

Публичное акционерное общество «Газпром»

Акционерное общество «Газпром промгаз»

УДК

№ государственной регистрации _____

Инвентарный № _____

СОГЛАСОВАНО

Начальник управления ЖКХ
Администрации города Глазов

_____ Н.В. Еременко

« ____ » _____ 20__ г.

УТВЕРЖДАЮ

Первый заместитель
генерального директора
АО «Газпром промгаз»
д.т.н. профессор



_____ Ю.И. Спектор


_____ 20__ г.

ОТЧЕТ

о научно-исследовательской работе

№, дата муниципального контракта	№ 0113300023914000405-П1 от 02.02.2015
Наименование муниципального контракта	Разработка схемы теплоснабжения муниципального образования «Город Глазов» Удмуртской Республики
№, наименование этапа, подэтапа	Этап 1. Разработка раздела «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей отопления, вентиляции, горячего водоснабжения, кондиционирования и обеспечения технологических процессов производственных предприятий»
Наименование результата	Том 3. Анализ существующего состояния систем теплоснабжения города. Разработка базовых (существующее положение) тепловых балансов по договорным и фактическим нагрузкам. Общая пояснительная записка

Заместитель генерального
директора – директор НТЦ
«Комплексное развитие
инженерной
инфраструктуры» в г. Санкт-
Петербурге


_____ подпись

А.В. Оплачко

Руководитель работы


_____ подпись

Ю.В. Юферев

Москва 2015

Состав Этапа 4 по схеме теплоснабжения муниципального образования «Город Глазов» Удмуртской Республики

Том 1. Сводный том.

Том 2. Разработка схемы теплоснабжения районов МО «Город Глазов». Общая Пояснительная записка.

Том 3. Анализ существующего состояния систем теплоснабжения города. Разработка базовых (существующее положение) тепловых балансов по договорным и фактическим нагрузкам. Общая пояснительная записка.

Том 4. Создание «Электронной модели систем теплоснабжения города». Общая пояснительная записка.

Том 5. Варианты перспективного развития систем теплоснабжения города на период к 2021 году и в долгосрочной перспективе до 2031 года. Общая пояснительная записка.

Том 6. Выбор рекомендуемого варианта.

Том 7. Разработка комплексной программы развития систем теплоснабжения города на пятнадцатилетний период с указанием объемов и стоимости работ. Пояснительная записка.

Том 8. Согласование отчётных документов.

СОДЕРЖАНИЕ

1	Функциональная структура теплоснабжения	11
1.1	Описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций	11
1.2	Описание структуры договорных отношений между теплоснабжающими и теплосетевыми организациями	15
1.3	Описание технологических, оперативных и диспетчерских связей	16
1.4	Описание зоны действия производственных (ведомственных) котельных....	17
1.5	Описание зон действия индивидуального теплоснабжения.....	18
2	Источники тепловой энергии	19
2.1	Структура основного оборудования	19
2.1.1	ТЭЦ Чепецкого механического завода	19
2.1.2	Муниципальная котельная № 2 (МУП «Глазовские теплосети»)	26
2.1.3	Котельная №3 Глазовской птицефабрики (ООО «КомЭнерго»)	27
2.1.4	Котельная завода «Реммаш» (АО «Реммаш»)	29
2.1.5	Котельная АО «Газпром газораспределение Ижевск» в г. Глазове.....	31
2.1.6	Котельная АО «Глазовская мебельная фабрика»	31
2.1.7	Котельная ООО «Тепловодоканал»	32
2.1.8	Котельная ОАО «Глазовский дормостстрой»	33
2.1.9	Котельные ООО «Глазовский завод «Химмаш»».....	34
2.1.10	Котельная АО «Глазов-молоко»	36
2.1.11	Котельная АО «МРСК Центра и Приволжья»	37
2.2	Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки.....	38
2.2.1	Ведомственные котельные	39
2.3	Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности.....	40
2.3.1	Ведомственные котельные	42
2.4	Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто.....	42
2.4.1	Ведомственные котельные	43
2.5	Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса	44

2.5.1 Котельная № 2 МУП «Глазовские теплосети»	47
2.5.2 Котельная № 3 ООО «КомЭнерго»	47
2.5.3 Котельная завода ОАО «Реммаш»	48
2.5.4 Ведомственные котельные	48
2.5.5 Котлы города Глазова, отработавшие нормативный срок службы на 01.01.2015.....	51
2.6 Схема выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок.....	53
2.7 Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя..	57
2.7.1 Основные источники тепловой энергии г. Глазов.....	57
2.7.2 Ведомственные источники тепловой энергии г. Глазов.....	65
2.8 Среднегодовая загрузка оборудования	66
2.8.1 Ведомственные источники тепловой энергии.....	66
2.9 Способы учета тепла, отпускаемого в тепловые сети	67
2.10 Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии.....	76
2.11 Базовые целевые показатели	77
3 Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты	80
3.1 Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов (если таковые имеются) или до ввода в жилой квартал или промышленный объект	80
3.2 Электронные и (или) бумажные карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии.....	82
3.3 Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наименее надежных участков, определением их материальной характеристики и подключенной тепловой нагрузки.....	82
3.3.1. Сети, эксплуатируемые ООО «Тепловодоканал»	82
3.3.2. Городские тепловые сети, эксплуатируемые МУП «Глазовские теплосети» .	86
3.4 Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях	94
3.5 Описание типов и строительных особенностей тепловых камер и павильонов.	95
3.6 Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности	97

3.7 Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети.....	98
3.8 Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики	102
3.9 Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за последние 5 лет.....	103
3.10 Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет	103
3.11 Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов	103
3.12 Описание периодичности и соответствия техническим регламентам и иным обязательным требованиям процедур летних ремонтов с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей.....	116
3.13 Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя	118
3.14 Оценка тепловых потерь в тепловых сетях за последние 3 года при отсутствии приборов учета тепловой энергии.....	120
3.15 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения	122
3.16 Описание типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям с выделением наиболее распространенных, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям.....	122
3.17 Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя.....	123
3.18 Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи	124
3.19 Уровень автоматизация и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций	128
3.20 Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления	129

3.21	Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию	129
4	Зоны действия источников тепловой энергии.....	130
5	Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии (добавить ГВС – среднюю).....	142
5.1	Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха.....	142
5.2	Случаи применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии	146
5.3	Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом	146
5.4.	Значения потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха в зонах действия источников тепловой энергии	150
5.5.	Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение.....	151
6	Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии.....	153
6.1	Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии, а в случае нескольких выводов тепловой мощности от одного источника тепловой энергии – по каждому из выводов. Резервы и дефициты тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии.....	153
6.2	Гидравлический режим, обеспечивающий передачу тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующий существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника к потребителю	155
6.3	Причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения	156
6.4	Резерв тепловой мощности нетто источников тепловой энергии и возможностей расширения технологических зон действия источников с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности.....	156
7	Балансы теплоносителя	157

7.1. Утвержденные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в существующих зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть, а также в аварийных режимах систем теплоснабжения.....	157
7.1.1 Общие положения.....	157
7.1.2 Баланс производительности ВПУ и подпитки тепловой сети ТЭЦ	158
8 Топливные балансы	166
9 Надежность теплоснабжения	167
9.1 Описание показателей, определяемых в соответствии с методическими указаниями по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров, оказываемых услуг для организаций, осуществляющих деятельность по производству и (или) передаче тепловой энергии.....	167
9.2 Анализ аварийных отключений потребителей	169
9.3 Анализ времени восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений	169
9.4 Графические материалы (карты-схемы тепловых сетей и зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения).....	170
10 Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций	171
10.1 Основные производственные и финансовые показатели	171
10.2 Анализ структуры затрат на производство и транспорт тепловой энергии	174
10.3 Анализ финансовой отчетности за 2012-2014 годы.....	175
11 Цены и тарифы в сфере теплоснабжения	186
11.1 Динамика тарифов на тепловую энергию в 2010-2015 годах.....	186
11.2 Структура тарифов на тепловую энергию в 2015 году	189
11.3 Плата за подключение к системам теплоснабжения	189
12 Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения муниципального образования «город Глазов».....	191
12.1 Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)	191
12.2 Описание существующих проблем организации надежного и безопасного теплоснабжения поселения (перечень причин, приводящих к снижению надежного	

теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей).....	192
12.3 Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения.....	193
12.4 Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения	193

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

В настоящем отчете применяют следующие обозначения и сокращения:

- ГВС – горячее водоснабжение;
- КПД – коэффициент полезного действия;
- МО – муниципальное образование;
- МУП – муниципальное унитарное предприятие;
- ОМТС – отдел материально-технического снабжения;
- ПВК – пиковый водогрейный котел;
- ПГУ – парогазовая установка;
- РОУ – редуционная охлаждающая установка;
- СЦТ – система централизованного теплоснабжения;
- ХВО – химводоочистка;
- ХОВ – химически очищенная вода;
- ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;
- ЦТРП – центральный тепловой распределительный пункт;
- ЧМЗ – Чепецкий механический завод;

ВВЕДЕНИЕ

Схема теплоснабжения городского округа «Город Глазов» на период до 2031 года разработана впервые. Основанием является муниципальный контракт от 02» февраля 2015 г. № 0113300023914000405-П1

Особенностью данной разработки является то, что техническое задание на данную научно-исследовательскую работу в качестве основополагающего документа указывает соблюдать требования Постановления Правительства РФ от «22» февраля 2012 г. № 154, и в то же время, данное ТЗ в перечне «Состав отчетных документов схемы теплоснабжения» имеет свою структуру, строго говоря (по названиям Томов), отличную от требований ПП № 154. Поэтому структура материала принята по техническому заданию (наименования томов и Приложений к ним), а в заголовках материалов даются Главы и разделы в таких формулировках, как они указаны в ПП РФ № 154 (см. примечание 1 к заглавию на с. 5).

СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ОТОПЛЕНИЯ, ВЕНТИЛЯЦИИ, ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ, КОНДИЦИОНИРОВАНИЯ И ОБЕСПЕЧЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

1 Функциональная структура теплоснабжения

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

Муниципальное образование «Город Глазов» характеризуется наличием развитой инфраструктуры и высокой комфортностью проживания. Благоустроенный жилищный фонд города составляет 1930 тыс. м². Это 44 % многоквартирных и 56 % индивидуальных жилых домов. Город обладает разветвленной системой инженерных коммуникаций, централизованно и в полном объеме обеспечивающей жилой фонд, производственный и социальный секторы городского хозяйства тепло-, водо-, электро- и газоснабжением.

Генеральный план города Глазова утвержден решением Глазовской городской Думы от 30.07.2008 № 593. В 2013 г. решением Глазовской городской Думы от 30.10.2013 № 369 была принята новая редакция генерального плана муниципального образования «Город Глазов», который имеет расчетный срок до 2025 г.

В городе Глазов преобладает централизованное теплоснабжение от одного источника с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии это – ТЭЦ ЧМЗ и трех котельных, расположенных на территории города. ТЭЦ ЧМЗ отпускает тепловую энергию в заводские сети, которые снабжают теплом и ГВС заводских потребителей, далее, из заводских сетей тепловая энергия реализуется для нужд отопления и ГВС города Глазов (в сети МУП «Глазовские теплосети») и сторонним потребителям. МУП «Глазовские теплосети» эксплуатируют муниципальную котельную № 2, которая также снабжает тепловой энергией потребителей города. Две остальные котельные являются ведомственными котельными производственных предприятий обеспечивающие нужды в тепловой энергии промышленные объекты и реализующие тепловую энергию для нужд

города Глазова. Тепловые сети вместе с источниками тепловой энергии образуют пять СЦТ, обеспечивающих тепловой энергией потребителей города:

– СЦТ-1 – тепловые сети от котельной № 2 с подключенной нагрузкой потребителей 10,8 Гкал/час;

– СЦТ-2 – тепловые сети от котельной АО «Реммаш» с подключенной нагрузкой потребителей 6,8 Гкал/час (в т.ч.: городские потребители – 5,0 Гкал/ч, промышленные потребители – 1,8 Гкал/ч);

– СЦТ-3 – тепловые сети от котельной №2 ООО «КомЭнерго» с подключенной нагрузкой потребителей 15,4 Гкал/час;

– СЦТ-4 – тепловые сети МУП «Глазовские теплосети» от ТЭЦ АО «ЧМЗ» с подключенной нагрузкой потребителей 337,0 Гкал/час;

– СЦТ-5 – тепловые сети ООО «Тепловодоканал» от ТЭЦ АО «ЧМЗ» с подключенной нагрузкой потребителей 159,2 Гкал/час (в т.ч.: городские потребители – 38,8 Гкал/ч, промышленные потребители – 120,4 Гкал/ч).

Помимо указанных источников тепловой энергии в городе работают 11 ведомственных котельных, обеспечивающих теплоснабжение только собственных (ведомственных) потребителей и не реализующих тепловую энергию сторонним потребителям.

Реализацию большей части (порядка 91 %) тепловой энергии потребителям централизованного теплоснабжения города осуществляет МУП «Глазовские теплосети». Часть тепловой энергии вырабатывается на собственной муниципальной котельной № 2 МУП «Глазовские теплосети», остальная тепловая энергия закупается МУП «Глазовские Теплосети» у сторонних поставщиков тепловой энергии.

Основными потребителями тепловой энергии являются жилая застройка, общественные здания, объекты здравоохранения, культуры и промпредприятия.

Функциональная структура теплоснабжения МО «Город Глазов» представлена на следующем рисунке. Централизованное теплоснабжение МО «Город Глазов» в основном осуществляет МУП «Глазовские теплосети», которое выполняет одновременно функции теплоснабжающей и теплосетевой организации (производит тепловую энергию на Котельной № 2 и передает ее до потребителей). Кроме того, МУП «Глазовские теплосети» осуществляет передачу тепловой энергии потребителям от ТЭЦ ЧМЗ и двух ведомственных котельных (котельная № 3 ООО «КомЭнерго» и котельная АО «Реммаш»).

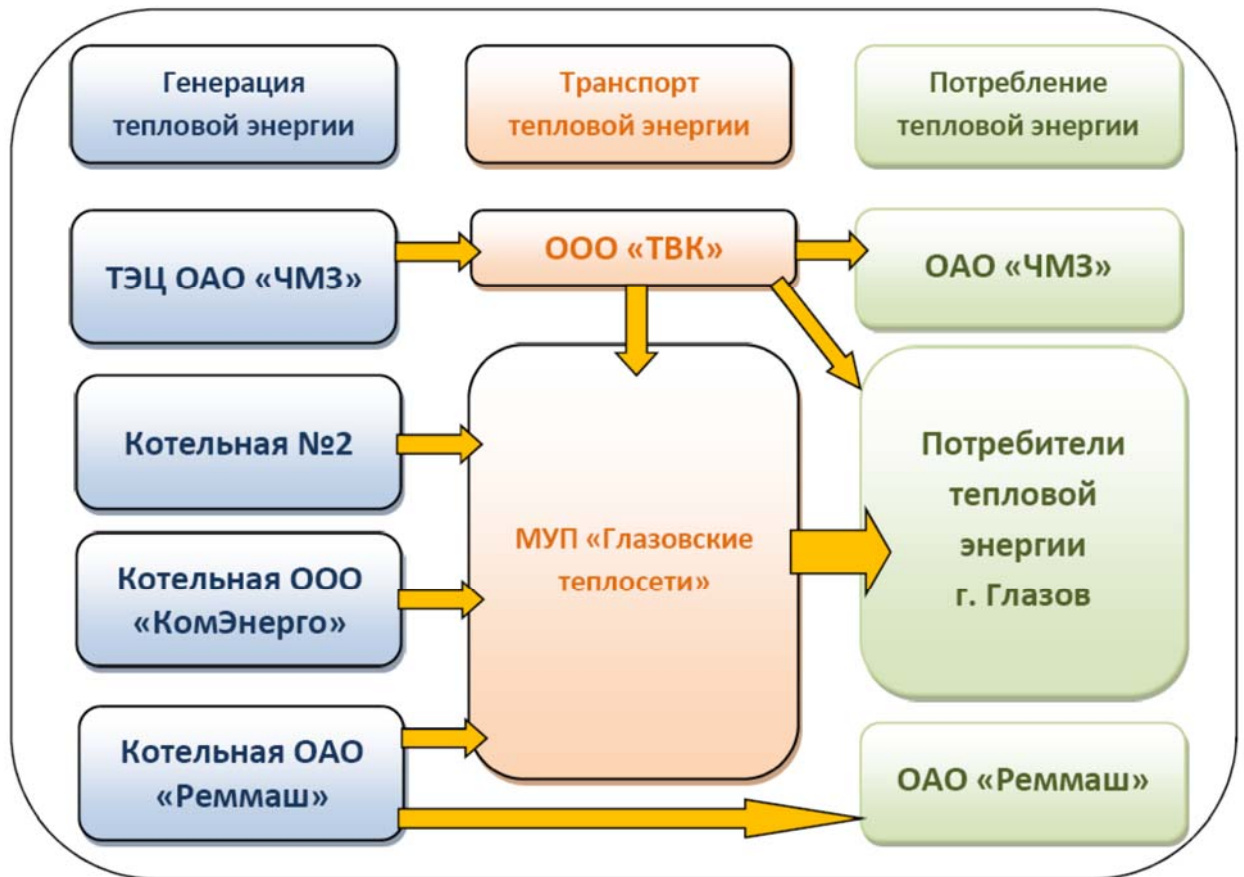


Рисунок 1 – Функциональная структура теплоснабжения Муниципального образования «Город Глазов»

Муниципальное унитарное предприятие «Глазовские теплосети»

В структуре МУП «Глазовские теплосети» на март 2015 г. имеются:

- 1) производственный участок, в состав которого входит участок по ремонту тепловых сетей и служба КИП и А;
- 2) участок эксплуатации, состоящий из службы по обслуживанию тепловых сетей, службы по обслуживанию тепловых пунктов и операторской службы;
- 3) котельная № 2;
- 4) энергомеханический участок, в составе которого находится автохозяйство, энергослужба и механическая служба;
- 5) бухгалтерия;
- 6) экономический отдел;
- 7) технический отдел;
- 8) ОМТС;
- 9) отдел правового и документального обеспечения;
- 10) отдел по охране труда и промышленной безопасности.

Штатная структура МУП «Глазовские теплосети» приведена в приложении А (рисунок А.1).

Протяженность магистральных сетей (в однострубно́м исчислении), находящихся на балансе предприятия, составляет 36,4 км.

Протяженность разводящих сетей (в однострубно́м исчислении), находящихся на балансе предприятия, составляет 189,4 км.

В 2014 г. предприятием отпущено тепловой энергии всем категориям потребителей 707,819 тыс. Гкал. Из общего объема произведенной тепловой энергии 66,3 % отпускается населению на отопление жилых помещений и ГВС, 17,3 % – бюджетным потребителям и 16,4 % – прочим потребителям. Установленная тепловая мощность собственного источника тепловой энергии (муниципальная котельная № 2) составляет 24,1 Гкал/ч.

Транспорт тепла от источников централизованного теплоснабжения осуществляется по развитой системе магистральных и распределительных сетей. Система теплоснабжения зависимая, с открытым водоразбором на ГВС. Часть потребителей подключено к тепловым сетям по схеме с элеваторным присоединением. Имеются также схемы с непосредственным присоединением системы отопления.

Регулирование отпуска тепла от источников централизованного теплоснабжения осуществляется по следующим отопительным графикам:

- ТЭЦ ЧМЗ (АО «ОТЭК») – 150/70 °С;
- котельная №2 (МУП «Глазовские теплосети») – 150/70 °С;
- котельная АО «Реммаш» - 105/70 °С;
- котельная № 3 ООО «КомЭнерго» - 105/70 °С.

Система теплоснабжения МУП «Глазовские теплосети» включает в себя четыре СЦТ:

– СЦТ-1, которая включает в себя собственную муниципальную котельную № 2 с тепловыми сетями до жилых домов, административных и общественных зданий микрорайона «Южный»;

– СЦТ-2, которая включает в себя ведомственную котельную завода АО «Реммаш», обеспечивающую централизованное теплоснабжение промышленных потребителей производственной зоны и сеть теплоснабжения до жилых домов, административных и общественных зданий района завода «Реммаш»;

– СЦТ-3, которая включает в себя ведомственную котельную № 3 ООО «КомЭнерго», обеспечивающую централизованное теплоснабжение промышленных потребителей производственной зоны и сеть теплоснабжения до жилых домов, административных и общественных зданий района птицефабрики и поселка «Южный»;

– СЦТ-4, которая включает в себя ТЭЦ АО «ЧМЗ», обеспечивающую централизованное теплоснабжение потребителей завода и поставляющую тепловую энергию в виде горячей воды для нужд отопления и ГВС в городские тепловые сети и сторонним потребителям.

В качестве расчетного элемента территориального деления приняты сложившиеся районы и кварталы города Глазова.

1.2 Описание структуры договорных отношений между теплоснабжающими и теплосетевыми организациями

По состоянию на 01.01.2015 в системе централизованного теплоснабжения производство тепловой энергии осуществляют МУП «Глазовские теплосети» (котельная № 2), АО «ОТЭК» (ТЭЦ ЧМЗ), ООО «КомЭнерго» (котельная № 3 Глазовской птицефабрики) и АО «Реммаш» (котельная завода «Реммаш»).

Транспортировку тепловой энергии до потребителей города осуществляет МУП «Глазовские теплосети». Это предприятие своих насосных станций не имеет, гидро-тепловые режимы работы сетей обеспечиваются за счет оборудования и регулирования, которое осуществляется на источниках тепловой энергии ТЭЦ и котельных.

Основным поставщиком тепловой энергии для нужд города является ТЭЦ ЧМЗ. Объем отпуска тепла ТЭЦ ЧМЗ в сети МУП «Глазовские теплосети» в 2014 г. составил 773 787,89 Гкал.

Объем отпуска тепла котельной № 3 ООО «КомЭнерго» в сети МУП «Глазовские теплосети» в 2014 г. составил 33 320 Гкал.

Объем отпуска тепла котельной АО «Реммаш» в сети МУП «Глазовские теплосети» в 2014 г. составил 19 102,34 Гкал.

Помимо закупаемой тепловой энергии МУП «Глазовские теплосети» вырабатывает тепловую энергию на собственной котельной № 2. Объем отпуска тепла с котельной № 2 в 2014 г. составил 27 392,56 Гкал.

Для снабжения потребителей города тепловой энергией МУП «Глазовские теплосети» заключает договора поставки тепловой энергии с теплоснабжающими организациями.

Потребители (предприятия, организации, ТСЖ, и др.) заключают договора с МУП «Глазовские теплосети» на покупку тепловой энергии. Объем отпускаемой потребителям тепловой энергии определяется показаний приборов учета и расчетным путем. Оплата за потребленную тепловую энергию поступает на счета МУП «Глазовские теплосети».

Договоры с потребителями заключаются на год с возможностью их дальнейшей пролонгации.

Долгосрочные договора теплоснабжения и договора на поддержание резервной тепловой мощности отсутствуют.

В договорах на отпуск тепловой энергии границы ответственности за состояние и обслуживание систем теплоснабжения определяются их балансовой принадлежностью и фиксируются в прилагаемом к каждому договору акте или схеме.

Границей ответственности для жилых домов принята наружная плоскость стены здания.

1.3 Описание технологических, оперативных и диспетчерских связей

Основными участниками процесса управления производством и транспортом тепловой энергии в системе централизованного теплоснабжения МУП «Глазовские теплосети» являются следующие структурные подразделения:

- котельная № 2,
- технический отдел,
- участок эксплуатации, в состав которого входят служба по обслуживанию тепловых сетей, служба по обслуживанию тепловых пунктов и операторская служба;
- потребители тепловой энергии (абоненты, ТСЖ, ЖСК, производственные предприятия).

От абонентов, ТСЖ, ЖСК, производственных предприятий в технический отдел поступают показания приборов учета, акты, претензии, платежные квитанции и т. д.

Операторская служба осуществляет следующие функции:

- передает в технический отдел информацию об авариях, инцидентах и пр., в результате которых производилось отключение или ограничение подачи тепловой энергии потребителям, сведения о режимах работы котельных, отклонениях в работе и т.п., а также жалобы и другие сообщения от потребителей;
- взаимодействует с оперативным персоналом источников тепловой энергии и определяет (задает) температуру теплоносителя на выходе из теплоисточников в зависимости от температуры наружного воздуха;
- совместно с диспетчером электрических сетей решает все вопросы электроснабжения источников тепловой энергии (ограничения, переключения, отключения и т.п.);
- совместно с диспетчером водоканала решает вопросы водоснабжения питьевой водой и водоотведения;
- передает диспетчеру единой диспетчерской службы города информацию о состоянии теплоснабжения в городе и составе дежурного персонала аварийной диспетчерской службы.

1.4 Описание зоны действия производственных (ведомственных) котельных

Промышленный комплекс города представлен 32 крупными и средними предприятиями. Примерно треть из них имеют собственные источники тепловой энергии.

Данные источники тепловой энергии расположены на территории предприятий и обеспечивают тепловой энергией только потребности в тепловой энергии самих предприятий. Они не несут отопительную нагрузку потребителей города Глазова.

Ниже приводится перечень ведомственных котельных города Глазова:

- 1) котельная АО «Газпром газораспределение Ижевск» в г. Глазове;
- 2) котельная АО «Глазовская мебельная фабрика»;
- 3) котельная ООО «Тепловодоканал»;
- 4) котельная ОАО «Глазовский дормостстрой»;
- 5) две котельные ООО «Глазовский завод «Химмаш»»;
- 6) котельная АО «Глазов-молоко»;
- 7) котельная АО «МРСК Центра и Приволжья»;
- 8) котельная ООО «Удмурттоппром»;
- 9) котельная АО «Глазовский завод Металлист»;

10) котельная ООО «УПТФ»;

11) котельная АО «УЗСМ».

1.5 Описание зон действия индивидуального теплоснабжения

Зоны действия индивидуального теплоснабжения в Муниципальном образовании «Город Глазов» сформированы в микрорайонах и кварталах с индивидуальной малоэтажной застройкой. На следующем рисунке показаны зоны с индивидуальной малоэтажной застройкой (выделены красным цветом). В основном это деревянные здания и одно-двухэтажные здания, не присоединенные к СЦТ. Теплоснабжение жителей таких зданий осуществляется от индивидуальных газовых котлов, либо используется печное отопление.

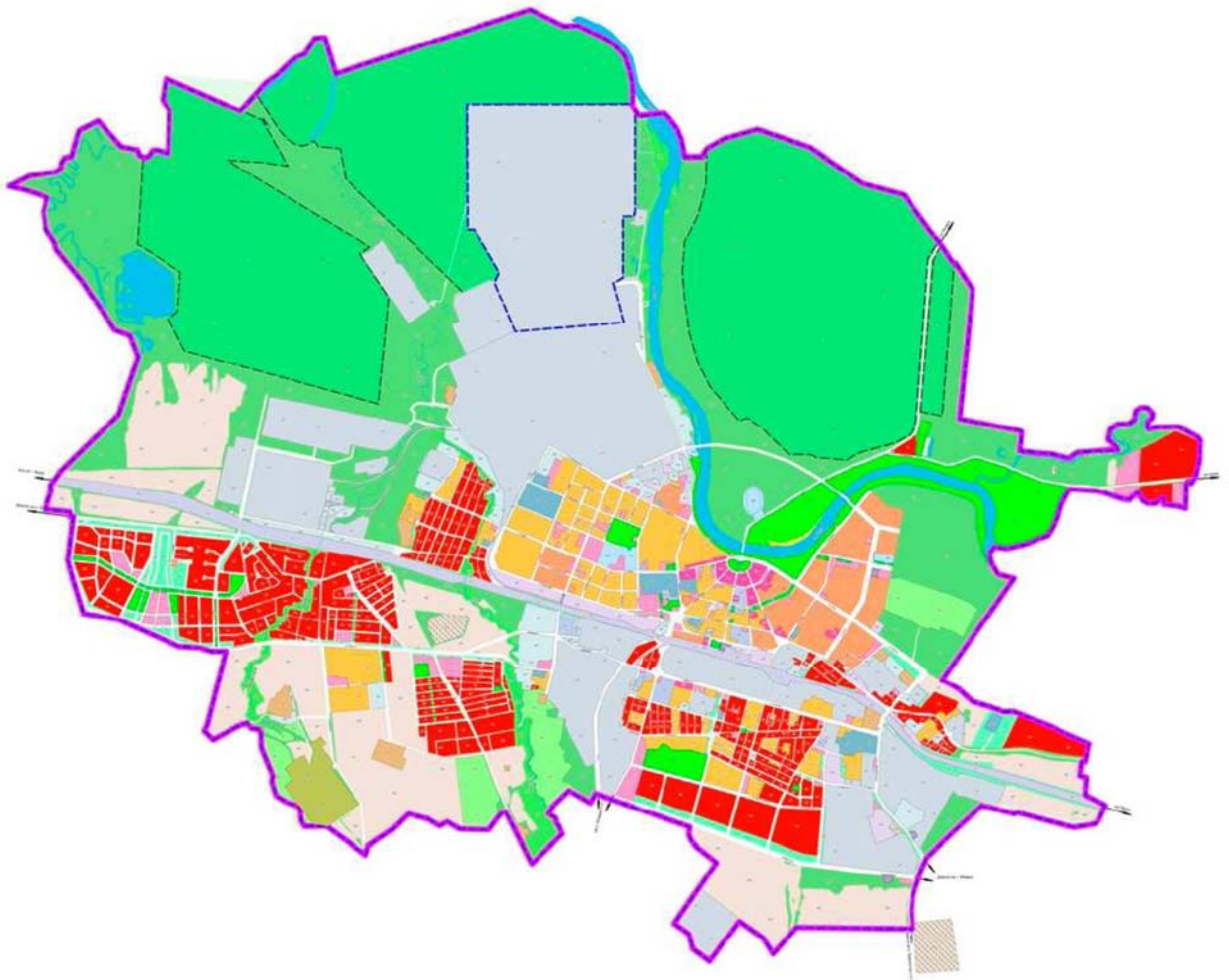


Рисунок 2 – Зоны с индивидуальной малоэтажной застройкой

2 Источники тепловой энергии

2.1 Структура основного оборудования

На территории МО «Город Глазов» функционируют четыре основных источника тепловой энергии, осуществляющих централизованное теплоснабжение города, а именно, ТЭЦ АО «ЧМЗ», котельная № 2 МУП «Глазовские теплосети», котельная № 3 ООО «КомЭнерго» и котельная АО «Реммаш».

Также на территории города эксплуатируются восемь ведомственных котельных, не поставляющих тепловую энергию в тепловые сети города:

- котельная АО «Газпром газораспределение Ижевск» в г. Глазове с установленной мощностью 0,172 Гкал/ч;
- котельная АО «Глазовская мебельная фабрика» с установленной мощностью 9 Гкал/ч;
- котельная ООО «Тепловодоканал» с установленной мощностью 2,5 Гкал/ч;
- котельная ОАО «Глазовскийдормостстрой» с установленной мощностью 1,25 Гкал/ч;
- две котельные ООО «Глазовский завод «Химмаш»» с общей установленной мощностью 8,256 Гкал/ч;
- котельная АО «Глазов-молоко» с установленной мощностью 27,0 Гкал/ч;
- котельная АО «МРСК Центра и Приволжья» с установленной мощностью 4,3 Гкал/ч и др.

2.1.1 ТЭЦ Чепецкого механического завода

Основным источником тепловой энергии города является ТЭЦ АО «ЧМЗ». Ниже приведено описание основного оборудования ТЭЦ ЧМЗ.

ТЭЦ АО «ЧМЗ» является элементом схемы электроснабжения и теплоснабжения предприятия и входит в систему жизнеобеспечения г. Глазова как основной теплоисточник. ТЭЦ сдана в промышленную эксплуатацию в 1949 году, производит электрическую и тепловую энергию в виде пара и горячей воды, а также конденсат для обеспечения нормального режима работы производства АО «ЧМЗ». В то же время около 60 % вырабатываемой тепловой энергии ТЭЦ ЧМЗ направляет г. Глазову на нужды отопления и ГВС населения, учреждений здравоохранения, образования, культуры и ряда промышленных предприятий. За

счет ТЭЦ ЧМЗ обеспечивается 90 % объема потребности г. Глазова в данном виде услуг.

Установленная электрическая мощность ТЭЦ – 89,4 МВт, установленная тепловая мощность – 697 Гкал/ч.

В качестве топлива используется мазут и природный газ. На ТЭЦ установлено девять паровых энергетических котлов производительностью по 75 т пара в час, из них для трех котлов уголь является основным топливом, мазут – резервным, для шести котлов природный газ основное топливо, мазут – резервное. В настоящее время котлы, работающие на твердом топливе, выведены из эксплуатации и законсервированы. Дополнительно на ТЭЦ установлено четыре пиковых теплофикационных водогрейных котла ПТВМ-100, один из которых работает на мазуте, а на трех в качестве основного топлива используется природный газ, резервное топливо – мазут. В 2007 г. на ТЭЦ введена в эксплуатацию ПГУ, включающая в себя газовую турбину с электрическим генератором мощностью 25 МВт и паровой котел-утилизатор среднего давления производительностью 40 т пара в час. На ТЭЦ установлено шесть паровых турбин: одна – типа Р-6-30/6, две – типа АРТ-12 с производственным отбором пара давлением 13 атм и теплофикационным отбором пара давлением 1,2 атм и две турбины того же типа с давлением пара в производственном отборе 6 атм.

В схему теплофикации и ГВС ТЭЦ входят три бойлерные установки, сетевые и подпиточные насосы теплосети, баки запаса воды для ГВС.

Для подготовки подпиточной воды для паровых котлов на ТЭЦ имеется установка ХВО-1 производительностью 350 т/ч, для подготовки подпиточной воды теплосети имеется установка ХВО-2 производительностью 1250 т/ч.

Тепловая мощность бойлерных установок ТЭЦ составляет 200 Гкал/ч. В каждой из бойлерных установок установлены два основных и один пиковый бойлер. Площади поверхностей теплообмена в каждой из групп бойлеров одинаковы, таким образом, мощность основных бойлеров составит 140 Гкал/ч, пиковых – 60 Гкал/ч. Основные бойлеры подключены к теплофикационным отборам турбин. Максимальная величина теплофикационных отборов турбин составляет до 235 т/ч пара. Пиковые бойлеры подключены по пару к первым отборам турбин №№ 3, 7, 8, максимальная величина отбора – 100 т/ч. Также к данным отборам подключена система пароснабжения мазутохранилища.

Технические характеристики газовой турбины, паровых турбин, паровых и водогрейных котлов приведены ниже в соответствующих таблицах.

Таблица 1 – Характеристики газовой турбины ТЭЦ АО «ЧМЗ»

Характеристика	Значение
1. Станционный номер	10
2. Тип (марка) турбины	SGT600
3. Завод-изготовитель	Siemens
4. Установленная электрическая мощность, МВт	25
5. Температура газа перед турбиной, °С	70
6. Температура газа за турбиной, °С	547,2
7. Давление газа перед турбиной, МПа	2,4
8. Давление газа за турбиной, МПа	0,006

Таблица 2 – Характеристики паровых турбин ТЭЦ АО «ЧМЗ»

Станционный номер	Тип (марка) оборудования	Завод-изготовитель	Установленная электрическая мощность, МВт	Установленная тепловая мощность ¹ , Гкал/ч	Давление свежего пара, МПа			Температура свежего пара, °С			Номинальная мощность отборов пара, т/ч			Номинальный расход пара через турбину ³ , т/ч
					расчетное	рабочее	среднегодовое ²	расчетная	рабочая	среднегодовая ²	П-отбор	Т-отборы	противодавление	
1	АР6-6	Невский завод	6	48	2,90	2,90	2,70	400	400	396			60	60
3	АПТ-12	Калужский завод	12	53	2,90	2,90	2,70	400	400	394	50	40		90
5	ДК-20-120	Брянский завод	12	45	2,90	2,90	2,70	400	400	400	30	45		94
6	ДК-20-120	Брянский завод	12	45	2,90	2,90	2,60	400	400	399	30	45		94
7	АПТ-12	Брянский завод	12	53	2,90	2,90	2,70	400	400	400	50	40		115
8	АПТ-12	Брянский завод	12	53	2,90	2,90	2,90	400	400	400	50	40		115

Таблица 3 – Характеристики паровых котлоагрегатов ТЭЦ АО «ЧМЗ»

Станционный номер котла	Тип (марка) оборудования	Завод изготовитель	Паропроизводительность, т/ч	Номинальные параметры на выходе из котла						Вид топлива	
				давление пара, Мпа			температура пара, °С			основное	резервное
				расчетное	рабочее	среднегодовое	расчетная	рабочая	среднегодовая		
КУ	К-38/3,9-228-547	Таганрогский котельный завод	40	3,2	3,2	3,2	400	400	400	-	-
8	ЦКТИ-75-39Ф2	Барнаулский котельный завод	75	3,2	3,2	3,2	420	400	400	газ	мазут
9	ЦКТИ-75-39Ф2	Барнаулский котельный завод	75	3,2	3,2	3,2	420	400	400	газ	мазут
10	ЦКТИ-75-39Ф2	Барнаулский котельный завод	75	3,2	3,2	3,2	420	400	400	газ	мазут
11	ЦКТИ-75-39Ф2	Барнаулский котельный завод	75	3,4	3,4	3,4	420	400	400	газ	мазут
12	ЦКТИ-75-39Ф2	Барнаулский котельный завод	75	3,4	3,4	3,4	420	400	400	газ	мазут
13	ЦКТИ-75-39Ф2	Барнаулский котельный завод	75	3,4	3,4	3,4	420	400	400	газ	мазут
14	БКЗ-75-39ГМ	Белгородский котельный завод	75	3,5	3,5	3,5	420	400	400	газ	мазут
15	БКЗ-75-39ГМ	Белгородский котельный завод	75	3,5	3,5	3,5	420	400	400	газ	мазут

Таблица 4 – Характеристики водогрейных котлоагрегатов ТЭЦ АО «ЧМЗ»

Станционный номер	Тип (марка) оборудования	Завод-изготовитель	Тепловая мощность, Гкал/ч	Номинальные параметры						Вид топлива	
				параметры воды на выходе		расход воды, т/ч		гидравлическое сопротивление котла, кгс/см ²		основное	резервное
				давление, МПа	температура, °С	в основном режиме	в пиковом режиме	в основном режиме	в пиковом режиме		
16	ПТВМ-100	Белгородский котельный завод	100	2,5	150	1500	1500	1,2	1,2	мазут	
19	ПТВМ-100	Белгородский котельный завод	100	2,5	150	1500	1500	1,2	1,2	газ	мазут
20	ПТВМ-100	Белгородский котельный завод	100	2,5	150	1500	1500	1,2	1,2	газ	мазут
21	ПТВМ-100	Белгородский котельный завод	100	2,5	150	1500	1500	1,2	1,2	газ	мазут

В таблице ниже приведены технические минимумы и максимумы мощностей турбин.

Таблица 5 – Технические минимумы и максимумы мощностей турбин ТЭЦ АО «ЧМЗ»

Станционный номер	Тип (марка) оборудования	Технический минимум мощности в процентах от установленной мощности, %	Технический максимум мощности в процентах от установленной мощности, %
1	AP6-6	0	80
3	АПТ-12	0	100
5	ДК-20-120	0	100
6	ДК-20-120	0	100
7	АПТ-12	0	120
8	АПТ-12	0	120
10	SGT600	0	100

В следующей таблице представлены КПД паровых и водогрейных котлов.

Таблица 6 – Коэффициенты полезного действия паровых и водогрейных котлов ТЭЦ АО «ЧМЗ»

Станционный номер	Тип (марка) оборудования	Количество, шт	КПД Брутто, % (для КУ термический КПД, %)
Котел утилизатор (КУ)			
КУ	К-38/3,9-228-547	1	32
Паровые котлы			
8	ЦКТИ-75-39Ф2	1	87,8
9	ЦКТИ-75-39Ф2	1	88,7
10	ЦКТИ-75-39Ф2	1	86
11	ЦКТИ-75-39Ф2	1	91,86
12	ЦКТИ-75-39Ф2	1	92,7
13	ЦКТИ-75-39Ф2	1	93,6
14	БКЗ-75-39ГМ	1	93,8
15	БКЗ-75-39ГМ	1	91,9
Водогрейные котлы			
16	ПТВМ-100	1	90
19	ПТВМ-100	1	93,7
20	ПТВМ-100	1	92,7
21	ПТВМ-100	1	93,3

2.1.2 Муниципальная котельная № 2 (МУП «Глазовские теплосети»)

Муниципальная котельная № 2 находится по адресу: ул. Куйбышева, д. 77.

Структура основного оборудования

В состав основного оборудования котельной входят:

- два паровых котла КЕ-6,5-14С с установленной паспортной мощностью 4,3 Гкал/ч (паропроизводительностью 6,5 т/ч пара) каждый;
- два водогрейных котла КВ-Г-7,56-150 с установленной паспортной мощностью 6,5 Гкал/ч каждый;
- один водогрейный котел КВ-Г-2,5-115 с установленной паспортной мощностью 2,15 Гкал/ч.

Основной вид используемого топлива на котельной – природный газ (для котлов КВ-Г). Резервное топливо – каменный уголь (для котлов КЕ).

В следующей таблице приведены КПД установленных котлов.

Таблица 7 – Коэффициенты полезного действия установленных котлов муниципальной котельной № 2

Наименование	Количество, шт.	КПД %
КЕ-6,5-14С (паровой)	1	67,4
КЕ-6,5-14С (паровой)	1	68,8
КВ-Г-7,56-150 (водогрейный)	1	90,8
КВ-Г-7,56-150 (водогрейный)	1	90,9
КВ-Г-2,5-115 (водогрейный)	1	91,9

Вспомогательное оборудование котельной

Насосное оборудование

Два сетевых насоса (№ 1, № 2) марки Д-200-90а установлены в 2009 г. Каждый из них имеет производительность до 180 м³/ч, напор до 74 м в. ст., мощность электродвигателя 75 кВт. Сетевой насос № 3 марки НКУ-140М установлен в 2002 г. Его производительность до 140 м³/час, напор – до 49 м в. ст., мощность электродвигателя – 45 кВт.

Подпиточные насосы горячего водоснабжения

Два насоса (№ 1, № 2) марки К-80-50-200 имеют производительность до 50 м³/ч, напор – до 50 м в. ст., мощность электродвигателя 15 кВт.

Насос № 3 марки К-100-65-200 установлен в 2008 г. и имеет производительность до 100 м³/ч, напор – до 50 м в. ст., мощность электродвигателя – 30 кВт.

Прочее оборудование

Два сетевых подогревателя марки ТИЖ-0,35-21,84-1х введены в эксплуатацию в 2007 г., температура греющей среды – до 150 °С, давление – до 1,6 МПа.

Два деаэратора марки ДА-25 имеют производительность 25 т/ч, объем – 8 м³. Деаэратор марки СВД-05 производительностью 30 т/ч установлен в 2007 г.

2.1.3 Котельная №3 Глазовской птицефабрики (ООО «КомЭнерго»)

Котельная № 3 Глазовской птицефабрики находится на территории площадки № 2 Удмуртской птицефабрики по адресу ул. Удмуртская, 63.

Структура основного оборудования

В состав основного оборудования котельной входят:

- три паровых котла ДКВР 6,5/13 с установленной паспортной мощностью 4,5 Гкал/ч (паропроизводительностью 6,5 т/ч пара) каждый;
- три водогрейных котла ДКВР 6,5/13 с установленной паспортной мощностью 4,5 Гкал/ч каждый.

Основной вид используемого топлива на котельной – природный газ. Резервный вид топлива – мазут.

В таблице ниже приведены КПД установленных котлов.

Таблица 8 – Коэффициенты полезного действия установленных котлов Котельная Глазовской птицефабрики

Наименование	Количество, шт.	КПД, %
ДКВР 6,5/13 (водогрейный)	1	91,79
ДКВР 6,5/13 (водогрейный)	1	92,73
ДКВР 6,5/13 (водогрейный)	1	93,09
ДКВР 6,5/13 (паровой)	1	92,04
ДКВР 6,5/13 (паровой)	1	90,45

ДКВР 6,5/13 (паровой)	1	90,69
-----------------------	---	-------

Вспомогательное оборудование

Насосное оборудование

В котельной установлено восемь сетевых насосов:

- два насоса (№ 1, № 3) Grundfos установлены в 2014 г., у каждого подача 228,4 м³/ч, мощность электродвигателя 55 кВт,
- четыре насоса (№ 2, № 6, № 7, № 8) марки Д 320/50, у каждого подача 320 м³/ч, напор 50 м в. ст., мощность электродвигателя 75 кВт.
- два насоса (№ 4 и № 5) Grundfos установлены в 2014 г., у каждого подача 149,3 м³/ч, мощность электродвигателя 30 кВт.

В котельной установлено шесть подпиточных насоса:

- два насоса (№ 1 и № 2) Grundfos: подача 21 м³/ч, мощность электродвигателя 5,5 кВт, установлены в 2014 г.;
- два насоса (№ 3 и № 4) K-100-80-160: подача 90 м³/ч, напор 50 м в. ст., мощность электродвигателя 12,5 кВт – 2 шт.;
- два насоса (№ 5 и № 6) Grundfos: подача 10 м³/ч, мощность электродвигателя 2,2 кВт, установлены в 2014 г.

