		
2	Котельные МУП «Магадантеплосеть»:	мазут	Расход топлива		НУР на производство тепловой энергии, кг у.т./Гкал	
	Котельная №2, ул. Марчеканская, 2	Тыс. м <sup>3</sup>	1063,24		170,63	
		тыс. т у.т.	1488,54			
	Котельная №21, ул. Рыбозаводская, 10	Тыс. м <sup>3</sup>	1270,279		176,43	
		тыс. т у.т.	1778,39			
	Котельная №43, ул. Авиационная, 10	Тыс. м <sup>3</sup>	651,798		195,26	
		тыс. т у.т.	912,5			
	Котельная №44, мкрн. Радист	Тыс. м <sup>3</sup>	303,154		203,89	
		тыс. т у.т.	424,41			
	Котельная №45, мкрн. Дукча	Тыс. м <sup>3</sup>	648,401		177,36	
		тыс. т у.т.	907,76			
	Котельная №46, ул. Майская	Тыс. м <sup>3</sup>	2482,228		176,21	
		тыс. т у.т.	3475,12			
	Котельная №47, п.г.т. Уптар, ул. Усть-Илимская, 5	Тыс. м <sup>3</sup>	3927,335		179,69	
		тыс. т у.т.	5498,27			
	Котельная №56, п.г.т. Сокол, ул. Гагарина, 25	Тыс. м <sup>3</sup>	843,131		166,70	
		тыс. т у.т.	1180,38			
	Котельная №62, ул. Пионерская, 2	Тыс. м <sup>3</sup>	1825,359		169,96	
		тыс. т у.т.	2555,5			

### 3.2 Растопочное топливо

Магаданская ТЭЦ – источник с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии в качестве растопочного топлива использует мазут.

Локальные котельные МУП «Магадантеплосеть» резервного топлива не имеют.

Вид растопочного топлива представлен в таблице 3.3

**Таблица 3.3 Вид используемого растопочного и аварийного топлива**

№ п/п	Наименование источника	Вид растопочного и аварийного топлива
<b>1</b>	<b>Магаданская ТЭЦ</b>	мазут
<b>2</b>	<b>Котельные МУП "Магадантеплосеть"</b>	
2.1	Котельная №2, ул. Марчеканская, 2	отсутствует
2.2	Котельная №21, ул. Рыбозаводская, 10	отсутствует
2.3	Котельная №43, ул. Авиационная, 10	отсутствует
2.4	Котельная №44, мкрн. Радист	отсутствует
2.5	Котельная №45, мкрн. Дукча	отсутствует
2.6	Котельная №46, ул. Майская	отсутствует
2.7	Котельная №47, п.г.т. Уптар, ул. Усть-Илимская, 5	отсутствует
2.8	Котельная №56, п.г.т. Сокол, ул. Гагарина, 25	отсутствует
2.9	Котельная №62, ул. Пионерская, 2	отсутствует

### 3.3 Поставка топлива

Уголь используется Магаданский (Аркагалинский) и привозной (Кузнецкий); доставка посезонно – по железной дороге, затем – морским путём, а от морского порта до ТЭЦ – автотранспортом ОАО «Магаданэнерго». Складирование угля производится на угольное поле в два штабеля емкостью по 100000 тонн и 200000 тонн.

Доставка мазута марки М-40 производится посезонно спецтранспортом ОАО «Магаданэнерго» в резервуары мазутного хозяйства ТЭЦ (емкость 700 м<sup>3</sup>-3шт.). В зимнее время года предусмотрена система прогрева жидкого топлива и пропарка цистерн.

## Раздел 4 Надежность теплоснабжения

### 4.1. Показатели по расчету уровня надежности

Под надежностью системы теплоснабжения понимают способность проектируемых и действующих источников тепловой энергии, тепловых сетей и в целом СЦТ обеспечивать в течение заданного времени требуемые режимы, параметры и качество теплоснабжения.

В качестве основных критериев надежности тепловых сетей и системы теплоснабжения приняты:

- вероятность безотказной работы системы [Р] - способность системы не допускать отказов, приводящих к падению температуры в отапливаемых помещениях жилых и общественных зданий ниже +12 °С, в промышленных зданиях ниже +8 °С, более числа раз, установленного нормативами;

- коэффициент готовности (качества) системы [КГ] - вероятность работоспособного состояния системы в произвольный момент времени поддерживать в отапливаемых помещениях расчетную внутреннюю температуру, кроме периодов снижения температуры, допускаемых нормативами;

- живучесть системы [Ж] - способность системы сохранять свою работоспособность в аварийных (экстремальных) условиях, а также после длительных (более 54 ч) остановов.

Минимально допустимые показатели вероятности безотказной работы следует принимать для:

- источника теплоты  $R_{ит} = 0,97$ ;
- тепловых сетей  $R_{те} = 0,9$ ;
- потребителя теплоты  $R_{пт} = 0,99$ ;
- СЦТ в целом  $R_{сцт} = 0,9 \cdot 0,97 \cdot 0,99 = 0,86$

Соблюдение данных нормативных показателей теплоснабжения (источник тепловой энергии, тепловая сеть, потребитель) означает, что:

- при отказах в системе теплоснабжения температура в отапливаемых помещениях жилых и общественных зданий в период отказа не будет опускаться ниже плюс 14 °С, в промышленных зданиях - ниже плюс 8 °С. Математическое ожидание отказа не более 14 раз за 100 лет;

- расчётная температура воздуха в отапливаемых помещениях плюс 18-21 °С будет поддерживаться в течение всего отопительного периода, за исключением 264 ч. В течение 264 ч температура воздуха может опускаться до плюс 16 - 18 °С.

Исходной информацией для расчета надежности системы тепловых сетей являются данные о структуре схемы теплоснабжения, длине и диаметре магистральных трубопроводов от источника теплоснабжения до конечных, наиболее удаленных потребителей, а также исходные данные по статистике аварийных отключений.

Расчет надежности теплоснабжения представлен в Книге 9 «Оценка надежности теплоснабжения» обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения.

#### **4.2. Анализ аварийных отключений потребителей**

*Авариями в коммунальных отопительных котельных считаются:*

1. Разрушения (повреждения) зданий, сооружений, паровых и водогрейных котлов, трубопроводов пара и горячей воды, взрывы и воспламенения газа в топках и газоходах котлов, вызвавшие их разрушение, а также разрушения газопроводов и газового оборудования, взрывы в топках котлов, работающих на твердом и жидком топливе, вызвавшие остановку их на ремонт.

2. Повреждение котла (вывод его из эксплуатации во внеплановый ремонт), если объем работ по восстановлению составляет не менее объема капитального ремонта.

3. Повреждение насосов, подогревателей, вызвавших вынужденный останов котла (котлов), приведший к снижению общего отпуска тепла более чем на 50 % продолжительностью свыше 16 часов.

*Авариями в тепловых сетях считаются:*

1. Разрушение (повреждение) зданий, сооружений, трубопроводов тепловой сети в период отопительного сезона при отрицательной среднесуточной температуре наружного воздуха, восстановление работоспособности которых продолжается более 36 часов.

2. Повреждение трубопроводов тепловой сети, оборудования насосных станций, тепловых пунктов, вызвавшее перерыв теплоснабжения потребителей I категории (по

отоплению) на срок более 8 часов, прекращение теплоснабжения или общее снижение более чем на 50 % отпуска тепловой энергии потребителям продолжительностью выше 16 часов.

*Технологическими отказами в коммунальных отопительных котельных считаются:*

1. Неисправность котла с выводом его из эксплуатации на внеплановый ремонт, если объем работ по восстановлению его работоспособности составляет не менее объема текущего ремонта.

2. Неисправность насосов, подогревателей, другого вспомогательного оборудования, вызвавших вынужденный останов котла (котлов), приведший к общему снижению отпуска тепла более чем на 30, но не более 50 % продолжительностью менее 16 часов.

3. Останов источника тепла из-за прекращения по вине эксплуатационного персонала подачи воды, топлива или электроэнергии при температуре наружного воздуха:

до (-10 °C) - более 8 часов;

от (-10 °C) до (-15 °C) - более 4 часов;

ниже (-15 °C) - более 2 часов.

*Технологическими отказами в тепловых сетях считаются:*

1. Неисправности трубопроводов тепловой сети, оборудования насосных станций, тепловых пунктов, поиск утечек, вызвавшие перерыв в подаче тепла потребителям I категории (по отоплению) свыше 4 до 8 часов, прекращение теплоснабжения (отопления) объектов соцкультбыта на срок, превышающий условия п. 4.16.1 ГОСТ Р 51617-2000 «Жилищно-коммунальные услуги. Общие технические условия» (допустимая длительность температуры воздуха в помещении не ниже 12 °C - не более 16 часов; не ниже 10 °C не более 8 часов; не ниже 8 °C - не более 4 часов).

Исходя из исходной информации аварийные отключения в сетях ОАО «Магаданэнерго» и МУП «Тепловые сети» за отчетный 2012 год отсутствуют.

Технологические отказы устраняются в кратчайшие сроки. Качество предоставляемых услуг соответствует требованиям законодательства.