В котельной установлено четыре питательных насоса:

- два насоса (№ 1 и № 2) ЦСНГ 38-198 подача 42 м³/ч, напор 28 м в. ст., мощность электродвигателя 37 кВт;
- два насоса (№ 1 и № 2) Grundfos подача 10 м³/ч, мощность электродвигателя 4,0 кВт, установлены в 2014 г.

Прочее оборудование

Пароводяные подогреватели

В котельной установлено три пароводяных подогревателя марки 050СТ34-532-68 со следующими характеристиками:

- давление в трубной части – 16 кгс/см²;
- давление в корпусе – 10 кгс/см²;
- температура в корпусе 180 °С;
- рабочая среда в корпусе – пар,
- рабочая среда в трубной части – вода;

- поверхность нагрева 53,9 м².

Система водоподготовки и подачи воды

Оборудование и сооружения системы водоподготовки и подачи воды для обеспечения подпитки:

- фильтр механический 1,5 м³ – 1 шт.;
- фильтр На-катионитовый 1,5 м³ – 9 шт.; скорость фильтрации номинальная – 5 м/ч, максимальная – 7,5 м/ч;
- регулятор подпитки Ду 80-60 м³/ч – 2 шт.;
- деаэрационная установка ДСА-50 – 2 шт.;
- баки-аккумуляторы по 200 м³ (600 м³) – 3 шт.;
- солевой бак 0,5 м³ - 1 шт.;
- насосы соляные – мощность 4кВт; подача – 30 м³/ч.

Год ввода оборудования водоподготовки в эксплуатацию – 1985.

2.1.4 Котельная завода «Реммаш» (АО «Реммаш»)

Котельная завода «Реммаш» находится по адресу: ул. Драгунова, д. 13.

Структура основного оборудования

В состав основного оборудования котельной входят:

- три водогрейных котла марки ДЕВ-10-14-115 ГМ, с установленной паспортной мощностью 6,5 Гкал/ч каждый;
- один водогрейный котел ДКВР-6,5 с установленной паспортной мощностью 4,5 Гкал/ч.

Основной вид используемого топлива на котельной – природный газ. Резервное топливо – каменный уголь, дрова.

В следующей таблице приведены КПД установленных котлов.

Таблица 9 – Коэффициенты полезного действия установленных котлов котельной завода «Реммаш»

Наименование	Количество, шт.	КПД, %
ДЕВ-10-14-115 ГМ	1	93,4
ДЕВ-10-14-115 ГМ	1	93,4
ДЕВ-10-14-115 ГМ	1	93,4
ДКВР-6,5	1	75,5

Вспомогательное оборудование

Насосное оборудование

В котельной установлено три сетевых насоса:

- насос № 1 марки NB 100-250/229 A-F-A-BAQE: производительность до 295 м³/ч, напор до 62,6 м в. ст., мощность электродвигателя 75 кВт, установлен в 2011 г.;
- два насоса (№ 2, № 3) марки Д-200: производительность до 200 м³/ч, напор до 5,9 м в. ст., мощность электродвигателя 90 кВт.

В котельной установлено три подпиточных насоса:

- два насоса (№ 1, № 2) марки К-20/30: производительность до 20 м³/час, напор до 30 м в. ст.;
- насос № 3 марки TP-40-360/2 A-F-A-BAQE: производительность до 26,6 м³/ч, напор до 29,3 м в. ст., мощность электродвигателя 4 кВт.

Прочее оборудование

Система водоподготовки и подачи воды

Оборудование и сооружения системы водоподготовки и подачи воды для обеспечения подпитки включают:

- насос крепкого раствора соли ХМ 80-50-200К производительностью до 50 м³/ч, напором до 50 м в. ст., установлен в 2011 г.;
- три фильтра натрий-катионитовых первой ступени (ФИПа I-1,5-0,6-Na) производительностью до 40 м³/ч каждый;
- два фильтра натрий-катионитовых второй ступени (ФИПа II-1,0-0,6-Na) производительностью до 40 м³/ч каждый;
- два насоса готового раствора соли К 20/30, каждый производительностью до 20 м³/ч, напором до 40 м в. ст.;
- два насоса исходной воды К-45/30, каждый производительностью до 45 м³/ч, напором до 30 м в. ст., мощностью электродвигателя 7,5 кВт;
- бункер мокрого хранения соли – 56 м³;
- бак-мерник соли – 3 м³.

Кроме источников тепловой энергии, участвующих в централизованном теплоснабжении г. Глазова, на территории МО эксплуатируются ведомственные

котельные, не поставляющие тепловую энергию в тепловые сети города. Ниже приводится их краткое описание.

2.1.5 Котельная АО «Газпром газораспределение Ижевск» в г. Глазове

Транспортабельная котельная установка ТКУ-200 АО «Газпром газораспределение Ижевск» находится по адресу: г. Глазов, ул. Советская, 56в.

Структура основного оборудования

В состав основного оборудования котельной входят два водогрейных котла марки КС-Г-100 с установленной паспортной мощностью 0,086 Гкал/ч каждый.

Основной вид используемого топлива на котельной – природный газ. Резервное топливо не предусмотрено.

В таблице ниже приведены КПД установленных котлов.

Таблица 10 – Коэффициенты полезного действия установленных котлов котельной ТКУ-200 АО «Газпром газораспределение Ижевск»

Наименование	Количество, шт.	КПД %
КС-Г-100	1	87
КС-Г-100	1	87

Вспомогательное оборудование

Насосное оборудование

В котельной установлено два сетевых насоса:

– основной насос № 1: марка GRUNDFOS, производительность до 6,8 м³/ч, напор до 16,7 м в. ст., мощность электродвигателя 0,75 кВт, установлен в 2006 г.;

– резервный насос № 2: марка ЦНЛ-40/100 – 1,1/2, производительность до 14 м³/ч, напор до 13 м в. ст., мощность электродвигателя 1,1 кВт, установлен в 2001 г.

2.1.6 Котельная АО «Глазовская мебельная фабрика»

Котельная АО «Глазовская мебельная фабрика» находится по адресу: ул. Сибирская, д. 42.

Структура основного оборудования

В состав основного оборудования котельной входят два водогрейных котла марки ДКВР-6,5/13 с установленной паспортной мощностью 4,5 Гкал/ч каждый.

Основной вид используемого топлива на котельной – природный газ. Резервное топливо – не предусмотрено.

В следующей таблице приведены КПД установленных котлов.

Таблица 11 – Коэффициенты полезного действия установленных котлов котельной АО «Глазовская мебельная фабрика»

Наименование	Количество, шт.	КПД, %
ДКВР-6,5/13	1	90
ДКВР-6,5/13	1	90

Вспомогательное оборудование

Насосное оборудование

В котельной в 2000 г. установлено два сетевых насоса (№ 1, № 2) марки НС производительностью до 200 м³/ч, напором до 80 м в. ст., мощностью электродвигателя 30 кВт.

2.1.7 Котельная ООО «Тепловодоканал»

Котельная участка подготовки хозяйственной питьевой воды (Водозабор) находится по адресу: г. Глазов, д. Солдырь, ул. Глазовская, 2«б», корп. 911.

Структура основного оборудования

В состав основного оборудования котельной входят четыре паровых котла марки Е-1,0-0,9М-3 с установленной паспортной мощностью 0,625 Гкал/ч каждый.

Основной вид используемого топлива на котельной – мазут. Резервное топливо – не предусмотрено.

В следующей таблице приведены коэффициенты полезного действия установленных котлов.

Таблица 12 – Коэффициенты полезного действия установленных котлов котельной ООО «Тепловодоканал»

Наименование	Количество, шт.	КПД, %
Е-1,0-0,9М-3	1	88
Е-1,0-0,9М-3	1	88
Е-1,0-0,9М-3	1	88
Е-1,0-0,9М-3	1	88

Вспомогательное оборудование

Насосное оборудование

В котельной установлено два сетевых насоса (№ 1, № 2) марки GRUNDFOS TP 80-330/2 производительностью до 102 м³/ч, напором до 27,4 м в. ст., мощностью электродвигателя 11 кВт и два подпиточных насоса (№ 1, № 2) марки GRUNDFOS CR-1-5 производительностью до 1,8 м³/ч, напором до 24,9 м в. ст., мощностью электродвигателя 0,37 кВт а также восемь питательных насосов:

- два насоса (№ 1, № 2) марки GRUNDFOS CR-3-17: производительность до 3 м³/ч, напор до 82,8 м в. ст., мощность электродвигателя 1,5 кВт;
- четыре насоса (№ 3, № 4, № 5, № 6) марки АН 2/16 АИР80В4УЗ: производительность до 2 м³/ч, напор до 16 м в. ст., мощность электродвигателя 1,5 кВт;
- насос № 7 марки АЦМС 4-190: производительность до 4 м³/ч, напор до 157 м в. ст., мощность электродвигателя 4 кВт;
- насос № 8: марки АЦМСН 4004-22, производительность до 5,5 м³/ч, напор до 128 м в. ст., мощность электродвигателя 4 кВт.

2.1.8 Котельная ОАО «Глазовский дормостстрой»

Котельная находится по адресу: г. Глазов, Красногорский тракт, 1.

Структура основного оборудования

В состав основного оборудования котельной входят два паровых котла марки Е-1,0-0,9ГМ и Е-1,0-0,9Г-3, с установленной паспортной мощностью 0,625 Гкал/ч каждый.

Основной вид используемого топлива на котельной – природный газ. Резервное топливо – природный газ.

В таблице ниже приведены КПД установленных котлов.

Таблица 13 – Коэффициенты полезного действия установленных котлов котельной АО «Глазовский дормостстрой»

Наименование	Количество, шт.	КПД, %
Е-1,0-0,9ГМ	1	87,3
Е-1,0-0,9Г-3	1	87,3

Вспомогательное оборудование

В котельной установлено следующее насосное и водоподготовительное оборудование:

- один сетевой насос (№ 1) марки TP 80-520/2A-F-A-BAQE производительностью до 113,2 м³/ч, мощностью электродвигателя 18,5 кВт;
- три подпиточных насоса (№ 1, № 2, № 3) марки CR1-21 A-FGS-A-E-NOOE производительностью до 1,8 м³/ч, напором до 160 м в. ст., мощностью электродвигателя 1,1 кВт;
- водоподготовительная установка марки ВПУ-1 производительностью до 1 м³/ч.

2.1.9 Котельные ООО «Глазовский завод «Химмаш»»

Блочно-модульная котельная №1

Находится по адресу: г. Глазов, Химмашевское шоссе, 9.

Структура основного оборудования

В состав основного оборудования котельной входят два водогрейный котла марки Buderus Logano SK745 с установленной паспортной мощностью 1,032 Гкал/ч каждый.

Основной вид используемого топлива на котельной – природный газ. Резервное топливо – не предусмотрено.

В таблице ниже приведены КПД установленных котлов.

Таблица 14 – Коэффициенты полезного действия установленных котлов блочно-модульной котельной № 1

Наименование	Количество, шт.	КПД, %
Buderus Logano SK745	1	92,25
Buderus Logano SK745	1	92,25

Вспомогательное оборудование

Насосное оборудование котельной состоит из:

- двух сетевых насосов (№ 1, № 2) марки Grundfos NB 50-125/144 A-F-A-BAQE производительностью до 80,5 м³/ч, напором до 22,4 м в. ст., мощностью электродвигателя 7,5кВт;

– двух циркуляционных насосов котлового контура (№ 1, № 2) марки Grundfos NB 80-160/146 A-F-A-BAQE производительностью до 85 м³/ч, напором до 4,9 м в. ст., мощностью электродвигателя 1,1 кВт.

Блочно-модульная котельная №2

Находится по адресу: г. Глазов, Химмашевское шоссе, 9.

Структура основного оборудования

В состав основного оборудования котельной входят три водогрейный котла марки ICI Caldaie REX 240, с установленной паспортной мощностью 2,064 Гкал/ч каждый.

Основной вид используемого топлива на котельной – природный газ. Резервное топливо – не предусмотрено.

В таблице ниже приведены коэффициенты полезного действия установленных котлов.

Таблица 15 – Коэффициенты полезного действия установленных котлов блочно-модульной котельной № 2

Наименование	Количество, шт.	КПД, %
ICI Caldaie REX 240	1	92,31
ICI Caldaie REX 240	1	92,31
ICI Caldaie REX 240	1	92,31

Вспомогательное оборудование

В котельной установлено следующее насосное оборудование:

– два сетевых насоса (№ 1, № 2) марки Grundfos NB 80-160/161 A-F-A-BAQE производительностью до 191 м³/час, напором до 15м.вод.ст, мощностью электродвигателя 0,75 кВт;

– четыре насоса ГВС:

– два насоса (№ 1, № 2) марки Grundfos TPD 32-230/2 A-F-A-RUUE, производительностью до 7,1 м³/ч, напором до 4,9 м в. ст., мощностью электродвигателя 0,75 кВт;

– два насоса (№ 3, № 4) марки Grundfos TPO 80-110/4 A-F-B-BAQE, производительностью до 49,7 м³/ч, напором до 9 м в. ст., мощностью электродвигателя 2,2 кВт;

– два циркуляционных насоса котлового контура (№ 1, № 2) марки Grundfos NB 150-200/218-208 A-F-A-BAQE производительностью до 381,6 м³/ч, напор до 8,5 м в. ст., мощность электродвигателя 11 кВт.

2.1.10 Котельная АО «Глазов-молоко»

Находится по адресу: г. Глазов, ул. Драгунова, 51.

Структура основного оборудования

В состав основного оборудования котельной входят:

- два паровых котла марки ДЕ 16-14 ГМ с установленной паспортной мощностью 10 Гкал/ч каждый (паропроизводительностью 16,0 т/ч);
- один паровой котел марки ДЕ 10-14 ГМ с установленной паспортной мощностью 7,0 Гкал/ч (паропроизводительностью 10,0 т/ч).

Основной вид используемого топлива на котельной – газ. Резервное топливо – не предусмотрено.

В следующей таблице приведены КПД установленных котлов.

Таблица 16 – Коэффициенты полезного действия установленных котлов котельной АО «Глазов-молоко»

Наименование	Количество, шт.	КПД, %
ДЕ 16-14 ГМ	1	90
ДЕ 16-14 ГМ	1	90
ДЕ 10-14 ГМ	1	90

Вспомогательное оборудование

В котельной установлено следующее насосное оборудование:

- два сетевых насоса (№ 1, № 2) марки К 160/30: производительность до 160 м³/ч, напор до 30 м в. ст., мощность электродвигателя 30 кВт;
- два насоса ГВС (№ 1, № 2) марки К 45/30: производительность до 45 м³/ч, напор до 30 м в. ст., мощность электродвигателя 7,5 кВт;
- два насоса питательных (№ 1, № 2) марки CR 45-9-2: производительность до 57 м³/ч, напор до 220 м в. ст., мощность электродвигателя 7,5кВт;
- два насоса солевых (№ 1, № 2) марки К 45/30: производительность до 45 м³/ч, напор до 30 м в. ст., мощность электродвигателя 7,5 кВт.

Котельная оснащена системой водоподготовки, которая включает:

- фильтр натрий-катионитовый первой ступени (ФИПа-I-1,4-0,16-Na) производительностью 25 т/ч;
- фильтр натрий-катионитовый второй ступени (ФИПа-II-1,4-0,16-Na) производительностью 50 т/ч;
- деаэратор ДА 25/50 объемом 50м³, производительностью 25 т/ч.

2.1.11 Котельная АО «МРСК Центра и Приволжья»

Находится по адресу: г. Глазов, ул. Драгунова, 77.

Структура основного оборудования

В состав основного оборудования котельной входят два водогрейных котла марки RS-D 2000 установленной паспортной мощностью 1,72 Гкал/ч каждый и один водогрейный котел марки RS-D 1000 установленной паспортной мощностью 0,86 Гкал/ч.

Основной вид используемого топлива на котельной – газ. Резервное топливо – не предусмотрено.

В таблице ниже приведены КПД установленных котлов.

Таблица 17 – Коэффициенты полезного действия установленных котлов котельной АО «МРСК Центра и Приволжья»

Наименование	Количество, шт.	КПД, %
RS-D 2000	1	97
RS-D 2000	1	97
RS-D 1000	1	97

Вспомогательное оборудование

В котельной установлены следующие насосы:

- четыре сетевых насоса, в т. ч.:
 - три насоса (№1, №2, №3) марки Grundfos каждый производительность до 114,8 м³/ч, мощностью электродвигателя 15 кВт;
 - один насос (№ 4) марки Grundfos производительностью до 27,4 м³/ч, мощностью электродвигателя 3 кВт;
- три насоса рециркуляции котлов (№1, №2, №3) марки Grundfos, каждый производительностью до 17,1 м³/ч, мощностью электродвигателя 0,37 кВт;

- один подпиточный насосы (№ 1) марки Grundfos производительностью до 17 м³/ч, мощностью электродвигателя 2,2 кВт;
- два насоса, повышающих давление сетевой воды:
 - насос № 1 марки Grundfos производительностью до 32,8 м³/ч, мощностью электродвигателя 2,2 кВт;
 - насос № 2 марка Grundfos производительностью до 101,8 м³/ч, мощностью электродвигателя 11 кВт.

2.2 Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки

В двух следующих таблицах приведены параметры установленной тепловой мощности основных источников тепловой энергии г. Глазова.

Таблица 18 – Параметры установленной тепловой мощности ТЭЦ ЧМЗ

Наименование показателя	Ед. изм.	2011.	2012	2013	2014
Установленная тепловая мощность ТЭЦ, в т. ч.:	Гкал/ч	697,0	697,0	697,0	697,0
отопительных отборов турбоагрегатов	Гкал/ч	103,0	103,0	103,0	103,0
производственных отборов турбоагрегатов	Гкал/ч	146,0	146,0	146,0	146,0
турбоагрегатов с противодавлением	Гкал/ч	48,0	48,0	48,0	48,0
ПВК	Гкал/ч	400,0	400,0	400,0	400,0
РОУ, работающих на сетевые пиковые подогреватели	Гкал/ч	-	-	-	-

Таблица 19 – Параметры установленной тепловой мощности котельных, участвующих в централизованном теплоснабжении

Наименование источника	Ед. изм.	2011	2012	2013	2014
Котельная № 2	Гкал/ч	23,8	23,8	23,8	23,8
Котельная № 3	Гкал/ч	27,0	27,0	27,0	27,0
Котельная завода «Реммаш»	Гкал/ч	24,0	24,0	24,0	24,0
Всего:	Гкал/ч	74,8	74,8	74,8	74,8

На следующем рисунке представлено процентное соотношение установленных тепловых мощностей основных источников тепловой энергии.

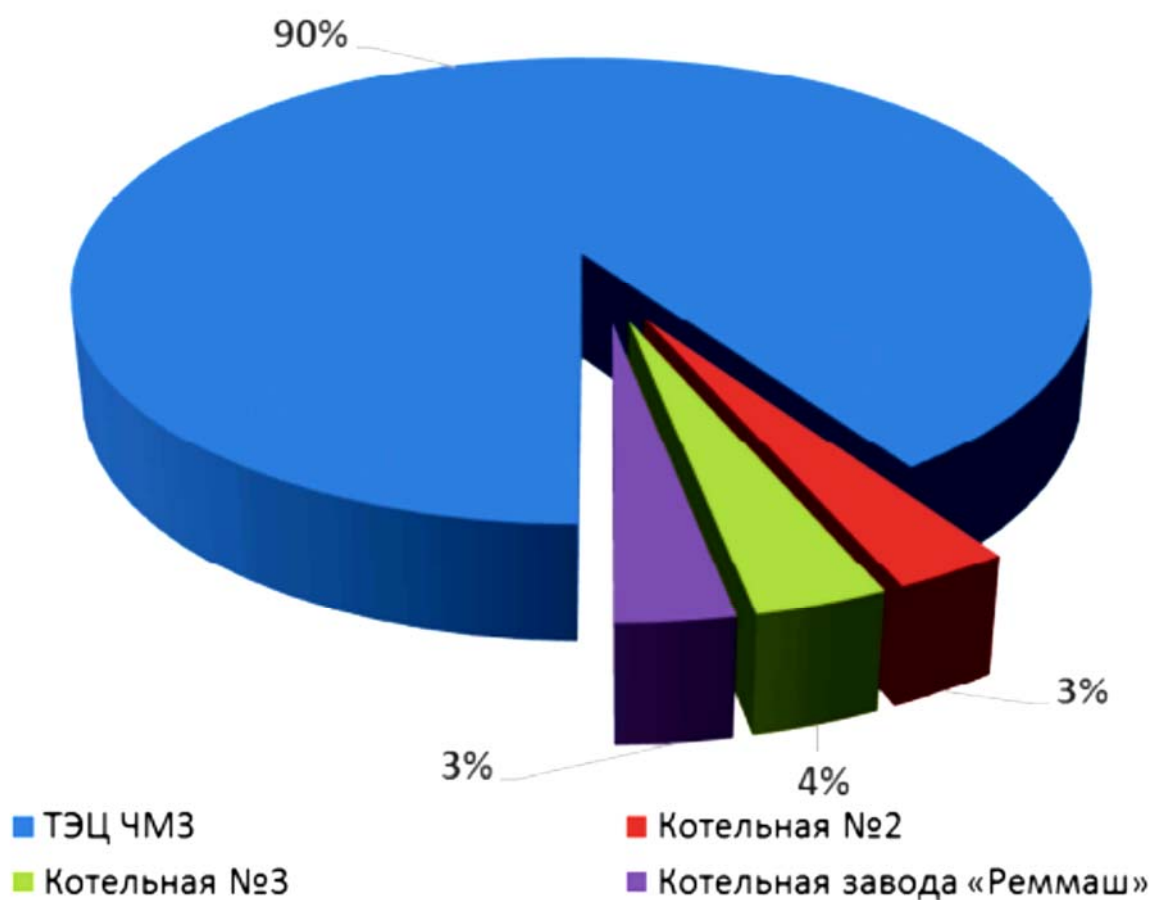


Рисунок 3 – Процентное соотношение установленной мощности основных источников тепловой энергии

Из приведенной диаграммы следует, что основным по установленной мощности источником тепловой энергии г. Глазов является ТЭЦ ЧМЗ (90 %). Установленная мощность муниципальной котельной № 2 составляет 3 %, установленная мощность котельной № 3 Глазовской птицефабрики составляет 4 %, установленная мощность котельной завода «Реммаш» составляет 3 %.

2.2.1 Ведомственные котельные

В таблице ниже приведены параметры установленной тепловой мощности ведомственных котельных.

Таблица 20 – Параметры установленной тепловой мощности ведомственных котельных

Наименование источника	Установленная мощность, Гкал/ч
Котельная АО «Газпром газораспределение Ижевск» в г. Глазове	0,17
Котельная АО «Глазовская мебельная фабрика»	9,00
Котельная ООО «Тепловодоканал»	2,50
Котельная ОАО «Глазовский дормостстрой»	1,25
Котельная № 1 ООО «Глазовский завод «Химмаш»»	2,06
Котельная №2 ООО «Глазовский завод «Химмаш»»	6,19
Котельная АО «Глазов-молоко»	27,00
Котельная АО «МРСК Центра и Приволжья»	4,30
Всего:	52,48

2.3 Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности

В двух следующих таблицах приведены параметры располагаемой тепловой мощности основных источников тепловой энергии.

Таблица 21 – Параметры располагаемой тепловой мощности ТЭЦ ЧМЗ

Наименование показателя	Ед. изм.	2011	2012	2013	2014
Располагаемая тепловая мощность ТЭЦ, в т. ч.:	Гкал/ч	536,7	536,7	536,7	536,7
отопительных отборов турбоагрегатов	Гкал/ч	207,0	207,0	207,0	207,0
производственных отборов турбоагрегатов	Гкал/ч				
турбоагрегатов с противодавлением	Гкал/ч				
ПВК	Гкал/ч	329,7	329,7	329,7	329,7
РОУ, работающих на сетевые пиковые подогреватели	Гкал/ч	-	-	-	-

Таблица 22 – Параметры располагаемой тепловой мощности котельных, участвующих в централизованном теплоснабжении

Наименование источника	Ед. изм.	2011	2012	2013	2014
Котельная № 2	Гкал/ч	11,2	11,2	11,2	11,2
Котельная № 3	Гкал/ч	27,0	27,0	27,0	27,0
Котельная завода «Реммаш»	Гкал/ч	24,0	24,0	24,0	24,0
Всего:	Гкал/ч	62,2	62,2	62,2	62,2

На рисунке ниже представлено процентное соотношение располагаемой тепловой мощности основных источников тепловой энергии.

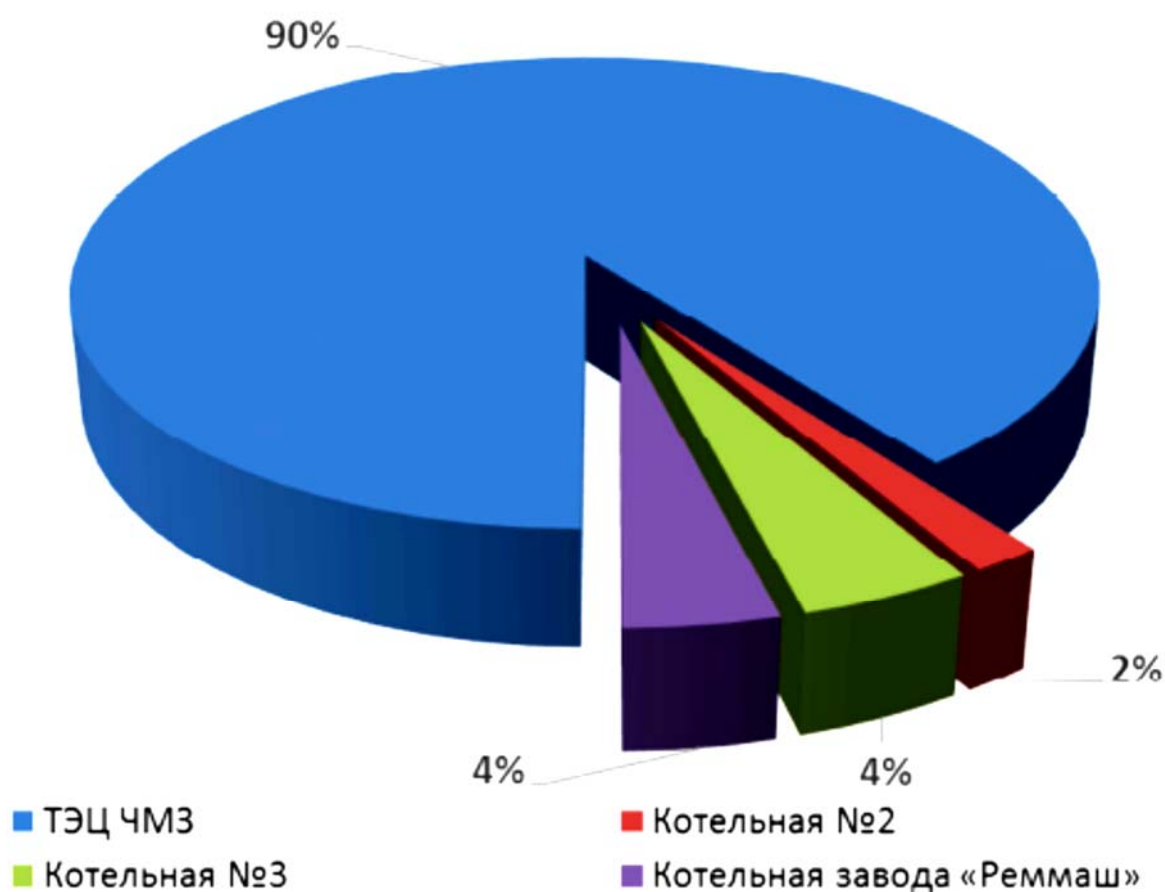


Рисунок 4 – Процентное соотношение располагаемой тепловой мощности основных источников тепловой энергии

Из приведенной диаграммы следует, что основным по располагаемой мощности источником тепловой энергии г. Глазов также является ТЭЦ ЧМЗ (90 %). Располагаемая мощность муниципальной котельной № 2 составляет 2 %,

располагаемая мощность котельной № 3 Глазовской птицефабрики составляет 4 %, располагаемая мощность котельной завода «Реммаш» составляет 4 %.

Общая величина ограничений по выдаче тепловой мощности составляет 172,9 Гкал/ч, в т. ч.:

- на ТЭЦ ЧМЗ – 160,3 Гкал/ч (на паровых турбинах – 90 Гкал/ч, на ПВК – 70,3 Гкал/ч);
- на муниципальной котельной № 2 – 12,6 Гкал/ч.

2.3.1 Ведомственные котельные

В таблице ниже приведены параметры располагаемой тепловой мощности ведомственных котельных.

Ограничения по выдаче тепловой мощности отсутствуют

Таблица 23 – Параметры располагаемой тепловой мощности ведомственных источников тепловой энергии г. Глазов

Наименование источника	Располагаемая мощность, Гкал/ч
Котельная АО «Газпром газораспределение Ижевск» в г. Глазове	0,17
Котельная АО «Глазовская мебельная фабрика»	9,00
Котельная ООО «Тепловодоканал»	2,50
Котельная ОАО «Глазовскийдормостстрой»	1,25
Котельная № 1 ООО «Глазовский завод «Химмаш»»	2,06
Котельная № 2 ООО «Глазовский завод «Химмаш»»	6,19
Котельная АО «Глазов-молоко»	27,00
Котельная АО «МРСК Центра и Приволжья»	4,30
Всего:	52,48

2.4 Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто

В следующей таблице представлен объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды

Таблица 24 – Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды

Наименование источника	Объем потребления тепловой энергии на собственные и хозяйственные нужды, Гкал/год (%)	Объем потребления тепловой энергии на собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч
ТЭЦ ЧМЗ	60588 (4,73)	21,00
Котельная №2	406 (1,46)	0,26
Котельная №3	780 (1,8)	0,24
Котельная завода «Реммаш»	644 (2,53)	0,07
Всего:		21,58

В таблице ниже представлены параметры тепловой мощности «нетто» основных источников тепловой энергии.

Таблица 25 – Параметры тепловой мощности «нетто» основных источников тепловой энергии

Наименование источника	Ед. изм.	2011	2012	2013	2014
ТЭЦ ЧМЗ	Гкал/ч	515,7	515,7	515,7	515,7
Котельная № 2	Гкал/ч	10,9	10,9	10,9	10,9
Котельная № 3	Гкал/ч	26,8	26,8	26,8	26,8
Котельная завода «Реммаш»	Гкал/ч	23,9	23,9	23,9	23,9
Всего	Гкал/ч	577,3	577,3	577,3	577,3

2.4.1 Ведомственные котельные

В следующей таблице показан объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности «нетто» ведомственных котельных.

Таблица 26 – Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто ведомственных котельных

Наименование котельной	Объем потребления тепловой энергии на собственные и хозяйственные нужды, Гкал/год (%)	Объем потребления тепловой энергии на собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	Тепловая мощность «нетто», Гкал/ч
Котельная АО «Газпром газораспределение Ижевск» в г. Глазове	0 (0)	0	0,17
Котельная АО «Глазовская мебельная фабрика»	75 (1,78)	0,2	8,80
Котельная ООО «Тепловодоканал»	0 (0)	0	2,50
Котельная ОАО «Глазовскийдормостстрой»	0 (0)	0	1,25
Котельная №1 ООО «Глазовский завод «Химмаш»»	0 (0)	0	2,06
Котельная №2 ООО «Глазовский завод «Химмаш»»	0 (0)	0	6,19
Котельная АО «Глазов-молоко»	360 (0,67)	0,3	26,70
Котельная АО «МРСК Центра и Приволжья»	74 (1)	0,06	4,24
Всего:		0,56	51,92

2.5 Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса

Ниже рассмотрен срок ввода в эксплуатацию основного теплофикационного и котельного оборудования источников тепловой энергии.

Исходя из назначенного СО 153-34.17.469-2003 срока службы котлов (паровые водотрубные – 24 года, водогрейные всех типов – 16 лет). Решения о необходимости проведения капитального ремонта или продления срока службы данного оборудования принимаются на основании технических

освидетельствований и технического диагностирования, проведенных в установленном порядке.

Необходимо отметить, что на данный момент котельное оборудование с выработанным парковым ресурсом, но прошедшее техническое освидетельствование и диагностирование, эксплуатируется в рабочем режиме.

При этом в ближайшее время может возникнуть необходимость в капитальном ремонте части котельного оборудования со сроком службы выше нормативного.

Сведения о годах ввода в эксплуатацию и времени наработки турбин ТЭЦ ЧМЗ приведены в двух следующих таблицах.

Таблица 27 – Сроки эксплуатации паровых турбин ТЭЦ ЧМЗ

Станционный номер	Тип (марка) оборудования	Год ввода оборудования в эксплуатацию	Нормативный парковый ресурс, ч	Наработка с начала эксплуатации, ч	Наработка за 2014 год, ч	Количество пусков с начала эксплуатации, шт.	Количество пусков в 2014 году, шт.	Наработка с последнего капитального ремонта на начало 2015 г., ч
1	АР6-6	1953	200 000	459 327	8 331	351	6	30 552
3	АПТ-12	1962	200 000	352 448	7 101	472	5	7 101
5	ДК-20-120	1952	200 000	472 333	6 751	410	6	3 534
6	ДК-20-120	1955	200 000	452 594	6 899	337	4	16 161
7	АПТ-12	1957	200 000	401 466	6 833	347	8	8 166
8	АПТ-12	1962	200 000	350 896	3 530	278	3	21 077

Таблица 28 – Сроки эксплуатации газовой турбины ТЭЦ АО «ЧМЗ».

Станционный номер	Тип (марка) оборудования	Год ввода оборудования в эксплуатацию	Нормативный парковый ресурс, лет	Наработка с начала эксплуатации, экв. ч	Наработка за 2014 год, экв. ч	Количество пусков с начала эксплуатации, шт.	Количество пусков в 2014 году, шт.	Нормативный межремонтный ресурс, экв. ч	Год ремонта/замены элемента турбины	Наработка после ремонта/замены элемента турбины	Количество пусков с начала эксплуатации, шт.
10	SGT600	2007	20	33 858	3 058	350	9	20 000	2011	13 800	37

Сведения о сроках ввода в эксплуатацию котельного оборудования ТЭЦ ЧМЗ, год последнего освидетельствования при допуске в эксплуатацию после

ремонт, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса приведены в следующей таблице.

Таблица 29 – Сроки эксплуатации котлового оборудования ТЭЦ АО «ЧМЗ»

Станционный номер котла	Тип (марка) оборудования	Год ввода в эксплуатацию	Нормативный остаточный парковый ресурс (срок службы) лет/час	Год проведения последнего капитального ремонта	Продление паркового ресурса, лет	Экспертная (специализированная) организация	Год достижения назначенного ресурса (с учетом продления)
Котел-утилизатор							
КУ	К-38/3,9-228-547	2006	32	-	-	-	2038
Паровые котлы							
8	ЦКТИ-75-39Ф2	1952	55	2011	0	В консервации	-
9	ЦКТИ-75-39Ф2	1953	11,5	2011	0	В консервации	-
10	ЦКТИ-75-39Ф2	1955	26	2012	0	В консервации	-
11	ЦКТИ-75-39Ф2	1955	10	2012	28	ИКЦ «Промтех-безопасность»	2040
12	ЦКТИ-75-39Ф2	1957	8	2014	16	ИКЦ «РОСТ-2»	2030
13	ЦКТИ-75-39Ф2	1962	7	2014	17	ИКЦ «РОСТ-2»	2031
14	БКЗ-75-39ГМ	1972	4	2011	13	ИКЦ «РОСТ-2»	2024
15	БКЗ-75-39ГМ	1973	4	2014	18	ИКЦ «РОСТ-2»	2032
Водогрейные котлы							
16	ПТВМ-100	1974	4	2012	4	ИКЦ «Промтех-безопасность»	2016
19	ПТВМ-100	1985	34	2013	4	ИКЦ «РОСТ-2»	2017
20	ПТВМ-100	1985	19	2013	4	ИКЦ «РОСТ-2»	2017
21	ПТВМ-100	1985	25	2014	4	ИКЦ «РОСТ-2»	2018

Котел утилизатор К-38/3,9-228-547 (станционный номер КУ) не отработал нормативный срок эксплуатации. Срок службы котла – 9 лет.

Паровые котлы ЦКТИ-75-39Ф2 (станционные номера 8-10) в 2011 г. законсервированы.

Паровые котлы ЦКТИ-75-39Ф2 (станционные номера 11-13) и БКЗ-75-39ГМ (станционные номера 14-15) не отработали послеремонтный срок эксплуатации. Средневзвешенный срок службы паровых котлов после капитального ремонта – 2 года.

Водогрейные котлы ПТВМ-100 (станционные номера 16, 19-21) не отработали послеремонтный срок эксплуатации. Средневзвешенный срок службы водогрейных котлов после капитального ремонта – 2 года.

2.5.1 Котельная № 2 МУП «Глазовские теплосети»

Сроки ввода в эксплуатацию котлов приведены в таблице ниже.

Таблица 30 – Сроки ввода в эксплуатацию котлов котельной № 2 МУП «Глазовские теплосети»

Наименование	Год ввода в эксплуатацию	Год последнего освидетельствования
КЕ-6,5-14С (паровой)	1991	2015
КЕ-6,5-14С (паровой)	1991	2015
КВ-Г-7,56-150 (водогрейный)	2002	2009
КВ-Г-7,56-150 (водогрейный)	2002	2009
КВ-Г-2,5-115 (водогрейный)	2007	2008

У паровых котлов КЕ-6,5-14С (2 шт.) в 2015 году заканчивается нормативный срок эксплуатации. Водогрейные котлы КВ-Г-7,56-150 (2 шт.) и КВ-Г-2,5-115 (1 шт.) не отработали нормативный срок эксплуатации.

Средневзвешенный срок службы котлов – 15,4 года.

2.5.2 Котельная № 3 ООО «КомЭнерго»

Сроки ввода в эксплуатацию котлов приведены в следующей таблице.

Таблица 31 – Сроки ввода в эксплуатацию котлов котельной № 3 ООО «КомЭнерго»

Наименование	Год ввода в эксплуатацию	Год последнего освидетельствования
ДКВР-6,5/13 (водогрейный)	1973 г.	2014 г.
ДКВР-6,5/13 (водогрейный)	1973 г.	2014 г.
ДКВР-6,5/13 (водогрейный)	1973 г.	2014 г.
ДКВР-6,5/13 (паровой)	2004 г.	2013 г.
ДКВР-6,5/13 (паровой)	1982 г.	2013 г.
ДКВР-6,5/13 (паровой)	1982 г.	2013 г.

Водогрейные котлы ДКВР-6,5/13 в количестве 3-х шт. отработали нормативный срок эксплуатации.

Паровые котлы ДКВР-6,5/13 в количестве 2 шт. отработали нормативный срок эксплуатации. Паровой котел ДКВР-6,5/13, введенный в эксплуатацию в 2004 г., не отработал нормативный срок службы.

Средневзвешенный срок службы котлов – 32,8 года.

2.5.3 Котельная завода ОАО «Реммаш»

Сроки ввода в эксплуатацию котлов приведены в таблице ниже.

Таблица 32 – Сроки ввода в эксплуатацию котлов котельной завода ОАО «Реммаш»

Наименование	Год ввода в эксплуатацию	Год последнего освидетельствования
ДЕВ-10-14-115 ГМ(водогрейный)	1990	2002
ДЕВ-10-14-115 ГМ(водогрейный)	1989	2005
ДЕВ-10-14-115 ГМ(водогрейный)	1989	2005
ДКВР-6,5(водогрейный)	1975	1997

Котлы отработали нормативный срок службы.

Средневзвешенный срок службы котлов – 28,25 года.

2.5.4 Ведомственные котельные

Котельная АО «Газпром газораспределение Ижевск» в г. Глазове

Сроки ввода в эксплуатацию котлов приведены в следующей таблице.

Таблица 33 – Сроки ввода в эксплуатацию котлов котельной АО «Газпром газораспределение Ижевск»

Наименование	Год ввода в эксплуатацию	Год последнего освидетельствования
КС-Г-100 (водогрейный)	2013	-
КС-Г-100 (водогрейный)	2013	-

Котлы введены в эксплуатацию в 2013 г. и не отработали нормативный срок службы.

Средневзвешенный срок службы котлов – 1 год.

Котельная АО «Глазовская мебельная фабрика»

Сроки ввода в эксплуатацию котлов приведены в следующей таблице.

Таблица 34 – Сроки ввода в эксплуатацию котлов котельной АО «Глазовская мебельная фабрика»

Наименование	Год ввода в эксплуатацию	Год последнего освидетельствования
ДКВР(водогрейный)	2000	-
ДКВР(водогрейный)	2000	-

У котлов заканчивается нормативный срок службы в 2015 г.

Средневзвешенный срок службы котлов – 14 лет.

Котельная ООО «Тепловодоканал»

Сроки ввода в эксплуатацию котлов приведены в таблице ниже.

Таблица 35 – Сроки ввода в эксплуатацию котлов котельной ООО «Тепловодоканал»

Наименование	Год ввода в эксплуатацию	Год последнего освидетельствования
Е-1,0-0,9М-3(паровой)	2000	-
Е-1,0-0,9М-3(паровой)	2000	-
Е-1,0-0,9М-3(паровой)	2005	-
Е-1,0-0,9М-3(паровой)	2003	-

Котлы не отработали нормативный срок эксплуатации.

Средневзвешенный срок службы котлов – 12 лет.

Котельная ОАО «Глазовский дормостстрой»

Сроки ввода в эксплуатацию котлов приведены в следующей таблице.

Таблица 36 – Сроки ввода в эксплуатацию котлов котельной ОАО «Глазовский дормостстрой»

Наименование	Год ввода в эксплуатацию	Год последнего освидетельствования
Е-1,0-0,9ГМ (паровой)	2009	-
Е-1,0-0,9Г-3 (паровой)	2003	-

Котлы не отработали нормативный срок эксплуатации.

Средневзвешенный срок службы котлов – 8 лет.

Котельная № 1 ООО «Глазовский завод «Химмаш»»

Сроки ввода в эксплуатацию котлов приведены в таблице ниже.

Таблица 37 – Сроки ввода в эксплуатацию котлов котельной № 1 ООО «Глазовский завод «Химмаш»»

Наименование	Год ввода в эксплуатацию	Год последнего освидетельствования
Buderus Logano SK745 (водогрейный)	2012	-
Buderus Logano SK745 (водогрейный)	2012	-

Котлы не отработали нормативный срок эксплуатации.

Средневзвешенный срок службы котлов – 2 года.

Котельная № 2 ООО «Глазовский завод «Химмаш»»

Сроки ввода в эксплуатацию котлов приведены в следующей таблице.

Таблица 38 – Сроки ввода в эксплуатацию котлов котельной № 2 ООО «Глазовский завод «Химмаш»»

Наименование	Год ввода в эксплуатацию	Год последнего освидетельствования
ICI Caldaie REX 240 (водогрейный)	2012	-
ICI Caldaie REX 240 (водогрейный)	2012	-
ICI Caldaie REX 240 (водогрейный)	2012	-

Котлы не отработали нормативный срок эксплуатации.

Средневзвешенный срок службы котлов – 2 года.

Котельная АО «Глазов-молоко»

Сроки ввода в эксплуатацию котлов приведены в таблице ниже.

Таблица 39 – Сроки ввода в эксплуатацию котлов котельной АО «Глазов-молоко»

Наименование	Год ввода в эксплуатацию	Год последнего освидетельствования
ДЕ 16-14 ГМ (паровой)	1985	2012
ДЕ 16-14 ГМ (паровой)	1991	2014
ДЕ 10-14 ГМ (паровой)	1988	2014

Котел ДЕ 16-14 ГМ, введенный в эксплуатацию в 1985 г., отработал нормативный срок службы.

У котла ДЕ 16-14 ГМ, введенного в эксплуатацию в 1991 г., заканчивается нормативный срок службы в 2015г.

Котел ДЕ 10-14 ГМ отработал нормативный срок службы.

Средневзвешенный срок службы котлов – 26 лет.

Котельная АО «МРСК Центра и Приволжья»

Сроки ввода в эксплуатацию котлов приведены в таблице ниже.

Таблица 40 – Сроки ввода в эксплуатацию котлов котельной АО «МРСК Центра и Приволжья»

Наименование	Год ввода в эксплуатацию	Год последнего освидетельствования
RS-D 2000 (водогрейный)	2013	-
RS-D 2000 (водогрейный)	2013	-
RS-D 1000 (водогрейный)	2013	-

Котлы не отработали нормативный срок эксплуатации.

Средневзвешенный срок службы котлов – 1 год.

2.5.5 Котлы города Глазова, отработавшие нормативный срок службы на 01.01.2015

В следующей таблице приведены котлы, отработавшие нормативный срок службы на 01.01.2015.