## Раздел 5 Технико-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций

В систему теплоснабжения муниципального образования «Город Магадан» входят ОАО «Магаданэнерго» Филиал «Магаданская ТЭЦ» и МУП города Магадана «Магадантеплосеть». В составе МУП «Магадантеплосеть» 11 локальных котельных, которые обслуживают поселки и микрорайоны муниципального образования.

Установленная мощность котельных приведена в таблице 5.1.

**Таблица 5.1 . Теплоснабжающие организации муниципального образования «Город Магадан»**

№ п/п	Теплоснабжающие организации	Установленная мощность, Гкал/час
1	ОАО «Магаданэнерго» Филиал «Магаданская ТЭЦ»	495
2	МУП города Магадана "Магадантеплосеть"	
2.1.	Котельная №2	3,75
2.2.	Котельная №21	4,5
2.3.	Котельная №31	1,32
2.4.	Котельная №43	2,16
2.5.	Котельная №44	1,0
2.6.	Котельная №45	3,75
2.7.	Котельная №46	11,2
2.8.	Котельная №47	14,64
2.9.	Котельная №56	44,18
2.10.	Котельная №62	12,9
2.11.	Котельная ЦТП-19	1,45

Выработка тепловой энергии по ресурсоснабжающим организациям приведена в табл. 5.2.

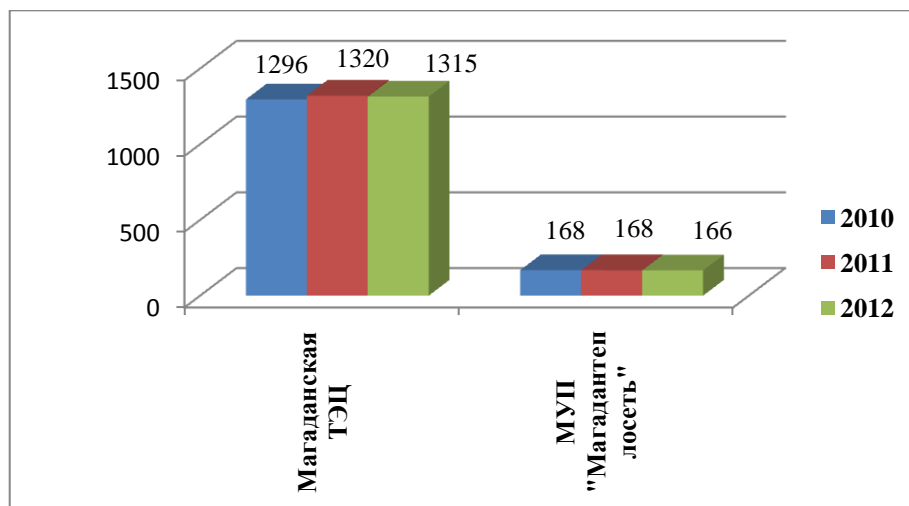
**Таблица 5.2. Выработка тепловой энергии организациями города Магадана**

№ п/п	Теплоснабжающие организации	Ед.изм .	Выработка тепловой энергии по годам				
			2010	2011	рост, %	2012	рост, %
1	ОАО «Магаданэнерго» Филиал «Магаданская ТЭЦ»	Гкал	1 295 725,0	1 320 348,0	101,9	1 314 517,0	99,6
2	МУП "Магадантеплосеть"	Гкал	168 242,1	168 130,7	99,9	165 541,1	98,5
	<b>Итого</b>	<b>Гкал</b>	<b>1 463 967,1</b>	<b>1 488 478,7</b>	<b>101,7</b>	<b>1 480 058,1</b>	<b>99,4</b>

Общая выработка за 2012 год по Магаданской ТЭЦ составила 1 314,52 тыс. Гкал.

Общая выработка тепловой энергии по МУП «Магадантеплосеть» по 11 котельным – 165,54 тыс. Гкал. В 2012 году выработка по ресурсоснабжающим организациям не намного, но снижается, по сравнению с 2011 годом.

Распределение выработки тепловой энергии по годам по ресурсоснабжающим организациям представлено на рисунке 5.1.



**Рисунок 5.1. Выработка тепловой энергии по годам, тыс. Гкал**

Технико-экономические показатели по ресурсоснабжающим организациям приведены в таблице 5.3.