Таблица 41 – Котлы г. Глазова, отработавшие нормативный срок службы на 01.01.2015

Поз.	Тип котла	Номинальная паропроизводительность, т/ч	Номинальная тепловая мощность, Гкал/ч	Превышение нормативного срока службы, лет
1	ДКВР-6,5/13 (водогрейный)	---	4,5	25
2	ДКВР-6,5/13 (водогрейный)	---	4,5	25
3	ДКВР-6,5/13 (водогрейный)	---	4,5	25
4	ДКВР-6,5/13 (паровой)	6,5	4,5	8
5	ДКВР-6,5/13 (паровой)	6,5	4,5	8
6	ДЕВ-10-14-115 ГМ (водогрейный)	---	6,5	8
7	ДЕВ-10-14-115 ГМ (водогрейный)	---	6,5	9
8	ДЕВ-10-14-115 ГМ (водогрейный)	---	6,5	9
9	ДКВР-6,5 (водогрейный)	---	4,5	23
10	ЦКТИ-75-39Ф2 (паровой)	75	51	38
11	ЦКТИ-75-39Ф2 (паровой)	75	51	37
12	ЦКТИ-75-39Ф2 (паровой)	75	51	35
13	ЦКТИ-75-39Ф2 (паровой)	75	51	35
14	ЦКТИ-75-39Ф2 (паровой)	75	51	33
15	ЦКТИ-75-39Ф2 (паровой)	75	51	28
16	БКЗ-75-39ГМ (паровой)	75	51	18
17	БКЗ-75-39ГМ (паровой)	75	51	17
18	ПТВМ-100 (водогрейный)	---	100	24

Поз.	Тип котла	Номинальная паропроизводительность, т/ч	Номинальная тепловая мощность, Гкал/ч	Превышение нормативного срока службы, лет
19	ПТВМ-100 (водогрейный)	---	100	13
20	ПТВМ-100 (водогрейный)	---	100	13
21	ПТВМ-100 (водогрейный)	---	100	13
22	ДЕ 16-14 ГМ (паровой)	16	10	5
23	ДЕ 10-14 ГМ (паровой)	10	7	2

2.6 Схема выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок

ТЭЦ ЧМЗ расположена на территории завода АО «ЧМЗ». Тепловая энергия в виде горячей воды используется на предприятии для систем отопления, вентиляции и ГВС производственных корпусов; кроме того, ТЭЦ является основным источником тепла и ГВС г. Глазов. Система теплоснабжения открытая двухтрубная, в летнее время теплоснабжение потребителей для нужд системы ГВС осуществляется по однотрубной схеме. Проектный температурный график работы тепловой сети 150/70°C.

Тепловая энергия с теплоносителем пар используется на предприятии в основном на технологические нужды.

Теплофикационная схема ТЭЦ состоит из двух теплоисточников:

- бойлерных установок «В», «Г», водогрейной котельной № 1 (ВК-1) с водогрейным котлом ст. № 16, сетевых насосов №№ 1, 2, 3 группы «В» и сетевых насосов №№ 1, 2, 3 группы «Г»;
- водогрейной котельной № 2 (ВК-2) с водогрейными котлами ст. №№ 19, 20, 21 и сетевыми насосами №№ 1, 2, 3, 4, 5.

Оба теплоисточника предназначены для нагрева сетевой воды, подаваемой в теплосеть завода и города, и включены параллельно через прямой и обратный коллекторы ЦТП.

Бойлерные установки «В» и «Г» обвязаны по сетевой воде параллельно водогрейному котлу в составе ВК-1, поэтому сетевая вода может быть нагрета на бойлерной либо до температуры, соответствующей температурному графику (в

осенне-весенний период, когда ВК-1 не работает), либо до температуры 104-110°C, при этом окончательный нагрев воды производится на водогрейном котле ВК-1.

Бойлерная установка «А» служит для подогрева ХОВ узла ГВС.

Бойлерная «В», тепловой мощностью 80 Гкал/ч имеет в своем составе:

- основной бойлер ОБ-1В типа БО-350-2 (введен в эксплуатацию в 1962 г.);
- основной бойлер ОБ-2В типа ПСВ 315-3-23 (введен в эксплуатацию в 1988 г.);
- пиковый бойлер ПБ-1В типа ПСВ 315-14-23 (введен в эксплуатацию в 1994 г.);
- два конденсатных насоса КН-1В и 2В;
- три сетевых насоса 1В, 2В и 3В типа 14СД-10×2, производительностью по 1260 м³/ч, напором 12,3 кгс/см².

Бойлерная «Г», тепловой мощностью 120 Гкал/ч имеет в своём составе:

- ОБ-1Г типа ПСВ 500-3-23 (введен в эксплуатацию в 1971 г.);
- ОБ-2Г типа ПСВ 500-3-23 (введен в эксплуатацию в 1971 г.);
- ПБ-1Г типа ПСВ 500-14-23 (введен в эксплуатацию в 1971 г.);
- три конденсатных насоса КН-1Г, 2Г и 3Г;
- три сетевых насоса 1Г, 2Г и 3Г типа 14СД-10×2, производительностью по 1260 м³/ч, напором 12,3 кгс/см².

Основные бойлеры подключены к теплофикационным отборам турбин ст. №№ 3, 5 - 8. Максимальная величина теплофикационных отборов турбин составляет до 235 т/ч пара. Пиковые бойлера подключены по пару к первым отборам турбин ст. №№ 3, 7, 8, максимальная величина отбора – 100 т/ч. Также к данным отборам подключена система пароснабжения мазутного хозяйства.

Бойлерные установки «В», «Г» и сетевые насосы главного корпуса объединены общими коллекторами:

- коллектор обратной сетевой воды: в него врезаны трубопроводы обратной сетевой воды с первой (трубопровод 113) и второй (трубопровод 3) очередями предприятия, с жилого поселка (трубопровод 20), трубопроводы «109» и «110» с обратного коллектора сетевой воды ЦТРП, а также всасывающие трубопроводы всех сетевых насосов;

- распределительный коллектор: по нему вода от сетевых насосов подается на бойлерные установки «В» и «Г»;
- подающий коллектор (труба 108): по нему вода после всех бойлерных установок подается на водогрейный котел в составе ВК-1;
- коллектор потребителей (труба 106): в этот коллектор поступает сетевая вода после водогрейного котла в составе ВК-1 (или помимо них, по обводам) и далее подается в прямой коллектор ЦТРП.

Подпитка теплосети в отопительный период осуществляется по четырем подпиточным трубопроводам (в работе по мере необходимости может находиться любое количество подпиточных трубопроводов) в коллектора обратной сетевой воды:

- подпиточный трубопровод № 1 врезан в коллектор обратной сетевой воды главного корпуса в районе бойлерной установки «А»;
- подпиточный трубопровод № 2 врезан в коллектор обратной сетевой главного корпуса воды в этом же районе;
- подпиточный трубопровод № 3 врезан в коллектор обратной сетевой воды главного корпуса в районе бойлерной установки «Б»;
- подпиточный трубопровод № 4 (труба 117) врезан как в подающий коллектор, так и в коллектор обратной сетевой воды ЦТРП. По нему в летнее время подпиточная вода может подаваться как в подающий коллектор, так и в коллектор обратной сетевой воды (по согласованию с ООО «ТБК»).

В таблице ниже приводятся основные технические характеристики теплофикационного оборудования ТЭЦ ЧМЗ.

Таблица 42 – Характеристики теплофикационного оборудования ТЭЦ ЧМЗ

Диспетчерское наименование	Марка	Завод изготовитель	Год ввода в эксплуатацию	Поверхность нагрева, м ²	Производительность (пар), т/ч	Производительность (вода), м ³ /ч
Подогреватель сетевой вертикальный	200-7-15	АО «САРЭНЕРГОМАШ»	1992	200	65,8	400
Подогреватель сетевой вертикальный	200-7-15	АО «САРЭНЕРГОМАШ»	1993	200	65,8	400

Диспетчерское наименование	Марка	Завод изготовитель	Год ввода в эксплуатацию	Поверхность нагрева, м ²	Производительность (пар), т/ч	Производительность (вода), м ³ /ч
Подогреватель сетевой вертикальный	315-3-23	АО «САРЭНЕРГОМАШ»	1988	315	110	1130
Подогреватель сетевой вертикальный	500-3-23	АО «САРЭНЕРГОМАШ»	1971	500	115	1500
Подогреватель сетевой вертикальный	500-3-23	АО «САРЭНЕРГОМАШ»	1971	500	115	1500
Подогреватель сетевой вертикальный	315-14-23	АО «САРЭНЕРГОМАШ»	1994	315	92,5	1130
Подогреватель сетевой вертикальный	500-14-23	АО «САРЭНЕРГОМАШ»	1971	500	162	1500

В следующей таблице приводятся технические характеристики бойлеров ТЭЦ ЧМЗ.

Таблица 43 – Технические характеристики бойлеров ТЭЦ ЧМЗ

Наименование	Размерность	ПСВ 200-7-15	ПСВ 315-3-23	ПСВ 500-3-23	ПСВ 315-14-23	ПСВ 500-14-23
Тип бойлера		Подогреватель сетевой вертикальный				
Количество	шт.	2	1	2	1	1
Поверхность нагрева	м ²	200	315	500	315	500
Расход воды номинальный (максимальный)	т/ч	400	1130	1500	1130	1500
Номинальный расход пара теплофикационных отборов	т/ч	65,8	110	115	92,5	162
Температура пара (максимальная)	°С	400	400	400	400	400
Температура воды на выходе (максимальная)	°С	150	120	110	150	150
Гидравлическое сопротивление	м в. ст.	0,04	0,037	0,055	0,047	0,06

На рисунках ниже (Рисунок 5 - Рисунок 7) представлены схемы выдачи тепловой мощности основных источников тепловой энергии.

2.7 Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя

Регулирование отпуска тепловой энергии от теплоисточников осуществляется качественным способом, т.е. изменением температуры теплоносителя в подающем трубопроводе при постоянном расходе, в зависимости от температуры наружного воздуха. Далее приводятся утвержденные температурные графики от теплоисточников города Глазова.

2.7.1 Основные источники тепловой энергии г. Глазов

Температурный график ТЭЦ ЧМЗ

Температурный график ТЭЦ ЧМЗ (150/70 °С) приведен далее (Рисунок 8).

Котельная № 2 МУП «Глазовские теплосети»

Температурный график котельной № 2 МУП «Глазовские теплосети» (150/70 °С) приведен далее (Рисунок 9).

Котельная АО «Реммаш»

Температурный график котельной АО «Реммаш» (105/70 °С) приведен далее (Рисунок 11).

Потребители подключены по зависимой или независимой схеме непосредственно или через элеватор в индивидуальных тепловых пунктах.

Температурные графики разработаны с учетом особенностей работы системы открытого теплоснабжения (непосредственный водоразбор на ГВС из подающего или обратного трубопровода). Нижняя срезка на 60°С принята для обеспечения нормативной температуры горячей воды у потребителей с системами ГВС согласно требованиям СанПиН.

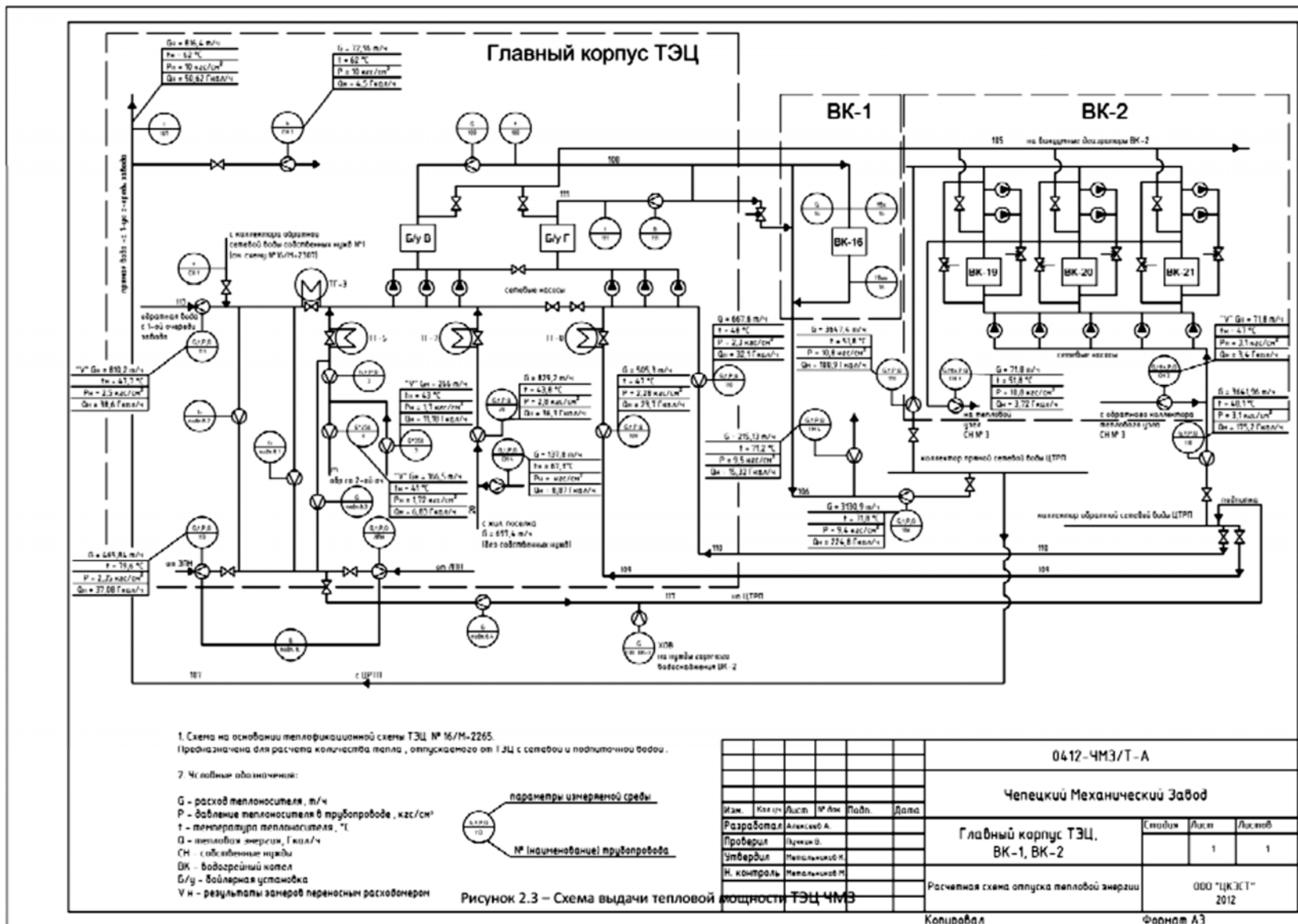


Рисунок 5 – Схема выдачи тепловой мощности ТЭЦ ЧМЗ

Принципиальная схема котельной

Утверждаю:
главный инженер
О.А.Костыцын

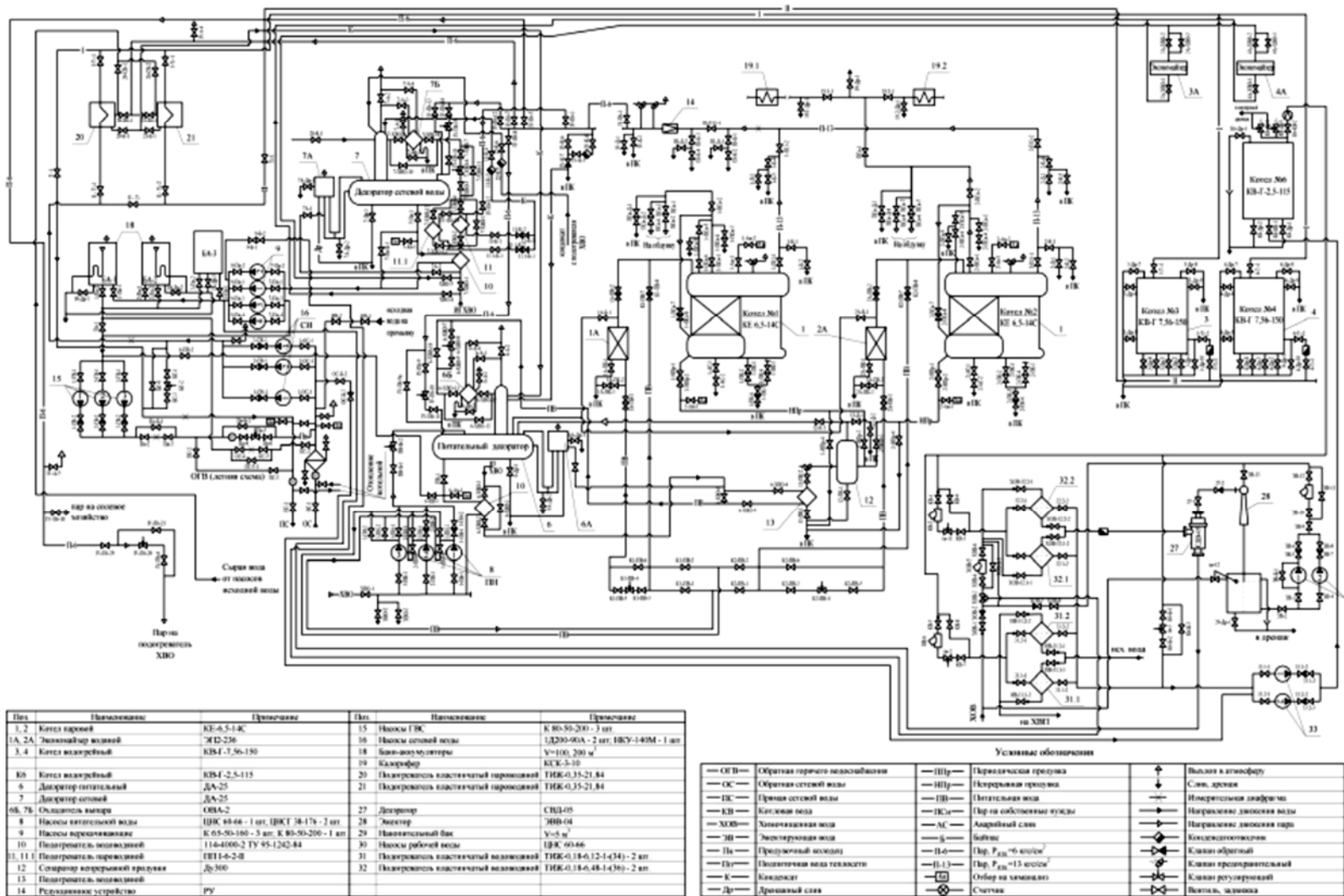


Рисунок 6 – Схема выдачи тепловой мощности муниципальной котельной №2

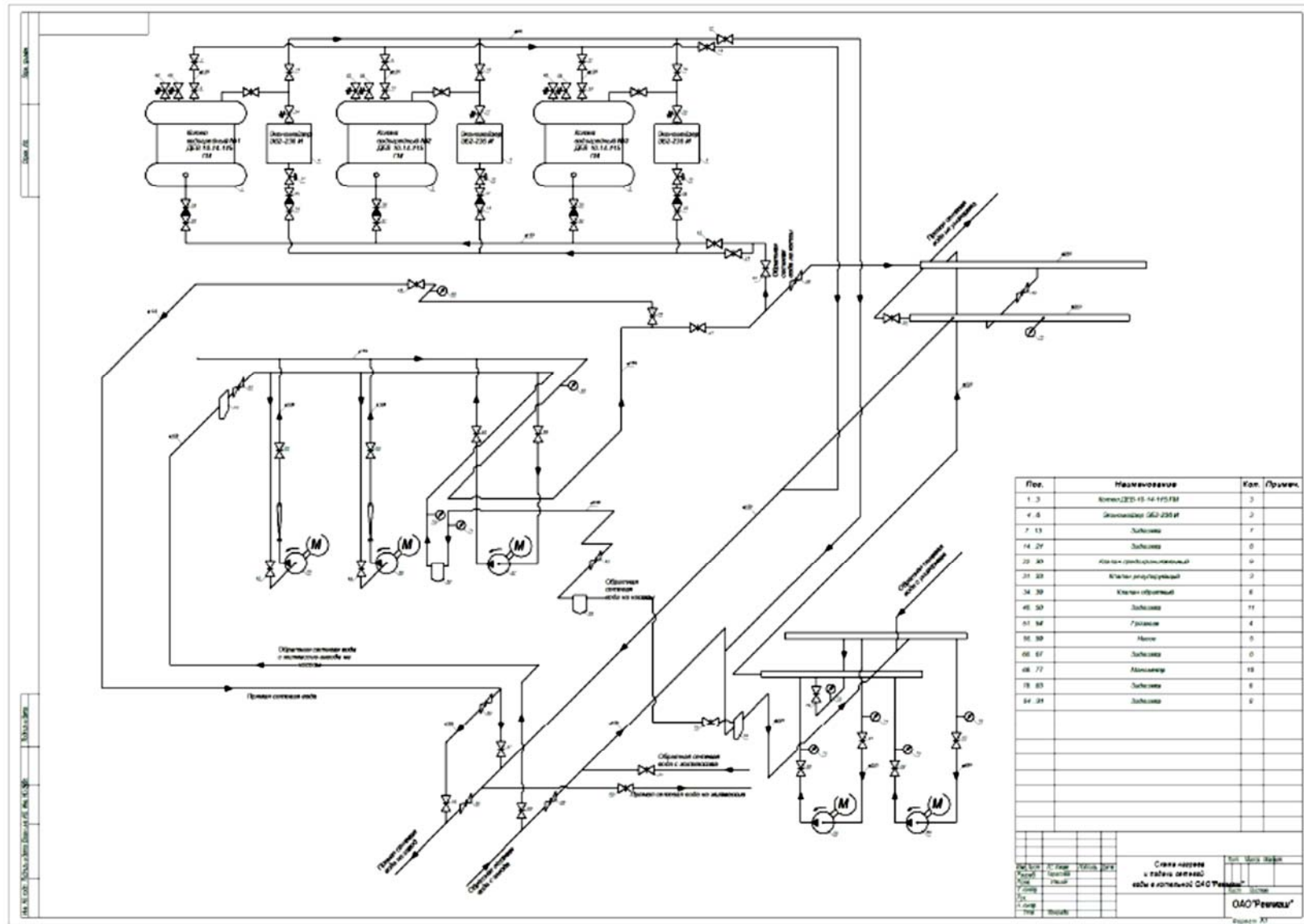


Рисунок 7 – Схема выдачи тепловой мощности котельной завода «Реммаш»

Утверждаю
Гл. инженер МУП «Тепловские теплосети»
О.А. Костинян
2014 г.

Температурный график
теплоснабжения от теплоисточника ТЭЦ

Тив	Т1	Т2	Т3	Поправка на ветер в °С при V м/с		
				5	7,5	10
+8	60	40	46			
+7	60	39	46			
+6	60	39	45			
+5	60	38	45			
+4	60	38	45			
+3,2	60	38	45			
+3	61	38	45			
+2	63	39	46			
+1	65	40	48			
0	68	40	49	3	4	5
-1	70	41	50	3	4	5
-2	72	42	52	3	4	6
-3	75	43	53	3	5	6
-4	77	44	54	3	5	6
-5	79	45	55	3	5	7
-6	82	45	57	4	5	7
-7	84	46	58	4	5	7
-8	86	47	59	4	5	7
-9	89	48	61	4	6	7
-10	91	49	62	4	6	8
-11	93	50	63	4	6	8
-12	96	51	65	4	6	8
-13	98	51	66	4	6	8
-14	101	52	67	4	6	8
-15	103	53	69	4	6	9
-16	105	54	70	4	7	9
-17	108	55	71	5	7	9
-18	110	56	73	5	7	9
-19	112	56	74	5	7	9
-20	115	57	75	5	7	9
-21	117	58	77	5	7	10
-22	119	59	78	5	8	10
-23	122	60	79	5	8	10
-24	124	61	81	5	8	10
-25	126	62	82	5	8	10
-26	129	62	83			
-27	131	63	84			
-28	134	64	86			
-29	136	65	87			
-30	138	66	88			
-31	141	67	90			
-32	143	67	91			
-33	145	68	92			
-34	148	69	94			
-35	150	70	95			

График разработан с учетом особенностей работы открытой системы теплоснабжения (непосредственный водоразбор из подающего или обратного трубопровода)

Ответственность за выполнение требований СанПиН 2.1.4.2496-09 (п.2.4) несет потребитель. При отсутствии в тепловых узлах на ГВС регуляторов температуры горячее водоснабжение рекомендуется осуществлять из подающего трубопровода при температуре наружного воздуха от +8°C до -9°C (для потребителей города), от +8°C до -3°C (для потребителей завода). При более низких температурах наружного воздуха горячий водоразбор рекомендуется осуществлять с обратного трубопровода.

Решение о переключении ГВС с одного трубопровода на другой принимается владельцем энергопотребляющих установок самостоятельно в зависимости от температуры теплоносителя.

Температура воды в подающем трубопроводе на сутки задается по усредненной температуре наружного воздуха за 12-ти часовой предшествующий период.

В часы максимума ГВС, при нехватке запасов горячей воды, допускается временное превышение температуры воды в подающем трубопроводе от указанной.

ОБОЗНАЧЕНИЯ:
Тив - температура наружного воздуха;
Т1 - температура подающей воды;
Т2 - температура обратной воды;
Т3 - температура воды после элеватора;
V - скорость ветра.

Начальник ТО

Г.И. Надсон

СОГЛАСОВАНО: Гл. энергетик ОАО «ЧМЗ»


М.Е. Салтыков

Главный инженер директор филиала ОАО «ОТЭК»

Ю.Е. Шевченко

С.В. Фокин

Рисунок 8 – Температурный график ТЭЦ ЧМЗ

Утверждаю
Гл. инженер МУП «Глазовские теплосети»

О.А. Костицын
2014г.

Температурный график
теплоснабжения от котельной № 2 МУП «Глазовские теплосети»

Тнв	Т 1	Т2	Т3	Поправка на ветер в °С при V м/с		
				5	7,5	10
+8	60	40	46			
+7	60	39	46			
+6	60	39	45			
+5	60	38	45			
+4	60	38	45			
+3,2	60	38	45			
+3	61	38	45			
+2	63	39	46			
+1	65	40	48			
0	68	40	49	3	4	5
-1	70	41	50	3	4	5
-2	72	42	52	3	4	6
-3	75	43	53	3	5	6
-4	77	44	54	3	5	6
-5	79	45	55	3	5	7
-6	82	45	57	4	5	7
-7	84	46	58	4	5	7
-8	86	47	59	4	5	7
-9	89	48	61	4	6	7
-10	91	49	62	4	6	8
-11	93	50	63	4	6	8
-12	96	51	65	4	6	8
-13	98	51	66	4	6	8
-14	101	52	67	4	6	8
-15	103	53	69	4	6	9
-16	105	54	70	4	7	9
-17	108	55	71	5	7	9
-18	110	56	73	5	7	9
-19	112	56	74	5	7	9
-20	115	57	75	5	7	9
-21	117	58	77	5	7	10
-22	119	59	78	5	8	10
-23	122	60	79	5	8	10
-24	124	61	81	5	8	10
-25	126	62	82	5	8	10
-26	129	62	83			
-27	131	63	84			
-28	134	64	86			
-29	136	65	87			
-30	138	66	88			
-31	141	67	90			
-32	143	67	91			
-33	145	68	92			
-34	148	69	94			
-35	150	70	95			

График разработан с учетом особенностей работы системы открытого теплоснабжения (непосредственный водоразбор из подающего или обратного трубопровода)

Ответственность за выполнение требований СанПиН 2.1.4.2496-09 (п.2.4) несет потребитель. При отсутствии в тепловых узлах на ГВС регуляторов температуры горячее водоснабжение рекомендуется осуществлять из подающего трубопровода при температуре наружного воздуха от +8°C до -9°C. При более низких температурах наружного воздуха горячий водоразбор рекомендуется осуществлять с обратного трубопровода.

Решение о переключении ГВС с одного трубопровода на другой принимается владельцем энергопотребляющих установок самостоятельно в зависимости от температуры теплоносителя.

Температура воды в подающем трубопроводе на сутки задается по усредненной температуре наружного воздуха за 12-ти часовой предшествующий период.

В часы максимума ГВС, при нехватке запасов горячей воды, допускается временное превышение температуры воды в подающем трубопроводе от указанной.

ОБОЗНАЧЕНИЯ:
Тнв - температура наружного воздуха;
Т 1 - температура подающей воды;
Т 2 - температура обратной воды;
Т3 - температура воды после элеватора;
V – скорость ветра.

Начальник ТО

Начальник котельной № 2



Г.И. Надсон

М.В. Холманских

Рисунок 9 – Температурный график Котельной № 2 МУП «Глазовские теплосети»

Приложение №5
к договору № 01/06/33
05.12.13

СОГЛАСОВАНО
Гл. инженер МУП «Глазовские теплосети»
О.А. Костицын
« 201 » г.

УТВЕРЖДАЮ
Гл. инженер ОАО «Реммаш»
« 201 » г.

Температурный график
теплоснабжения от котельной ОАО «Реммаш».



Температура наружного воздуха	Температура воды	
	T1	T2
+8	64	49
+7	64	49
+6	64	48
+5	64	48
+4	64	48
+3	64	47
+2	64	47
+1	64	47
0	64	46
-1	64	46
-2	64	46
-3	64	46
-4	66	47
-5	67	48
-6	69	49
-7	70	50
-8	72	50
-9	73	51
-10	75	52
-11	76	53
-12	78	54
-13	79	54
-14	81	55
-15	83	56
-16	84	57
-17	86	58
-18	87	58
-19	88	59
-20	89	60
-21	90	61
-22	91	61
-23	92	62
-24	93	63
-25	94	64
-26	95	64
-27	96	65
-28	97	66
-29	98	66
-30	99	67
-31	100	68
-32	101	68
-33	102	69
-34	104	69
-35	105	70

T1 - температура прямой воды
T2 - температура обратной воды

Первый зам. гл. инженера ОАО «Реммаш»

П.И.Конради

СОГЛАСОВАНО:

Начальник ТО МУП «Глазовские теплосети»

Г. И. Надсон

Рисунок 10 – Температурный график котельной АО «Реммаш»

Температурный график режимов теплоснабжения
от котельной №3 ООО «КомЭнерго»

Температура наружного воздуха t°С	Температура теплоносителя	
	T1	T2
8	65	48
7	65	48
6	65	48
5	65	48
4	65	48
3	65	48
2	65	48
1	65	48
0	65	48
-1	65	48
-2	65	48
-3	65	48
-4	65	48
-5	65	48
-6	66	49
-7	67	50
-8	68	51
-9	70	51
-10	71	52
-11	73	53
-12	74	54
-13	76	55
-14	77	55
-15	78	56
-16	80	57
-17	81	58
-18	83	58
-19	84	59
-20	86	60
-21	87	61
-22	88	62
-23	90	62
-24	91	63
-25	93	64
-26	94	64
-27	95	65
-28	97	66
-29	98	66
-30	99	67
-31	101	68
-32	102	68
-33	103	69
-34	104	69
-35	105	70

Обозначения: T1 – Температура воды в подающем трубопроводе (+/- 3%);
T2 – Температура воды в обратном трубопроводе (+ 5%);

Теплоснабжающая организация
ООО «КомЭнерго»
А.А. Золотарев

Потребитель
МУП «Елазовские теплосети»
А.А. Холманских

Рисунок 11 – Температурный график котельной № 3 ООО «КомЭнерго»

2.7.2 Ведомственные источники тепловой энергии г. Глазов

Котельная АО «Газпром газораспределение Ижевск» в г. Глазове

Способ регулирования отпуска тепловой энергии от котельной – качественный по отопительной нагрузке (по утвержденным температурным графикам).

Температурный график теплосети – 95-70 °С.

Котельная АО «Глазовская мебельная фабрика»

Способ регулирования отпуска тепловой энергии от котельной – качественный по отопительной нагрузке (по утвержденным температурным графикам).

Температурный график теплосети – 95-70 °С.

Котельная ООО «Тепловодоканал»

Способ регулирования отпуска тепловой энергии от котельной – качественный по отопительной нагрузке (по утвержденным температурным графикам).

Температурный график теплосети – 95-70 °С.

Котельная ОАО «Глазовский дормостстрой»

Способ регулирования отпуска тепловой энергии от котельной – качественный по отопительной нагрузке (по утвержденным температурным графикам).

Температурный график теплосети – 95-70 °С.

Котельная №1 ООО «Глазовский завод «Химмаш»»

Способ регулирования отпуска тепловой энергии от котельной – качественный по отопительной нагрузке (по утвержденным температурным графикам).

Температурный график теплосети – 95-70 °С.

Котельная №2 ООО «Глазовский завод «Химмаш»»

Способ регулирования отпуска тепловой энергии от котельной – качественный по отопительной нагрузке (по утвержденным температурным графикам).

Температурный график теплосети – 95-79 °С.

Котельная АО «Глазов-молоко»

Способ регулирования отпуска тепловой энергии от котельной – качественный по отопительной нагрузке (по утвержденным температурным графикам).

Температурный график теплосети – 95-70 °С.

Котельная АО «МРСК Центра и Приволжья»

Способ регулирования отпуска тепловой энергии от котельной – качественный по отопительной нагрузке (по утвержденным температурным графикам).

Температурный график теплосети – 86-69 °С.

2.8 Среднегодовая загрузка оборудования

Далее (Таблица 44) приведен КИУМ по основным источникам тепловой энергии.

Таблица 44 – Коэффициент использования установленной тепловой мощности по основным источникам тепловой энергии

Наименование источника	Годовая выработка тепловой энергии, тыс. Гкал	КИУМ, %
ТЭЦ ЧМЗ	1281,1	22,4
Котельная № 2	27,8	20,5
Котельная № 3	43,4	18,0
Котельная завода «Реммаш»	27,8	11,4

2.8.1 Ведомственные источники тепловой энергии

Далее (Таблица 45) приведен КИУМ по ведомственным источникам тепловой энергии.

Таблица 45 – Коэффициент использования установленной тепловой мощности по ведомственным котельным

Поз.	Наименование котельной	Годовая выработка тепловой энергии, тыс. Гкал	КИУМ, %
1	Котельная АО «Газпром газораспределение Ижевск» в г. Глазове	0,3944	26,2
2	Котельная АО «Глазовская мебельная фабрика»	4,2	6
3	Котельная ООО «Теплопроводканал»	1,855	5,9
4	Котельная №1 ООО «Глазовский завод «Химмаш»»	21127,63	29,21
5	Котельная №1 ООО «Глазовский завод «Химмаш»»		
6	Котельная АО «Глазов-молоко»	53,385	12,91
7	Котельная АО «МРСК Центра и Приволжья»	7,394	19,62

2.9 Способы учета тепла, отпускаемого в тепловые сети

Учет отпуска тепловой энергии от источников осуществляется при помощи приборов учета тепловой энергии. Ниже приведены данные о приборах учета отпуска тепловой энергии по источникам тепловой энергии.

Список приборов учета тепловой энергии ТЭЦ ЧМЗ приведен ниже (Таблица 46).

Таблица 46 – Список приборов учета тепловой энергии ТЭЦ ЧМЗ

Шифр	Наименование измеряемой величины	Тип приборов	Место установки прибора	Шкала прибора	Место нахождения точки первичного импульса
G110	Расход обратной сетевой воды с ЦТРП	ВЗЛЕТ, ИСТОК-ТМ	Щит РОУ №10-12	2000 м ³ /ч	На улице, напротив ТГ8 эстакада сетевых трубопроводов вдоль ряда А
t110	Температура обратной сетевой воды с ЦТРП	ТСМ, ИСТОК-ТМ	Щит РОУ №10-12	100 °С	На улице, напротив ТГ8 эстакада сетевых трубопроводов вдоль ряда А
P110	Давление	МТ-100,	Щит РОУ	1.0 МПа	На улице,

Шифр	Наименование измеряемой величины	Тип приборов	Место установки прибора	Шкала прибора	Место нахождения точки первичного импульса
	обратной сетевой воды с ЦТРП	ИСТОК-ТМ	№10-12		напротив ТГ8 эстакада сетевых трубопроводов вдоль ряда А
G20	Расход обратной сетевой воды с жил.поселка	ВЗЛЕТ, ИСТОК-ТМ	Щит НСК	2000 м ³ /ч	В районе к.а.№13,отм.4.00
t20	Температура обратной сетевой воды с жил.поселка	ТСМ, ИСТОК-ТМ	Щит НСК	100 °С	В районе к.а.№13,отм.4.00
P20	Давление обратной сетевой воды с жил.поселка	МТ-100, ИСТОК-ТМ	Щит НСК	1.0 МПа	В районе к.а.№13,отм.4.00
G106	Расход прямой сетевой воды после главного корпуса ТЭЦ	ВЗЛЕТ, ИСТОК-ТМ	В помещении ВК-16	6000 м ³ /ч	на улице, со стороны временного торца главного корпуса ТЭЦ
t106	Температура прямой сетевой воды после главного корпуса ТЭЦ	ТСМ, ИСТОК-ТМ	Щит РОУ №10-12	150 °С	на улице, со стороны временного торца главного корпуса ТЭЦ
P106	Давление прямой сетевой воды после главного корпуса ТЭЦ	МТ-100, ИСТОК-ТМ	Щит РОУ №10-12	1.6 МПа	на улице, со стороны временного торца главного корпуса ТЭЦ
Gсн1	Расход сетевой воды на СН1	ДСС-712Н	Б/у «А»	100 т/ч	Над входом в турб. цех в районе Б/у «А», отм 0.00
t СН1	Температура обратной сетевой воды с коллектора СН1	КСМ2-02	Щит Б/у «А», 2 точка	150 °С	Около конденсатного насоса №1 Б/у «А», отм 3.00
Gподп.в.1	Расход подпиточной воды по резервной линии	ДСС-712Н	Район Б/у «А», под лестницей	320 т/ч	Б/у «А», отм 3.00
Gподп.в.2	Расход подпиточной воды по резервной линии	ДСС-712Н	Район Б/у «А», под лестницей	320 т/ч	Над щитом регистрирующих приборов в районе Б/у «А»
Gподп.в.3	Расход подпиточной воды по резервной линии	КСД-3 ДМ-3564	Щит Б/у «А»	630 т/ч	Район ТГ-3,отм 2-00
GпрСН4 tпр СН4 Pпр СН4 QпрСН4	Расход, температура, давление, тепла, прямой сетевой воды на СН4	Теплосчетчик «Взлет-ТСР» в составе: 1) датчик расхода ППРЭ-100;	Район к.а.№15 Отм.0.00	339,3 ... 4,24 м ³ /ч +5-+150 °С	Район к.а.№15 отм 0.00

Шифр	Наименование измеряемой величины	Тип приборов	Место установки прибора	Шкала прибора	Место нахождения точки первичного импульса
		2) датчик температуры КТПТР-05; 3) преобразователь давления КРТ 5; 4)тепловычислитель ТСРВ-010		0 ... 1.6 МПа	
t107	Температура прямой сетевой воды на 1-ую очередь завода	Ш 69000	Щит Б/у «А»	150 °С	Около конденсатного насоса №1 Б/у «А», отм 3.00
G119	Расход прямой сетевой воды после ВК-2	ВЗЛЕТ, ИСТОК-ТМ	Район ВК-19, Отм.4.00	6000 м ³ /ч	На эстакаде между ВК-2 (корп.65Т) и ЦТРП (корп.270)
t119	Температура прямой сетевой воды после ВК-2	ТСМ, ИСТОК-ТМ	Щит ВК-2	150 °С	На эстакаде между ВК-2 (корп.65Т) и ЦТРП (корп.270)
P119	Давление прямой сетевой воды после ВК-2	МТ-100, ИСТОК-ТМ	Щит ВК-2	1.6 МПа	На эстакаде между ВК-2 (корп.65Т) и ЦТРП (корп.270)
G118	Расход обратной сетевой воды на ВК-2	ВЗЛЕТ, ИСТОК-ТМ	Район ВК-19 Отм. 4.00	6000 м ³ /ч	На эстакаде между ВК-2 (корп.65Т) и ЦТРП (корп.270)
t118	Температура обратной сетевой воды на ВК-2	ТСМ, ИСТОК-ТМ	Щит ВК-2	100 °С	На эстакаде между ВК-2 (корп.65Т) и ЦТРП (корп 270)
P118	Давление обратной сетевой воды после ВК-2	МТ-100, ИСТОК-ТМ	Щит ВК-2	1.0 МПа	На эстакаде между ВК-2 (корп.65Т) и ЦТРП (корп 270)
Gсн3 ПВ	Расход прямой сетевой воды на собственные нужды ВК-2	ПРЭМ ИСТОК-ТМ	Район ВК-19 Отм 4.00	200 т/ч	Район ВК-19, Отм 2.50
Gсн3 ОБ	Расход обратной сетевой воды на собственные нужды ВК-2	ПРЭМ ИСТОК-ТМ	Район ВК-19 Отм 4.00	200 т/ч	Район ВК-19, Отм 2.50
tсн3 ПВ	Температура прямой сетевой воды на коллектор собственных нужд ВК-2	ТСМ, ИСТОК-ТМ	Щит ВК-2	180 °С	Район ВК-19, Отм 2.50 Подающий коллектор узла ГВС отм. 3.00
tсн3 ОБ	Температура обратной сетевой	ТСМ, ИСТОК-ТМ	Щит ВК-2	300 °С	Район ВК-19, Отм 2.50

Шифр	Наименование измеряемой величины	Тип приборов	Место установки прибора	Шкала прибора	Место нахождения точки первичного импульса
	воды на коллектор собственных нужд ВК-2				
Гзпн	Расход подпиточной воды после зимних подпиточных насосов	ДРКС, ИСТОК-ТМ	Щит учета тепла подпиточной воды	2500 м ³ /ч	Подающий коллектор узла ГВС отм. 0.00
Тзпн	Температура подпиточной воды после зимних подпиточных насосов	КТПРТ ИСТОК-ТМ	Щит учета тепла подпиточной воды	180 °С	Подающий коллектор узла ГВС отм. 0.00
Рзпн	Давление подпиточной воды после зимних подпиточных насосов	Метран-43 ИСТОК-ТМ	Щит учета тепла подпиточной воды	1.6 МПа	Подающий коллектор узла ГВС отм. 0.00
Qзпн	Тепло подпиточной воды после зимних подпиточных насосов	Метран-43 ИСТОК-ТМ	Щит учета тепла подпиточной воды		Подающий коллектор узла ГВС отм. 0.00
Глпн	Расход подпиточной воды после летних подпиточных насосов	ДРКС, ИСТОК-ТМ	Щит учета тепла подпиточной воды	2500 м ³ /ч	Подающий коллектор узла ГВС отм. 0.00
Тлпн	Температура подпиточной воды после летних подпиточных насосов	КТПРТ ИСТОК-ТМ	Щит учета тепла подпиточной воды	180 °С	Подающий коллектор узла ГВС отм. 0.00
Рлпн	Давление подпиточной воды после летних подпиточных насосов	Метран-43 ИСТОК-ТМ	Щит учета тепла подпиточной воды	1.6 МПа	Подающий коллектор узла ГВС отм. 0.00
Qлпн	Тепло подпиточной воды после летних подпиточных насосов	Метран-43 ИСТОК-ТМ	Щит учета тепла подпиточной воды		Подающий коллектор узла ГВС отм. 0.00
Гвк-2 ГВС	Расход хим.очищенной воды на нужды ГВС ВК-2	ВСГ-32 ИСТОК-ТМ	Щит ВК-2		ВК-2,отм 4.00,регулятор давления 4-й подпиточной нитки
G 16	Расход воды через ВК-16	КСД-2 ДМ	Щит ВК-16	2500 т/ч	Район ВК-16
t вх 16	Температура воды до ВК-16	КСМ2-021	Щит ВК-16	200 °С	Район ВК-16
t вых 16	Температура воды после ВК-16	КСМ2-021	Щит ВК-16	200 °С	Район ВК-16
G ₃ , t ₃ , P ₃	Обратный трубопровод со II-й очереди завода	ИСТОК-ТМ Взлет МР КТПРТ	Щит КИПиА		Корпус ТЭЦ, отм 8.0

Шифр	Наименование измеряемой величины	Тип приборов	Место установки прибора	Шкала прибора	Место нахождения точки первичного импульса
		ПД100-ДИ ИСТОК-ТМ Взлет МР КТПТР ПД100-ДИ			
G ₁₁₃ , t ₁₁₃ , P ₁₁₃ ,	Обратный трубопровод с 1-й очереди завода		Щит КИПиА	200-1000 т/ч 150 °С	Корпус ТЭЦ, отм 8.0
	Узел учета тепла Щит-1 ЦТРП	ВЗЛЕТ	Щит-1 ЦТРП		
G ₁₀₆	Расход прямой сетевой воды от ТЭЦ до ЦТРП d _y 1000 (106)	ДРК-С-ЭП-С-5	-	1000-6000 т/ч	Трубопровод прямой сетевой воды от ТЭЦ до ЦТРП d _y 1000 (106), временный торец корпуса 270, на улице
t ₁₀₆	Температура прямой сетевой воды от ТЭЦ до ЦТРП d _y 1000 (106)	КТПТР	-	180 °С	Трубопровод прямой сетевой воды от ТЭЦ до ЦТРП d _y 1000 (106), временный торец корпуса 270, на улице
G ₁₁₀	Расход обратной сетевой воды от ЦТРП до ТЭЦ d _y 700 (110)	ДРК-3В2-И-5	-	100-800 т/ч	Трубопровод обратной сетевой воды от ЦТРП до ТЭЦ d _y 700 (110), временный торец корпуса 270, на улице
t ₁₁₀	Температура обратной сетевой воды от ЦТРП до ТЭЦ d _y 700 (110)	КТПТР	-	150 °С	Трубопровод обратной сетевой воды от ЦТРП до ТЭЦ d _y 700 (110), временный торец корпуса 270, на улице
G ₁₁₀	Расход обратной сетевой воды от ЦТРП до ТЭЦ d _y 700 (109)	ДРК-3В2-И-5	-	300-800 т/ч	Трубопровод обратной сетевой воды от ЦТРП до ТЭЦ d _y 700 (109), временный торец корпуса 270, на улице
t ₁₀₉	Температура обратной сетевой воды от ЦТРП до ТЭЦ d _y 700 (109)	КТПТР	-	150 °С	Трубопровод обратной сетевой воды от ЦТРП до ТЭЦ d _y 700 (109), временный торец корпуса 270, на улице
G ₁₁₈	Расход прямой сетевой воды от	ДРК-3В2-И-5	-	1500-6000 т/ч	Трубопровод прямой сетевой