**Таблица 5.3. Технико-экономические показатели по теплоснабжающим организациям города Магадана**

№ п/п	Теплоснабжающие организации	Ед.изм.	факт 2012 г	
			ОАО «Магаданэнерго» Филиал «Магаданская ТЭЦ»	МУП города Магадана "Магадантеплосеть"
1	Выработка тепловой энергии	Гкал	1 314 517,0	165 541,1
2	Собственные нужды	Гкал	63 210,0	11 860,7
3	Отпуск в сеть, в т. ч.	Гкал	1 251 307,0	153 680,4
4	Потери тепловой энергии	Гкал	25 796,0	21 640,2
5	Полезный отпуск	Гкал	1 225 511,0	132 040,2
6	Удельный расход топлива	кг у.т./ Гкал	166,1	176,9
7	Удельный расход электроэнергии на технологию	кВт ч/Гкал	45,2	473,8
8	Удельный расход воды	м³/ Гкал	5,4	3,5

Основным поставщиком тепловой энергии для потребителей города является ОАО «Магаданэнерго» Филиал «Магаданская ТЭЦ». Собственные нужды в общей выработке занимают 4,8%, по МУП «Магадантеплосеть» этот показатель выше 7,2%. По всем котельным на собственные нужды относятся большие затраты по разогреву топлива - мазута.

Потери в выработке по Магаданской ТЭЦ составили в 2012 году 2%, по МУП «Магадантеплосеть» 13%, за счет большой протяженности тепловых сетей находящихся в хозяйственном ведении организации.

Фактическая удельная норма расхода топлива за 2012 год по МУП «Магадантеплосеть» в среднем по всем котельным составила 176,9 кг у. т./Гкал. Плановая удельная норма расхода топлива, утвержденная Департаментом цен и тарифов Администрации Магаданской области, составила 173,20 кг у. т./Гкал. По Магаданской ТЭЦ этот показатель составил 166,1 кг у. т./Гкал.

Удельный расход электрической энергии по МУП «Магадантеплосеть» составил 473,8 кВт ч/Гкал. Большое количество электрической энергии потребляется на производство тепловой энергии, т.к. на котельных №19, 56 установлены электродоты.

Удельные расходы ТЭР по годам представлены в таблице 5.4.

**Таблица 5.4. Удельные расходы ТЭР по ресурсоснабжающим организациям**

№ п/п	Теплоснабжающие организации	Ед.изм.	2010 г		2011 г		2012 г	
			ОАО «Магаданэнерго» Филиал «Магаданская ТЭЦ»	МУП "Магадантеплосеть"	ОАО «Магаданэнерго» Филиал «Магаданская ТЭЦ»	МУП "Магадантеплосеть"	ОАО «Магаданэнерго» Филиал «Магаданская ТЭЦ»	МУП "Магадантеплосеть"
1	Удельный расход топлива	кг у.т./Гкал	176,4	173,8	170,6	174,35	166,1	176,91
2	Удельный расход э/энергии	кВт ч/Гкал	46,6	422,7	47,09	449,56	45,17	473,84
3	Удельный расход воды	м³/Гкал	5,8	3,8	5,42	3,88	5,37	3,53

По ОАО «Магаданэнерго» Филиал «Магаданская ТЭЦ» удельные нормы расхода топливно-энергетических ресурсов с 2010 года снижаются. Удельный расход топлива снизился с 176,4 кг у. т./Гкал до 166,1 кг у. т./Гкал, на 6%. Удельный расход электрической энергии снизился на 3%, удельный расход воды на 7%.

По МУП г. Магадана «Магадантеплосеть» эти показатели составили:

- Удельный расход топлива повысился на 1,7%;
- Удельный расход воды с 2010 по 2012 г. снизился на 7%.

Увеличение удельного расхода топлива по котельным с 2010 по 2012 годы связано с тем, что нагрузка на наиболее экономичные котлы на 56 котельной была перераспределена на электродоты.

## **Раздел 6 Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения**

### **6.1. Анализ динамики утвержденных тарифов, устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) по каждому из регулируемых видов деятельности и по каждой теплосетевой и теплоснабжающей организации с учетом последних 3 лет**

Государственное регулирование цен (тарифов) на тепловую энергию (мощность) осуществляется на основе принципов, установленных Федеральным законом №190-ФЗ «О теплоснабжении» от 27.07.2010 года, в соответствии с основами ценообразования в сфере теплоснабжения, правилами регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации, иными нормативными правовыми актами и методическими указаниями, утвержденными федеральным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов в сфере теплоснабжения.