Шифр	Наименование измеряемой величины	Тип приборов	Место установки прибора	Шкала прибора	Место нахождения точки первичного импульса
	ВК-2 до ЦТРП d _y 1000 (118)				воды от ВК-2 до ЦТРП d _y 1000 (106), временный торец корпуса 270
t ₁₁₈	Температура прямой сетевой воды от ВК-2 до ЦТРП d _y 1000 (118)	КТПТР	-	150 °С	Трубопровод прямой сетевой воды от ВК-2 до ЦТРП d _y 1000 (106), временный торец корпуса 270, на улице
G ₁₁₉	Расход обратной сетевой воды от ЦТРП до ВК-2 d _y 1000 (119)	ДРК-3В2-И-5	-	1500-6000 т/ч	Трубопровод обратной сетевой воды от ЦТРП до ВК-2 d _y 1000 (119), временный торец корпуса 270
t ₁₁₉	Температура обратной сетевой воды от ЦТРП до ВК-2 d _y 1000 (119)	КТПТР	-	150 °С	Трубопровод обратной сетевой воды от ЦТРП до ВК-2 d _y 1000 (119), временный торец корпуса 270, на улице
t ₁₀₇	Температура прямой сетевой воды от ЦТРП до промплощадки 1-ой очереди завода (107)	КТПТР	-	180 °С	Трубопровод прямой сетевой воды от ЦТРП до промплощадки 1-ой очереди завода (107), временный торец корпуса 270, на улице
G ₁₀₇	Расход прямой сетевой воды от ЦТРП до промплощадки 1-ой очереди завода (107)	ДРК-3В2-И-5	-	200-1000 т/ч	Трубопровод прямой сетевой воды от ЦТРП до промплощадки 1-ой очереди завода (107), временный торец корпуса 270, на улице
1	Узел учета тепла Щит-2 ЦТРП	ТВМ-5	Щит-2 ЦТРП		
2	Расход прямой сетевой воды от ЦТРП до к.801 d _y 800	ДРК-3В2-И-5	-	450000 т/ч	Трубопровод прямой сетевой воды от ЦТРП до к.801 d _y 800, временный

Шифр	Наименование измеряемой величины	Тип приборов	Место установки прибора	Шкала прибора	Место нахождения точки первичного импульса
					торец корпуса 270, на улице
3	Температура прямой сетевой воды от ЦТРП до к.801 d _y 800	КТПТР	-	180 °С	Трубопровод прямой сетевой воды от ЦТРП до к.801 d _y 800, временный торец корпуса 270, на улице
4	Расход обратной сетевой воды от к.801 d _y 800 до ЦТРП	ДРК-3В2-И-5	-	450000 т/ч	Трубопровод обратной сетевой воды от к.801 d _y 800 до ЦТРП, временный торец корпуса 270, на улице
5	Температура обратной сетевой воды от к.801 d _y 800 до ЦТРП	КТПТР	-	150 °С	Трубопровод обратной сетевой воды от к.801 d _y 800 до ЦТРП, временный торец корпуса 270, на улице
6	Расход прямой сетевой воды от ЦТРП до к.715 d _y 500	ДРК-3В2-И-5	-	452000 т/ч	Трубопровод прямой сетевой воды от ЦТРП до к.715 d _y 500, временный торец корпуса 270, на улице
7	Температура прямой сетевой воды от ЦТРП до к.715 d _y 500	КТПТР	-	180 °С	Трубопровод прямой сетевой воды от ЦТРП до к.715 d _y 500, временный торец корпуса 270, на улице
8	Расход обратной сетевой воды от к.715 d _y 500 до ЦТРП	ДРК-3В2-И-5	-	452000 т/ч	Трубопровод обратной сетевой воды от к.715 d _y 500 до ЦТРП, временный торец корпуса 270, на улице
9	Температура обратной сетевой воды от к.715 d _y 500 до ЦТРП	КТПТР	-	150 °С	Трубопровод обратной сетевой воды от к.715 d _y 500 до ЦТРП, временный торец корпуса 270, на улице
10	Расход прямой сетевой воды от	ДРК-3В2-И-5	-	3000 т/ч	Трубопровод прямой сетевой

Шифр	Наименование измеряемой величины	Тип приборов	Место установки прибора	Шкала прибора	Место нахождения точки первичного импульса
	ЦТРП до к.507 d _y 500				воды от ЦТРП до к.507 d _y 500, временный торец корпуса 270, на улице
11	Температура прямой сетевой воды от ЦТРП до к.507 d _y 500	КТПТР	-	180 °С	Трубопровод прямой сетевой воды от ЦТРП до к.507 d _y 500, временный торец корпуса 270, на улице
12.	Расход обратной сетевой воды от к.507 d _y 500 до ЦТРП	ДРК-3В2-И-5	-	3000 т/ч	Трубопровод обратной сетевой воды от к.507 d _y 500 до ЦТРП, временный торец корпуса 270, на улице
13	Температура обратной сетевой воды от к.507 d _y 500 до ЦТРП	КТПТР	-	150 °С	Трубопровод обратной сетевой воды от к.507 d _y 500 до ЦТРП, временный торец корпуса 270, на улице
14	Узел учёта тепла Щит 3 - ЦТРП	ВЗЛЁТ	-		-
15	Расход прямой сетевой воды от ЦТРП до Жил. Посёлка d _y 500	ДРК-3В2-И-5	-	452000 т/ч	Трубопровод прямой сетевой воды от ЦТРП до Жил. Посёлка d _y 500, временный торец корпуса 270, на улице
16	Температура прямой сетевой воды от ЦТРП до Жил. Посёлка d _y 500	КТПТР	-	180 °С	Трубопровод прямой сетевой воды от ЦТРП до Жил. Посёлка d _y 500, временный торец корпуса 270, на улице
17	Расход обратной сетевой воды от Жил. Посёлка d _y 500 до ТЭЦ (20)	ДРК-С-ЭП-С-5	-	1000-4000 т/ч	Трубопровод обратной сетевой воды от Жил. Посёлка d _y 500 до ТЭЦ, временный торец корпуса 270, на улице
18	Температура обратной сетевой воды от Жил.	КТПТР	-	150 °С	Трубопровод обратной сетевой воды от

Шифр	Наименование измеряемой величины	Тип приборов	Место установки прибора	Шкала прибора	Место нахождения точки первичного импульса
	Посёлка d _y 500 до ТЭЦ (20)				Жил. Посёлка d _y 500 до ТЭЦ, временный торец корпуса 270, на улице
19	Расход прямой сетевой воды от ЦТРП до промплощадки 2-ой очереди завода d _y 350	ДРК-3В2-И-5	-	200-700 т/ч	Трубопровод прямой сетевой воды от ЦТРП до промплощадки 2-ой очереди завода d _y 350 временный торец корпуса 270, на улице
20	Температура прямой сетевой воды от ЦТРП до промплощадки 2-ой очереди завода d _y 350	КТПТР	-	180 °С	Трубопровод прямой сетевой воды от ЦТРП до промплощадки 2-ой очереди завода d _y 350 временный торец корпуса 270, на улице
21	Расход обратной сетевой воды от промплощадки 2-ой очереди завода d _y 350 до ТЭЦ (3)	ДРК-3В2-И-5	-	200-700 т/ч	Трубопровод обратной сетевой воды от промплощадки 2-ой очереди завода d _y 350 до ТЭЦ (3) эстакада на улице, временный торец корпуса 270
22	Температура обратной сетевой воды от промплощадки 2-ой очереди завода d _y 350 до ТЭЦ (3)	КТПТР	-	150 °С	Трубопровод обратной сетевой воды от промплощадки 2-ой очереди завода d _y 350 до ТЭЦ (3) временный торец корпуса 270, на улице
23	Расход прямой сетевой воды от ЦТРП до промплощадки 2-ой очереди завода d _y 250	ДРК-3В2-И-5	-	200-700 т/ч	Трубопровод прямой сетевой воды от ЦТРП до промплощадки 2-ой очереди завода d _y 250 временный торец корпуса 270, на улице

Шифр	Наименование измеряемой величины	Тип приборов	Место установки прибора	Шкала прибора	Место нахождения точки первичного импульса
24	Температура прямой сетевой воды от ЦТРП до промплощадки 2-ой очереди завода d _y 250	КТПТР	-	180 °С	Трубопровод прямой сетевой воды от ЦТРП до промплощадки 2-ой очереди завода d _y 250 временный торец корпуса 270, на улице
25	Расход обратной сетевой воды от промплощадки 2-ой очереди завода d _y 250 до ТЭЦ (3)	ДРК-3В2-И-5	-	200-700 т/ч	Трубопровод обратной сетевой воды от промплощадки 2-ой очереди завода d _y 250 до ТЭЦ (3) временный торец корпуса 270, на улице
26	Температура обратной сетевой воды от промплощадки 2-ой очереди завода d _y 250 до ТЭЦ (3)	КТПТР	-	150 °С	Трубопровод обратной сетевой воды от промплощадки 2-ой очереди завода d _y 250 до ТЭЦ (3) временный торец корпуса 270, на улице

Котельная № 2 МУП «Глазовские теплосети»

Узел учета отпуска тепла на базе вычислителя СПТ 943.1 (дата поверки 10.09.2013)

Котельная №3 ООО «КомЭнерго»

Приборы отпуска тепла ВКТ (2-комплекта), срок периодической поверки – четыре года, введены в эксплуатацию в октябре 2013 года.

Котельная АО «Реммаш»

Прибор учета отпуска тепла ВКТ-7-04, установлен в 30.12.14, срок службы – 12 лет.

2.10 Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

По данным, предоставленным теплоснабжающими организациями, в период с 2010 по 2014 гг. отказов оборудования источников тепловой энергии,

вызывавших полное прекращение подачи теплоносителя установленных параметров потребителям тепловой энергии, не зарегистрировано.

2.11 Базовые целевые показатели

На основе предоставленных данных определены базовые значения целевых показателей эффективности производства и отпуска тепловой энергии основными источниками тепловой энергии.

Данные по базовым целевым показателям отражены в таблицах, представленных ниже (Таблица 47 -

Таблица 50).

Таблица 47 – Базовые целевые показатели эффективности производства и отпуска тепловой энергии ТЭЦ ЧМЗ

Поз.	Наименование показателя	Ед. изм.	2011	2012	2013	2014
1	Установленная электрическая мощность турбоагрегатов ТЭЦ	МВт	89,4	89,4	89,4	89,4
2	Установленная тепловая мощность ТЭЦ, в т. ч.:	Гкал/ч	697,0	697,0	697,0	697,0
2.1	отопительных отборов турбоагрегатов	Гкал/ч	103,0	103,0	103,0	103,0
2.2	производственных отборов турбоагрегатов	Гкал/ч	146,0	146,0	146,0	146,0
2.3	турбоагрегатов с противодавлением	Гкал/ч	48,0	48,0	48,0	48,0
2.4	встроенных конденсационных пучков	Гкал/ч	-	-	-	-
2.5	пиковых водогрейных котлоагрегатов	Гкал/ч	400,0	400,0	400,0	400,0
2.6	РОУ, работающих на сетевые пиковые подогреватели	Гкал/ч	-	-	-	-
3	УРУТ на выработку электроэнергии, в т.ч.:	г у. т./кВт·ч	362,1	296,6	285,8	270,3
4	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг у. т./Гкал	154,9	156,6	154,8	156,5
5	УРУТ на отпуск электроэнергии с шин ТЭЦ	г у. т./кВт·ч	412,7	326,2	312,1	299,6
6	УРУТ на отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ	кг у. т./Гкал	170,5	170,9	170,2	172,2
Теплофикация						
7	Коэффициент использования установленной электрической мощности	%	43,6	49,0	43,3	38,9
8	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	24,0	23,0	22,1	22,4

Таблица 48 – Базовые целевые показатели эффективности производства и отпуска тепловой энергии котельной № 2 МУП «Глазовские теплосети»

Поз.	Наименование показателя	Ед. изм.	2011	2012	2013	2014
1	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	23,8	23,8	23,8	23,8
2	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	11,2	11,2	11,2	11,2
3	Потери установленной тепловой мощности	%	52,8	52,8	52,8	52,8
4	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг у. т./Гкал	155,0	154,5	146,2	148,9
5	Собственные нужды	Гкал/ч	0,3	0,3	0,3	0,3
6	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг у. т./Гкал	161,7	160,9	152,0	158,9
7	Удельный расход электроэнергии	кВт·ч/Гкал	21,5	21,8	19,8	17,7
8	Удельный расход	м ³ /Гкал	12,5	12,5	12,5	12,5

Поз.	Наименование показателя	Ед. изм.	2011	2012	2013	2014
	теплоносителя					
9	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	13,9	13,2	12,9	13,4

Таблица 49 – Базовые целевые показатели эффективности производства и отпуска тепловой энергии котельной №3 ООО «КомЭнерго»

Поз.	Наименование показателя	Ед. изм.	2011	2012	2013	2014
1	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	27,0	27,0	27,0	27,0
2	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	27,0	27,0	27,0	27,0
3	Потери установленной тепловой мощности	%	0,0	0,0	0,0	0,0
4	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг у. т./Гкал	н/д	н/д	н/д	158,8
5	Собственные нужды	Гкал/ч и т/ч	0,2	0,2	0,2	0,2
6	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг у. т./Гкал	н/д	н/д	н/д	161,7
7	Удельный расход электроэнергии	кВт·ч/Гкал	н/д	н/д	н/д	13,1
8	Удельный расход теплоносителя	м ³ /Гкал	н/д	н/д	н/д	28,5
9	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	н/д	н/д	н/д	18,3

Таблица 50 – Базовые целевые показатели эффективности производства и отпуска тепловой энергии котельной АО «Реммаш»

Поз.	Наименование показателя	Ед. изм.	2011	2012	2013	2014
1	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	24,0	24,0	24,0	24,0
2	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	24,0	24,0	24,0	24,0
3	Потери установленной тепловой мощности	%	0,0	0,0	0,0	0,0
4	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг у. т./Гкал	157,8	155,7	156,9	157,6
5	Собственные нужды	Гкал/ч	0,1	0,1	0,1	0,1
6	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг у. т./Гкал	157,8	155,7	156,9	157,6
7	Удельный расход электроэнергии	кВт-ч/Гкал	22,3	28,0	22,4	22,4
8	Удельный расход теплоносителя	м ³ /Гкал	28,5	28,5	28,5	28,5
9	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	12,5	13,0	12,4	11,6

3 Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты

3.1 Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов (если таковые имеются) или до ввода в жилой квартал или промышленный объект

Тепловая сеть города характеризуется разветвленной системой квартальных сетей. Максимальный диаметр магистральных тепловых сетей на территории г. Глазов составляет 700 мм.

Организацией, эксплуатирующей сети теплоснабжения города, является МУП «Глазовские теплосети». Протяженность тепловых сетей, находящихся в ведомстве МУП «Глазовские теплосети», составляет 112,9 км в двухтрубном исчислении. Из них 18,2 км в двухтрубном исчислении - магистральные тепловые сети. Организация осуществляет поставку и сбыт тепловой энергии потребителям в зонах теплоснабжения ТЭЦ Чепецкого механического завода (ТЭЦ ЧМЗ), Котельная №2 МУП «Глазовские теплосети», Котельная №3 ООО «КомЭнерго», Котельная АО «Реммаш».

Тепловые сети, расположенные на территории Чепецкого механического завода (ЧМЗ), служащие для транспорта тепла потребителям завода и города находятся на балансе завода и эксплуатируются теплосетевой организацией ООО «Тепловодоканал». Общая протяженность магистральных трубопроводов (с теплоносителем – горячая вода), эксплуатируемых ООО «Тепловодоканал» на территории ЧМЗ - 24,3 км в двухтрубном исчислении. Из них 13,7 км трубопроводов (в 2-х трубном исчислении) служат для транспортировки теплоносителя, как на нужды потребителей самого завода, так и на нужды сторонних потребителей, включая городских потребителей МУП «Глазовские теплосети». На территории завода сооружен один ЦТРП. На ЦТРП производится централизованное распределение сетевой воды на нужды теплоснабжения промышленных корпусов завода и городских потребителей.

Тепловые сети от котельной АО «Реммаш», расположенные на территории завода, предназначены для транспортировки теплоносителя от источника теплоснабжения, как до заводских потребителей, так и до сторонних потребителей (основной сторонний потребитель – МУП «Глазовские теплосети»). Согласно акту по разграничению балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности тепловых сетей, граница эксплуатационной ответственности и принадлежности тепловой сети между АО «Реммаш» и МУП «Глазовские теплосети» устанавливается на расстоянии 5 (пяти) метров от периметра ограждения территории АО «Реммаш» в сторону ул. Драгунова. Техническое обслуживание сетей и сооружений на них от источника до границы эксплуатационной ответственности производит АО «Реммаш», от границы эксплуатационной ответственности до конечных городских потребителей производит МУП «Глазовские теплосети».

Сеть теплоснабжения котельной ООО «Удмуртская птицефабрика» предназначена для передачи и отпуска тепла только промышленным потребителям самой птицефабрики и находится в эксплуатации ООО «Удмуртская птицефабрика».

3.2 Электронные и (или) бумажные карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии

На основании исходных данных, предоставленных Заказчиком, в рамках разработки схемы теплоснабжения создана электронная модель системы теплоснабжения города, которая подробно будет описана в главе 3 «Электронная модель системы теплоснабжения».

В указанной главе, в том числе будут приведены электронные схемы тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии, как для существующего положения, так и с учетом перспективного развития на расчетный срок.

Частично, материалы разработанной модели используются для анализа гидравлических режимов (см. п. 3.8), для описания зон действия источников теплоснабжения (см. часть 4) и др.

3.3 Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наименее надежных участков, определением их материальной характеристики и подключенной тепловой нагрузки

3.3.1. Сети, эксплуатируемые ООО «Тепловодоканал»

По территории Чепецкого механического завода от источника тепловой энергии ТЭЦ ЧМЗ до установленных границ завода проходят магистральные тепловые сети, предназначенные для обеспечения тепловой энергией промышленных и административных корпусов завода, а также сторонних городских потребителей. Диаметры выводов с ТЭЦ 2х1000.

Тепловая сеть от ТЭЦ (с теплоносителем – горячая вода), эксплуатируемая ООО «Тепловодоканал», характеризуется преобладанием трубопроводов с условными диаметрами от 100 мм до 300 мм (порядка 48%). Трубопроводы имеют преимущественно надземную прокладку (95%). Большая часть тепловых сетей (75%) эксплуатируется более 25 лет (рисунок 12).

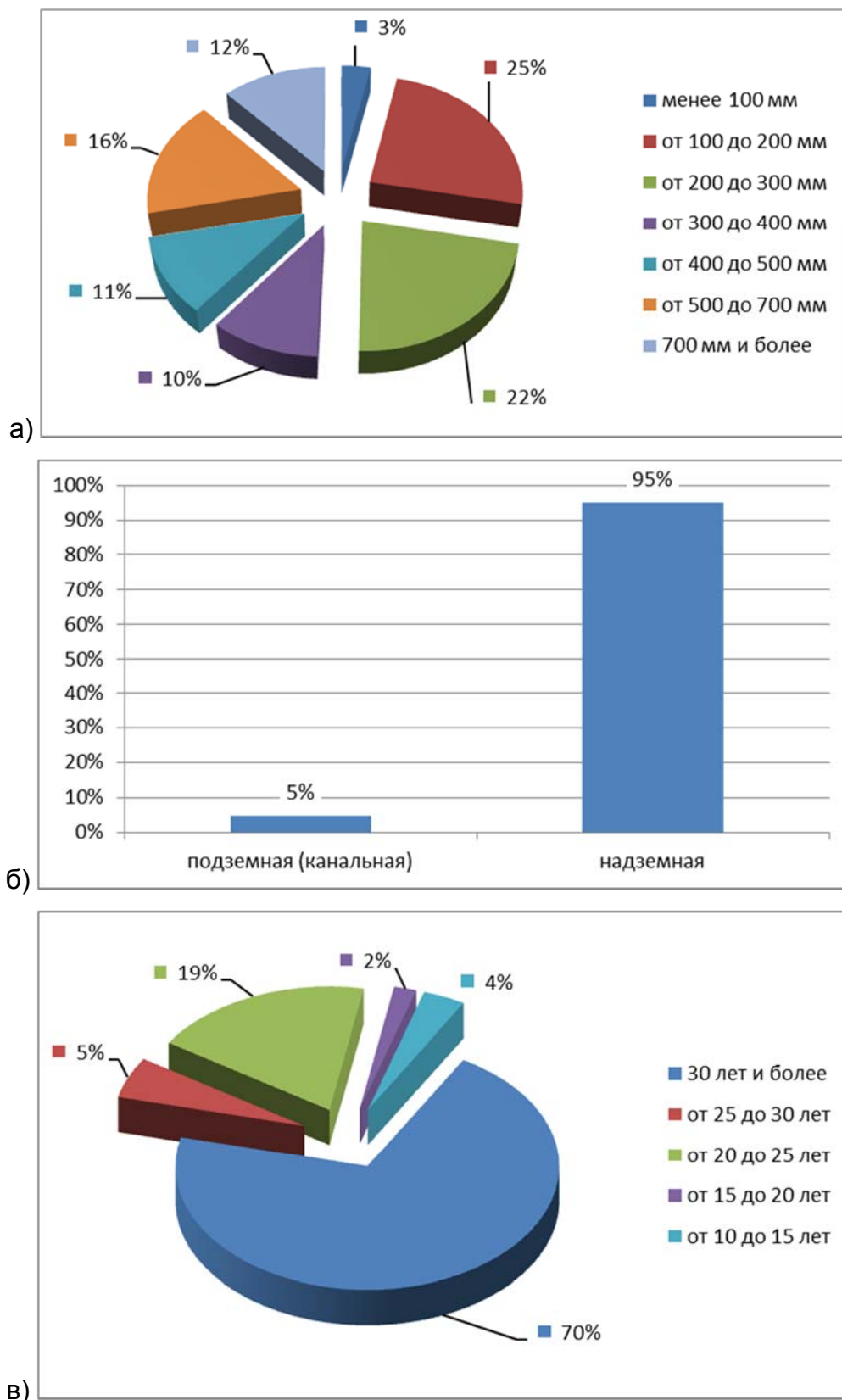


Рисунок 12 – Распределение тепловых сетей от ТЭЦ, эксплуатируемых ООО «Тепловодоканал»: а) по диаметрам; б) по типам прокладки; в) по срокам эксплуатации

Характеристики участков тепловой сети по типам и годам прокладки, диаметрам и длинам, типу теплоизоляционного материала, а также материальным характеристикам представлены в приложении Б.

Основные характеристики в целом по заводской тепловой сети, эксплуатируемой ООО «Тепловодоканал» представлены в сводной таблице 51.

Таблица 51 – Основные характеристики заводской тепловой сети, эксплуатируемой ООО «Тепловодоканал» от ТЭЦ ЧМЗ

Показатель	Значение
Общая протяженность (в однострубно́м исчислении), км	48,5
Средний диаметр, мм	355
Подключенная нагрузка, Гкал/ч, в т.ч.:	470,1
корпуса АО "ЧМЗ";	97,70
сторонние потребители, в т.ч.:	372,40
МУП "Глазовские теплосети"	336,32
Прочие	36,08
Материальная характеристика сети, м2	17245,6
Удельная материальная характеристика сети, м2 / Гкал/ч	36,68

Центральные тепловые пункты

ЦТРП №1, расположенный на территории ЧМЗ, предназначен для распределения потока теплоносителя в отопительные системы городских потребителей и потребителей, расположенных на территории АО «ЧМЗ».

Принципиальная тепловая схема ЦТРП приведена в приложении В, а перечень установленного оборудования в таблице 52.

Таблица 52 – Сведения об оборудовании, установленном в ЦТРП №1

№ п/п по схеме	Наименование	Диаметр условный, мм	Количество, шт.	Примечание
1	2	3	4	5
1	Задвижка	1000	1	с электроприводом
2	Задвижка	1000	1	с электроприводом
3	Задвижка	300	1	
4	Задвижка	300	1	
5	Задвижка	700		с электроприводом
6	Задвижка	700		с электроприводом

№ п/п по схеме	Наименование	Диаметр условный, мм	Количество, шт.	Примечание
7	Задвижка	200		
8	Задвижка	200		
9	Задвижка	500		с электроприводом
10	Задвижка	500		с электроприводом
11	Задвижка	150		
12	Задвижка	150		
13	Задвижка	800		с электроприводом
14	Задвижка	800		с электроприводом
15	Задвижка	250		
16	Задвижка	250		
17	Задвижка	500		с электроприводом
18	Задвижка	500		с электроприводом
19	Задвижка	150		
20	Задвижка	150		
21	Задвижка	500		с электроприводом
22	Задвижка	700		с электроприводом
23	Задвижка	80		
24	Задвижка	200		
25	Задвижка	500		с электроприводом
26	Задвижка	700		с электроприводом
27	Задвижка	150		
28	Задвижка	200		
29	Задвижка	350		с электроприводом
30	Задвижка	500		с электроприводом
31	Задвижка	100		
32	Задвижка	150		с электроприводом
33	Задвижка	1000		с электроприводом
34	Задвижка	150		
36	Задвижка	150		
37	Задвижка	500		с электроприводом
38	Задвижка	300		с электроприводом
39	Задвижка	150		
40	Задвижка	500		
41	Задвижка	1000		с электроприводом
42	Задвижка	1000		с электроприводом
43	Задвижка	1000		с электроприводом
44	Задвижка	1000		с электроприводом
45	Задвижка	80		

№ п/п по схеме	Наименование	Диаметр условный, мм	Количество, шт.	Примечание
46	Задвижка	80		
48	Задвижка	40		
50	Задвижка	100		
51	Задвижка	40		

Паспорт на ЦТРП не оформлен.

3.3.2. Городские тепловые сети, эксплуатируемые МУП «Глазовские теплосети»

Система центрального теплоснабжения (СЦТ-4) города от ТЭЦ ЧМЗ

Из заводских сетей тепловая энергия в виде горячей воды и пара для нужд отопления и ГВС передается в городские тепловые сети СЦТ-4 МУП «Глазовские теплосети». Согласно акту разграничения эксплуатационной ответственности и принадлежности тепловых сетей, между АО «ЧМЗ» и МУП «Глазовские теплосети», граница эксплуатационной ответственности и принадлежности тепловых сетей устанавливается по следующим тепловым узлам и камерам: узел «А», узел «Б», узел «И», узел 901, узел ТК-313, узел ТК-982.

С территории ЧМЗ отходят магистральные тепловые сети с 6-ти магистральных выводов, предназначенные для обеспечения тепловой энергией городских потребителей. Диаметры выводов:

- магистраль №1 - 2x700 мм;
- магистраль №1а - 2x150 мм;
- магистраль №2 - 2x400 мм;
- магистраль №2а - 2x200 мм + 1x125 мм (пар);
- магистраль №2б - 2x400 мм;
- магистраль №3 - 2x400 мм.

Тепловая сеть от ТЭЦ (СЦТ-4), эксплуатируемая МУП «Глазовские теплосети», характеризуется преобладанием трубопроводов с условными диаметрами от 100 мм до 300 мм (порядка 49%). Трубопроводы имеют преимущественно подземную канальную прокладку (77%). Порядка половины тепловых сетей (54%) эксплуатируется более 25 лет, остальная часть тепловых сетей (46%) эксплуатируется менее 25 лет, в том числе сети, эксплуатируемые менее 10 лет - 21% общего объема (рисунок 13).

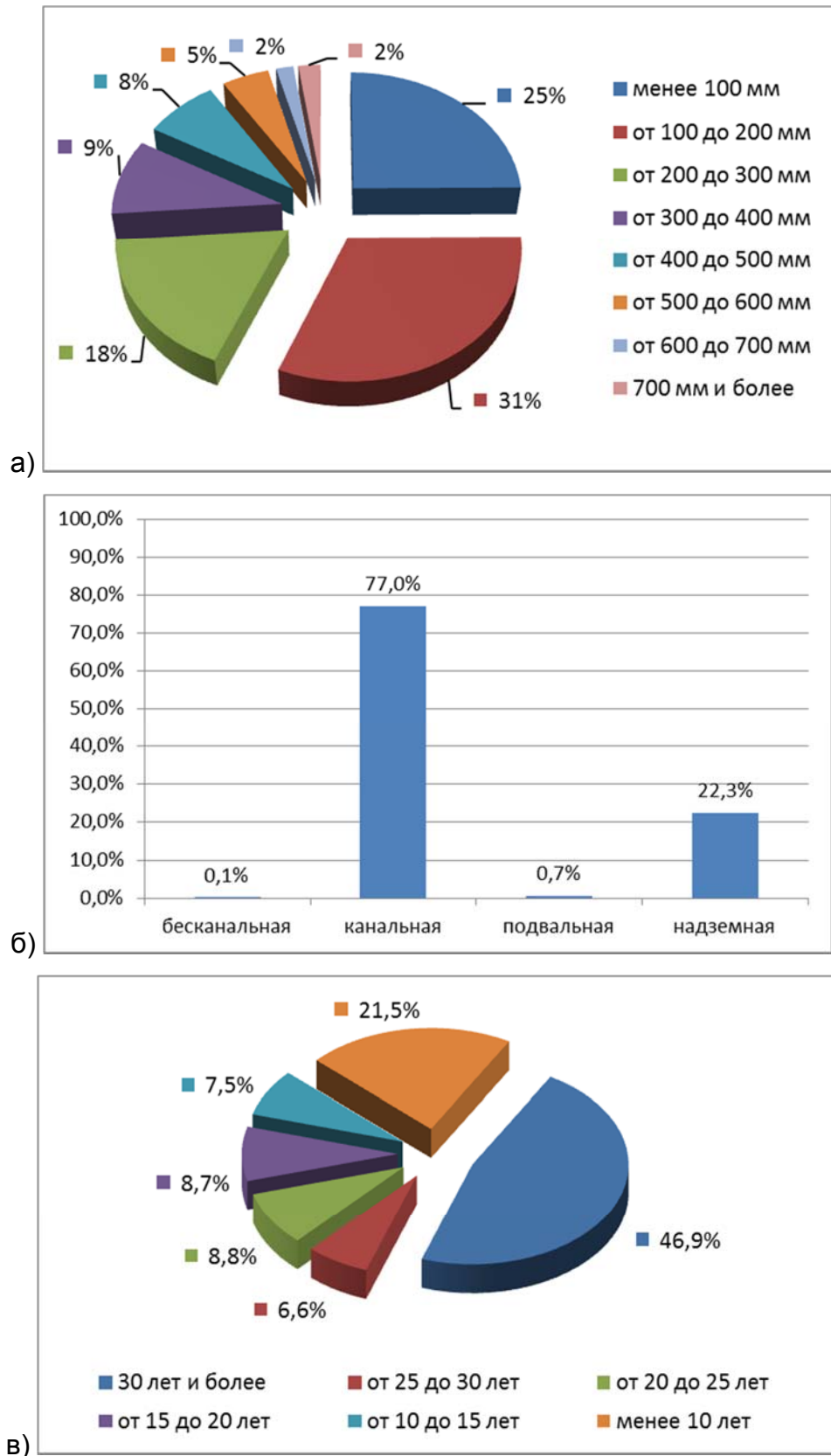


Рисунок 13 – Распределение тепловых сетей от ТЭЦ, эксплуатируемых МУП «Глазовские теплосети: а) по диаметрам; б) по типам прокладки; в) по срокам эксплуатации

Характеристики участков тепловой сети по типам и годам прокладки, диаметрам и длинам, типу теплоизоляционного материала, а также материальным характеристикам представлены в приложении Б.

Основные характеристики в целом по тепловой сети, эксплуатируемой МУП «Глазовские теплосети» от ТЭЦ представлены в сводной таблице 53.

Таблица 53 – Основные характеристики в целом по тепловой сети, эксплуатируемой МУП «Глазовские теплосети» от ТЭЦ ЧМЗ

Показатель	Значение
Общая протяженность (в однострубном исчислении), км	191,3
Средний диаметр, мм	217
Подключенная нагрузка, Гкал/ч	340
Материальная характеристика сети, м ²	41433,4
Удельная материальная характеристика сети, м ² / Гкал/ч	121,9

Система центрального теплоснабжения (СЦТ-1) города от Котельной №2 МУП «Глазовские теплосети» (ул. Куйбышева, д. 77)

Тепловая сеть СЦТ-1 от магистральных выводов котельной 2-х трубная, диаметры вывода из котельной 2х200 мм.

Тепловая сеть характеризуется относительно равномерным распределением трубопроводов с условными диаметрами до 200 мм включительно с небольшим преобладанием трубопроводов диаметрами менее 100 мм (41%). Трубопроводы имеют преимущественно надземную прокладку (90,5%). Большая часть тепловых сетей (75 %) эксплуатируется менее 25 лет (рисунок 14).

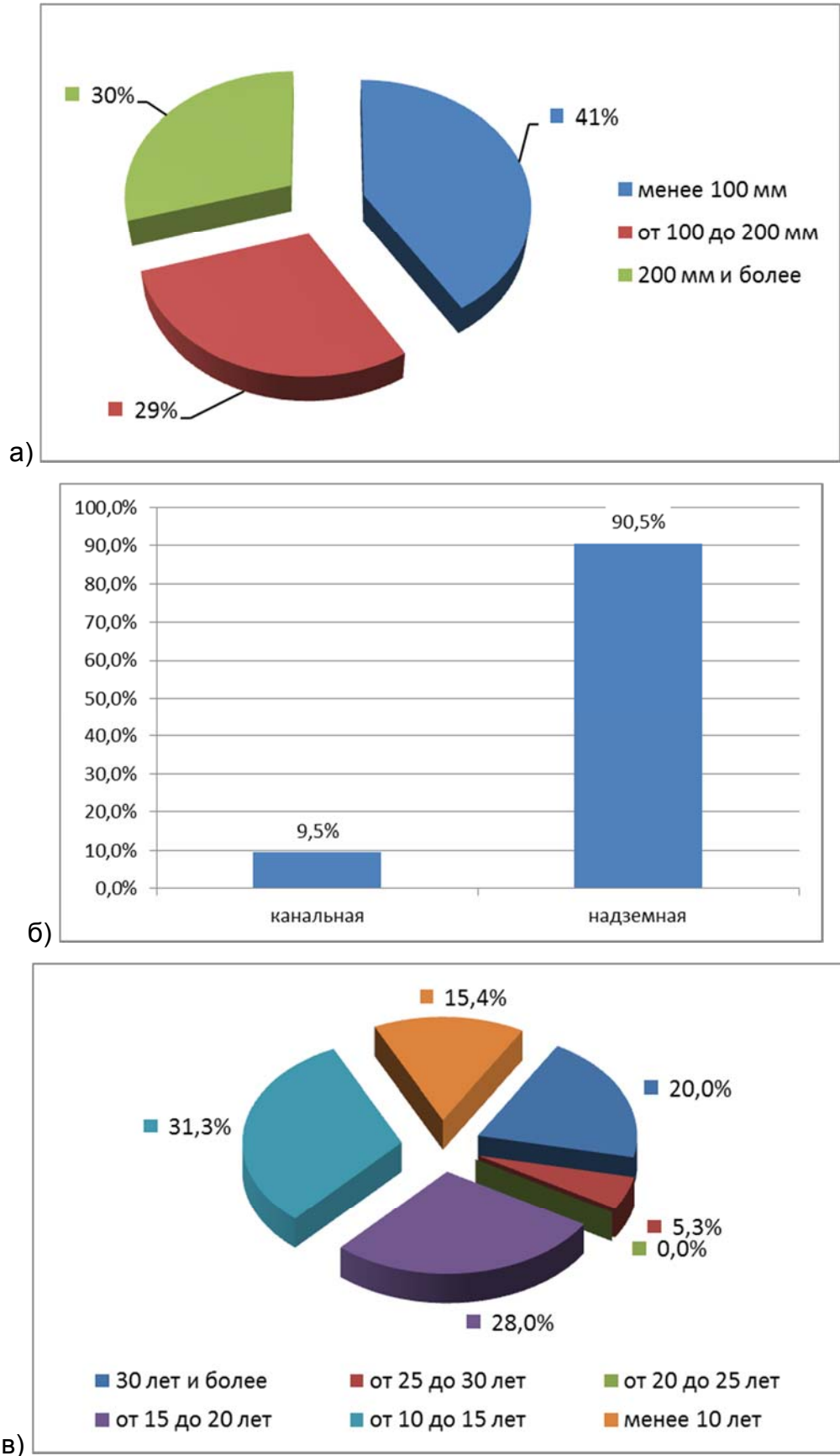


Рисунок 14 – Распределение тепловых сетей котельной №2.: а) по диаметрам; б) по типам прокладки; в) по срокам эксплуатации

Характеристики участков тепловой сети по типам и годам прокладки, диаметрам и длинам, типу теплоизоляционного материала, а также материальным характеристикам представлены в приложении Б.

Основные характеристики в целом по тепловой сети от котельной №2 представлены в сводной таблице 54.

Таблица 54 – Основные характеристики тепловой сети от котельной №2

Показатель	Значение
Общая протяженность (в однострубно́м исчислении), км	16,7
Средний диаметр, мм	136
Подключенная нагрузка, Гкал/ч	11,5
Материальная характеристика сети, м ²	2269
Удельная материальная характеристика сети, м ² / Гкал/ч	197,3

*Система центрального теплоснабжения (СЦТ-3) города от Котельной № 3
ООО «КомЭнерго» (ул. Удмуртская, 63)*

Тепловая сеть СЦТ-3 от магистральных выводов котельной 2-х трубная, диаметры вывода из котельной 2х300 мм.

Тепловая сеть характеризуется преобладанием трубопроводов с условными диаметрами 200 мм и более (62%). Трубопроводы имеют преимущественно надземную прокладку (88%). Большая часть тепловых сетей (85%) эксплуатируется более 25 лет (рисунок 15).

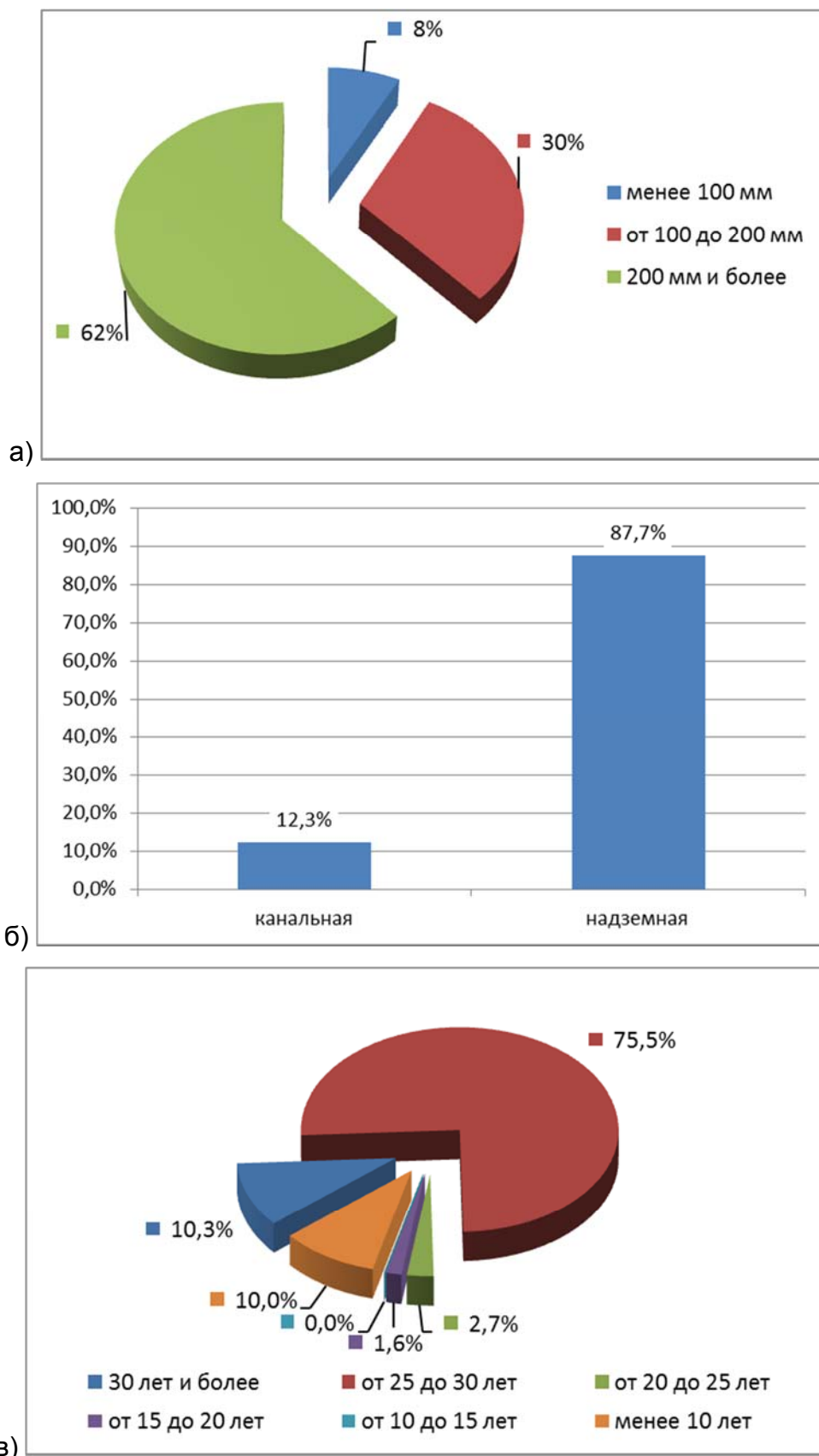


Рисунок 15 – Распределение тепловых сетей, эксплуатируемых МУП «Глазовские теплосети» от котельной № 3 ООО «КомЭнерго»: а) по диаметрам; б) по типам прокладки; в) по срокам эксплуатации

Характеристики участков тепловой сети по типам и годам прокладки, диаметрам и длинам, типу теплоизоляционного материала, а также материальным характеристикам представлены в приложении Б.

Основные характеристики в целом по тепловой сети, эксплуатируемой МУП «Глазовские теплосети» от котельной № 3 ООО «КомЭнерго», представлены в сводной таблице 55.

Таблица 55 – Основные характеристики в целом по тепловой сети, эксплуатируемой МУП «Глазовские теплосети», от котельной № 3 ООО «КомЭнерго»

Показатель	Значение
Общая протяженность (в однострубно́м исчислении), км	10,8
Средний диаметр, мм	191
Подключенная нагрузка, Гкал/ч	19,2
Материальная характеристика сети, м ²	2062
Удельная материальная характеристика сети, м ² / Гкал/ч	107,4

Система центрального теплоснабжения (СЦТ-2) города от Котельной АО «Реммаш» (ул. Драгунова, 13)

Тепловая сеть от магистральных выводов котельной 2-х трубная, диаметры вывода из котельной 2х200 мм.

Тепловая сеть характеризуется преобладанием трубопроводов с условными диаметрами от 100 до 200 мм и более (73%). Трубопроводы имеют преимущественно подземную канальную прокладку (52%). Большая часть тепловых сетей (80%) эксплуатируется более 25 лет (рисунок 16).