Регулирование цен (тарифов) в сфере теплоснабжения осуществляется в соответствии со следующими основными принципами:

- обеспечение доступности тепловой энергии (мощности), теплоносителя для потребителей;

- обеспечение экономической обоснованности расходов теплоснабжающих организаций, теплосетевых организаций на производство, передачу и сбыт тепловой энергии (мощности) теплоносителя;

- обеспечение достаточности средств для финансирования мероприятий по надежному функционированию и развитию систем теплоснабжения;

- стимулирование повышения экономической и энергетической эффективности при осуществлении деятельности в сфере теплоснабжения;

- обеспечение стабильности отношений между теплоснабжающими организациями и потребителями за счет установления долгосрочных тарифов;

- обеспечение открытости и доступности для потребителей, в том числе для населения, процесса регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения;

- создание условий для привлечения инвестиций;

- определение размера средств, направляемых на оплату труда, в соответствии с отраслевыми тарифными соглашениями;

- обязательный раздельный учет организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, объема производства тепловой энергии, теплоносителя, доходов и расходов, связанных с производством, передачей и со сбытом тепловой энергии, теплоносителя;

- контроль за соблюдением требований законодательства об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности в целях сокращения потерь энергетических ресурсов, в том числе требований к разработке и реализации программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, требований к организации учета и контроля используемых энергетических ресурсов.

В систему теплоснабжения муниципального образования «Город Магадан» входят:

-ОАО «Магаданэнерго» Филиал «Магаданская ТЭЦ»;

-МУП города Магадан «Магадантеплосеть», в которое входит 11 котельных:

- Котельная №2;
- Котельная №19;
- Котельная №21;
- Котельная №43;
- Котельная №44;
- Котельная №45;
- Котельная №46;
- Котельная №47;
- Котельная №56;
- Котельная №62;
- Котельная №31.

В обслуживании Магаданской ТЭЦ находятся магистральные тепловые сети, у МУП города Магадана «Магадантеплосеть» - внутриквартальные тепловые сети.

Система теплоснабжения города Магадана делится на несколько зон:

-зона теплоснабжения, обслуживаемая ОАО «Магаданэнерго» Филиал «Магаданская ТЭЦ»;

-локальные зоны, которые обслуживают котельные МУП города Магадана «Магадантеплосеть».

Тарифы на услуги по производству и передаче тепловой энергии регулируются органом исполнительной власти – Департаментом цен и тарифов Администрации Магаданской области. В качестве периода регулирования принимается финансовый год.

Динамику утвержденных тарифов на тепловую энергию в разрезе организаций можно проследить в таблице 6.1.

**Таблица 6.1. Динамика тарифов на тепловую энергию (производство и передача) по ресурсоснабжающим организациям города Магадан**

№ п/п	Группы потребителей	Ед. изм.	2 010	2 011	%	2 012	%	2 013	%
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	<b>ОАО «Магаданэнерго» Филиал «Магаданская ТЭЦ»</b>								
1.1.	Тариф среднегодовой для конечного потребителя, в т.ч.	руб./Гкал	2 423,98	2 773,63	114,42	2 879,20	103,81	3 257,01	113,12
1.1.1.	тариф на производство	руб./Гкал	1 663,82	1 889,87	113,59	1 963,36	103,89	2 232,58	113,71
1.1.2.	тариф на потери	руб./Гкал	584,19	644,53	110,33	662,75	102,83	747,09	112,73
1.1.3.	тариф на передачу	руб./Гкал	175,97	239,23	135,95	253,09	105,79	277,35	109,59
2	<b>МУП города Магадана "Магадантеплосеть"</b>	руб./Гкал	<b>4 210,61</b>	<b>4 137,39</b>	<b>98,26</b>	<b>4 247,63</b>	<b>102,66</b>	<b>4 609,62</b>	<b>108,52</b>

На момент разработки схемы теплоснабжения -2013 год, тариф по Магаданской ТЭЦ утвержден в размере 3 257,01 руб./Гкал. В него входят три составляющие: тариф на производство тепловой энергии, тариф на потери и тариф на передачу тепловой энергии до потребителей по сетям МУП города Магадан «Магадантеплосеть». Тарифную составляющую на передачу, Магаданская ТЭЦ перечисляет в МУП «Магадантеплосеть». На основании договора Магаданская ТЭЦ поставляет через тепловые сети МУП «Магадантеплосеть» тепловую энергию своим потребителям и оплачивает услуги теплосетевой организации по передаче тепловой энергии в порядке и на условиях определенных договором. МУП «Магадантеплосеть» принимает из сетей Магаданской ТЭЦ тепловую энергию, передает ее потребителям, находящимся в договорных отношениях с теплоснабжающей организацией, осуществляет эксплуатацию, техническое обслуживание, капитальный и текущий ремонт тепловых сетей, находящихся в хозяйственном ведении.

В 2012 году тариф составлял 2 879,20 руб./Гкал. В среднем по тарифу наибольший процент роста был в 2011 году по сравнению с 2010 годом – 114,42%. Тариф на передачу в 2011 году вырос на 135,9%.

Для населения государство ежегодно выделяет субсидию для возмещения части тарифа по тепловой энергии. В 2012 году по Магаданской ТЭЦ компенсация на разницу в тарифе для населения составила 594 748,2 тыс. рублей.