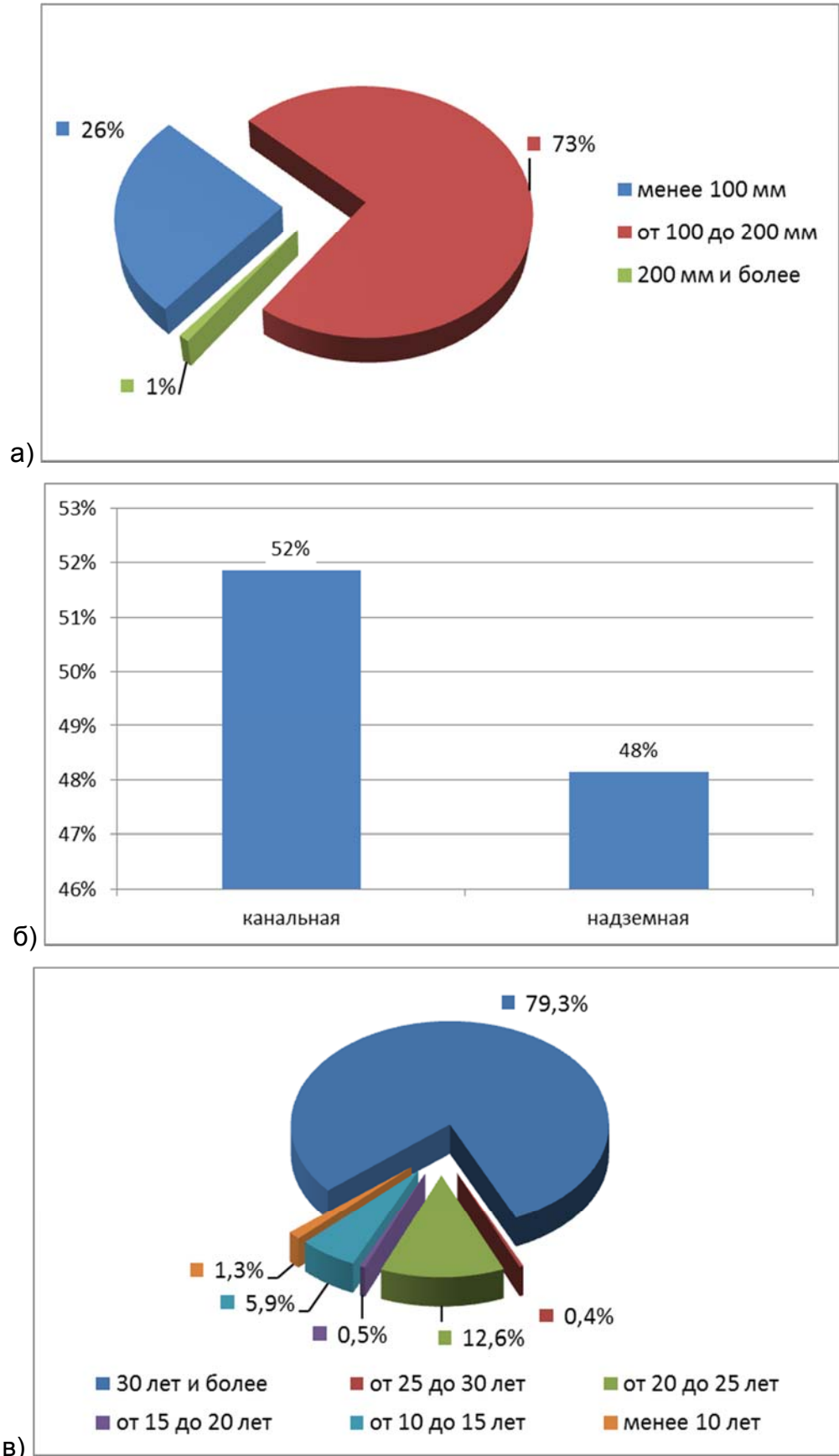


Рисунок 16 – Распределение тепловых сетей, эксплуатируемых МУП «Глазовские теплосети» от котельной АО «Реммаш»: а) по диаметрам; б) по типам прокладки; в) по срокам эксплуатации

Характеристики участков тепловой сети по типам и годам прокладки, диаметрам и длинам, типу теплоизоляционного материала, а также материальным характеристикам представлены в приложении Б.

Основные характеристики в целом по тепловой сети, эксплуатируемой МУП «Глазовские теплосети» от котельной АО «Реммаш», представлены в сводной таблице 56.

Таблица 56 – Основные характеристики тепловой сети, эксплуатируемой МУП «Глазовские теплосети», от котельной АО «Реммаш»

Показатель	Значение
Общая протяженность (в однострубно́м исчислении), км	6,0
Средний диаметр, мм	128
Подключенная нагрузка, Гкал/ч	5,8
Материальная характеристика сети, м ²	768
Удельная материальная характеристика сети, м ² / Гкал/ч	132,4

Центральные тепловые пункты

В системах централизованного теплоснабжения г. Глазов, на тепловых сетях МУП «Глазовские теплосети» от ТЭЦ и от котельных, ЦТП и насосные станции отсутствуют.

3.4 Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях

На магистральных участках городских тепловых сетей установлена секционирующая запорная арматура. Регулирующая арматура на тепловых сетях отсутствует.

В качестве секционирующей арматуры на тепловых сетях, эксплуатируемых МУП «Глазовские теплосети», преимущественно используются стальные задвижки. Общее количество секционирующей арматуры, установленной на участках тепловых сетей, с разбивкой по сетям от Источников теплоснабжения и по условным диаметрам представлено в таблице 57.

Таблица 57 – Характеристики секционирующей запорной арматуры

СЦТ-4 от ТЭЦ ЧМЗ	Всего, шт	262
	в том числе	
	Диаметр, мм	Количество, шт.
	700	2
	600	4
	500	12
	400	16
	350	4
	300	16
	250	14
	200	52
	150	62
100	46	
80	34	
СЦТ-1 от Котельной №2 МУП «Глазовские теплосети»	Всего, шт	32
	в том числе	
	Диаметр, мм	Количество, шт.
	200	10
	150	6
	100	4
СЦТ-3 от Котельной №3 ООО «КомЭнерго»	80	12
	Всего, шт	32
	в том числе	
	Диаметр, мм	Количество, шт.
	200	12
СЦТ-2 от Котельной АО «Реммаш»	150	6
	100	12
	80	2
	Всего, шт	12
	в том числе	
СЦТ-2 от Котельной АО «Реммаш»	Диаметр, мм	Количество, шт.
	150	10
	100	2

Места установки запорной арматуры представлены в электронной модели тепловой сети.

3.5 Описание типов и строительных особенностей тепловых камер и павильонов

Павильоны

На тепловых сетях города Глазов на над тепловой камерой ТК-800 установлен один надземный павильон. Павильон предназначен для обслуживания задвижек Ду-500

Строительная часть камеры выполнена из железобетона. Павильон выполнен в виде одноэтажного здания, установленного непосредственно над камерой тепловых сетей. Стены павильона возведены из кирпича на цементном растворе, перекрытие здания выполнено из железобетонных плит. Кровля выполнена из рубероида.

Тепловые камеры

Для обслуживания оборудования, установленного на подземных тепловых сетях города (задвигек, сальниковых компенсаторов, спускников, воздушников и др.), применяются тепловые камеры.

Стены тепловых камер сооружены из сборных железобетонных строительных конструкций и кирпичной кладки. Габаритные размеры камер имеют различные размеры, в зависимости от диаметров и количества теплопроводов, и выбраны из условия обеспечения удобства обслуживания оборудования согласно СНиП 41-02-2003.

Наиболее используемые размеры камер в МУП «Глазовские теплосети» 2х2х2 м. Для входа предусмотрены люки, для спуска установлены лестницы. В основном камеры оборудованы 2 или 4 люками. Камеры защищены надежной гидроизоляцией от грунтовых и поверхностных вод. В паводковый период затапливаемые тепловые камеры оборудуются погружными насосами.

Конструктивные чертежи наиболее распространенных типов тепловых камер, используемых на тепловых сетях города, представлена на рисунках 3.6 и 3.7. в Приложении Ф1.

3.6 Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности

Система централизованного теплоснабжения МО «Город Глазов» запроектирована на качественное регулирование отпуска тепловой энергии потребителям. Теплоснабжающими организациями ежегодно разрабатываются графики отпуска тепловой энергии от источников, которые согласовываются с Администрацией Города Глазова и утверждаются руководителем предприятия.

Температурный график 150-70 (с изломом 600С) от наиболее крупных источников тепловой энергии города – ТЭЦ ЧМЗ и Котельная №2 - был выбран во время строительства и развития системы теплоснабжения города в 60-90 гг. прошлого века.

В настоящее время отпуск в тепловую сеть от ТЭЦ и котельной №2 происходит по утвержденному графику 150-700С с изломом 600С.

На котельных ООО «КомЭнерго» и ООО «Реммаш» приняты температурные графики 105-70⁰С с изломом 60⁰С в подающей магистрали.

Утвержденные графики регулирования отпуска тепла 150-70 ⁰С и 105-70⁰С приведены на рисунках 17 и 18.

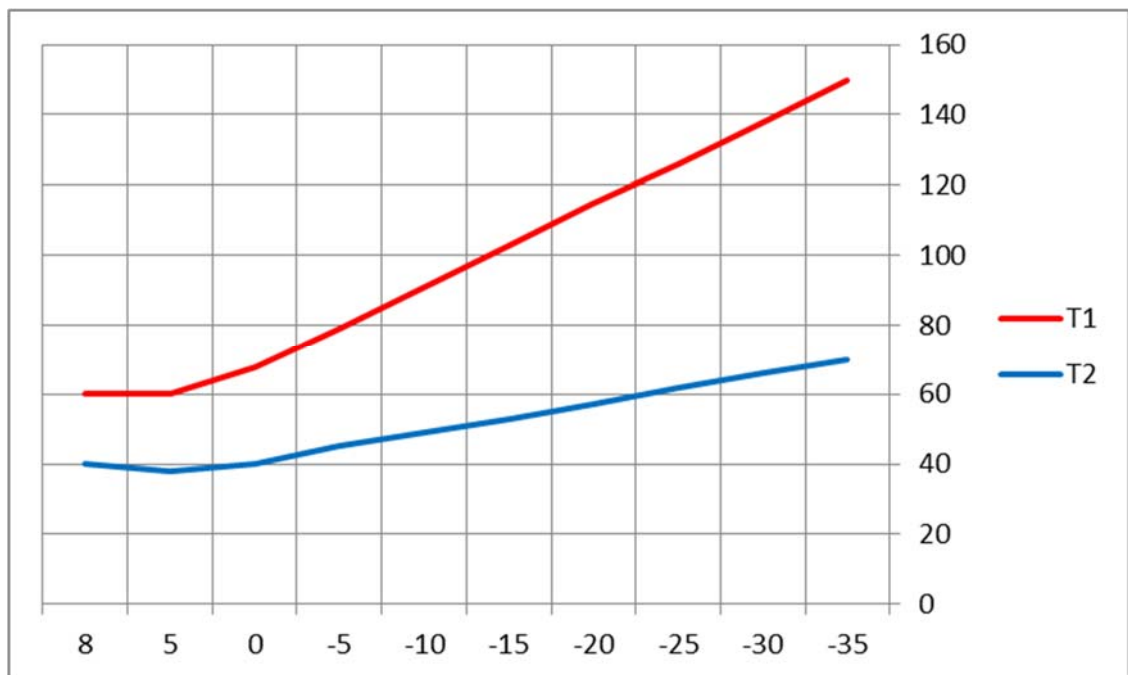


Рисунок 17 – Температурный график отпуска тепла при режиме 150 - 700С

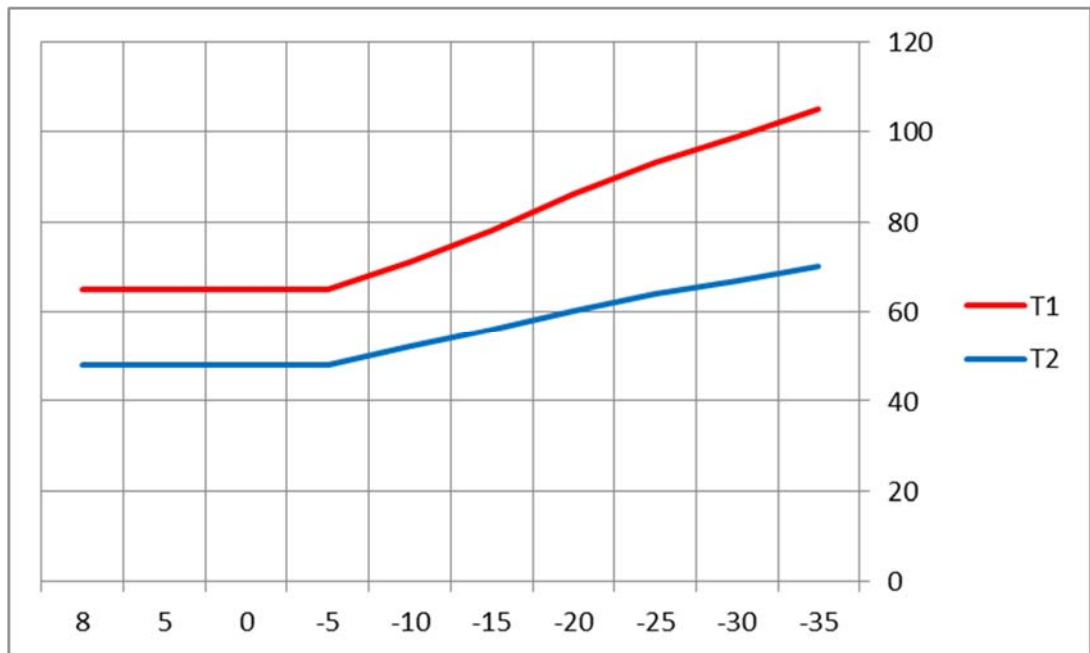


Рисунок 18 – Температурный график отпуска тепла при режиме 105 - 700С

3.7 Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети

По сведениям, полученным от МУП «Глазовские теплосети» и других теплоснабжающих организаций города, проанализированы фактические режимы отпуска тепла в тепловую сеть.

В целом фактические температурные графики по ТЭЦ ЧМЗ, Котельной №2, Котельной ООО «КомЭнерго», Котельной АО «Реммаш» имеют отклонения от утвержденных графиков, как в большую, так и в меньшую сторону.

В таблице 58 приведены выборочные данные по температурным режимам отпуска тепла за отопительный период 2014г., а на рисунках 19 и 20 представлены утвержденные графики и значения фактических температур в подающих и обратных магистралях сетей от источников тепла.

На основе анализа приведенных данных можно сделать следующие выводы:

1. При температурах наружного воздуха менее минус 15⁰С в подающих магистралях от ТЭЦ и Котельной №2 наблюдается значительное отклонение фактических температур от утвержденных в меньшую сторону – до 30⁰С. В обратных магистралях ТЭЦ и Котельной №2 так же имеются отклонения от утвержденного температурного графика в меньшую сторону на величину до 12⁰С.

Данные отклонения обусловлены наличием официально не утвержденной срезки температурного графика (на 110 °С при минус 20°С).

2. В сетях от котельной ООО «КомЭнерго» при наружных температурах ниже минус 25°С температура теплоносителя подающей и обратной магистрали до 4°С ниже требуемой по графику в отдельные дни отопительного периода.

3. В холодный период при наружных температурах ниже минус 15°С в сетях от котельной АО «Реммаш» температура отпускаемого теплоносителя до 15°С ниже требуемой по графику в отдельные дни отопительного периода. В обратных магистралях также наблюдается отклонение температуры от утвержденного графика на величину до 11°С.

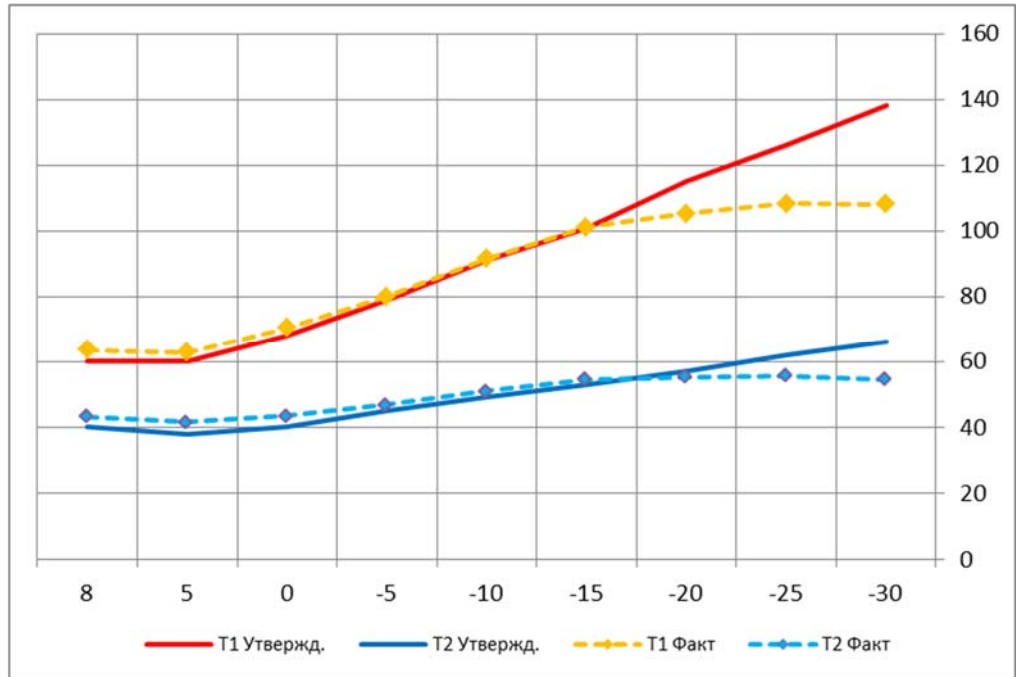
4. В переходный период наблюдается превышение температур в подающих и обратных магистралях на 3-5°С – ТЭЦ, котельные № 2.

5. В подающих магистралях котельных ООО «КомЭнерго» и АО «Реммаш», в переходный период, наблюдается занижение фактической температуры теплоносителя на 3-4°С. В обратных магистралях фактическая температура теплоносителя соответствует утвержденным графикам.

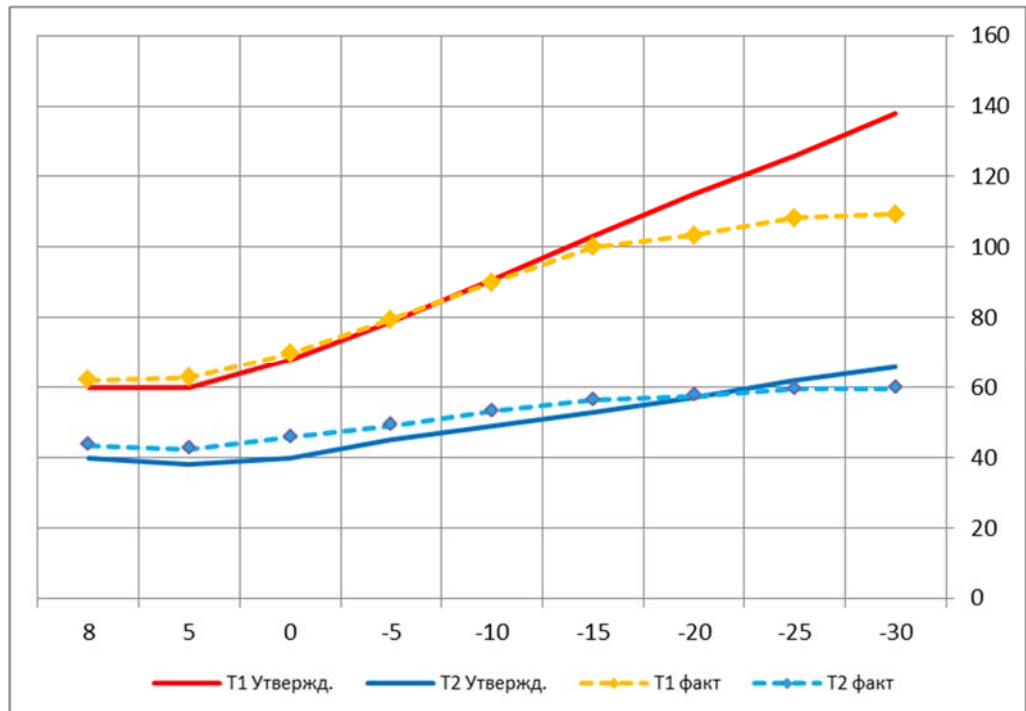
Таблица 58 – Сопоставление утвержденных и фактических температурных графиков отпуска тепла по источникам МУП «Глазовские теплосети» в отдельные дни отопительного сезона 2014 г.

	Температура в подающей и обратной магистралях при среднесуточной температуре наружного воздуха								
	8	5	0	-5	-10	-15	-20	-25	-30
Утвержденный график 150/70									
подающая	60	60	68	79	91	103	115	126	138
обратная	40	38	40	45	49	53	57	62	66
ТЭЦ ЧМЗ									
подающая	63,6	62,9	70,3	80	91,5	101,15	105,3	108,35	108
обратная	43,3	41,45	43,4	46,75	51	54,55	55,35	55,75	54,5
Котельная №2									
подающая	62,2	62,8	69,8	79,5	90,1	100,1	103,4	108,4	109,3
обратная	43,5	42,47	45,74	49,2	53,2	56,4	57,5	59,5	59,7
Утвержденный график 105/70									
подающая	65	65	65	65	71	78	86	93	99
обратная	48	48	48	48	52	56	60	64	67
Котельная №3 ООО "КомЭнерго"									
подающая	60,8	61,4	63,6	66,7	70,4	77,8	86,9	91,3	94,9
обратная	47,6	47,5	47,6	48,7	50,7	55,2	60,5	62,5	62,7
Котельная АО "Реммаш"									

		Температура в подающей и обратной магистралях при среднесуточной температуре наружного воздуха								
		8	5	0	-5	-10	-15	-20	-25	-30
подающая		61,5	63,2	63,9	65,9	71,4	77,8	82,1	83,2	83,7
обратная		48,1	47,8	47,2	47,8	51,3	54	55,7	56,8	56,11



а)



б)

Рисунок 19 – Утвержденные температурные графики и фактические температуры теплоносителя:
 а) по ТЭЦ ЧМЗ б) по котельной №2

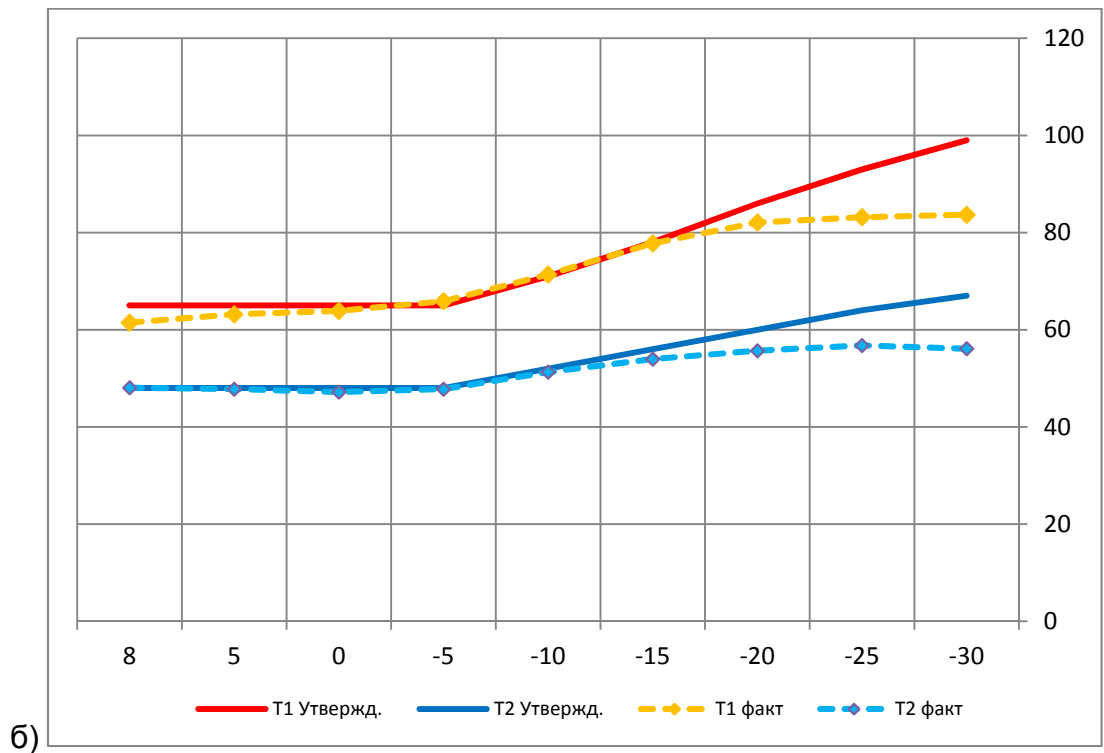
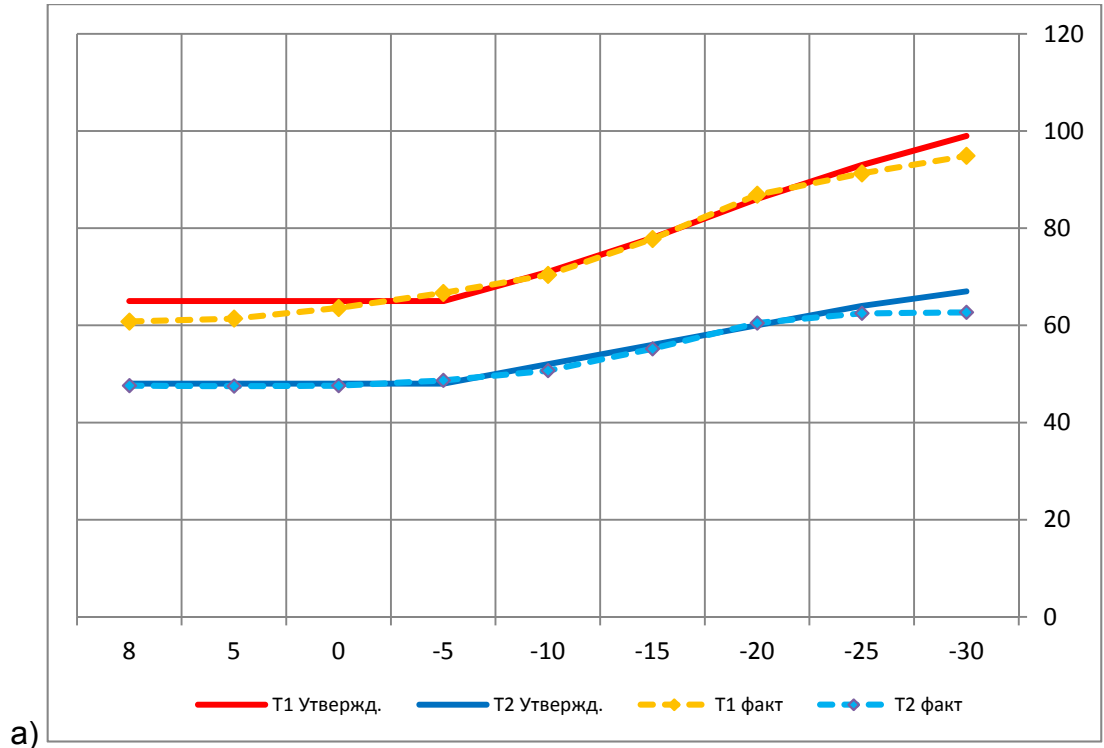


Рисунок 20 – Утвержденные температурные графики и фактические температуры теплоносителя:

а) по котельной ООО «КомЭнерго»; б) по котельной АО «Реммаш»

3.8 Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики

Гидравлический режим тепловых сетей - режим, определяющий давление в теплопроводах при движении теплоносителя (гидродинамическое давление) и при неподвижной воде (гидростатическое давление).

В теплоснабжающих (теплосетевых) организациях города существуют утвержденные режимные карты работы тепловых сетей и пьезометрические графики, характеризующие параметры гидравлических и температурных режимов работы тепловых сетей от тепловых источников. Вышеуказанные режимные карты и пьезометрические графики, предоставленные теплоснабжающими (теплосетевыми) организациями, приведены в Приложении Г.

Для контроля режимов работы, специалистами теплоснабжающих (теплосетевых) организаций проводятся периодические обходы тепловых сетей с производством измерений фактических параметров теплоносителя в контрольных точках – давление (в подающем и обратном трубопроводах), температура (в подающем и обратном трубопроводах, наружного воздуха). Рапорты обхода приведены в Приложении Г.

Оценка обеспеченности потребителей расчетным количеством теплоносителя и тепловой энергии проводится на основе гидравлических расчетов тепловых сетей. Целью расчетов является проверка пропускной способности магистральных и распределительных сетей при существующих подключенных тепловых нагрузках и принятых эксплуатационных режимов работы источников (температурные графики, напоры на коллекторах котельных). В рамках данной работы гидравлические расчеты произведены в программном модуле ZuluThermo в составе «Электронной модели системы теплоснабжения городского округа «Город Глазов», по основным источникам теплоснабжения. В результате расчетов были определены гидравлические режимы работы тепловых сетей и сформированы результирующие таблицы расчетов, содержащие оценку основных параметров работы тепловых сетей - располагаемого напора, удельных потерь, скорости движения теплоносителя от источника к потребителю. Для анализа проведенных расчетов гидравлических режимов сетей сформированы пьезометрические графики от каждого источника выработки тепловой энергии до наиболее удаленных потребителей.

Анализ результатов гидравлических расчетов и пьезометрические графики представлены в Томе 4 «Электронная модель системы теплоснабжения города».

3.9 Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за последние 5 лет

По данным эксплуатирующих организаций за период 2010-2014 г.г. на тепловых сетях города Глазов аварийных ситуаций не возникало, отказов тепловых сетей не было.

3.10 Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет

По данным эксплуатирующих организаций за период 2010-2014 г.г. на тепловых сетях города Глазов аварийно-восстановительных ремонтов не производилось.

3.11 Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов

Система диагностики тепловых сетей предназначена для формирования пакета данных о состоянии тепловых сетей и оборудования г. Глазов. В условиях ограниченного финансирования планирование и выполнение ремонтов тепловых сетей производится исходя из их реального состояния, а не в зависимости от срока службы. При этом предпочтение отдается неразрушающим методам диагностики согласно РД 102-008-2002 «Инструкция по диагностике технического состояния трубопроводов бесконтактным магнитометрическим методом» (Минэнерго).

Выполнение диагностических работ должно производиться специализированными диагностическими подразделениями (лабораториями).

Диагностирование состояния тепловых сетей города Глазов и установленного на них оборудования производится силами организаций, эксплуатирующих тепловые сети. Диагностирование сводится к следующим процедурам:

- периодический осмотр оборудования и камер тепловых сетей;
- плановая шурфовка тепловых сетей, согласно графику шурфовок;
- проведение испытаний тепловых сетей - гидравлические испытания, испытания на максимальную температуру теплоносителя;
- визуальная оценка состояния теплопроводов (толщины стенок, наличия коррозии, состояния теплоизоляции) при замене участков (плановой или аварийной), а также при эксплуатации и ремонте трубопроводов производятся измерения толщины стенок труб трубопроводов с помощью толщиномера, который позволяет оценить степень коррозии труб;
- оценка состояния неподвижных опор и компенсаторов по перемещениям труб в процессе испытаний.

На каждый сектор тепловых сетей разрабатывается график обхода с периодичностью не менее двух раз в неделю. Ответственными сотрудниками организации ведутся журналы для записи результатов обхода.

На основе результатов анализа проведенной диагностики и выявленных дефектов планируется ремонт тепловых сетей – капитальный и текущий. На все виды ремонта тепловых сетей составляются перспективные и годовые графики. Порядок проведения текущих и капитальных ремонтов тепловых сетей регламентируется следующими документами:

Типовая инструкция по технической эксплуатации тепловых сетей систем коммунального теплоснабжения (утверждена приказом Госстроя России от 13.12.2000. № 285 и согласована с Госгортехнадзором России и Госэнергонадзором Минэнерго России).

Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением» (утверждены приказом Ростехнадзора от 25 марта 2014 г. N 116)

«Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок» (утверждены приказом Министерства Энергетики РФ от 24 марта 2003 года N 115)

Положение о системе планово-предупредительных ремонтов основного оборудования коммунальных теплоэнергетических предприятий (утверждено приказом Минжилкомхоза РСФСР от 06.04.1982 № 214).

Инструкция по капитальному ремонту тепловых сетей (Утверждена приказом Минжилкомхоза РСФСР от 22.04.1985 № 220).

РД 153-34.0-20.522-99 «Типовая инструкция по периодическому техническому освидетельствованию трубопроводов тепловых сетей» (утверждена РАО ЕЭС России 09.12.1999).

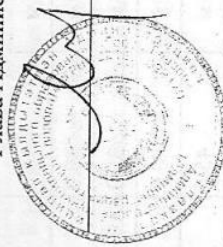
СО 34.04.181-2003 «Правила организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей» (утверждены РАО ЕЭС России 25.12.2003).

При планировании капитальных и текущих ремонтов тепловой сети учитывается, что нормативный срок эксплуатации составляет 25 лет.

Графики капитальных ремонтов на 2014 и 2015 гг. по участкам приведены на рисунках 21 – 24 и 25 – 28, планово-предупредительных ремонтов на 2014 год приведены на рисунке 29 – 30.


1

СОГЛАСОВАНО:
Глава Администрации г. Глазова



А.Н. Коземаслов

УТВЕРЖДАЮ:
Директор МУП «Глазовские теплосети»



А.А. Холманских

План кап. ремонта и нового строительства МУП «Глазовские теплосети» на 2014 год

№ п/п	Мероприятия	Кол-во, объём	Стоим. матер., тыс. руб.	Источник финансирования
Теплотрассы				
1.	Кап. ремонт теплотрассы 2Ду=100 мм от ТК-66 до ТК-68 с заменой трубопроводов и изоляции. Ул. Наговицына	147,3	505,0	Рем. фонд
2.	Кап. ремонт т/ввода 2Ду50 мм от ТК-67а до ж/дома по ул. Барамзиной, 25	14,2 м	35,0	Рем. фонд
3.	Кап. ремонт т/ввода 2Ду50 мм от ТК-67б до ж/дома по 7 ул. Барамзиной, 27	14,2 м	35,0	Рем. фонд
4.	Кап. ремонт т/ввода 2Ду50 мм от ТК-67в до ж/дома по ул. Барамзиной, 29/1	9 м	20,0	Рем. фонд
			595,0	
5.	Кап. ремонт теплотрассы 2Ду=70 мм от ТК-66 до ТК-66а с заменой трубопроводов и изоляции. Ул. Наговицына	200,8 м	380,0	Рем. фонд
6.	Кап. ремонт т/ввода 2Ду40 мм от ТК-66в до ж/дома по ул. Комсомольская, 5	9,5 м	35,0	Рем. фонд
7.	Кап. ремонт т/ввода 2Ду50 мм от ТК-66а до ж/дома по ул. Комсомольская, 7	13 м	45,0	Рем. фонд
			460,0	
8.	Кап. ремонт теплотрассы 2Ду=70 мм от ТК-68в до ТК-68а с заменой трубопроводов и изоляции. Ул. Наговицына	145,2 м	515,0	Рем. фонд

И

Рисунок 21 – План капитального ремонта тепловых сетей на 2014 г.

2

9.	Кап. ремонт теплотрассы 2Ду=50 мм от ТК-68а до ТК-68г с заменой трубопроводов и изоляции. Ул. Наговицына	27 м	90,0	Рем. фонд
10.	Кап. ремонт т/ввода 2Ду50 мм от ТК-68а до ж/дома по ул. Наговицына, 8	11 м	40,0	Рем. фонд
11.	Кап. ремонт т/ввода 2Ду40 мм от ТК-68д до ж/дома по ул. Наговицына, 6	10 м	35,0	Рем. фонд
12.	Кап. ремонт т/ввода 2Ду40 мм от ТК-68в до ж/дома по ул. Наговицына, 4	11 м	40,0	Рем. фонд
13.	Кап. ремонт т/ввода 2Ду50 мм от ТК-68г до ж/дома по ул. Дзержинского, 27/10	18 м	45,0	Рем. фонд
			765,0	
14.	Кап. ремонт теплотрассы 2Ду=100 мм от ТК-68 до ТК-69а с заменой трубопроводов и изоляции. Ул. Наговицына	128 м	605,0	Рем. фонд
15.	Кап. ремонт т/ввода 2Ду50 мм от ТК-69 до ж/дома по ул. Наговицына, 1/21	41,2 м	105,0	Рем. фонд
16.	Кап. ремонт теплотрассы 2Ду=70 мм от ТК-69 до ТК-71 с заменой трубопроводов и изоляции. Ул. Наговицына	109,3 м	290,0	Рем. фонд
17.	Кап. ремонт т/ввода 2Ду50 мм от ТК-70 до ж/дома по ул. Наговицына, 3	12,6 м	40,0	Рем. фонд
18.	Кап. ремонт т/ввода 2Ду50 мм от ТК-71 до ж/дома по ул. Наговицына, 5	12,7 м	30,0	Рем. фонд
19.	Кап. ремонт т/ввода 2Ду50 мм от ТК-72 до ж/дома по ул. Наговицына, 7/29	17,7 м	55,0	Рем. фонд
20.	Кап. ремонт т/ввода 2Ду50 мм от ТК-72 до ж/дома по ул. Дзержинского, 31	46,2 м	80,0	Рем. фонд
			1205,0	
21.	Кап. ремонт теплотрассы 2Ду=70 мм от ТК-74 до ТК-75 с заменой трубопроводов и изоляции. Ул. Наговицына	107,4 м	205,0	Рем. фонд
22.	Кап. ремонт т/ввода 2Ду50 мм от ТК-76 до ж/дома по ул. Ленина, 8/33	14 м	45,0	Рем. фонд
23.	Кап. ремонт т/ввода 2Ду50 мм от ТК-75 до ж/дома по ул. Ленина, 6	14 м	30,0	Рем. фонд
24.	Кап. ремонт т/ввода 2Ду50 мм от ТК-74а до ж/дома по ул. Ленина, 4	15 м	30,0	Рем. фонд
25.	Кап. ремонт т/ввода 2Ду50 мм от ТК-73б до ж/дома по ул. Ленина, 2/17	14,3 м	35,0	Рем. фонд
			345,0	
26.	Кап. ремонт т/ввода 2Ду50 мм от ТК- 84б до ж/дома по ул. Советская, 23	6,9 м	17,0	Рем. фонд

Рисунок 22 – План капитального ремонта тепловых сетей на 2014 г.

3

27.	Кап. ремонт т/ввода 2Ду50 мм от ТК-84а до ж/дома по ул. Советская, 25/39	7,6 м	25,0	Рем. фонд
28.	Кап. ремонт т/ввода 2Ду50 мм от ТК-84в до ж/дома по ул. Парковая, 41	7,8 м	18,0	Рем. фонд
29.	Кап. ремонт т/ввода 2Ду50 мм от ТК-84г до ж/дома по ул. Парковая, 18/43	16,1 м	50,0	Рем. фонд
30.	Кап. ремонт т/ввода 2Ду50 мм от ТК-84г до ж/дома по ул. Комсомольская, 16	44 м	95,0	Рем. фонд
31.	Кап. ремонт т/ввода 2Ду50 мм от ТК-83 до ж/дома по ул. Комсомольская, 16а	52,7 м	130,0	Рем. фонд
			335,0	
32.	Кап. ремонт теплотрассы 2Ду=100 мм от Уз-1503 до жилого дома по ул. Гайдара, 27 и от жилого дома по ул. Гайдара, 27 до жилого дома по ул. Гайдара, 29. ППФ	85 м	185,0	Рем. фонд
33.	Кап. ремонт теплотрассы 2Ду=100 мм от ТК-136 до ТК-137 с заменой строительной части, трубопроводов и изоляции. Ул. Кирова, 29	43,7 м	110,0	Рем. фонд
34.	Монтаж перемычки 2Ду300 мм в ТК-759	4 м	200,0	
	Итого кап. ремонт распределительных сетей и вводов:		495,0	
			4200,0	
35.	Кап. ремонт магистральных и распределительных участков теплотрасс и тепловых вводов после гидравлических испытаний с заменой трубопроводов и частичной заменой строительной части	2000 м	2500	Рем. фонд
36.	Восстановление теплоизоляции и кровного слоя на надземных теплотрассах		400	Рем. фонд
37.	Капитальный ремонт тепловых камер: - с заменой запорной арматуры - с установкой секционирующих стальных задвижек	8 шт. 10 шт.	500	Рем. фонд
	Итого капитальный ремонт теплотрасс:		7600,0	Рем. фонд
	Котельная № 2			
1.	Ремонт поверхностей котлоагрегатов № 3, 4	2 шт.	200	Рем. фонд
2.	Режимно-наладочные испытания котлоагрегата № 6	1 шт.	80	Рем. фонд
3.	Электроизмерительные работы оборудования котельной	1 обл.	50	Рем. фонд
4.	Реконструкция (замена оборудования) электрической подстанции котельной с питающими кабелями	1 шт.	3000	Амортизация

Рисунок 23 – План капитального ремонта тепловых сетей на 2014 г.

4

Итого капитальный ремонт по котельной № 2:		330	Рем. фонд
Итого амортизация по котельной № 2:		3000	Амортизация
Здания, сооружения и др. основные фонды			
1.	Обновление основных фондов (приобретение автомобилей, техники, реконструкция кровли зданий и др.)	6100	Амортизация
Итого:		9100	Амортизация

Начальник ТО
Зам. Директора по
экономике
Главный бухгалтер

15.04.2013

Г.И. Надсон
Т.Д. Сергеева
С.М. Касаткин

Рисунок 24 – План капитального ремонта тепловых сетей на 2014 г.

1

СОГЛАСОВАНО:

Глава Администрации г. Глазова



А. Н. Коземаслов

УТВЕРЖДАЮ:

Директор МУП «Газовские теплосети»



А. А. Холманских

План кап. ремонта и нового строительства МУП «Газовские теплосети» на 2015 год

№ п/п	Мероприятия	Кол-во, объём	Стоим. матер., тыс. руб.	Источник финансирования
Теплотрассы				
1.	Кап. ремонт теплотрассы 2Ду=150 мм от ТК-37 до ТК-38 с заменой трубопроводов и изоляции. Ул. Молодежная	70 м	353,0	Рем. фонд
2.	Кап. ремонт теплотрассы 2Ду=150 мм от ТК-11 до ТК-38 с заменой трубопроводов и изоляции. Ул. Молодежная	240 м	1281,0	Рем. фонд
3.	Кап. ремонт теплотрассы 2Ду=125 мм от ТК-39 до ТК-40 с заменой трубопроводов и изоляции. Ул. Советская	42 м	155,0	Рем. фонд
4.	Кап. ремонт теплотрассы 2Ду=50 мм от ТК-39 до ТК-39а с заменой трубопроводов и изоляции. Ул. Советская	45 м	158,0	Рем. фонд
5.	Кап. ремонт теплотрассы 2Ду=50 мм от ТК-40 за П-образный компенсатор с заменой трубопроводов и изоляции. Ул. Парковая	20 м	43,0	Рем. фонд
6.	Кап. ремонт т/ввода 2Ду40 мм от ТК-40б до ж/дома по ул. Парковая, 33	8,3 м	26,0	Рем. фонд
7.	Кап. ремонт т/ввода 2Ду40 мм от ТК-40а до ж/дома по ул. Парковая, 35	9,4 м	30,0	Рем. фонд
8.	Кап. ремонт т/ввода 2Ду40 мм от ТК-40 до ж/дома по ул. Советская, 22	20 м	58,0	Рем. фонд
9.	Кап. ремонт т/ввода 2Ду40 мм от Тк-38 до ж/дома по ул. Советская, 18	36,5 м	102,0	Рем. фонд
			2206,0	

Рисунок 25 – План капитального ремонта тепловых сетей на 2015 г.

2

10.	Кап. ремонт теплотрассы 2Ду=150 мм от ТК-13 до ТК-14 с заменой трубопроводов и изоляции. Ул. Парковая	74 м	378,0	Рем. фонд
11.	Кап. ремонт теплотрассы 2Ду=150 мм от ТК-12 до ТК-13 с заменой трубопроводов и изоляции. Ул. Парковая	46 м	268,0	Рем. фонд
12.	Кап. ремонт теплотрассы 2Ду=40 мм от ТК-12 до ТК-12в с заменой трубопроводов и изоляции. Ул. Школьная	35 м	99,0	Рем. фонд
13.	Кап. ремонт теплотрассы 2Ду=40 мм от ТК-13 до ТК-13а с заменой трубопроводов и изоляции. Ул. Парковая	44 м	111,0	Рем. фонд
14.	Кап. ремонт теплотрассы 2Ду=40 мм от ТК-13 до ТК-13б с заменой трубопроводов и изоляции. Ул. Парковая	36 м	125,0	Рем. фонд
15.	Кап. ремонт т/ввода 2Ду40 мм от ТК-10а до ж/дома по ул. Мира, 17	31 м	69,0	Рем. фонд
16.	Кап. ремонт т/ввода 2Ду40 мм от ТК-13а до ж/дома по ул. Мира, 23	44 м	108,0	Рем. фонд
			1158,0	
17.	Кап. ремонт теплотрассы 2Ду=150 мм от ТК-34 до ТК-35 с заменой трубопроводов и изоляции. Ул. Советская	50,4 м	216,0	Рем. фонд
18.	Кап. ремонт теплотрассы 2Ду=50 мм от ТК-32 до ТК-32в с заменой трубопроводов и изоляции. Ул. Школьная	20 м	50,0	Рем. фонд
19.	Кап. ремонт теплотрассы 2Ду=50 мм от ТК-35 до ТК-35в с заменой трубопроводов и изоляции. Ул. Дзержинского	79,2 м	196,0	Рем. фонд
20.	Кап. ремонт теплотрассы 2Ду=50 мм от ТК-32а до ТК-32б с заменой трубопроводов и изоляции. Ул. Белинского	33,7 м	77,0	Рем. фонд
21.	Кап. ремонт т/ввода 2Ду50 мм от ТК-32а до ж/дома по ул. Советская, 6/16	28,8 м	75,0	Рем. фонд
22.	Кап. ремонт т/ввода 2Ду50 мм от ТК-32в до ж/дома по ул. Советская, 8а	31 м	72,0	Рем. фонд
23.	Кап. ремонт т/ввода 2Ду50 мм от ТК-34 до ж/дома по ул. Советская, 8	25 м	60,0	Рем. фонд
24.	Кап. ремонт т/ввода 2Ду50 мм от ТК-35 до ж/дома по ул. Советская, 10/15	21,6 м	53,0	Рем. фонд
25.	Кап. ремонт т/ввода 2Ду50 мм от ТК-37д до ж/дома по ул. Советская, 14	28,6 м	90,0	Рем. фонд
26.	Кап. ремонт т/ввода 2Ду50 мм от ТК-35в до ж/дома по ул. Дзержинского, 11	6,6 м	30,0	Рем. фонд
27.	Кап. ремонт т/ввода 2Ду50 мм от ТК-35б до ж/дома по ул. Дзержинского, 13	6,6 м	31,0	Рем. фонд

Рисунок 26 – План капитального ремонта тепловых сетей на 2015 г.

3

28.	Кап. ремонт т/ввода 2Ду50 мм от ТК-3 до ж/дома по ул. Школьная, 1/10	29 м	136,0	Рем. фонд
29.	Кап. ремонт т/ввода 2Ду50 мм от ТК-3 до ж/дома по ул. Школьная, 3	36 м	82,0	Рем. фонд
30.	Кап. ремонт т/ввода 2Ду50 мм от ТК-32в до ж/дома по ул. Школьная, 3а	25 м	60,0	Рем. фонд
31.	Кап. ремонт т/ввода 2Ду50 мм от ТК-35в до ж/дома по ул. Школьная, 5/9	41,2 м	113,0	Рем. фонд
32.	Кап. ремонт т/ввода 2Ду50 мм от ТК-32а до ж/дома по ул. Белинского, 14	8,5 м	29,0	Рем. фонд
33.	Кап. ремонт т/ввода 2Ду50 мм от ТК-32б до ж/дома по ул. Белинского, 12	23 м	59,0	Рем. фонд
			1429,0	
34.	Кап. ремонт теплотрассы 2Ду=150 мм от ТК-36 до ТК-37 с заменой трубопроводов и изоляции. Ул. Советская	74,3 м	289,0	Рем. фонд
35.	Кап. ремонт теплотрассы 2Ду=50 мм от ТК-36 до ТК-36б с заменой трубопроводов и изоляции. Ул. Дзержинского	80,7 м	213,0	Рем. фонд
36.	Кап. ремонт теплотрассы 2Ду=50 мм от ТК-37в до ТК-37б с заменой трубопроводов и изоляции. Ул. Молодежная	31,1 м	61,0	Рем. фонд
37.	Кап. ремонт т/ввода 2Ду50 мм от ТК-37в до ж/дома по ул. Молодежной, 1/11	16,8 м	69,0	Рем. фонд
38.	Кап. ремонт т/ввода 2Ду50 мм от ТК-37б до ж/дома по ул. Молодежной, 3	7,7 м	27,0	Рем. фонд
39.	Кап. ремонт т/ввода 2Ду50 мм от ТК-37а до ж/дома по ул. Молодежной, 7	7,7 м	27,0	Рем. фонд
40.	Кап. ремонт т/ввода 2Ду50 мм от ТК-36б до ж/дома по ул. Дзержинского, 12	8 м	26,0	Рем. фонд
41.	Кап. ремонт т/ввода 2Ду50 мм от ТК-36а до ж/дома по ул. Дзержинского, 14	8 м	27,0	Рем. фонд
42.	Кап. ремонт т/ввода 2Ду50 мм от ТК-36 до ж/дома по ул. Советской, 12/16	23,5 м	96,0	Рем. фонд
43.	Кап. ремонт т/ввода 2Ду50 мм от ТК-37д до ж/дома по ул. Советской, 16/9	11 м	50,0	Рем. фонд
44.	Кап. ремонт т/ввода 2Ду50 мм от ТК-37г до ж/дома по ул. Школьная, 9	10,7 м	32,0	Рем. фонд
			917,0	
	Итого кап. ремонт распределительных сетей и вводов:		5710	
45.	Кап. ремонт магистральных и распределительных участков теплотрасс и тепловых вводов после гидравлических испытаний с заменой трубопроводов и частичной заменой строительной части	1000 м	1190	Рем. фонд

Рисунок 27 – План капитального ремонта тепловых сетей на 2015 г.

4

46.	Восстановление теплоизоляции и кровного слоя на надземных теплотрассах			400	Рем. фонд
47.	Капитальный ремонт тепловых камер, в т. ч. ТК-800:			500	Рем. фонд
	Итого капитальный ремонт теплотрасс:			7800,0	Рем. фонд
Котельная № 2					
1.	Техническое диагностирование котлоагрегатов № 1 и № 2		2 шт.		Рем. фонд
2.	Замена водяных калориферов КСк 3-9		10 шт.	100	Рем. фонд
3.	Электроизмерительные работы оборудования котельной		1 обсл.	50	Рем. фонд
4.	Проверка сигнализаторов загазованности		16 шт.	60	Рем. фонд
5.	Ремонт кровли		600 м ²	100	Рем. фонд
	Итого капитальный ремонт по котельной № 2:			380	Рем. фонд
Здания, сооружения и др. основные фонды					
1.	Обновление основных фондов (приобретение автомобилей, техники, реконструкция кровли зданий и др.)			9100	Амортизация
	Итого:			9100	Амортизация

Начальник ТО

Г.И. Надсон

Зам. директора по экономике

Т.Д. Сергеева

Главный бухгалтер


С.М. Касаткин

Рисунок 28 – План капитального ремонта тепловых сетей на 2015 г.

Муниципальное унитарное предприятие
«Глазовские теплосети»

24.07.14 № 0-05/34

УТВЕРЖДАЮ
Главный инженер


О.А. Костицын

ГРАФИК

устранения повреждений после гидравлических испытаний, июль 2014 г.

№ п/п	Адрес	Место повреждения	Год строительства	Кап ремонты	Ø тр-да, мм	Длина участка, м	Замена труб, м (план)	Дата устранения
1.	Кирова, 60	в ТК-170	П 1968	-	350	-	2	18.07
2.	Кирова, 71	Между ТК-186 и ТК-193	О 1965	1984	150	45,6	40	30.07
3.	Энгельса, 4	ТК-6386 — ввод	О 1984	2006, 2014	70	95	20	10.08
4.	Кирова, 56	Между Уз-Д и Уз-IV	О 1967	-	100	125	30	20.08
5.	Короленко, 20	Между ТК-704 и ТК-497	П 1962	-	250	35	10	10.08
6.	Глинки, 13	ТК-195 — ввод	О 1964	-	80	24	20	15.08
7.	К. Маркса, 23	Между ТК-759 и ТК-761	П 1982	-	600	248,4	10	30.08
8.	Школьная, 1	Между ТК-3 и ТК-4	П 1966	1984, 2011	150	87	100	30.08
9.	Мира, 7/2	Между ТК-5а и ТК-5б	О 1966	1981	40	21,7	40	30.08
10.	Парковая, 16	ТК-213 — ввод	П 1963	2008	70	19	40	30.08
11.	Парковая, 34	Между ТК-41 и ТК-41а	О 1965	1982, 1987	70	58,8	120	30.08
12.	Школьная, 17/31	ТК-406 — ввод	П 1950	2003	40	32	20	30.08
13.	Кирова, 60, 64	Между ТК-170а и ТК-170б	1968	1987	80	50	100	15.09
		Между ТК-170а и ТК-170в	1968	2008	80	50	100	
		Ввод на ж/д ул. Кирова, 60	1968	-	70	8,5	17	
		Ввод на ж/д ул. Кирова, 64	1968	-	70	8,5	17	
14.	Короленко, 20, 22, 24	Между ТК-494 и ТК-495	1967	1998	125	34	68	15.09
		Между ТК-495 и ТК-496	1967	1996, 1997	125	86	172	
		Ввод на ж/д ул. Короленко, 20	1967	-	50	42	84	
		Ввод на ж/д ул. Короленко, 22	1967	-	80	20	40	
		Ввод на ж/д ул. Короленко, 24	1967	-	80	21	42	
15.	Советская, 5	Между ТК-59 и ТК-60	1960	2006	150	41	82	15.09
		Между ТК-60 и ТК-60а	1960	2004	150	62	124	
		Ввод на ж/д ул. Советская, 5	1960	-	50	9	18	
16.	Загородная зона	Между ТК-1713 и ТК-1714 (от.)	1983	2012	125	51	10	30.08
17.	Загородная зона	Между ТК-1714 и ТК-1715 П(от.)	1983	2012, 2013	50	58,5	10	30.08

Начальник ТО

Г.И. Надсон

Начальник ПУ

П.И. Чежегов

Рисунок

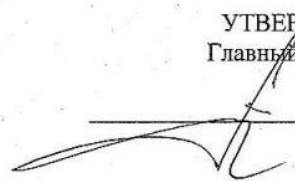
29 – Графики планово-предупредительных ремонтов тепловых сетей на
2014г

Муниципальное унитарное предприятие
«Глазовские теплосети»

2.06.2014 № 29

УТВЕРЖДАЮ
Главный инженер

О.А. Костицын



ГРАФИК

устранения повреждений после гидравлических испытаний, май 2014 г.

№ п/п	Адрес	Место повреждения	Год строительства	Капремонты	Ø тр-да, мм	Длина участка, м	Замена труб, м (план)	Устранение
1.	Драгунова	Между ТК-319 и ТК-377	1968	-	300	230	230	30.05.14
2.	Пряженникова, 63	ТК-146 — ввод	1958	-	50	60	120	30.05.14
3.	Мира, 15а	в ТК-9	О 1966	1976	150	-	4	20.05.14
4.	Калинина, 2а	в ТК-777а	П 1990	-	300	-	4	20.05.14
5.	Сулимова, 74	в ТК-665	О 1980	2000	250	-	4	20.05.14
6.	Буденного, 11	в ТК-672	О 1980	-	100	-	4	20.05.14
7.	Мира, 41	Между ТК-58 и ТК-58а	П 1969	-	80	71	100	10.06.14
8.	Короленко, 25в	Между ТК-455 и ТК-456	О 1966	2007	100	24	56	10.06.14
9.	М. Гвардии, 22	Между ТК-527 и ТК-528	П 1964	-	80	196	20	10.06.14
10.	Монтажников, 2	Между ТК-419 и ТК-419б	П 1970	1985, 1989, 2007	125	66	60	10.06.14
11.	Энгельса, 18	Между ТК-606 и ТК-604	1972	1984-1987, 1991	150	210	30	10.06.14
12.	Интернациональная, 9	Между ТК-583 и ТК-584	П 1962	-	80	11,5	60	10.06.14
13.	Советская, 9	ТК-77 — ввод	О 1952	2008	50	10	20	10.07.14
14.	Энгельса, 4	ТК-638б — ввод	О 1984	2006	70	95	30	10.07.14
15.	Парковая, 28	ТК-14г — ввод	П 1950	2003	50	45	90	10.07.14
16.	Мира, 31	ТК-16а — ввод	П 1951	2000	50	40	50	20.07.14
17.	Ленина, 8	ТК-76 — ввод	О 1953	2003	50	14	30	20.07.14
18.	Кирова, 63в	ТК-208 — ввод	О 1964	-	70	15	30	20.07.14
19.	Энгельса, 26	ТК-568б — ввод	О 1968	-	70	45	90	31.07.14
20.	Т.Барамзиной, 1	ТК-414 — ввод	П 1965	-	70	15	30	31.07.14
21.	Глинки, 19	ТК-304б — ввод	О 1967	2003	70	60	40	31.07.14
22.	Мира, 36	Между ТК-294 и ТК-305	П 1968	-	300	197	20	31.07.14
23.	Кирова, 63	Между ТК-171 и ТК-198	О 1966	-	200	65	20	31.07.14

Начальник ТО

Начальник ПУ



Г.И. Надсон

П.И. Чежегов

Рисунок 30 – Графики планово-предупредительных ремонтов тепловых сетей на 2014г.

3.12 Описание периодичности и соответствия техническим регламентам и иным обязательным требованиям процедур летних ремонтов с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей

Под термином «летний ремонт» понимают планово-предупредительный ремонт, проводимый в межотопительный период. Для выполнения летних ремонтов ежегодно составляется график остановки источников тепла и тепловых сетей. Он согласовывается с Роспотребнадзором и Администрацией МО «город Глазов».

В отношении периодичности проведения летних ремонтов, а также параметров и методов испытаний тепловых сетей города Глазов установлено следующее:

1. Техническое освидетельствование тепловых сетей производится не реже 1 раза в 5 лет (п.2.5 МДК 4-02.2001 «Типовая инструкция по технической эксплуатации тепловых сетей систем коммунального теплоснабжения»)

2. Трубопроводы и оборудование тепловых сетей, по окончании отопительного сезона и после летних ремонтов подвергаются гидравлическому испытанию на прочность и плотность (п.6.2. «Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок»). Данный вид испытаний проводится на тепловых сетях города два раза в год— не позже чем через две недели после окончания отопительного сезона и после проведенных ремонтов перед отопительным сезоном. Испытания проводятся с минимальной величиной пробного давления 1,25 рабочего давления, но не менее 0,2 МПа (2 кгс/см²).

Даты проведения последних гидравлических испытаний (на прочность и плотность) тепловых сетей:

- от ТЭЦ ЧМЗ 14.05.2014, 15.07.2014;
- от котельной №2 МУП «Глазовские теплосети» 20.05.2014, 22.07.2014;
- от котельной №3 ООО «КомЭнерго» 20.05.2014, 22.07.2014;
- от котельной АО «Реммаш» 20.05.2014, 22.07.2014.

По результатам испытаний составлены акты проведения испытаний, в которых зафиксированы все обнаруженные при испытаниях дефекты на тепловых сетях.

3. Испытанию на максимальную температуру теплоносителя подвергаются все тепловые сети от каждого источника тепловой энергии до тепловых пунктов

систем теплоснабжения, как правило, непосредственно перед окончанием отопительного сезона при устойчивых суточных плюсовых температурах наружного воздуха (п.1.3, 1.4 РД 153-34.120.329-2001 «Методические указания по испытанию водяных тепловых сетей на максимальную температуру теплоносителя»). Периодичность этих испытаний на тепловых сетях города Глазов установлена 1 раз в 5 лет. Температурные испытания проводятся при устойчивых суточных плюсовых температурах наружного воздуха по утвержденной программе. За максимальную температуру принимается максимально достижимая температура сетевой воды в соответствии с утвержденными температурными графиками регулирования отпуска тепла.

Испытание на максимальную температуру теплоносителя тепловых сетей, эксплуатируемых длительное время и имеющих ненадежные участки, проводят после летнего ремонта и предварительного гидравлического испытания этих участков на прочность и плотность, но не позднее чем за три недели до начала отопительного сезона.

Дата последних испытаний тепловых сетей города Глазов 24.04.2014 год. По окончании испытаний был составлен акт.

4. Испытанию на гидравлические потери должны подвергаться тепловые сети в целях определения эксплуатационных гидравлических характеристик трубопроводов, состояния их внутренней поверхности и фактической пропускной способности в соответствии с РД 34.20.519-97 «Методические указания по испытанию водяных тепловых сетей на гидравлические потери». Испытания тепловых сетей на гидравлические потери должны проводиться один раз в пять лет. График этих испытаний устанавливается техническим руководителем эксплуатирующей организации (п.6.97 МДК 4-02-2001).

Тепловые сети города Глазов данным испытаниям в период 2010-2014 годов не подвергались.

5. Тепловые сети должны подвергаться испытаниям для определения тепловых потерь. Целью тепловых испытаний является определение тепловых потерь различными типами прокладок и конструкциями изоляции трубопроводов, характерными для данной тепловой сети. По результатам испытаний оценивается состояние изоляции испытываемых трубопроводов в конкретных эксплуатационных условиях работы прокладок. Испытаниям следует подвергать те участки сети, у которых тип прокладки и конструкция изоляции являются характерными для данной сети, что дает возможность распространить результаты

испытаний на тепловую сеть в целом. Тепловые испытания должны производиться один раз в 5 лет. При этом выявляются изменения теплотехнических свойств изоляционных конструкций вследствие старения в процессе эксплуатации, ввода новых и реконструкции действующих тепловых сетей (РД 34.09.255-97).

Тепловые сети города Глазов данным испытаниям в период 2010-2014 годов не подвергались.

3.13 Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя

Расчет и обоснование нормативов технологических потерь теплоносителя и тепловой энергии в тепловых сетях МО «Город Глазов» производится в соответствии с положениями Приказа № 325 от 30 декабря 2008 года «Об утверждении порядка определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя».

Нормируемые часовые среднегодовые тепловые потери через изоляцию трубопроводов тепловых сетей определяются по всем участкам тепловой сети с разделением по видам прокладки и срокам строительства тепловых сетей.

Годовые нормативные тепловые потери определяются исходя из месячных тепловых потерь на основании ожидаемых условий работы тепловой сети путем пересчета нормативных среднегодовых тепловых потерь на их ожидаемые среднемесячные значения отдельно для участков подземной и надземной прокладки. Нормируемые годовые потери планируются суммированием тепловых потерь по всем участкам, определенных с учетом нормируемых месячных часовых потерь тепловых сетей и времени работы сетей. В таблице 59 приведены нормативы технологических затрат и потерь при передаче тепловой энергии по тепловым сетям города Глазова.

Таблица 59 – Нормативы технологических затрат и потерь при передаче тепловой энергии для МУП «Глазовские теплосети».

Наименование источника	Наименование системы теплоснабжения	Тип теплоносителя	Годовые затраты и потери теплоносителя, м ³ (т)						Годовые затраты и потери тепловой энергии, Гкал		
			С утечкой	технологические затраты			всего	через изоляцию	С утечкой и затратами теплоносителя	всего	
				на пусковое заполнение	на регламентные испытания	со сливами САРЗ					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ТЭЦ АО «ЧМЗ»	СЦТ 4	Гор.вода	431754,1	17636,8	5878,9	-	23515,7	455269,8	105975,8	19043,5	125019,3
Котельная №2 МУП «Глазовские теплосети»	СЦТ 1	Гор.вода	9317	305,4	101,8	-	407,2	9724,2	3452,3	363,4	3815,7
Котельная №3 (ООО "КомЭнерго")	СЦТ 3	Гор.вода	17807,8	632,4	210,8	-	843,2	18651	7847	799,2	8646,2
Котельная АО "Раммаш"	СЦТ 2	Гор.вода	4386,4	115,3	38,4	-	153,7	4540,1	2225,1	190,4	2415,5
<i>В целом по городу</i>		Гор.вода	463265,3	18689,9	6229,9	-	24919,8	488185,1	119500,2	20396,5	139896,7

Результаты расчета технологических потерь при передаче тепловой энергии на 2014 год МУП «Глазовские теплосети» в приложении Д, Сводные данные приведены в таблице 60.

Таблица 60 – Результаты расчета технологических потерь при передаче тепловой энергии на 2014 год МУП «Глазовские теплосети»

N п/п	Наименование источника	Наименование системы теплоснабжения	Нормативные потери и затраты теплоносителя			Нормативные потери и затраты тепловой энергии, Гкал/год
			Вода, м³/год	Пар, т/год	Конденсат, м³/год	
1	2	3	4	5	6	7
1	ТЭЦ АО «ЧМЗ»	СЦТ 4	455269,8	0	0	125019,3
2	Котельная №2 МУП «Глазовские теплосети»	СЦТ 1	9724,2	0	0	3815,7
3	Котельная №3 (ООО "КомЭнерго")	СЦТ 3	18651	0	0	8646,2
4	Котельная АО "Раммаш"	СЦТ 2	4540,1	0	0	2415,5
	<i>В целом по предприятию</i>		488185,1	0	0	139896,7

3.14 Оценка тепловых потерь в тепловых сетях за последние 3 года при отсутствии приборов учета тепловой энергии

МУП «Глазовские Теплосети»

Данные о фактических тепловых потерях в сетях, эксплуатируемых МУП «Глазовские Теплосети» отсутствуют, т.к. в 2010-2014 годах испытаний тепловых сетей на тепловые потери не производилось.

В данном разделе приведена оценка только нормативных потерь в тепловых сетях по теплоносителю «горячая вода».

Оценка нормативных потерь в тепловых сетях по теплоносителю «горячая вода» приведена в таблице 61.

Таблица 61 – Оценка потерь в тепловых сетях МУП «Глазовские теплосети» по теплоносителю «горячая вода»

N п/п	Наименование источника	Наименование системы теплоснабжения	Присоединенная нагрузка и отпуск тепловой энергии		Годовые затраты и потери теплоносителя, м3 (т)			Годовые затраты и потери тепловой энергии, Гкал.			Потери в тепловых сетях в % к отпуску ТЭ	
			Присоединенная нагрузка, Гкал/ч	Отпуск тепловой энергии в сеть, тыс. Гкал	факт	Норматив		факт	норматив		норматив	факт
утечка	техн. затр.	изоляция				утечка						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	ТЭЦ АО «ЧМЗ»	СЦТ 4	340,00	720,00	---	431754,10	23515,70	---	105975,80	19043,50	17%	---
2	Котельная №2	СЦТ 1	10,51	29,60	---	9317,00	407,20	---	3452,30	363,40	13%	---
3	Котельная №3 (ООО "КомЭнерго")	СЦТ 3	21,90	42,60	---	17807,80	843,20	---	7847,00	799,20	18%	---
4	Котельная АО "Раммаш"	СЦТ 2	5,55	17,50	---	4386,40	153,70	---	2225,10	190,40	14%	---

3.15 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения

Согласно сведениям, полученным от организаций, эксплуатирующих тепловые сети города Глазов, по состоянию на 01.01.2015г. предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети города Глазов не выдавались.

3.16 Описание типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям с выделением наиболее распространенных, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям

На территории города Глазова теплопотребляющие установки потребителей подключены к тепловым сетям по зависимой и независимым схемам через индивидуальные тепловые пункты. Наиболее распространены зависимые схемы с открытым водоразбором.

подавляющее большинство коммунальных зданий в настоящее время присоединено по зависимой схеме с элеватором, т.к. расчетная температура воды в местной системе должна быть ниже расчетной температуры воды в тепловой сети. В некоторых случаях для смешения теплоносителя в схеме применяются центробежные насосы, которые устанавливаются на подающей линии, на обратной линии, на перемычке. Необходимым условием для этого является применение компактных, надежных и бесшумных (малозумных) насосов. Перечень потребителей, в схемах которых присутствует насосное смешение, представлен в таблице 62.

При независимой схеме - система отопления присоединяется к тепловой сети через поверхностный подогреватель. По независимой схеме к тепловым сетям города подключен один потребитель - ЗАО «Тандер», ул. Калинина, 6 (объект подключен от ТК-792).

Горячее водоснабжение потребителей осуществляется по открытой схеме. Приготовление горячей воды производится непосредственно на источниках теплоснабжения и подается потребителям по сетям теплоснабжения

Для обеспечения приготовления горячей воды в переходный и летний период в графиках регулирования источников предусмотрены изломы при температуре воды 60-75 0С в подающей магистрали.

Таблица 62 – Перечень потребителей, в схемах которых присутствует насосное смешение

№ п.п.	Потребитель	Адрес	Примечания
1	Многоквартирный дом	ул.Колхозная, 10	
2	Многоквартирный дом	ул. Мира, 2а	
3	Многоквартирный дом	ул. Мира, 2б	
4	Многоквартирный дом	ул. Мира, 10а	
5	Многоквартирный дом	ул. Мира, 10Б	
6	Многоквартирный дом	ул. К.Маркса, 16а	
7	Хирургическое отделение Глазовской ЦРБ	Кирова, 27	от ТК-466
8	Акушерский корпус Глазовской ЦРБ	ул. Короленко	от ТК-551
9	Роддом	ул. Кирова, 27	от ТК-469а

3.17 Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя

Система коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, в последние годы постоянно совершенствуется на территории города Глазов, особенно данная тенденция наблюдается с момента вступления в силу Федерального Закона № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности» в 2009 году.

Ежегодно в теплосетевых организациях разрабатываются планы по установке приборов учета тепловой энергии.

На сегодняшний день потребители, присоединенные к городским сетям теплоснабжения, оборудованы узлами учета в следующих объемах (в процентах от реализованной тепловой энергии за 2014 год) (Таблица 63).

Таблица 63 – Система коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям

Потребители	Объем отпущенной тепловой энергии (кроме пара), %		Объем отпущенной горячей воды, %			
	Всего	в том числе		Всего	в том числе	
		по приборам учета	объем определен расчетным способом		по приборам учета	объем определен расчетным способом
Население	100%	44,4%	55,6%	100%	47,1%	52,9%
Бюджетные учреждения	100%	83,7%	16,3%	100%	88,7%	11,3%
Прочие	100%	66,2%	33,8%	100%	82,9%	17,1%

Общее количество приборов учета у абонентов, подключенных к тепловым сетям города - 816 шт. В основном, узлы учета укомплектованы тепловычислителями ВКТ-7, ТСРВ-024, ТСРВ-034, ТЭМ-104 и расходомерами ПРЭМ, ТЭМ и ЭРСВ (различных модификаций).

Все крупные источники тепловой энергии города оборудованы приборами учета тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов.

В период 2015-2016 годов на городских сетях планируется оборудовать приборами учета тепловой энергии 158 абонентских вводов. Срок завершения планируемой установки приборов на абонентских вводах - март 2016 года. При этом, общая обеспеченность потребителей приборами учета тепловой энергии и горячей воды (в процентах от реализованной тепловой энергии) возрастет в среднем с 69% (2014 год) до 82% (2016 год).

3.18 Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи

Для обеспечения надежного и качественного теплоснабжения потребителей МО «город Глазов», в теплоснабжающих и теплосетевых организациях города созданы структурные подразделения управления производством и транспортом тепловой энергии.

Все взаимодействия между подразделениями регламентируются единой документацией, утвержденной тепловыми организациями и согласованной с Администрацией города.

Основными документами являются:

- Положение об оперативных взаимоотношениях между персоналом АО ЧМЗ, филиала АО «ОТЭК» в г. Глазове, ООО «Тепловодоканал» и МУП «Глазовские теплосети»;
- Инструкции об оперативных взаимоотношениях между персоналом МУП «Глазовские теплосети» и персоналом источников теплоснабжения;
- Инструкция по ликвидации повреждений в тепловых сетях г. Глазова;
- Инструкция по отключению и включению в работу сетей и систем теплоснабжения с полным или частичным сливом сетевой воды.

Документация составлена в соответствии с требованиями действующих:

- «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ», утвержденных приказом Минэнерго России от 19.06.2003 №229;
- Типовой инструкцией по технической эксплуатации тепловых сетей систем коммунального теплоснабжения - МДК 4-02.2001;
- «Правил коммерческого учета тепловой энергии, теплоносителя», утвержденных постановлением Правительства РФ от 18.11.2013 №1034;
- «Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок», утвержденных приказом Минэнерго России от 24.03.2003 №115.

Указанные документы регламентируют:

- Границы эксплуатационной ответственности на трубопроводы и оборудование внешних тепловых сетей;
- оперативные взаимоотношения персонала организаций, осуществляющего эксплуатацию и ремонт тепловых сетей при нормальном эксплуатационном режиме тепловых сетей;
- оперативные взаимоотношения персонала организаций, осуществляющего эксплуатацию и ремонт тепловых сетей при технологических нарушениях (авария, технологический отказ) в работе тепловых сетей;
- Порядок контроля за режимами работы тепловых сетей;
- Учет тепловой энергии и теплоносителя.

Положение об оперативном взаимоотношении и инструкции приведены в приложении Е.

Структура и численность персонала установлена штатным расписанием. Штатное расписание приведено в Приложении Е. Основными подразделениями являются:

- операторская служба;
- служба по обслуживанию тепловых сетей;
- служба по обслуживанию тепловых пунктов;
- служба КИПиА;
- служба по ремонту тепловых сетей.

В основные задачи операторского (диспетчерского) управления входит:

- обеспечение бесперебойного теплоснабжения потребителей, контроль за гидравлическим, температурным и водным режимами;
- руководство оперативным персоналом служб;
- руководство операциями по обнаружению, локализации и ликвидации аварий в тепловых сетях.

В оперативном управлении оператора теплосети находятся магистральные, распределительные, внутриквартальные тепловые сети и вводы в жилые дома.

Для обеспечения более оперативной работы диспетчерских и аварийно-ремонтных служб предусмотрена оперативная схема тепловых сетей, куда вносятся все изменения по работе тепловых сетей, альбомы тепловых камер. Оператор ведет также оперативный журнал, журнал параметров теплоносителя по каждому теплоисточнику, журнал дефектов тепловых сетей, заполняет бланки переключений на тепловых сетях.

В своей работе сотрудники оперативных диспетчерских и аварийно-ремонтных служб руководствуются должностными и производственными инструкциями, инструкцией по эксплуатации трубопроводов тепловых сетей, инструкцией по ликвидации повреждений в тепловых сетях города Глазова, инструкциями об оперативных взаимоотношениях между эксплуатационным персоналом теплоисточника и МУП «Глазовские теплосети», режимными картами тепловых сетей по каждому теплоисточнику, температурными графиками, программами проведения испытаний, промывок.

Ежедневно на основании усредненной температуры наружного воздуха за прошедший промежуток времени равный 12 часам дежурный оператор тепловых сетей задает параметры теплоносителя на выходе с теплоисточников на следующий день. Параметры могут корректироваться в течение дня по необходимости.

Все отключения и включения отдельных участков теплотрасс, промывка участков сетей и проведение других операций, влияющих на гидравлический

режим работы тепловых сетей и теплоисточника согласовываются с теплоисточниками и оформляются в виде заявки.

Возможно выполнение планирования режимов работы тепловых сетей (текущее и долгосрочное) с помощью программного комплекса Zulu.

Для учета работы диспетчерской службы ведется следующая оперативно-техническая документация:

1. Оперативный журнал.
2. Журнал распоряжений и руководящих указаний.
3. Суточные ведомости часовых показаний параметров теплоносителей, режима работ котельных.
4. Книга записи давлений в контрольных точках сети и тепловых пунктов.
5. Журнал входящих телефонограмм.
6. Журнал исходящих телефонограмм.
7. Журнал заявок от потребителей.
8. Журнал сведений о работе котельного оборудования.
9. Журнал учета нарушений т/снабжения, водоснабжения, эл. снабжения, газоснабжения.
10. Оперативная схема.
11. Журнал параметров теплоносителя по каждому теплоисточнику.
12. Журнал дефектов тепловых сетей.
13. Бланки переключений на тепловых сетях.
14. Журнал заявок на вывод оборудования в ремонт.

В распоряжении диспетчерской службы имеется следующая техническая документация.

1. График дежурства диспетчеров и оперативно-ремонтного персонала.
2. Оперативный журнал.
3. Альбом тепловых камер с указанием их адресов и нумерацией по схеме.
4. Журнал телефонограмм, исходящих и входящих.
5. Журнал распоряжений.
6. Журнал учета выдачи нарядов и распоряжений.
7. Должностная инструкция оператора тепловых сетей.
8. Должностная инструкция слесаря.
9. Оперативный план взаимодействия АДС с другими службами.
10. Домашние адреса руководящего персонала предприятия.

11. Алфавитный список служебных и домашних телефонов руководящего персонала, а также городских и аварийных служб.
 12. Журнал учета расхода воды по котельным и т/п.
 13. Инструкции по охране труда и пожарной безопасности.
 14. Журнал сообщений в ГО.
 15. Журнал инструктажей на рабочем месте.
 16. График проведения противоаварийных и противопожарных тренировок.
 17. Программа проведения противоаварийных тренировок.
 18. Журнал сведения о работе котельного оборудования.
 19. Журнал заявок на транспорт от эксплуатационных участков и котельных (ведется на энергомеханическом участке).
 20. Список лиц, ответственных за перемещение грузов автокраном.
 21. Список стропальщиков.
 22. Положение о работе по нарядам-допускам.
 23. Список ответственных лиц, имеющих право выдачи нарядов-допусков по участкам и котельным.
 24. Список лиц, имеющих право быть руководителями работ по нарядам-допускам и распоряжениям.
 25. Список производителей работ по нарядам-допускам в котельных и участках.
 26. Перечень материалов, арматуры и др. имеющихся в аварийном запасе.
- Средства автоматизации и телемеханизации в распоряжении диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций отсутствуют.
- В качестве средств связи в диспетчерских службах используются: местная телефонная связь и сотовая связь. Для связи с оперативно-выездными бригадами предусматривается сотовая связь.

3.19 Уровень автоматизация и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций

На существующем ЦТРП тепловых сетей, расположенных на территории завода АО «ЧМЗ», средства автоматизации отсутствуют.

Насосные станции на тепловых сетях отсутствуют.

3.20 Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления

На тепловых сетях не предусмотрены устройства защиты от превышения давления, так как для защиты используются устройства и оборудование установленное на источниках тепловой энергии. Источники оборудованы предохранительными клапанами различных типов и диаметров.

3.21 Перечень выявленных бесхозяйных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию

Бесхозяйные тепловые сети не выявлены.

4 Зоны действия источников тепловой энергии

Система централизованного теплоснабжения города состоит из четырех секционированных зон действия основных источников тепловой энергии, обеспечивающих теплоснабжение производственных территорий, районов жилой застройки и общественных зданий. Зоны действия централизованного теплоснабжения охватывают большую часть территории города Глазова.

В таблице 64 показаны количественные характеристики потребителей тепловой энергии в зонах действия каждого из основных источников тепловой энергии г. Глазов.

Таблица 64 – Количественные характеристики потребителей тепловой энергии источников тепловой энергии

№ п/п	Наименование источника	Характеристика потребителей
1	ТЭЦ АО «ЧМЗ»	Корпуса завода АО «ЧМЗ» + Сторонние: Жилой фонд - 618 потребителей, нежилой фонд - 1309 потребителей
2	Котельная №2 МУП «Глазовские теплосети»	Сторонние: Жилой фонд - 44 потребителя, нежилой фонд - 27 потребителей
3	Котельная №3 ООО «КомЭнерго»	Сторонние: Жилой фонд - 31 потребитель, нежилой фонд - 27 потребителей
4	Котельная АО «Реммаш»	Корпуса завода АО «Реммаш» + Сторонние: Жилой фонд - 12 потребителей, нежилой фонд - 24 потребителя

Распределение зон действия источников теплоэнергии по районам г. Глазов представлено в таблице 65.

Таблица 65 – Районы города в зоне действия теплоисточников

№ п/п	Наименование района	Наименование источника теплоснабжения
1	Центральная часть города, 5-ый участок, Западный поселок, Южный поселок, район Левобережье	ТЭЦ ЧМЗ
2	Микрорайон Южный	Котельная №2 МУП «Глазовские теплосети»
3	Район птицефабрики	Котельная №3 ООО «КомЭнерго»
4	Район завода «Реммаш»	Котельная ООО «Реммаш»

Зона действия ТЭЦ ЧМЗ

ТЭЦ АО «ЧМЗ» расположена на промышленной площадке Чепецкого механического завода. Зона действия охватывает большую часть территории города Глазова.

На рисунке 31 зона действия ТЭЦ АО «ЧМЗ» выделена цветом.

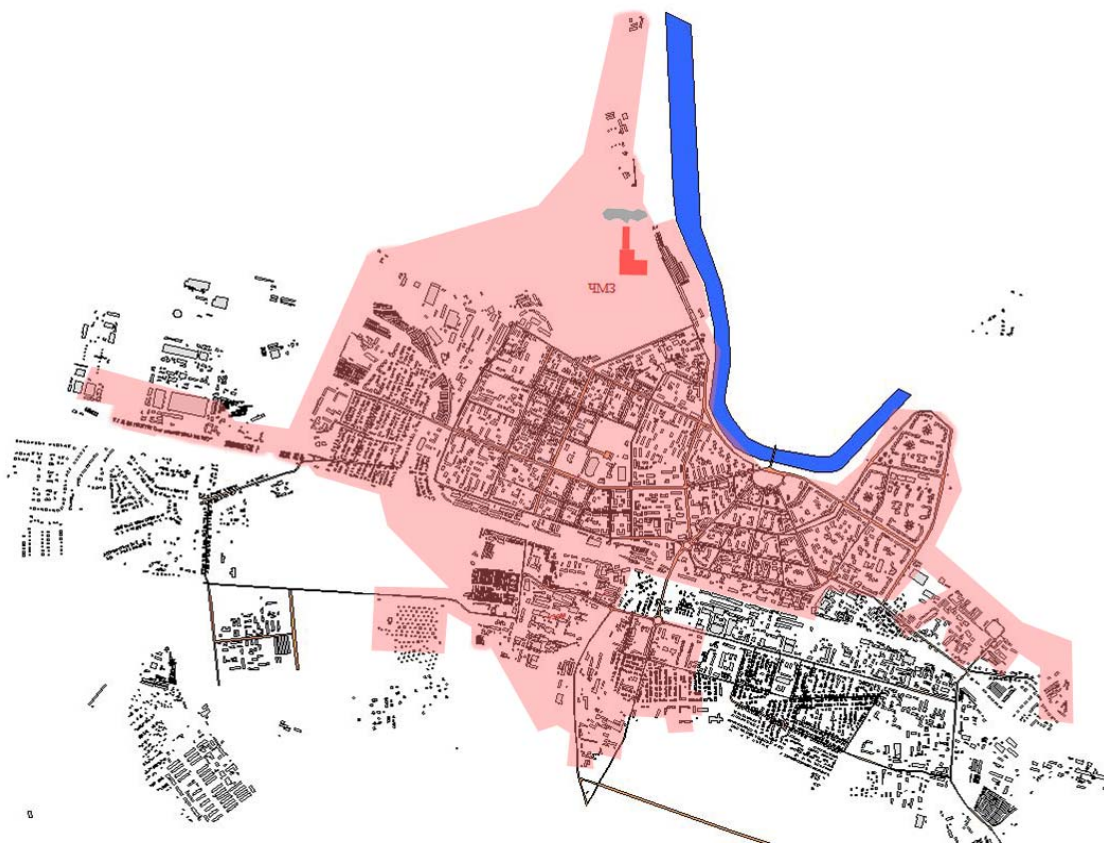


Рисунок 31 – Зона действия ТЭЦ ЧМЗ

Зона действия котельной № 2 МУП «Глазовские теплосети»

Котельная №2 – находится по адресу: ул. Куйбышева, д. 77

Зона действия котельной ограничена улицами: Сибирская, Красногорский тракт, Куйбышева, Барышникова.

На рисунке 32 приведена зона действия котельной № 2.

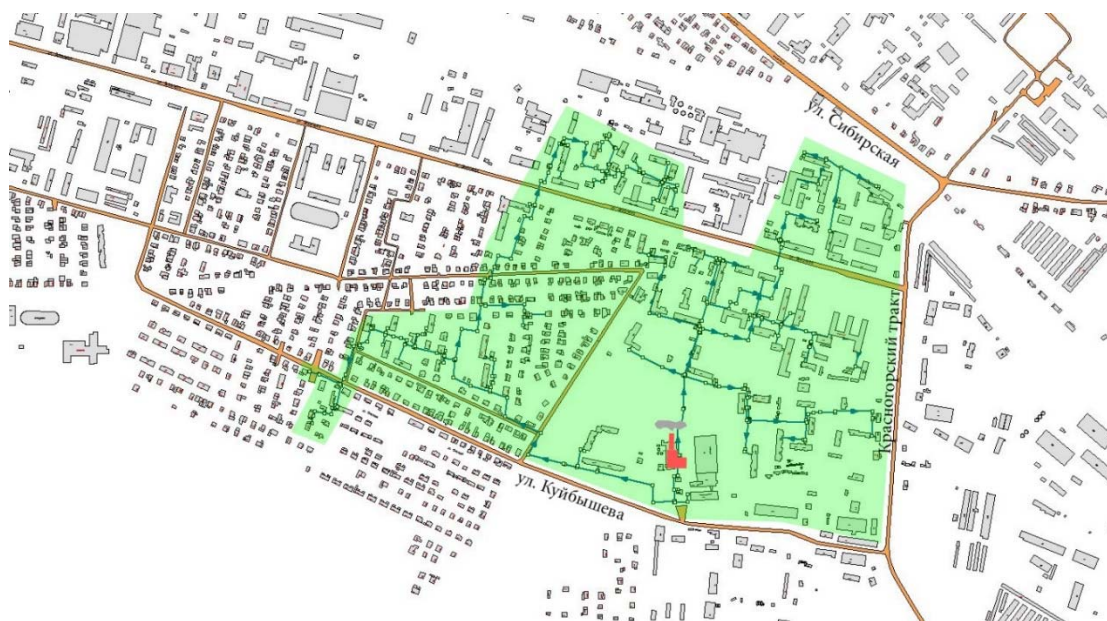


Рисунок 32 – Зона действия котельной № 2

Зона действия котельной № 3 ООО «КомЭнерго»

Котельная №3 – находится по адресу: ул. Удмуртская,63.

Зона действия котельной ограничена улицами: Удмуртская, 70 лет Октября.

На рисунке 33 приведена зона действия тепловых сетей котельной № 3.

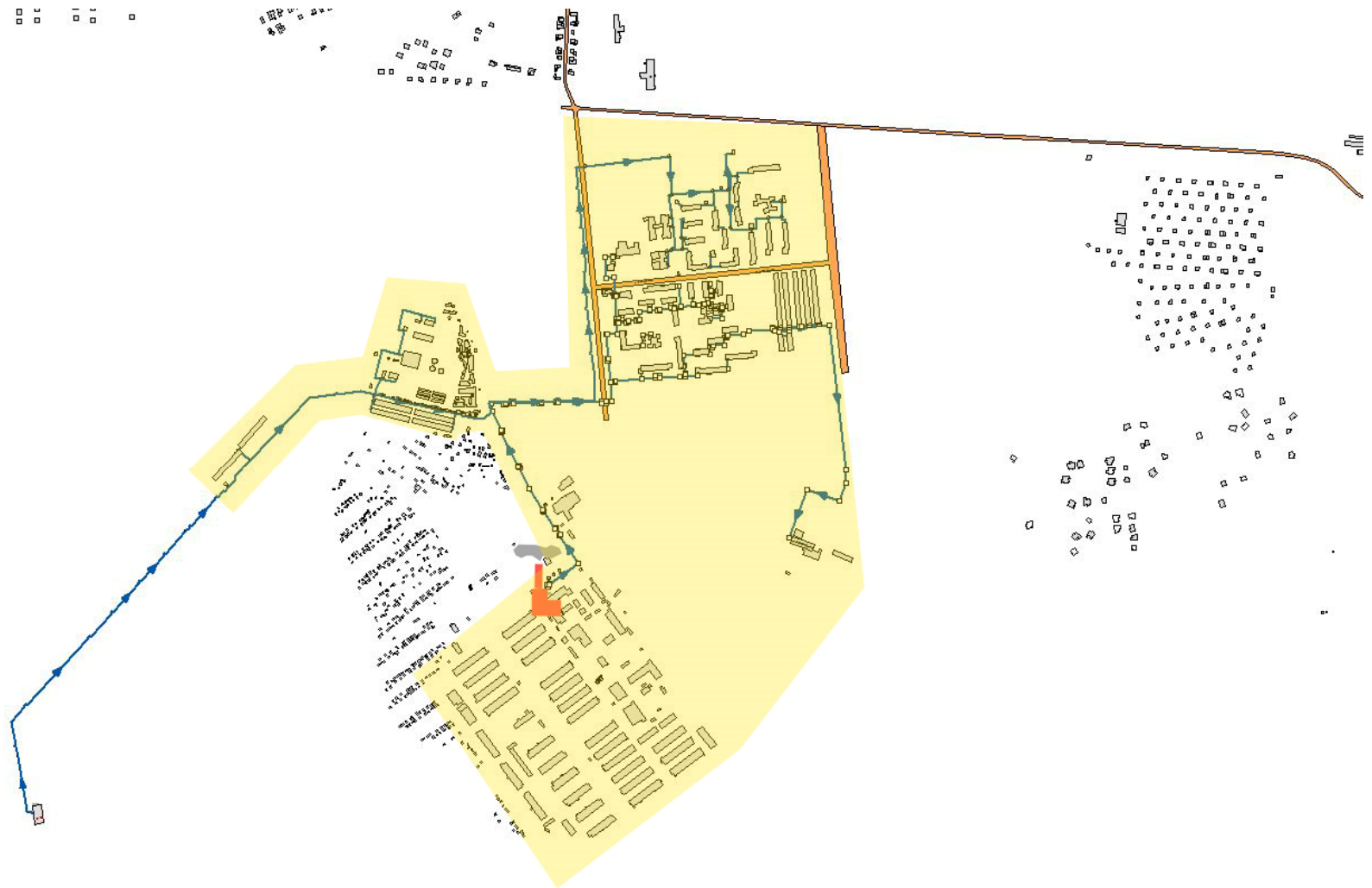


Рисунок 33 – Зона действия котельной № 3

Зона действия котельной ООО «Реммаш»

Котельная ООО «Реммаш» – находится по адресу: ул. Драгунова, д. 13.

Зона действия котельной ограничена улицами: Драгунова, Циолковского, Барышникова, Озерная.

На рисунке 34 приведена зона действия котельной ООО «Реммаш».