Тариф по котельным МУП города Магадан «Магадантеплосеть» в 2011 году снизился на 1,7%, за счет снижения стоимости на топливо. В последующие годы наблюдается рост тарифа по тепловой энергии.

На 2013 год тариф по котельным был утвержден в размере 4 609, 62 руб./Гкал.

Возмещение в тарифе для населения в 2012 году составило 316 537,22 тыс. рублей.

Как видно из таблицы, тарифы на услуги теплоснабжения имеют положительную динамику роста.

Тариф по котельным МУП «Магадантеплосеть» выше, чем тариф по Магаданской ТЭЦ. Это объясняется следующими причинами:

- большой резерв мощности котельных и как следствие затраты по содержанию и техническому обслуживанию всего оборудования, которое находится на обслуживании;
- высокая стоимость топлива (мазут), которое используется на котельных;
- по котельным 45, 47, 62 теплотери составили более 17%.
- недозагрузка оборудования.

## **6.2.Структуры тарифов, установленных на момент разработки схемы теплоснабжения**

Формирование себестоимости на предприятии осуществляется отдельно по статьям калькуляционных расходов.

Для составления плановой калькуляции на производство, передачу тепловой энергии используются следующие расчеты и статьи затрат:

- затраты на топливно-энергетические ресурсы (мазут, уголь, электроэнергия, вода);
- оплата труда (включая налоги на заработную плату);
- производственные затраты (включая затраты на материалы);
- прочие накладные расходы (включая прочие цеховые и общехозяйственные расходы, налоги и сборы, амортизация, прочие затраты, прибыль).

Все технико-экономические показатели себестоимости должны быть обоснованы и подтверждены расчетами.

Основным поставщиком тепловой энергии для потребителей города Магадан, является ОАО «Магаданэнерго» Филиал «Магаданская ТЭЦ». В состав МУП город Магадан «Магадантеплосеть» входят 11 котельных, тариф утверждается один по всем источникам.

Структура тарифов по ресурсоснабжающим организациям представлена в таблице 6.2.

**Таблица 6.2 Структура тарифа по ресурсоснабжающим организациям на 2013 год**

№ п/п	Статьи затрат	Ед. изм.	ОАО «Магаданэнерго» Филиал Магаданская ТЭЦ		МУП города Магадана "Магадантеплосеть"	
			сумма	%	сумма	%
1	2	3	4	5	6	7
1	Топливо	тыс. руб.	1 037 771,6	37,6	336 093,8	53,3
2	Электроэнергия	тыс. руб.	593 762,7	21,5	86 270,2	13,7
3	Вода	тыс. руб.	0,0	0,0	594,7	0,1
4	Материалы	тыс. руб.	57 917,0	2,1	3 467,1	0,5
5	Затраты на оплату труда	тыс. руб.	366 997,5	13,3	105 093,3	16,7
6	Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	104 049,1	3,8	31 738,2	5,0
7	Амортизация	тыс. руб.	64 908,2	2,4	25 642,4	4,1
8	Затраты производственные	тыс. руб.	117 957,3	4,3	0,0	0,0
9	Прочие расходы	тыс. руб.	29 857,4	1,1	29 948,6	4,7
10	Общесистемные затраты	тыс. руб.	224 901,4	8,1	0,0	0,0
11	Прибыль	тыс.руб.	162 239,2	5,9	12 121,1	1,9
12	<b>НВВ</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>2 760 361,4</b>	<b>100,0</b>	<b>630 969,4</b>	<b>100,0</b>
13	<b>Товарная продукция</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>3 017 295,6</b>			
14	<b>Тариф среднегодовой для конечного потребителя, в т.ч.</b>	<b>руб./Гкал</b>	<b>3 257,0</b>		<b>4 609,6</b>	
15	Тариф на производство	руб./Гкал	2 232,6			
16	Тариф на потери	руб./Гкал	747,1			
17	Тариф на передачу	руб./Гкал	277,4			

Одна из основных статей калькуляционных расходов при тарифообразовании – расходы на топливно-энергетические ресурсы (ТЭР). По ОАО «Магаданэнерго» эти затраты составляют 59,1% в структуре тарифа, из них в основном все затраты 63,6% составляют по углю, остальные 36,4% затраты по электроэнергии. Второе место в структуре тарифа занимают затраты по оплате труда – 13,3% или 366 997,5 тыс. рублей. Общесистемные затраты составляют 8,1% или 224 901,4 тыс. рублей.