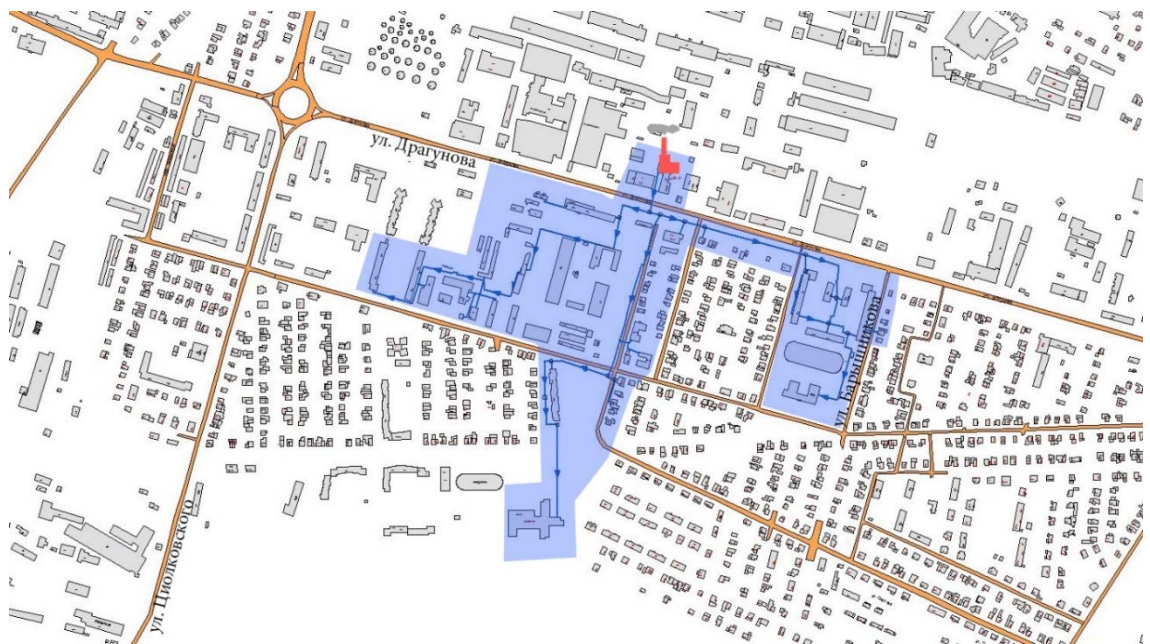


Рисунок 34 – Зона действия котельной ООО Реммаш»

На рисунке 35 показаны зоны действия основных теплоисточников г. Глазов на карте города.

Зона действия ТЭЦ ЧМЗ выделена розовым цветом, зона действия Котельной № 2 выделена зеленым цветом, зона действия котельной №3 выделена желтым цветом, зона действия котельной завода «Реммаш» выделена синим цветом.

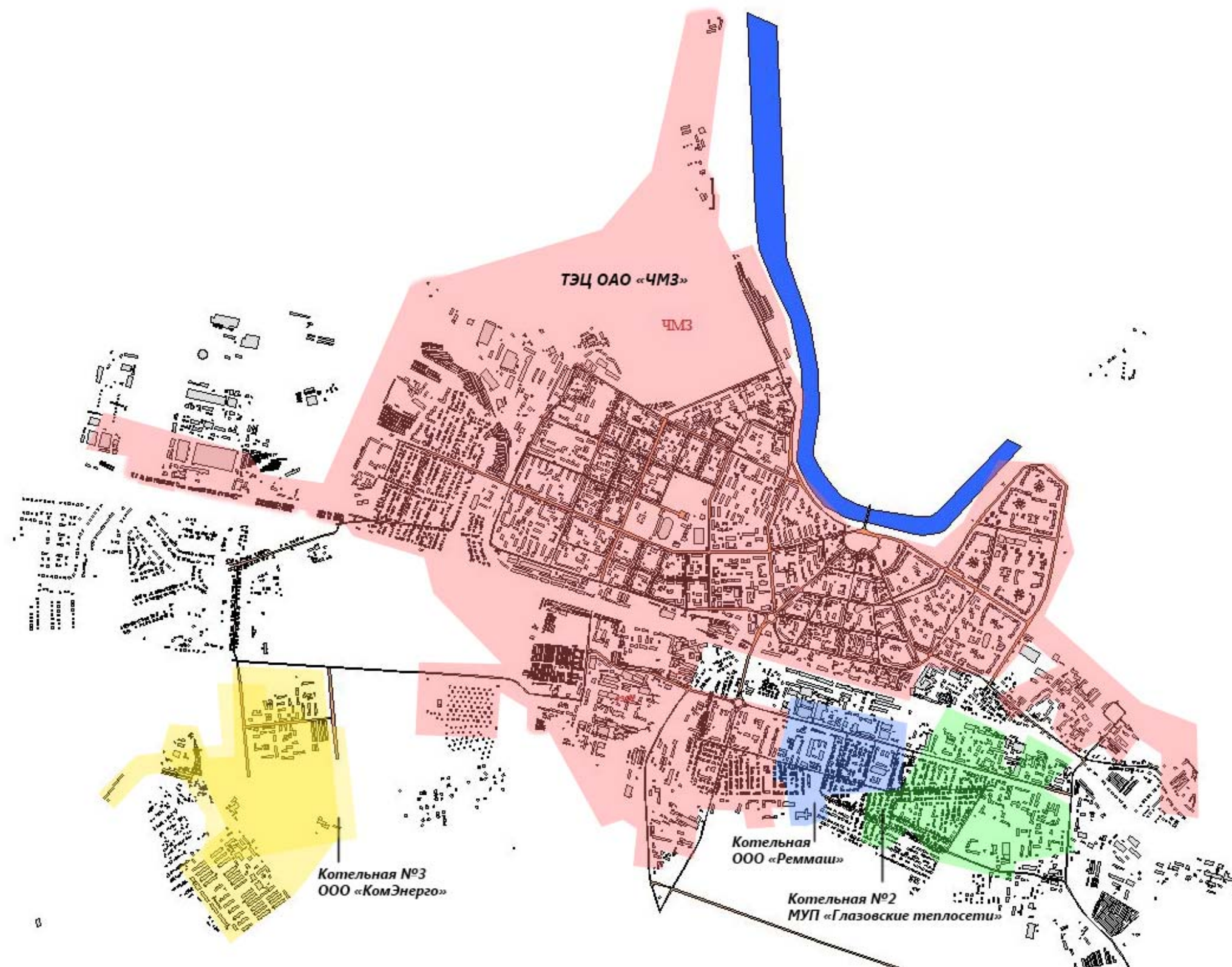


Рисунок 35 – Зоны действия основных теплоисточников г. Глазова

Зоны действия ведомственных котельных

Котельная АО «Газпром газораспределение Ижевск» – находится по адресу: ул. Советская, 56в.

Зона действия котельной ограничена улицами: Техническая, Советская.

На рисунке 36 приведена зона действия котельной АО «Газпром газораспределение Ижевск».

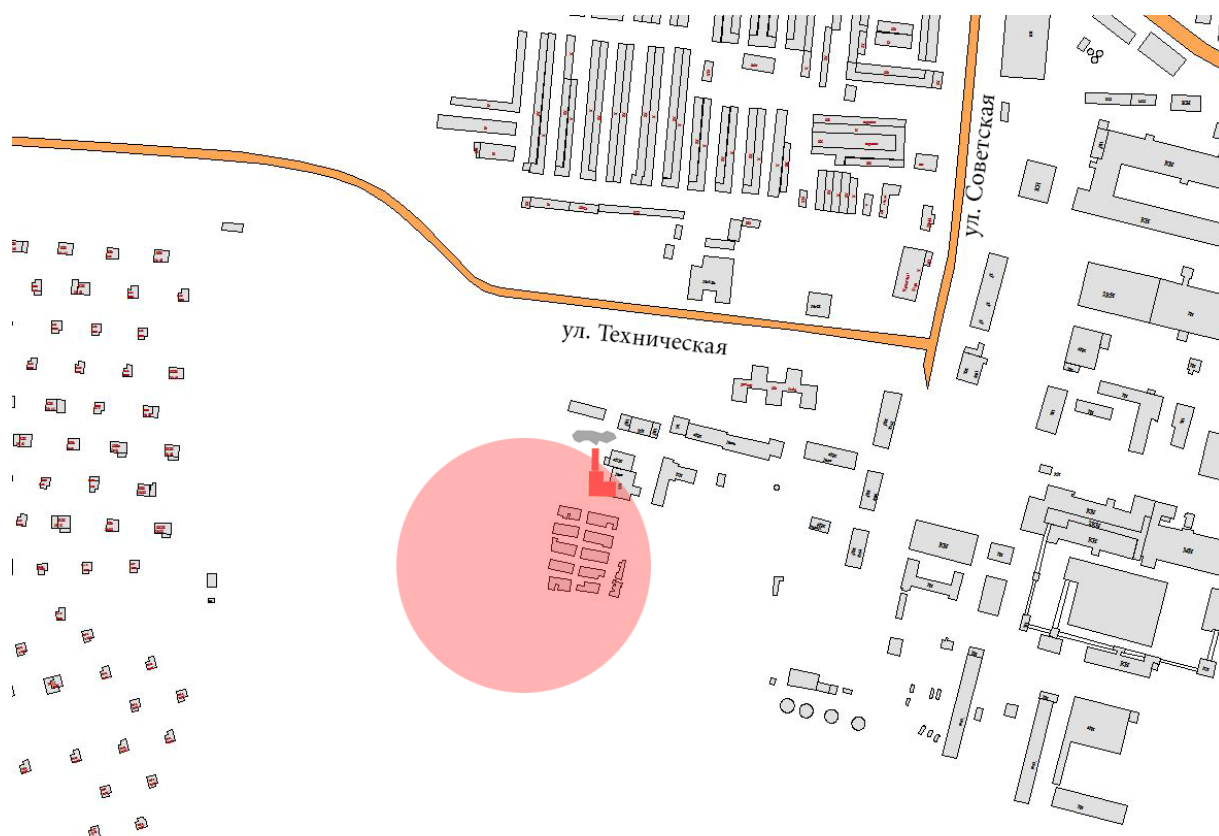


Рисунок 36 – Зона действия АО «Газпром газораспределение Ижевск»

Котельная АО «Глазовская мебельная фабрика» – находится по адресу: ул. Сибирская, д. 42.

Зона действия котельной ограничена улицами: Сибирская, Буденного, пер. Болотный.

На рисунке 37 приведена зона действия котельной АО «Глазовская мебельная фабрика».



Рисунок 37 – Зона действия АО «Глазовская мебельная фабрика»

Котельная ООО «Тепловодоканал» – находится по адресу: г. Глазов, д. Солдырь, ул. Глазовская - 2«б», корпус 911.

На рисунке 38 приведена зона действия котельной ООО «Тепловодоканал».

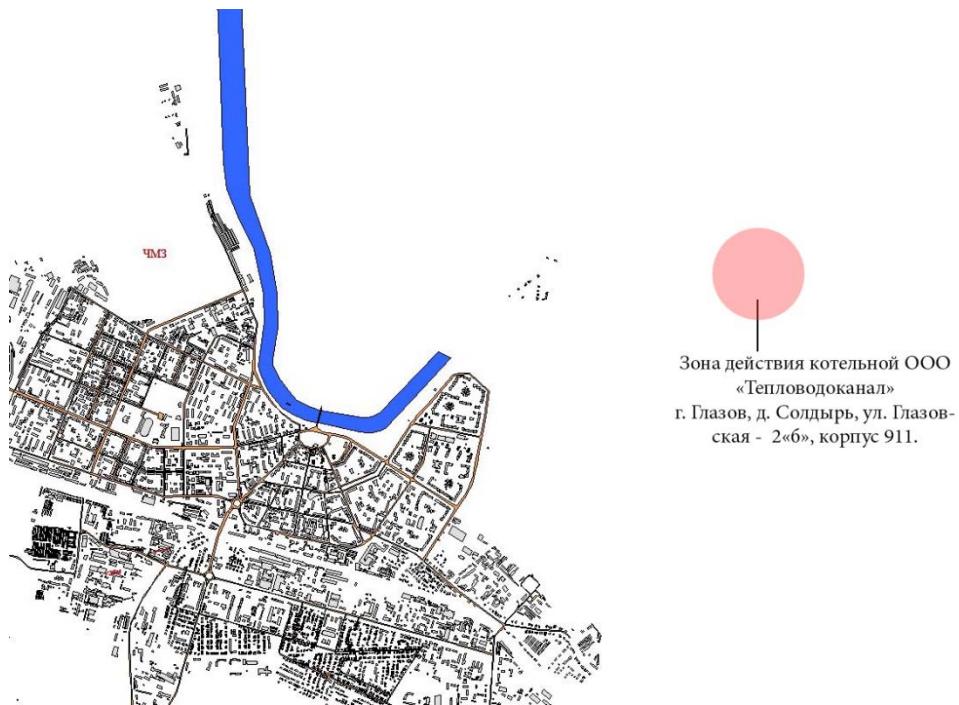


Рисунок 38 – Зона действия ООО «Тепловодоканал»

Котельная ОАО «Глазовскийдормостстрой» – находится по адресу: Красногорский тракт 1.

Зона действия котельной ограничена улицами: Красногорский тракт, Сибирская. На рисунке 39 приведена зона действия котельной ОАО «Глазовскийдормостстрой».



Рисунок 39 – Зона действия ОАО «Глазовскийдормостстрой»

Котельные ООО «Глазовский завод «Химмаш»» – находятся по адресу: Химмашевское шоссе, 9.

На рисунке 40 приведена зона действия котельных ООО «Глазовский завод «Химмаш»».

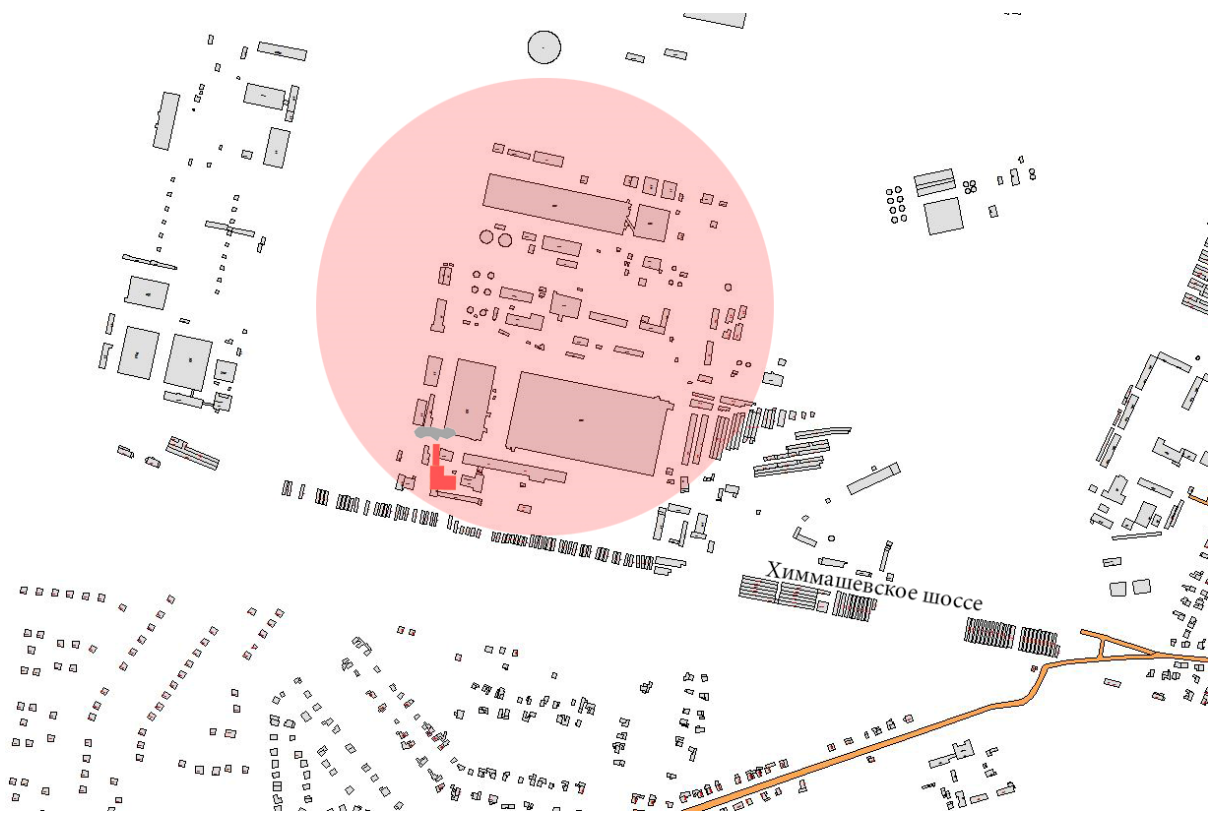


Рисунок 40 – Зона действия котельных ООО «Глазовский завод «Химмаш»»

Котельная АО «Глазов-молоко» – находится по адресу: ул. Драгунова, 51.

На рисунке 41 приведена зона действия котельной АО «Глазов-молоко».



Рисунок 41 – Зона действия АО «Глазов-молоко»

Котельная АО «МРСК Центра и Приволжья» – находится по адресу: ул. Драгунова, 77.

Зона действия котельной ограничена улицами: Красногорский тракт, Сибирская, Драгунова.

На рисунке 42 приведена зона действия котельной АО «МРСК Центра и Приволжья».



Рисунок 42 – Зона действия АО «МРСК Центра и Приволжья»

Зоны действия индивидуальных источников тепловой энергии

На рисунке 43 приведены зоны действия индивидуальных источников тепловой энергии.

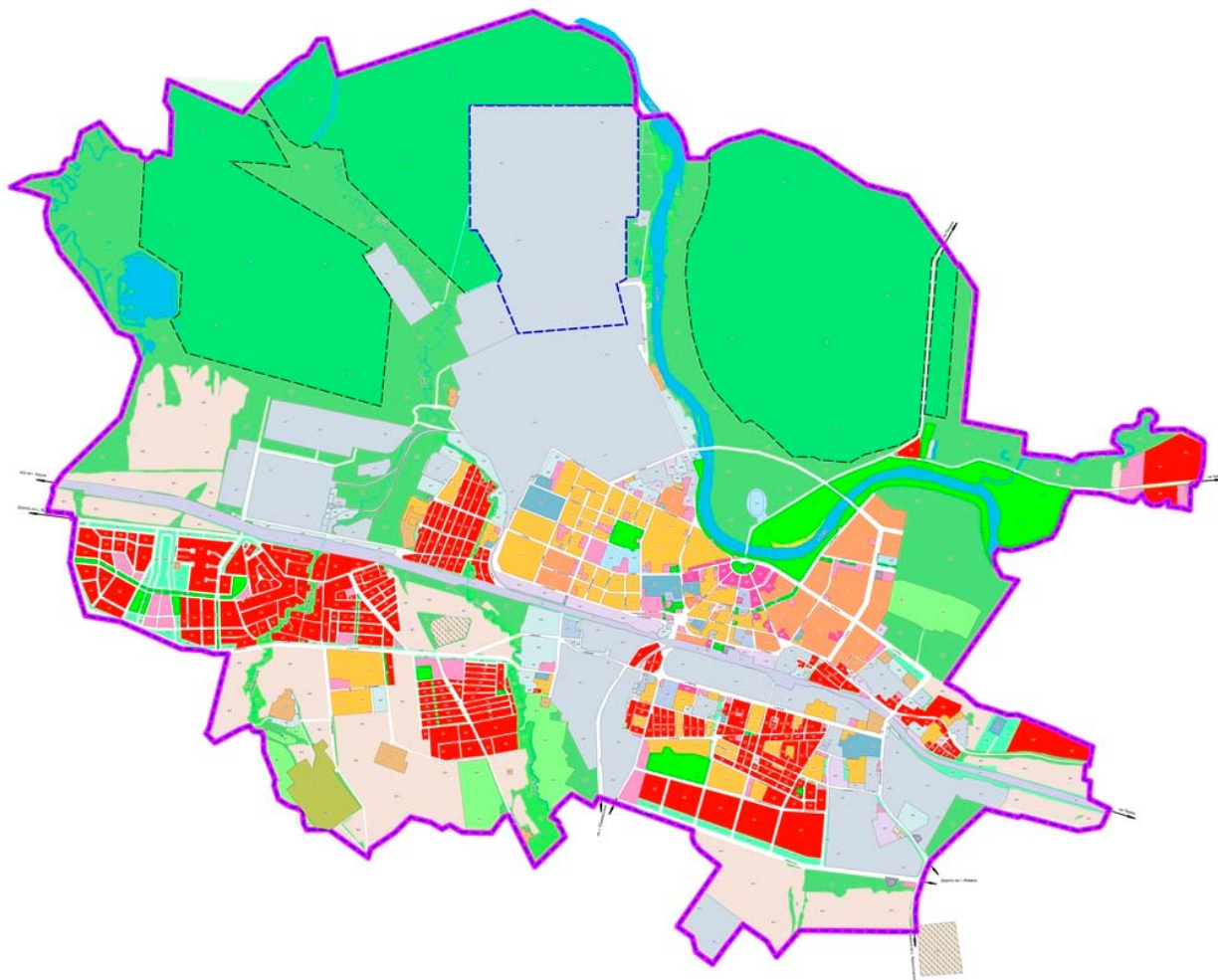


Рисунок 43 – Зоны действия индивидуальных источников тепловой энергии

5 Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии (добавить ГВС – среднюю)

5.1 Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха

Итоговая суммарная потребность в тепловой мощности конечных потребителей централизованных систем теплоснабжения г. Глазов на 01.01.2015 составляет 529,05 Гкал/ч.

Данные о потребности в тепловой мощности конечных потребителей, с разбивкой по источникам и по видам теплоносителя, приведены в Таблице 66.

Таблица 66 – Сводные данные потребности в тепловой мощности потребителей централизованного теплоснабжения г. Глазов на 01.01.2015

	Вид теплоносителя		Суммарно, Гкал/ч
	Горячая вода, Гкал/ч	Пар Гкал/ч	
ТЭЦ АО "ЧМЗ", в т.ч.:	470,10	26,03	496,13
корпуса АО "ЧМЗ";	97,70	22,62	120,32
сторонние потребители, в т.ч.:	372,40	3,41	375,81
МУП "Глазовские теплосети"	336,32	0,68	337,00
Прочие	36,08	2,73	38,81
Котельная №2 МУП "Глазовские теплосети":	10,77	0,00	10,77
Котельная АО "Реммаш", в т.ч.:	6,79	0,00	6,79
корпуса АО "Реммаш"	1,77	0,00	1,77
сторонние потребители, в т.ч.:	5,02	0,00	5,02
МУП "Глазовские теплосети"	4,88	0,00	4,88
Прочие	0,14	0,00	0,14
Котельная ООО "КомЭнерго"	15,35	0,00	15,35
ВСЕГО:	503,02	26,03	529,05

Потребность в тепловой мощности конечных потребителей МУП «Глазовские теплосети» составляет 368 Гкал/ч, в том числе:

- Теплоноситель «Горячая вода» - 367,32 Гкал/ч:
 - на отопление – 238,93 Гкал/ч,

- вентиляцию – 8,2 Гкал/ч,
- горячее водоснабжение (максимально в час) – 120,19 Гкал/ч;
- Теплоноситель «Пар» – 0,68 Гкал/ч.

Характеристики потребителей тепловой энергии, с учетом их кадастровой принадлежности, представлены в приложении И.

Информация о потребности в тепловой мощности в расчётных элементах территориального деления при расчётных температурах наружного воздуха включает в себя информацию о потребителях следующих генерирующих объектов:

- ТЭЦ АО «ЧМЗ»;
- Котельная №2 МУП «Глазовские теплосети»;
- Котельная ООО «КомЭнерго»;
- Котельная АО «Реммаш».

Сводные значения потребности в тепловой мощности сторонних потребителей в расчётных элементах территориального деления на 01.01.2015 по договорам теплоснабжения приведены в таблице 67. (теплоноситель - «горячая вода»).

Сводные значения потребности в тепловой мощности собственных корпусов заводов (АО «ЧМЗ» и АО «Реммаш») в расчётных элементах территориального деления на 01.01.2015 приведены в таблице 68. (теплоноситель - «горячая вода»).

Сводные значения потребности в тепловой мощности, по теплоносителю «Пар», сторонних потребителей и собственных корпусов завода (АО «ЧМЗ») в расчётных элементах территориального деления на 01.01.2015 приведены в таблице 69.

Таблица 67 – Сводные данные потребности в тепловой мощности сторонних потребителей в расчётных элементах территориального деления на 01.01.2015 (теплоноситель - «горячая вода»)

Кадастровый номер	Отопление, Гкал/ч	Вентиляция, Гкал/ч	ГВС, Гкал/ч	Суммарно, Гкал/ч
18:28:000001	10,777	11,149	5,797	27,723
18:28:000003	0,393	0,256	0,076	0,725
18:28:000007	3,154	0,000	0,007	3,161
18:28:000008	0,577	0,000	0,038	0,615
18:28:000009	3,125	0,000	2,040	5,165
18:28:000010	2,420	0,000	1,279	3,699
18:28:000011	12,070	4,534	4,140	20,744

Кадастровый номер	Отопление, Гкал/ч	Вентиляция, Гкал/ч	ГВС, Гкал/ч	Суммарно, Гкал/ч
18:28:000013	12,087	0,774	14,183	27,044
18:28:000014	0,019	0,000	0,000	0,019
18:28:000018	0,384	0,000	0,000	0,384
18:28:000019	0,067	0,000	0,083	0,150
18:28:000020	0,098	0,000	0,069	0,167
18:28:000021	0,053	0,000	0,000	0,053
18:28:000022	3,955	0,000	1,275	5,230
18:28:000023	0,789	0,000	0,989	1,778
18:28:000024	1,990	0,000	1,807	3,797
18:28:000025	0,789	0,000	0,000	0,789
18:28:000026	0,113	0,000	0,022	0,135
18:28:000027	1,088	0,000	0,000	1,088
18:28:000028	6,657	0,000	3,823	10,480
18:28:000029	6,639	0,000	3,872	10,511
18:28:000030	4,894	0,087	1,962	6,943
18:28:000031	9,429	0,070	4,185	13,684
18:28:000032	6,752	0,073	3,755	10,580
18:28:000033	0,021	0,000	0,000	0,021
18:28:000034	16,229	0,343	16,814	33,386
18:28:000037	0,151	0,000	0,021	0,172
18:28:000038	5,601	0,000	1,856	7,457
18:28:000039	9,402	0,104	4,122	13,628
18:28:000040	6,702	0,000	2,669	9,371
18:28:000041	4,677	0,084	2,158	6,919
18:28:000042	3,516	3,417	1,347	8,280
18:28:000043	4,717	0,000	1,951	6,668
18:28:000044	4,204	0,550	1,913	6,667
18:28:000045	4,133	0,000	1,640	5,773
18:28:000046	2,541	0,000	1,322	3,863
18:28:000047	16,271	0,641	7,067	23,979
18:28:000051	0,059	0,000	0,004	0,063
18:28:000052	8,663	0,000	0,117	8,780
18:28:000053	2,910	0,000	0,798	3,708
18:28:000054	3,371	0,030	0,717	4,118
18:28:000055	10,794	0,057	7,645	18,496
18:28:000056	5,053	0,027	3,190	8,270
18:28:000057	6,038	0,179	3,135	9,352
18:28:000058	12,914	1,005	6,698	20,617
18:28:000059	0,229	0,000	0,007	0,236
18:28:000061	0,142	0,000	0,000	0,142
18:28:000062	2,503	0,000	1,490	3,993
18:28:000064	0,543	0,000	0,955	1,498
18:28:000065	0,721	0,000	0,585	1,306
18:28:000066	1,069	0,278	0,644	1,991
18:28:000068	0,117	0,000	0,023	0,140
18:28:000070	1,131	0,000	0,286	1,417
18:28:000072	1,761	0,000	0,778	2,539
18:28:000074	0,536	0,000	0,035	0,571
18:28:000075	7,880	0,000	2,767	10,647
18:28:000078	0,771	0,000	0,035	0,806
18:28:000079	0,469	0,000	0,256	0,725
18:28:000080	1,144	0,000	0,096	1,240
18:28:000081	3,461	0,000	0,690	4,151
18:28:000082	0,695	0,000	0,120	0,815
18:28:000083	1,069	0,000	0,215	1,284
18:28:000084	0,400	0,000	0,075	0,475
18:28:000085	0,106	0,000	0,024	0,130
18:28:000086	3,019	0,000	0,624	3,643
18:28:000087	0,162	0,000	0,000	0,162

Кадастровый номер	Отопление, Гкал/ч	Вентиляция, Гкал/ч	ГВС, Гкал/ч	Суммарно, Гкал/ч
18:28:000088	0,569	0,000	0,099	0,668
18:28:000090	0,756	0,000	0,119	0,875
18:28:000091	1,977	0,000	1,459	3,436
18:28:000092	0,739	0,000	0,091	0,830
18:28:000093	0,007	0,000	0,001	0,008
18:28:000094	0,831	0,000	0,606	1,437
18:28:000095	3,128	0,000	0,730	3,858
18:28:000096	0,124	0,000	0,007	0,131
18:28:000098	0,151	0,000	0,004	0,155
ИТОГО	252,50	23,66	127,41	403,56

Примечание. Расходы тепловой энергии приведены без учета потерь в тепловых сетях

Таблица 68 – Сводные данные потребности в тепловой мощности собственных корпусов заводов (АО «ЧМЗ» и АО «Реммаш») в расчётных элементах территориального деления на 01.01.2015 (теплоноситель - «горячая вода»)

Кадастровый квартал	Суммарно (от.+вен.+ГВС), Гкал/ч
18:28:000001	97,71
18:28:000068	1,77
ИТОГО	99,48

Таблица 69 – Сводные данные потребности в тепловой мощности по теплоносителю «Пар», сторонних потребителей и собственных корпусов завода АО «ЧМЗ» в расчётных элементах территориального деления на 01.01.2015.

Кадастровый квартал	Собственные корпуса, Гкал/ч	Сторонние потребители, Гкал/ч
18:28:000001	22,62	2,33
18:28:000011	0,00	0,41
18:28:000028	0,00	0,68
ИТОГО	22,62	3,42

5.2 Случаи применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии

Индивидуальные квартирные источники тепловой энергии в многоквартирных жилых домах г. Глазов не применяются.

5.3 Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом

Расчетные значения потребления тепловой энергии сторонними потребителями (теплоноситель «горячая вода») в расчетных элементах территориального деления за отопительный период 2014 г. и за 2014 год в целом приведены в таблице 70. и таблице 71 соответственно.

Расчетные значения потребления тепловой энергии собственными корпусами заводов (АО «ЧМЗ» и АО «Реммаш») в расчетных элементах территориального деления за отопительный период 2014 г. и за 2014 год в целом приведены в таблице 72.

Расчетные значения потребления тепловой энергии, по теплоносителю «Пар», сторонними потребителями и собственными корпусами завода АО «ЧМЗ» в расчетных элементах территориального деления за 2014 год в целом приведены в таблице 73.

Таблица 70 – Расчетные значения потребления тепловой энергии сторонними потребителями (теплоноситель «горячая вода») в расчетных элементах территориального деления за отопительный период 2014 года, Гкал

Кадастровый квартал	Отопление, Гкал	Вентиляция, Гкал	ГВС, Гкал	Суммарно, Гкал
18:28:000001	61557,65	63683,09	33114,18	158354,92
18:28:000003	2243,10	1462,27	434,11	4139,49
18:28:000007	18015,65	0,00	39,98	18055,63
18:28:000008	3295,82	0,00	217,06	3512,88
18:28:000009	17850,00	0,00	11652,48	29502,48
18:28:000010	13823,04	0,00	7305,65	21128,69
18:28:000011	68942,58	25899,35	23647,68	118489,61
18:28:000013	69040,94	4421,09	81013,30	154475,33
18:28:000014	108,53	0,00	0,00	108,53
18:28:000018	2193,41	0,00	0,00	2193,41
18:28:000019	382,70	0,00	474,10	856,80
18:28:000020	559,78	0,00	394,13	953,90
18:28:000021	302,74	0,00	0,00	302,74

Кадастровый квартал	Отопление, Гкал	Вентиляция, Гкал	ГВС, Гкал	Суммарно, Гкал
18:28:000022	22590,96	0,00	7282,80	29873,76
18:28:000023	4506,77	0,00	5649,17	10155,94
18:28:000024	11366,88	0,00	10321,58	21688,46
18:28:000025	4506,77	0,00	0,00	4506,77
18:28:000026	645,46	0,00	125,66	771,12
18:28:000027	6214,66	0,00	0,00	6214,66
18:28:000028	38024,78	0,00	21836,98	59861,76
18:28:000029	37921,97	0,00	22116,86	60038,83
18:28:000030	27954,53	496,94	11206,94	39658,42
18:28:000031	53858,45	399,84	23904,72	78163,01
18:28:000032	38567,42	416,98	21448,56	60432,96
18:28:000033	119,95	0,00	0,00	119,95
18:28:000034	92700,05	1959,22	96041,57	190700,83
18:28:000037	862,51	0,00	119,95	982,46
18:28:000038	31992,91	0,00	10601,47	42594,38
18:28:000039	53704,22	594,05	23544,86	77843,14
18:28:000040	38281,82	0,00	15245,33	53527,15
18:28:000041	26715,02	479,81	12326,50	39521,33
18:28:000042	20083,39	19517,90	7694,06	47295,36
18:28:000043	26943,50	0,00	11144,11	38087,62
18:28:000044	24013,25	3141,60	10927,06	38081,90
18:28:000045	23607,70	0,00	9367,68	32975,38
18:28:000046	14514,19	0,00	7551,26	22065,46
18:28:000047	92939,95	3661,39	40366,70	136968,05
18:28:000051	337,01	0,00	22,85	359,86
18:28:000052	49483,06	0,00	668,30	50151,36
18:28:000053	16621,92	0,00	4558,18	21180,10
18:28:000054	19255,15	171,36	4095,50	23522,02
18:28:000055	61655,33	325,58	43668,24	105649,15
18:28:000056	28862,74	154,22	18221,28	47238,24
18:28:000057	34489,06	1022,45	17907,12	53418,62
18:28:000058	73764,77	5740,56	38258,98	117764,30
18:28:000059	1308,05	0,00	39,98	1348,03
18:28:000061	811,10	0,00	0,00	811,10
18:28:000062	14297,14	0,00	8510,88	22808,02
18:28:000064	3101,62	0,00	5454,96	8556,58
18:28:000065	4118,35	0,00	3341,52	7459,87
18:28:000066	6106,13	1587,94	3678,53	11372,59
18:28:000068	669,57	0,00	130,11	799,68
18:28:000070	6460,27	0,00	1633,63	8093,90
18:28:000072	10058,83	0,00	4443,94	14502,77
18:28:000074	3061,63	0,00	199,92	3261,55
18:28:000075	45010,56	0,00	15805,10	60815,66
18:28:000078	4403,95	0,00	199,92	4603,87
18:28:000079	2678,93	0,00	1462,27	4141,20
18:28:000080	6534,53	0,00	548,35	7082,88
18:28:000081	19769,23	0,00	3941,28	23710,51
18:28:000082	3969,84	0,00	685,44	4655,28
18:28:000083	6106,13	0,00	1228,08	7334,21
18:28:000084	2284,80	0,00	428,40	2713,20
18:28:000085	605,47	0,00	137,09	742,56
18:28:000086	17244,53	0,00	3564,29	20808,82
18:28:000087	925,34	0,00	0,00	925,34
18:28:000088	3250,13	0,00	565,49	3815,62
18:28:000090	4318,27	0,00	679,73	4998,00
18:28:000091	11292,62	0,00	8333,81	19626,43
18:28:000092	4221,17	0,00	519,79	4740,96
18:28:000093	39,98	0,00	5,71	45,70

Кадастровый квартал	Отопление, Гкал	Вентиляция, Гкал	ГВС, Гкал	Суммарно, Гкал
18:28:000094	4746,67	0,00	3461,47	8208,14
18:28:000095	17867,14	0,00	4169,76	22036,90
18:28:000096	708,29	0,00	39,98	748,27
18:28:000098	862,51	0,00	22,85	885,36

Таблица 71 – Расчетные значения потребления тепловой энергии сторонними потребителями (теплоноситель «горячая вода») в расчетных элементах территориального деления за 2014 год, Гкал

Кадастровый квартал	Отопление, Гкал	Вентиляция, Гкал	ГВС, Гкал	Суммарно, Гкал
18:28:000001	61557,65	63683,09	50784,35	176025,09
18:28:000003	2243,10	1462,27	665,76	4371,13
18:28:000007	18015,65	0,00	61,32	18076,97
18:28:000008	3295,82	0,00	332,88	3628,70
18:28:000009	17850,00	0,00	17870,40	35720,40
18:28:000010	13823,04	0,00	11204,04	25027,08
18:28:000011	68942,58	25899,35	36266,40	131108,33
18:28:000013	69040,94	4421,09	124243,08	197705,11
18:28:000014	108,53	0,00	0,00	108,53
18:28:000018	2193,41	0,00	0,00	2193,41
18:28:000019	382,70	0,00	727,08	1109,78
18:28:000020	559,78	0,00	604,44	1164,22
18:28:000021	302,74	0,00	0,00	302,74
18:28:000022	22590,96	0,00	11169,00	33759,96
18:28:000023	4506,77	0,00	8663,64	13170,41
18:28:000024	11366,88	0,00	15829,32	27196,20
18:28:000025	4506,77	0,00	0,00	4506,77
18:28:000026	645,46	0,00	192,72	838,18
18:28:000027	6214,66	0,00	0,00	6214,66
18:28:000028	38024,78	0,00	33489,48	71514,26
18:28:000029	37921,97	0,00	33918,72	71840,69
18:28:000030	27954,53	496,94	17187,12	45638,59
18:28:000031	53858,45	399,84	36660,60	90918,89
18:28:000032	38567,42	416,98	32893,80	71878,20
18:28:000033	119,95	0,00	0,00	119,95
18:28:000034	92700,05	1959,22	147290,64	241949,90
18:28:000037	862,51	0,00	183,96	1046,47
18:28:000038	31992,91	0,00	16258,56	48251,47
18:28:000039	53704,22	594,05	36108,72	90406,99
18:28:000040	38281,82	0,00	23380,44	61662,26
18:28:000041	26715,02	479,81	18904,08	46098,91
18:28:000042	20083,39	19517,90	11799,72	51401,02
18:28:000043	26943,50	0,00	17090,76	44034,26
18:28:000044	24013,25	3141,60	16757,88	43912,73
18:28:000045	23607,70	0,00	14366,40	37974,10
18:28:000046	14514,19	0,00	11580,72	26094,91
18:28:000047	92939,95	3661,39	61906,92	158508,26
18:28:000051	337,01	0,00	35,04	372,05
18:28:000052	49483,06	0,00	1024,92	50507,98
18:28:000053	16621,92	0,00	6990,48	23612,40
18:28:000054	19255,15	171,36	6280,92	25707,43
18:28:000055	61655,33	325,58	66970,20	128951,11
18:28:000056	28862,74	154,22	27944,40	56961,36
18:28:000057	34489,06	1022,45	27462,60	62974,10
18:28:000058	73764,77	5740,56	58674,48	138179,81

Кадастровый квартал	Отопление, Гкал	Вентиляция, Гкал	ГВС, Гкал	Суммарно, Гкал
18:28:000059	1308,05	0,00	61,32	1369,37
18:28:000061	811,10	0,00	0,00	811,10
18:28:000062	14297,14	0,00	13052,40	27349,54
18:28:000064	3101,62	0,00	8365,80	11467,42
18:28:000065	4118,35	0,00	5124,60	9242,95
18:28:000066	6106,13	1587,94	5641,44	13335,50
18:28:000068	669,57	0,00	199,54	869,11
18:28:000070	6460,27	0,00	2505,36	8965,63
18:28:000072	10058,83	0,00	6815,28	16874,11
18:28:000074	3061,63	0,00	306,60	3368,23
18:28:000075	45010,56	0,00	24238,92	69249,48
18:28:000078	4403,95	0,00	306,60	4710,55
18:28:000079	2678,93	0,00	2242,56	4921,49
18:28:000080	6534,53	0,00	840,96	7375,49
18:28:000081	19769,23	0,00	6044,40	25813,63
18:28:000082	3969,84	0,00	1051,20	5021,04
18:28:000083	6106,13	0,00	1883,40	7989,53
18:28:000084	2284,80	0,00	657,00	2941,80
18:28:000085	605,47	0,00	210,24	815,71
18:28:000086	17244,53	0,00	5466,24	22710,77
18:28:000087	925,34	0,00	0,00	925,34
18:28:000088	3250,13	0,00	867,24	4117,37
18:28:000090	4318,27	0,00	1042,44	5360,71
18:28:000091	11292,62	0,00	12780,84	24073,46
18:28:000092	4221,17	0,00	797,16	5018,33
18:28:000093	39,98	0,00	8,76	48,74
18:28:000094	4746,67	0,00	5308,56	10055,23
18:28:000095	17867,14	0,00	6394,80	24261,94
18:28:000096	708,29	0,00	61,32	769,61
18:28:000098	862,51	0,00	35,04	897,55

Таблица 72 – Расчетные значения потребления тепловой энергии собственными корпусами заводов (АО «ЧМЗ» и АО «Реммаш») в расчетных элементах территориального деления за 2014 год, Гкал (теплоноситель «горячая вода»)

Кадастровый квартал	Потребление за отопительный период 2014г., Гкал	Потребление за 2014г. в целом, Гкал
18:28:000001	311 884,402	322 848,095
18:28:000068	6 333,482	6 726,690

Таблица 73 – Расчетные значения потребления тепловой энергии, по теплоносителю «Пар», сторонними и собственными корпусами завода АО «ЧМЗ» в расчетных элементах территориального деления за 2014 год в целом, Гкал

Кадастровый квартал	Собственные корпуса, Гкал	Сторонние потребители, Гкал
18:28:000001	198 159,7	20 357,6
18:28:000011	0,00	3 544
18:28:000028	0,00	5 969,5
ИТОГО	198 159,7	29 871,1

5.4. Значения потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха в зонах действия источников тепловой энергии

Значения потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха в зонах действия каждого источника централизованного теплоснабжения по договорам теплоснабжения конечных потребителей приведены в таблицах И.1-И.5, И.8-И.13 приложения И.

Обобщенные данные распределения потребности в тепловой мощности сторонних потребителей в зонах действия Источников тепловой энергии на 01.01.2015г. приведены в таблице 74.

Данные о распределения потребности в тепловой мощности собственных корпусов заводов (АО «ЧМЗ» и АО «Реммаш») на 01.01.2015г. приведены в таблице 75.

Таблица 74 – Распределение потребности в тепловой мощности сторонних потребителей при расчетных температурах наружного воздуха в зонах действия Источников тепловой энергии

Источник теплоснабжения	«Горячая вода»				«Пар», Гкал/ч	ИТО ГО, Гкал/ ч
	Отопление, Гкал/ч	Вентиляция, Гкал/ч	ГВС (макс.), Гкал/ч	Суммарно, Гкал/ч		
ТЭЦ АО "ЧМЗ"	228,73	23,65	120,01	372,40	3,41	375,8 1
Котельная №2 МУП "Глазовские теплосети"	8,49	0,00	2,28	10,77	0,00	10,77
Котельная АО "Реммаш"	4,21	0,00	0,81	5,02	0,00	5,02
Котельная ООО "КомЭнерго"	11,06	0,00	4,29	15,35	0,00	15,35
Всего:	252,49	23,65	127,40	403,55	3,41	406,9 6

Таблица 75 – Распределение потребности в тепловой мощности собственных корпусов заводов (АО «ЧМЗ» и АО «Реммаш»)

Источник теплоснабжения	«Горячая вода», Гкал/ч	«Пар», Гкал/ч	ИТОГО, Гкал/ч
ТЭЦ АО "ЧМЗ"	97,70	22,62	120,32
Котельная АО "Реммаш"	1,77	0,00	1,77
Всего:	99,47	22,62	122,09

5.5. Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение

Нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление регламентированы Постановлением Правительства Удмуртской Республики от 10.09.2012 № 397 «Об особенностях применения в Удмуртской Республике в 2012-2014 годах правил предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов». Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению в жилых помещениях в многоквартирных домах и жилых домах и на общедомовые нужды в многоквартирных домах на территории г. Глазов приведены в таблице 76.

Нормативы потребления коммунальной услуги по горячему водоснабжению в жилых помещениях в многоквартирных домах и жилых домах на территории г. Глазов регламентируются Постановлением Правительства Удмуртской Республики от 27.05.2013 № 222 «Об утверждении нормативов потребления коммунальных услуг по холодному и горячему водоснабжению, водоотведению в жилых помещениях в многоквартирном доме и жилом доме в Удмуртской Республике» и приведены в таблице 77.

Нормативы потребления коммунальной услуги по горячему водоснабжению на общедомовые нужды в многоквартирных домах на территории г. Глазов регламентируются Постановлением Правительства Удмуртской Республики от 23.05.2013 № 223 «Об утверждении норматива потребления коммунальных услуг по холодному (горячему) водоснабжению на общедомовые нужды в многоквартирном доме в Удмуртской Республике» и составляют 0,041 куб. м в месяц на 1 кв. метр общей площади помещений, входящих в состав общего имущества в многоквартирном доме.