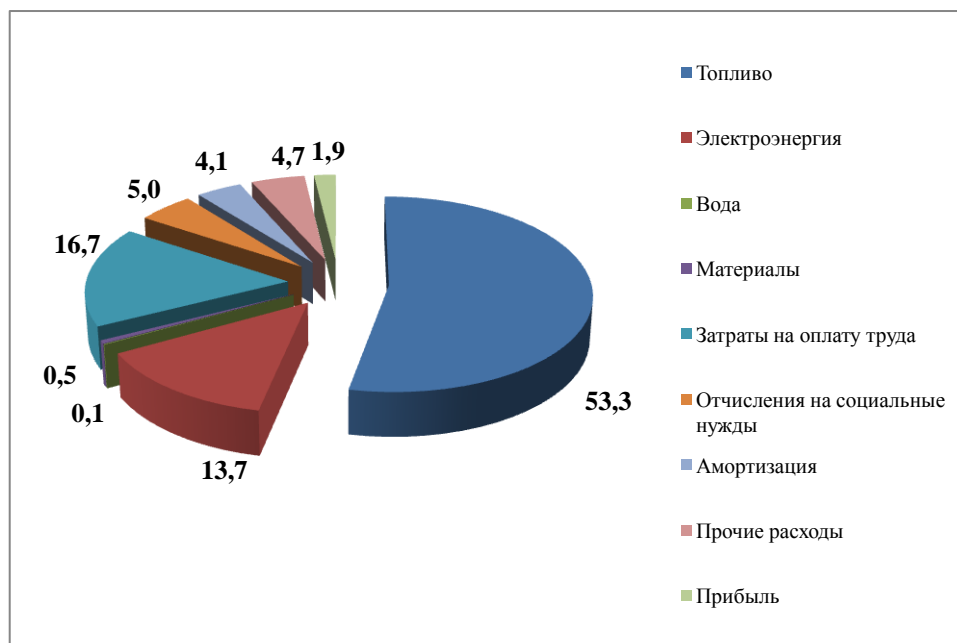
Затраты на ТЭР по МУП «Магадантеплосеть» составляют 67,1%, из них 79,5% затраты по мазуту. По другим ресурсам: электроэнергия и вода, затраты в структуре тарифа составляют

вместе 20,5% или 86 270,2 тыс. руб. и 594,7 тыс. руб. соответственно. Второе место в структуре тарифа занимает статья по оплате труда -16,7% или 105 093,3 тыс. рублей. На третьем месте в смете составляют прочие затраты – 4,7%.

Структура распределения затрат в процентах приведена на рисунках 6.1 и 6.2.



**Рисунок 6.1 Структура тарифа на тепловую энергию на 2013 год по Магаданской ТЭЦ**



**Рисунок 6.2 Структура тарифа на тепловую энергию на 2013 год по МУП города Магадан «Магадантеплосеть»**

### **6.3. Плата за подключение к системе теплоснабжения и поступление денежных средств от осуществления указанной деятельности**

В соответствии с федеральными законами №210-ФЗ от 30.12.2004 г. «Об основах регулирования тарифов организаций коммунального комплекса», №131-ФЗ от 06.10.2003г. «Об общих принципах организации местного самоуправления в РФ», Приказом Департамента цен и тарифов Администрации Магаданской области №54-1/э от 02.11.2012 года «Об установлении платы за подключение к системе теплоснабжения МУП г. Магадан «Магадантеплосеть», была установлена плата за подключение к тепловым сетям объекта «ОКОГУЗ Магаданский областной психоневрологический диспансер». Плата за подключение к системе теплоснабжения в 2012 году составила 19 688,32 тыс. руб. за 1 Гкал/час.

Поступление денежных средств от «ОКОГУЗ Магаданский областной психоневрологический диспансер» за подключение к тепловым сетям было проведено за два года: в 2012 году поступления составили 49 627 тыс. рублей, в 2013 году – 8 453,54 тыс. рублей.

### **6.4. Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей**

Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей, отсутствует.

## **Раздел 7 Существующие технические и технологические проблемы в системе теплоснабжения**

### **7.1. Существующие проблемы организации качественного теплоснабжения**

Основные проблемы организации качественного теплоснабжения сводятся к перечню финансовых и технических причин приводящих к снижению качества теплоснабжения:

1. Внутридомовые системы отопления требуют комплексной регулировки и наладки.  
Необходима модернизация внутридомовых систем с целью возможности автоматического поддержания рабочих параметров теплоснабжения.
2. Высокий износ основного оборудования тепловых сетей и источников теплоснабжения, при повышении требований установленных законодательными актами и нормативными документами, к оснащённости этих объектов средствами автоматизации и противоаварийными защитами.
3. Предельные (максимальные эксплуатационные) параметры работы трубопроводов (подающего и обратного) тепловых магистралей №1, №2, №3 по температуре не выше 115°C, давлению не более 10 кгс/см<sup>2</sup> и №4 по температуре 115°C, давлению не более 14 кгс/см<sup>2</sup>.
4. Несоблюдение температурного графика в подающей магистрали ТМ №4, отсутствие стимулирования потребителей по снижению температуры в обратном трубопроводе и штрафных санкций за нарушение термодинамических параметров возвращаемых теплоносителей (ЦТП-7, ЦТП-10). Следствие - неэкономичный режим работы источника с комбинированным циклом выработки электрической и тепловой энергии.
5. Постепенная замена изношенного основного оборудования ТЭЦ (котлоагрегаты Ст.№1,6,7 и турбоагрегат Ст.№7 – износ 69-91,5%).  
В 2012 году фактические часы работы энергетических котлов части высокого давления составляют 57% годового времени, турбоагрегатов - 51%, водогрейная котельная не работала, что свидетельствует о недоиспользовании существующего оборудования.
6. Вследствие проведенных мероприятий по энергосбережению потребителями тепловой энергии энергоемкость отапливаемых зданий уменьшилась, поэтому необходимо: провести энергоаудит, уточнить тепловые нагрузки, скорректировать существующий баланс МТЭЦ и баланс с учётом перспективного развития системы теплоснабжения города, выполнить гидравлический расчёт сетей теплоснабжения, скорректировать план комплексного развития системы теплоснабжения города и объём реконструкции МТЭЦ и тепловых сетей города.

По отчетным данным: максимальный фактический отпуск тепловой энергии в

сеть в самые холодные сутки за последние пять лет составил 252 Гкал/ч – 275 Гкал/ч; максимально-часовая расчётная тепловая нагрузка потребителей - 493,85 Гкал/ч.

7. Наличие открытой бесциркуляционной системы горячего водоснабжения в г.Магадане. Недостатки – значительный слив горячей воды из-за отсутствия циркуляционного трубопровода ГВС.

Для открытой схемы ГВС характерен резкопеременный в течение суток и изменяющийся в течение отопительного сезона водоразбор, который отражается в расходах сетевого теплоносителя, давлениях в подающем, обратном трубопроводах и приводит к низкой гидравлической устойчивости сети, а также снижает качество теплоснабжения потребителей.

8. Отсутствие на локальных котельных установок водоподготовки подпиточной воды снижает качество сетевой воды, приводит к кислородной коррозии трубопроводов, котлов.

## **7.2 Существующие проблемы организации надежного и безопасного теплоснабжения**

Проблемы в организации надежного и безопасного теплоснабжения сводятся к следующим основным причинам:

1. Высокий износ основного оборудования тепловых сетей и источников теплоснабжения.
2. Наличие открытой системы ГВС.
3. Отсутствие режимно-наладочных испытаний котельного оборудования.

В результате проведения режимно-наладочных работ существующего теплоэнергетического оборудования достигается:

- экономия энергетических и материальных ресурсов;
- сокращение выбросов/сбросов в окружающую среду;
- улучшение норм технологического режима;
- повышение надежности и безопасности работы.

## **7.3 Существующие проблемы надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения**

Проблемы в снабжении топливом (в том числе запасов) действующих систем теплоснабжения отсутствуют.

#### **7.4 Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения**

Предписания надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения, отсутствует.

#### **7.5 Основные проблемы организации качественного и надежного теплоснабжения, обозначенные представителями теплоснабжающих организаций**

1. Произвести замену изношенных тепловых сетей на новые с современной тепловой изоляцией, рисунки 7.1, 7.2.
2. Рассмотреть варианты перевода открытой системы ГВС на закрытую:
  - Вариант №1 «Горячая вода для потребителей готовится на индивидуальных тепловых пунктах (ИТП) потребителей.
  - Вариант №2 «Горячая вода готовится на центральных тепловых пунктах (ЦТП) г. Магадана МУП г.Магадана «Магадантеплосеть».
  - Вариант №3 «Горячая вода готовится на источнике теплоснабжения Магаданской ТЭЦ».
3. Установка на существующих локальных котельных электродкотлов, с переводом котлов на мазутном топливе в резерв.
4. Строительство электродкотельной в микрорайоне «Солнечный» с индукционными водогрейными котлами напряжением 0.4 кВ.
5. Реконструкция котельной №44 в микрорайоне Радист, тепловых сетей и внутренних систем теплоснабжения жилых домов с организацией закрытой схемы горячего водоснабжения в микрорайоне.



**Рисунок 7.1 – Теплотрасса по ул.Советская, 22**



**Рисунок 7.2 – Теплотрасса по ул.Скуридина, 6а**