Таблица 76 – Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению в жилых помещениях в многоквартирных домах и жилых домах на территории г. Глазов.

№ п/п	Виды жилых домов по степени благоустройства	Единица измерения норматива	Норматив
1	Жилые дома с централизованными системами теплоснабжения	Гкал/кв. м общей площади в месяц	0,0178

Таблица 77 – Нормативы потребления коммунальной услуги по горячему водоснабжению в жилых помещениях в многоквартирных домах и жилых домах на территории г. Глазов.

Степень благоустройства многоквартирного дома или жилого дома		Нормативы потребления в жилых помещениях в многоквартирном доме или жилом доме
		горячее водоснабжение куб.метр на 1 человека в месяц
Многоквартирные дома и жилые дома с централизованным холодным и горячим водоснабжением, с внутридомовой системой канализации, присоединенной и не присоединенной к централизованным сетям водоотведения	с ванной, с душем, раковиной, мойкой кухонной, унитазом	3,22
	с душем, раковиной, мойкой кухонной, унитазом	2,84
	с раковиной, кухонной мойкой, унитазом	1,49
	с раковиной, унитазом	0,95
Общежития и многоквартирные дома, ранее использовавшиеся как общежития, иной специализированный жилищный фонд, схожий по техническим характеристикам с общежитиями, с централизованным холодным и горячим водоснабжением, с внутридомовой системой канализации, присоединенной не присоединенной к централизованным сетям водоотведения	коридорного типа с общими кухнями, туалетами на каждом этаже и блоками душевых на одном из этажей	1,09
	коридорного типа с общими кухнями, туалетами и блоками душевых на каждом этаже	1,3
	секционного типа с общими кухнями, туалетами и блоками душевых в каждой секции	1,92
	гостиничного типа с раковиной и унитазом при каждой квартире и блоком душевых на одном из этажей	1,17
	гостиничного типа с раковиной и унитазом при каждой квартире и душем при каждой квартире	2,3

6 Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии

6.1 Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии, а в случае нескольких выводов тепловой мощности от одного источника тепловой энергии – по каждому из выводов. Резервы и дефициты тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии

В рамках работ по разработке схемы теплоснабжения муниципального образования «Город Глазов» Удмуртская Республика на основании предоставленных данных о присоединённых тепловых нагрузках, установленных мощностях и располагаемых мощностях источников тепловой энергии, а также потерь тепловой мощности в тепловых сетях были составлены балансы тепловой мощности и нагрузки источников теплоснабжения по состоянию на 01.01.2015 г., приведенные в таблицах 78 - 81.

Также в указанных таблицах приведены ретроспективные балансы тепловой мощности и нагрузки источников теплоснабжения.

Резервы/дефициты тепловой мощности на 2014 год определялись с учетом фактических значений тепловых нагрузок, а ретроспективные резервы/дефициты (2011-2013 гг.) - с учетом договорных значений тепловых нагрузок.

Таблица 78 – Баланс тепловой мощности и нагрузки ТЭЦ ЧМЗ

Наименование	Ед. Изм.	2011	2012	2013	2014
Установленная электрическая мощность	МВт	89,4	89,4	89,4	89,4
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	697,0	697,0	697,0	697,0
Установленная тепловая мощность ТФУ	Гкал/ч	297,0	297,0	297,0	297,0
Установленная тепловая мощность ПВК и РОУ	Гкал/ч	400,0	400,0	400,0	400,0
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	536,7	536,7	536,7	536,7
Ограничения	Гкал/ч	160,3	160,3	160,3	160,3
Собственные нужды	Гкал/ч	21,0	21,0	21,0	21,0
Тепловая мощность "нетто"	Гкал/ч	515,7	515,7	515,7	515,7
Потери при передаче всего, в т.ч.:	Гкал/ч	28,4	28,4	28,4	28,4
через изоляционные конструкции	Гкал/ч	25,5	25,5	25,5	25,5
с утечками теплоносителя	Гкал/ч	2,9	2,9	2,9	2,9

Хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,0	0,0	0,0	0,0
Тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.	Гкал/ч	452,1	451,1	451,1*	368,3
Отопление и вентиляция	Гкал/ч	329,1	329,1	329,1	298,8
ГВС (ср.)	Гкал/ч	96,0	96,0	96,0	43,5
Пар	Гкал/ч	27,0	26,0	26,0	26,0
Резерв (+)/дефицит(-) тепловой мощности	Гкал/ч	35,2	36,2	36,2	119,0

*Примечание: по данным ТСО

Таблица 79 – Баланс тепловой мощности и нагрузки котельной №2

Наименование	Ед. Изм.	2011	2012	2013	2014
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	23,8	23,8	23,8	23,8
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	11,2	11,2	11,2	11,2
Ограничения	Гкал/ч	12,6	12,6	12,6	12,6
Собственные нужды	Гкал/ч	0,3	0,3	0,3	0,3
Тепловая мощность "нетто"	Гкал/ч	10,9	10,9	10,9	10,9
Потери при передаче всего, в т.ч.:	Гкал/ч	1,1	1,1	1,1	1,1
через изоляционные конструкции	Гкал/ч	1,0	1,0	1,0	1,0
с утечками теплоносителя	Гкал/ч	0,1	0,1	0,1	0,1
Хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,0	0,0	0,0	0,0
Тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.	Гкал/ч	9,9	9,9	9,9	7,9
Отопление и вентиляция	Гкал/ч	8,5	8,5	8,5	6,6
ГВС (ср.)	Гкал/ч	1,4	1,4	1,4	1,3
Пар	Гкал/ч	0,0	0,0	0,0	0,0
Резерв (+)/дефицит(-) тепловой мощности	Гкал/ч	0,0	0,0	0,0	2,0

Таблица 80 – Баланс тепловой мощности и нагрузки котельной №3

Наименование	Ед. Изм.	2011	2012	2013	2014
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	27,0	27,0	27,0	27,0
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	27,0	27,0	27,0	27,0
Ограничения	Гкал/ч	0,0	0,0	0,0	0,0
Собственные нужды	Гкал/ч	0,2	0,2	0,2	0,2
Тепловая мощность "нетто"	Гкал/ч	26,8	26,8	26,8	26,8
Потери при передаче всего, в т.ч.:	Гкал/ч	1,7	1,7	1,7	1,7
через изоляционные конструкции	Гкал/ч	1,6	1,6	1,6	1,6
с утечками теплоносителя	Гкал/ч	0,1	0,1	0,1	0,1
Хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,0	0,0	0,0	0,0
Тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.	Гкал/ч	13,7	13,7	13,7	10,0
Отопление и вентиляция	Гкал/ч	11,1	11,1	11,1	9,2
ГВС (ср.)	Гкал/ч	2,7	2,7	2,7	0,8
Пар	Гкал/ч	0,0	0,0	0,0	0,0
Резерв (+)/дефицит(-) тепловой мощности	Гкал/ч	11,3	11,3	11,3	15,1

Таблица 81 – Баланс тепловой мощности и нагрузки котельной завода «Реммаш»

Наименование	Ед. Изм.	2011	2012	2013	2014
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	24,0	24,0	24,0	24,0
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	24,0	24,0	24,0	24,0
Технические нереализуемая мощность	Гкал/ч	0,0	0,0	0,0	0,0
Собственные нужды	Гкал/ч	0,1	0,1	0,1	0,1
Тепловая мощность "нетто"	Гкал/ч	23,9	23,9	23,9	23,9
Потери при передаче всего, в т.ч.:	Гкал/ч	0,6	0,6	0,6	0,6
через изоляционные конструкции	Гкал/ч	0,5	0,5	0,5	0,5
с утечками теплоносителя	Гкал/ч	0,0	0,0	0,0	0,0
Хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,0	0,0	0,0	0,0
Тепловая нагрузка потребителей, в т.ч.	Гкал/ч	6,5	6,5	6,5	6,9
Отопление и вентиляция	Гкал/ч	5,7	5,7	5,7	6,1
ГВС (ср.)	Гкал/ч	0,8	0,8	0,8	0,7
Пар	Гкал/ч	0,0	0,0	0,0	0,0
Резерв (+)/дефицит(-) тепловой мощности	Гкал/ч	16,9	16,9	16,9	16,5

6.2 Гидравлический режим, обеспечивающий передачу тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующий существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника к потребителю

Согласно СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» для водяных тепловых сетей предусматриваются следующие гидравлические режимы:

- расчетный – по расчетным расходам сетевой воды;
- зимний – при максимальном отборе воды на ГВС из обратного трубопровода;
- переходный – при максимальном отборе воды на ГВС из подающего трубопровода;
- летний – при максимальной нагрузке на ГВС в неотапительный период;
- статический – при отсутствии циркуляции в тепловой сети;
- аварийный.

Для оценки обеспеченности потребителей расчетным количеством теплоносителя и тепловой энергии, гидравлических режимов, а также для определения пропускной способности магистральных и распределительных тепловых сетей, т.е. условий, при которых обеспечивается подача тепловой энергии от источников до потребителей, проведены гидравлические расчеты тепловых сетей от основных источников теплоснабжения города.

Расчеты проведены с помощью электронной модели системы теплоснабжения. При этом принимались следующие условия:

- расходы теплоносителя принимались согласно утвержденным температурным графикам для каждого источника и договорной нагрузки подключенных потребителей;

- рассматривался наиболее сложный гидравлический режим работы при водоразборе теплоносителя на ГВС.

- Результаты расчета представлены в приложениях к Тому 4 «Электронная модель системы теплоснабжения города в виде:

- схем тепловых сетей;

- пьезометрических графиков по основным магистральным направлениям;

- табличных данных по участкам сети.

Анализ гидравлических режимов и оценка пропускной способности сетей так же представлены в Томе 4 настоящей работы.

6.3 Причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения

Дефицит тепловой мощности на источниках тепловой энергии города Глазов на 2014 год отсутствует, при условии учета в балансе тепловой мощности фактических тепловых нагрузок потребителей.

6.4 Резерв тепловой мощности нетто источников тепловой энергии и возможностей расширения технологических зон действия источников с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности

Суммарный резерв тепловой мощности основных источников тепловой энергии на 2014 год, при условии учета в балансе тепловой мощности фактических тепловых нагрузок потребителей города Глазов составляет 152,6 Гкал/ч, в т.ч:

- на ТЭЦ ЧМЗ – 119,0 Гкал/ч;

- на котельной №2 – 2,0 Гкал/ч;

- на котельной №3 – 15,1 Гкал/ч;

- на котельной завода «Реммаш» - 16,5 Гкал/ч.

-

7 Балансы теплоносителя

7.1. Утвержденные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в существующих зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть, а также в аварийных режимах систем теплоснабжения

7.1.1 Общие положения

Согласно «Методике определения количеств тепловой энергии и теплоносителя в водяных системах коммунального теплоснабжения» (МДС 41-4.2000) под балансом теплоносителя в системе теплоснабжения (водным балансом) понимается итог распределения теплоносителя (сетевой воды), отпущенного источником (источниками) тепла с учетом потерь при транспортировании до границ эксплуатационной ответственности и использованного абонентами.

Под балансами производительности водоподготовительных установок источников тепловой энергии в данной работе понимаются итоги проверки на соблюдение требований норм технологического проектирования или других нормативных документов, т.е. соответствия и достаточности, резервов или дефицитов производительности оборудования установок водоподготовки для подпитки теплосети существующих источников тепловой энергии.

Теплоноситель в системе теплоснабжения, образованной источниками г. Глазов, как и в каждой системе теплоснабжения, предназначен как для передачи теплоты, так и для обеспечения горячего водоснабжения (для открытых схем).

Количество теплоносителя, используемого на горячее водоснабжение потребителей (для открытых схем) и на утечки теплоносителя, восполняется подпиткой тепловой сети.

7.1.2 **Баланс производительности ВПУ и подпитки тепловой сети ТЭЦ**

В приложении Ж приведено описание, состав и характеристика оборудования ВПУ, качество исходной, подпиточной и сетевой воды на Источниках г. Глазов.

В таблице 82. приведены среднегодовые балансы теплоносителя основных источников теплоснабжения города Глазов за период с 2010 года по 2014 год.

В таблице 83. представлены балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей за период 2010-2014 г.г., в существующих зонах действия основных источников теплоснабжения города, в том числе с учетом аварийных режимов работы систем теплоснабжения.

На рисунках 44. – 47. представлены данные о среднегодовой подпитке тепловой сети (за 2010 – 2014 г.г.) в зонах действия основных источников тепловой энергии, осуществляющих централизованное теплоснабжение города.

На рисунке 48 представлен баланс производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей за 2014 год в существующей зоне действия ТЭЦ АО «ЧМЗ».

На рисунке 49. представлен баланс производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей за 2014 год в существующих зонах действия основных котельных города за 2014 год.

Таблица 82 – среднегодовые балансы теплоносителя основных источников теплоснабжения города за 2010-2014 г.г.

Наименование показателя	Ед. изм.	2010 г.	2011 г.	2012г.	2013 г.	2014 г.
ТЭЦ АО «ЧМЗ»						
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	тыс. т/год	4233,1	3618,7	3356,4	3138,4	2861,9
Потери теплоносителя с нормируемой утечкой	тыс. т/год	430,1	370,0	370,0	366,7	366,7
Сверхнормативные утечки теплоносителя	тыс. т/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Наименование показателя	Ед. изм.	2010 г.	2011 г.	2012г.	2013 г.	2014 г.
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)	тыс. т/год	3803,0	3248,7	2986,4	2771,6	2495,1
Котельная №2 МУП "Глазовские теплосети"						
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	тыс. т/год	135,9	128,0	123,4	109,5	102,3
Потери теплоносителя с нормируемой утечкой	тыс. т/год	6,8	5,4	5,4	5,4	5,4
Сверхнормативные утечки теплоносителя	тыс. т/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)	тыс. т/год	129,0	122,6	117,9	104,0	96,9
Котельная ООО "КомЭнерго"						
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	тыс. т/год	135,9	128,0	123,4	109,5	139,2
Потери теплоносителя с нормируемой утечкой	тыс. т/год	9,2	8,3	8,3	8,3	8,3
Сверхнормативные утечки теплоносителя	тыс. т/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)	тыс. т/год	126,6	119,6	115,0	101,1	130,8
Котельная АО "Реммаш"						
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	тыс. т/год	63,3	87,9	99,2	95,5	76,6
Потери теплоносителя с нормируемой утечкой	тыс. т/год	1,8	1,5	1,5	1,5	1,5
Сверхнормативные утечки теплоносителя	тыс. т/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)	тыс. т/год	61,5	86,3	97,6	93,9	75,0

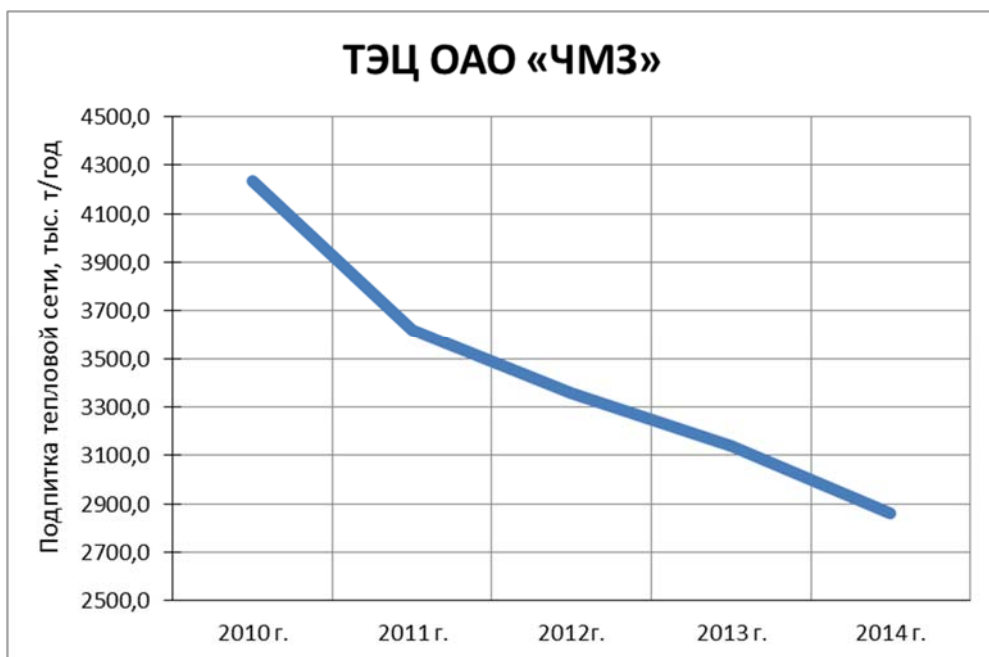


Рисунок 44 – среднегодовая среднегодовая подпитка тепловой сети в зоне действия ТЭЦ АО «ЧМЗ».



Рисунок 45 – среднегодовая подпитка тепловой сети в зоне действия Котельной №2 МУП «Глазовские теплосети».



Рисунок 46 – среднегодовая среднегодовая подпитка тепловой сети в зоне действия Котельной ООО «КомЭнерго».



Рисунок 47 – среднегодовая подпитка тепловой сети в зоне действия Котельной АО «Реммаш».

Горизонтальные линии графиков в зонах действия ТЭЦ АО «ЧМЗ» и Котельной №2 МУП «Глазовские теплосети», показанные на рисунках выше, начиная с 2010 года, меняют свое направление на значительное понижение, так как среднегодовая подпитка тепловых сетей в данный период уменьшилась на 25-35%, в связи с установкой приборов учета у потребителей.

На графике среднегодовой подпитки Котельной ООО «КомЭнерго», наблюдается резкая смена направления линии графика в сторону повышения в 2013 году. Данное явление обусловлено переключением городских потребителей с Котельной «Удмуртской птицефабрики» на Котельную ООО «КомЭнерго», произведенным в 2013 году. В период с 2010 года по 2013 год наблюдается уменьшение среднегодовой подпитки на 20%, что связано с установкой приборов учета у потребителей.

График среднегодовой подпитки Котельной АО «Реммаш» в период с 2010 года по 2012 год возрастает и достигает максимального значения в 2012 году, что связано с неравномерностью подключения потребителей в летний период, а именно перевода потребителей в летний период с тепловых сетей от ТЭЦ на тепловые сети от Котельной АО «Реммаш». С 2012 года наблюдается понижение графика и уменьшение среднегодовой подпитки на 23%, что связано с установкой приборов учета у потребителей.

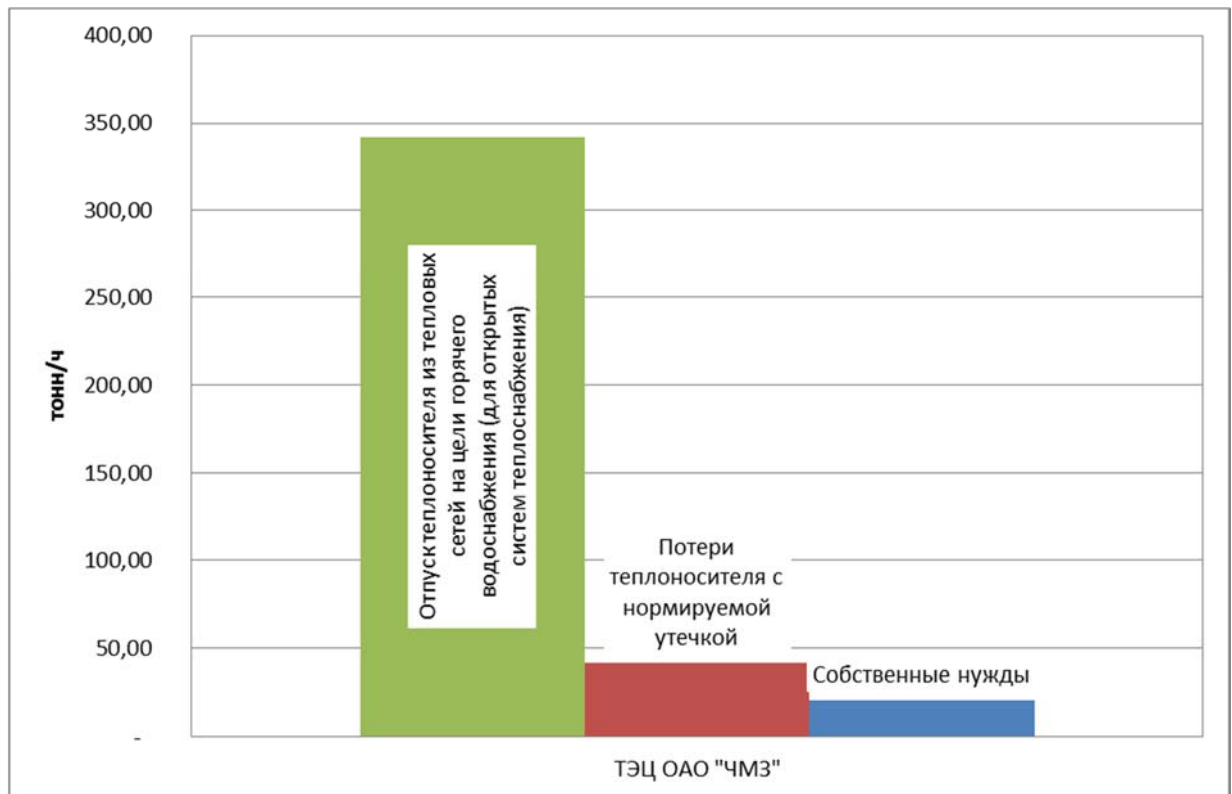


Рисунок 48 – Баланс теплоносителя в зоне действия ТЭЦ за 2014 год.

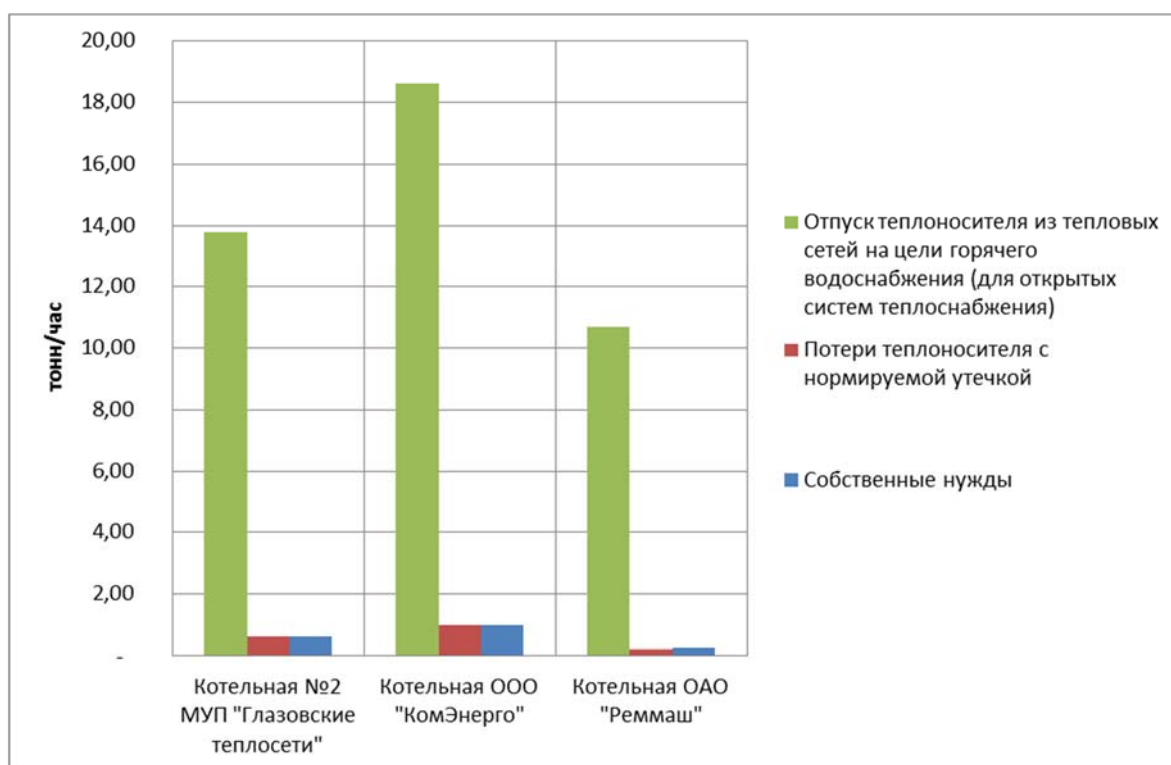


Рисунок 49 – Баланс теплоносителя в зонах действия основных котельных города за 2014 год.

Таблица 83 – балансы производительности ВПУ теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя за 2010-2014 г.г., в том числе с учетом аварийных режимов работы систем теплоснабжения.

Параметры	ед. изм.	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год	2014 год
ТЭЦ АО "ЧМЗ"						
Производительность ВПУ	тонн/ч	1250	1250	1250	1250	1250
Собственные нужды	тонн/ч	31	27	25	23	21
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	шт.	3	3	3	3	3
Емкость баков аккумуляторов (суммарная)	м³	9000	9000	9000	9000	9000
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	тонн/ч	570,02	487,28	451,28	421,58	383,66
Потери теплоносителя с нормируемой утечкой	тонн/ч	49,1	42,2	42,2	41,9	41,9
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)	тонн/ч	520,92	445,08	409,08	379,68	341,76
Резерв(+)/ дефицит (-) ВПУ	тонн/ч	648,98	735,72	773,72	805,42	845,34
Доля резерва	%	58,9	64,8	67,3	69,5	72,2
Аварийная подпитка	тонн/ч	410	352,7	352,7	349,6	349,6
Резерв(+)/ дефицит (-) ВПУ с учетом аварийной подпитки	тонн/ч	238,98	383,02	421,02	455,82	495,74
Доля резерва	%	2,7	4,3	4,7	5,1	5,5
Котельная №2 МУП "Глазовские теплосети"						
Производительность ВПУ	тонн/ч	30	30	30	30	30

Параметры	ед. изм.	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год	2014 год
Собственные нужды	тонн/ч	0,7	0,7	0,77	0,73	0,62
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	шт.	1	1	1	1	1
Емкость баков аккумуляторов (суммарная)	м ³	500	500	500	500	500
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	тонн/ч	16,9	15,8	15,2	13,6	12,7
Потери теплоносителя с нормируемой утечкой	тонн/ч	0,8	0,6	0,6	0,6	0,6
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)	тонн/ч	18,36	17,52	16,8	14,76	13,8
Резерв(+)/ дефицит (-) ВПУ	тонн/ч	12,4	13,5	14,03	15,67	16,68
Доля резерва	%	41,3	45,0	46,8	52,2	55,6
Аварийная подпитка	тонн/ч	7	5	5	5	5
Резерв(+)/ дефицит (-) ВПУ с учетом аварийной подпитки	тонн/ч	5,4	8,5	9,03	10,67	11,68
Доля резерва	%	18,0	28,3	30,1	35,6	38,9
Котельная ООО "КомЭнерго"						
Производительность ВПУ	тонн/ч	30	30	30	30	30
Собственные нужды	тонн/ч	1	0,9	0,9	0,8	1
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	шт.	3	3	3	3	3
Емкость баков аккумуляторов (суммарная)	м ³	600	600	600	600	600
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	тонн/ч	17,3	16,3	15,7	14	17,6
Потери теплоносителя с нормируемой утечкой	тонн/ч	1,1	1	1	1	1
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)	тонн/ч	18	17,04	16,44	14,4	18,6
Резерв(+)/ дефицит (-) ВПУ	тонн/ч	11,7	12,8	13,4	15,2	11,4
Доля резерва	%	39,0	42,7	44,7	50,7	38,0
Аварийная подпитка	тонн/ч	9,0	8,0	8,0	8,0	8,0
Резерв(+)/ дефицит (-) ВПУ с учетом аварийной подпитки	тонн/ч	2,7	4,8	5,4	7,2	3,4
Доля резерва	%	9,0	16,0	18,0	24,0	11,3
Котельная АО "Реммаш"						
Производительность ВПУ	тонн/ч	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5
Собственные нужды	тонн/ч	1,19	0,78	0,25	0,1	0,23
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	шт.	1	1	1	1	1
Емкость баков аккумуляторов (суммарная)	м ³	57	57	57	57	57
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	тонн/ч	7,7	10,6	12	11,5	9,3
Потери теплоносителя с нормируемой утечкой	тонн/ч	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2

Параметры	ед. изм.	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год	2014 год
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)	тонн/ч	8,76	12,24	13,92	13,32	10,68
Резерв(+)/ дефицит (-) ВПУ	тонн/ч	11,61	9,12	8,25	8,9	10,97
Доля резерва	%	56,6	44,5	40,2	43,4	53,5
Аварийная подпитка	тонн/ч	2,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Резерв(+)/ дефицит (-) ВПУ с учетом аварийной подпитки	тонн/ч	9,6	8,1	7,3	7,9	10,0
Доля резерва	%	46,9	39,6	35,4	38,5	48,6

На основании анализа приведенных данных можно сделать следующие выводы:

1. При максимальных эксплуатационных режимах работы тепловой сети в период 2010-2014 г.г. в существующих зонах действия основных источников теплоснабжения г. Глазов:

– суммарные утечки теплоносителя составили 8-10% от общего количества теплоносителя для подпитки тепловой сети (2014 год – 10%);

– отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения) составил 86-88 % от общего количества теплоносителя для подпитки (2014 год – 86%).

– общий резерв ВПУ основных источников теплоснабжения города на 01.01.2015 года составляет 66% от производительности ВПУ, в том числе:

- ТЭЦ АО «ЧМЗ» - 845,34 тонн/ч;
- Котельная №2 МУП "Глазовские теплосети" - 16,68 тонн/ч;
- Котельная ООО "КомЭнерго" - 11,4 тонн/ч;
- Котельная АО "Реммаш" - 10,97 тонн/ч.

2. Резерв ВПУ основных источников теплоснабжения на 01.01.2015 года при максимальных эксплуатационных режимах работы тепловой сети с учетом аварийной подпитки составляет 39% от производительности ВПУ, в том числе:

- ТЭЦ АО «ЧМЗ» - 495,74 тонн/ч;
- Котельная №2 МУП "Глазовские теплосети" - 11,68тонн/ч;
- Котельная ООО "КомЭнерго" - 3,4 тонн/ч;
- Котельная АО "Реммаш" - 10,0 тонн/ч.
-

8 Топливные балансы

В топливном балансе источников города превалирует природный газ, на сегодня лишь один источник использует жидкое топлива (мазут), и один – в качестве резервного – каменный уголь (ТЭЦ ЧМЗ).

Однако более 99 % тепла получается за счет сжигания природного газа. По объемам (годовым) использования природного газа наибольшую долю имеет ТЭЦ ЧМЗ (поз. 1, в таблице ниже), значительное потребление у котельных: № 2 МУП «Глазовские теплосети», № 3 ООО «КомЭнерго», АО «Реммаш», АО «Глазов молоко».

Таблица 84 – Сложившийся топливный баланс источников тепловой энергии города.

Наименование собственника и адрес котельной	Вид топлива	2014				
		расход натурального топлива, тыс. нм3/год	Перспективный максимальный часовой расход натурального топлива, тыс нм3/ч, т/ч			
			Режим - зимний (- 34°С)	Режим - средний наиболее холодного месяца (-14,9°С)	Режим - средний за отопительный период (-6,5°С)	Режим - летний
ТЭЦ АО «ЧМЗ»	природный газ	87522.2	51.945	32.950	26.437	4.907
котельная №2 МУП «Глазовские теплосети»	природный газ	3027.6	1.1	0.8	0.6	0.1
котельная №3 ООО «КомЭнерго»	природный газ	2939.9	1.426	0.949	0.747	0.092
котельная АО «Реммаш»	природный газ	2876.9	0.979	0.661	0.526	0.085
котельная АО «Глазов- молоко»	природный газ	10364.0	3.659	2.413	1.883	0.186
котельная АО «Глазовская мебельная фабрика»	природный газ	535.49	1.203	0.766	0.580	0.0
котельная №1 ООО «Глазовский завод «Химмаш»»	природный газ	1442.15	0.289	0.184	0.139	0.0
котельная №2 ООО «Глазовский завод «Химмаш»»	природный газ	2756.46	0.90411	0.6385468	0.525682	0.139049

Наименование собственника и адрес котельной	Вид топлива	2014				
		расход натурального топлива, тыс. нм3/год	Перспективный максимальный часовой расход натурального топлива, тыс нм3/ч, т/ч			
			Режим - зимний (- 34°С)	Режим - средний наиболее холодного месяца (-14,9°С)	Режим - средний за отопительный период (-6,5°С)	Режим - летний
котельная АО «МРСК Центра и Приволжья»	природный газ	1609.25	0.6	0.382	0.289	0.000
котельная ОАО «Глазовскийдормостстрой»	природный газ	1369	0.177901	0.1132095	0.085716	0
котельная АО «Газпром газораспределение Ижевск» в г. Глазове	природный газ	57.315	0.023837	0.015169	0.011485	0
котельная ООО «Тепловодоканал»	мазут, т	482.8	0.322	0.205	0.155	0.000

Анализ потребления показывает, что источники тепловой энергии города не испытывают дефицита в обеспечении газом. Однако возможное развитие их для возросшего потребления тепловой энергии может потребовать дополнительных переключений, реконструкций газопроводов.

9 Надежность теплоснабжения

9.1 Описание показателей, определяемых в соответствии с методическими указаниями по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров, оказываемых услуг для организаций, осуществляющих деятельность по производству и (или) передаче тепловой энергии

Описание показателей уровня надежности и качества поставляемых товаров, оказываемых услуг для организаций, осуществляющих деятельность по производству и (или) передаче тепловой энергии выполнено в соответствии с требованиями постановления Правительства РФ от 22 февраля 2012 г. № 154 «Требования к схемам теплоснабжения» и приказом Министерства энергетики и Министерства регионального развития РФ № 565/667 от 29.12.2012, утвердившего

«Методические рекомендации по разработке схем теплоснабжения», а также п. 6.27 СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети».

Надежность теплоснабжения оценивается тремя показателями, определяемыми за отопительный период для узлов расчетной схемы, к которым подключены потребители. В связи с тем, что нарушения подачи теплоты на отопление и вентиляцию могут привести к катастрофическим последствиям, а ограничения нагрузки горячего водоснабжения лишь к временному снижению комфорта, показатели рассчитываются для отопительно-вентиляционной нагрузки.

Надежность расчетного уровня теплоснабжения оценивается коэффициентами готовности K_j , определяемыми для каждого узла - потребителя и представляющими собой вероятности того, что в произвольный момент времени в течение отопительного периода в j -й узел будет обеспечена подача расчетного количества теплоты (или среднее значение доли отопительного сезона, в течение которой теплоснабжение потребителя в j -м узле не нарушается).

Надежность пониженного уровня теплоснабжения потребителей оценивается вероятностями безотказной работы P_j , определяемыми для каждого узла-потребителя и представляющими собой вероятности того, что в течение отопительного периода температура воздуха в зданиях не опустится ниже допустимого значения.

Норма подачи тепла потребителям в аварийных ситуациях φ_k^{ab} определяется для каждого потребителя и представляет собой допустимое снижение подачи теплоты потребителям, выраженное в относительных единицах (%).

Показатели надежности рассчитываются за отопительный период.

При определении показателя P_j учитываются:

- временной резерв потребителей;
- его зависимость от температуры наружного воздуха;
- продолжительности стояния температур наружного воздуха, при которых время восстановления элементов превышает временной резерв потребителей, т.е. доля отопительного периода, в течение которой отказ каждого элемента нарушает теплоснабжение каждого потребителя.

Вероятностные показатели надежности должны удовлетворять нормативным требованиям. В соответствии с приказом Министерства энергетики и Министерства регионального развития РФ № 565/667 от 29.12.2012, минимально допустимое значение показателя вероятности безотказной работы системы

теплоснабжения в целом, т.е. нормативное значение вероятности того, что температура воздуха в зданиях не опустится ниже граничного значения, $P_{сцт} = 0,86$. Вклад тепловой сети в этот показатель составляет 0,9, т.е. $P_{тс} = 0,9$. Значение минимально допустимого показателя готовности системы теплоснабжения в целом, в соответствии с «Методические рекомендации по разработке схем теплоснабжения», принято равным 0,97 (без выделения долей источника теплоты, тепловых сетей и потребителей). Поскольку вклад источника тепловой энергии и потребителей в этот показатель существенно ниже, нормативное значение коэффициента готовности K_g принимается равным 0,97. На основе расчета показателей K_j и P_j выявляется необходимость структурного резервирования тепловых сетей и выделяется резервируемая часть сети.

Потребители во время отказов участков резервируемой части сети должны получать аварийную норму тепла $\varphi_k^{аб}$. Из условий подачи потребителям аварийной нормы тепла во время ликвидации отказов определяются диаметры участков кольцевой части тепловой сети (параметрическое резервирование). Величина $\varphi_k^{аб}$ нормирована в СНиП 41-02-2003 (пп. 6.33, 6.10) в зависимости от диаметра теплопровода и расчетной температуры наружного воздуха.

9.2 Анализ аварийных отключений потребителей

По данным, предоставленным теплоснабжающими организациями города Глазов, в период с 2010 по 2014 год отказов оборудования источников тепловой энергии, а также оборудования и участков тепловых сетей, вызывавших полное прекращение подачи теплоносителя установленных параметров потребителям тепловой энергии, не зарегистрировано.

9.3 Анализ времени восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений

Так как в период с 2010 по 2014 год по данным, предоставленным теплоснабжающими организациями города Глазов, отказов оборудования источников тепловой энергии, а также оборудования и участков тепловых сетей, вызывавших полное прекращение подачи теплоносителя установленных параметров потребителям тепловой энергии, не зарегистрировано, общее время восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений за

последние 5 лет равно нулю.

9.4 Графические материалы (карты-схемы тепловых сетей и зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения)

Графические материалы (карты-схемы тепловых сетей и зоны надежного теплоснабжения) потребителей города Глазов представлены в материалах главы 3 «Электронная модель системы теплоснабжения города Глазов».

10 Технико-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций

10.1 Основные производственные и финансовые показатели

По состоянию на 01.01.2015 г. на территории муниципального образования «Город Глазов» отпуск тепловой энергии сторонним потребителям осуществляется в основном организацией: МУП «Глазовские теплосети». Тариф для потребителей МУП «Глазовские теплосети» утверждается региональной энергетической комиссии Удмуртской республики. Информация о деятельности организации, публикуемая в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 30.12.2009 N 1140, представлена на официальном сайте МУП «Глазовские теплосети» в сети Интернет.

Муниципальное унитарное предприятие «Глазовские теплосети» создано в соответствии с Постановлением Главы Администрации г. Глазова от 6 июля 2001 года № 238/5. В 2003 г. наименование предприятия получило дополнение и сегодня имеет название: Муниципальное унитарное предприятие «Глазовские теплосети» муниципального образования «Город Глазов». Свидетельство о внесении записи в Единый государственный реестр юридических лиц от 23.08.2003г. Основной вид деятельности предприятия: производство, реализация, покупка, передача (транспортировка) тепловой энергии в виде отопления, горячей воды и пара. Деятельность осуществляется в городе Глазове в соответствии с Уставом предприятия и на основании следующих документов:

- сертификат серия 18/0014 № 270 код У (на услуги отопления) соответствия требованиям ГОСТ Р 51617-2000 «Жилищно-коммунальные услуги. Общие технические условия» от 31.08.2012 г., выданный ГУП ТПО ЖКХ УР, срок действия с 31 августа 2012 по 31 августа 2015 года;

- лицензия на эксплуатацию взрывопожароопасных производственных объектов № ВП-46-000831 (КС) от 03.03.2009 г., выдана Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору без ограничения срока действия;

- свидетельство о допуске к определенному виду работ, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства № СРО-18-1829012970-409-1 без ограничения срока действия;

– страховые полиса «Обязательного страхования гражданской ответственности владельца опасного объекта за причинение вреда в результате аварии на опасном объекте», выдан ЗАО «Страховая группа «УралСиб», на общую сумму 30 миллионов рублей, срок действия обязательного страхования: с 31 декабря 2014года по 30 декабря 2015 года.

Согласно информации, опубликованной предприятием в соответствии со стандартами раскрытия информации теплоснабжающими и теплосетевыми организациями, системы теплоснабжения МУП «Глазовские теплосети» в 2015 году имеет следующие параметры:

- протяжённость магистральных сетей (в однострубно́м исчислении), находящихся на балансе предприятия, составляет 25,6 км.;
- протяжённость разводящих сетей (в однострубно́м исчислении), находящихся на балансе предприятия, составляет 203,9 км.;
- протяжённость сетей горячего водоснабжения (в однострубно́м исчислении), находящихся на балансе предприятия, составляет 1,8 км.

На балансе предприятия находится одна котельная, с установленной тепловой мощностью 28 МВт.

На балансе предприятия нет теплоэлектростанций, тепловых станций и центральных тепловых пунктов (ЦТП).

Для теплоснабжения потребителей тепловой энергии города МУП «Глазовские теплосети» так же закупает тепловую энергию у сторонних поставщиков. В таблице 85 приводятся данные об объемах собственной выработки и закупки тепловой энергии у сторонних поставщиков по годам:

Анализ данных таблицы 85 показывает, что объем закупаемой тепловой энергии увеличивается с ____ тыс. Гкал в 2012 году до ____ тыс. Гкал в 2014 году, объем вырабатываемой тепловой энергии снижается с ____ тыс. Гкал в 2012 году до ____ тыс. Гкал в 2014 году. Аналогично снижается объем полезного отпуска – с ____ до ____ тыс. Гкал. В структуре полезного отпуска тепловой энергии 66,3 % приходится на жилищные организации, 17,3 % отпускается бюджетным организациям, 16,4 % – прочим потребителям.

Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть, составляет 152,48 кг у.т./Гкал, удельный расход электрической энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть – 17,6 кВт*ч/Гкал, удельный расход холодной воды на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть – 3,89 куб.м/Гкал.

Основные производственные показатели МУП «Глазовские теплосети» за 2014 – 2015 годы приводятся в таблице 85

Таблица 85 – Основные производственные показатели МУП «Глазовские теплосети» за 2014-2015 годы*

Показатель	Ед. изм.	2014 г.	2015 г.
Установленная тепловая мощность собственного теплоисточника	Гкал/ч	24,1	24,1
Присоединенная нагрузка собственного теплоисточника	Гкал/ч	24	24
Объем вырабатываемой регулируемой организацией тепловой энергии	тыс.Гкал	27, 799	27,4
Справочно: объем тепловой энергии на технологические нужды производства	тыс.Гкал	0	0
Объем покупаемой регулируемой организацией тепловой энергии	тыс.Гкал	743,1	740,731
Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям, по способу учета потребления, в том числе:	тыс.Гкал	707,819	712,936
По приборам учета	тыс.Гкал		
По нормативам потребления	тыс.Гкал		
Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям, по группам потребления, в том числе:	тыс.Гкал	707,819	712,936
Бюджетным организациям	тыс.Гкал	121,428	126,496
Жилищным организациям	тыс.Гкал	469,905	468,708
Прочим потребителям	тыс.Гкал	114,730	116,801
Технологические потери тепловой энергии при передаче по тепловым сетям	%	8	7,5
Справочно: потери тепла через изоляцию труб	тыс.Гкал		
Справочно: потери тепла через утечки	тыс.Гкал		
Справочно: потери тепла, ВСЕГО	тыс.Гкал	61,32	57,824
Протяженность магистральных сетей и тепловых вводов (в однострубно́м исчислении)	км	25,6	25,6
Протяженность разводящих сетей (в однострубно́м исчислении)	км	203,9	203,9
Количество теплоэлектростанций	ед.	0	0
Количество тепловых станций и котельных	ед.	1	1
Количество тепловых пунктов	ед.	0	0
Среднесписочная численность основного производственного персонала	чел.		
Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	кг у.т./Гкал	152,48	150,03
Удельный расход электрической энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	кВт*ч/Гкал	17,6	17,6
Удельный расход холодной воды на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	м³/Гкал	3,89	3,89

*Согласно планам, утвержденным региональной энергетической комиссией Удмуртской республики на соответствующие годы.

Себестоимость тепловой энергии, производимой и отпускаемой потребителям МУП «Глазовские теплосети» в 2014 году, составляет 665 млн. руб., в 2013 году составила – 659 млн. руб. (Таблица 86). Согласно планам затрат, утвержденным региональной энергетической комиссией Удмуртской республики, в 2014-2015 годах предприятие работает без прибыли, необходимая валовая выручка определена в размере себестоимости.

Экономически обоснованный среднегодовой тариф, равный себестоимости 1

Гкал отпущенной тепловой энергии, составляет 920,43 руб./Гкал в 2014 году и 979,45 руб./Гкал в 2015 году (без НДС).

Тариф на тепловую энергию для потребителей МУП «Глазовские теплосети», действующий с 01.01.2015, составляет 944,00 руб./Гкал, установленный со 2 полугодия 2015 г. составляет 1024,04 руб./Гкал (без НДС).

Основные финансовые показатели МУП «Глазовские теплосети» за 2014 – 2015 годы приводятся в таблице 86

Таблица 86 – Основные финансовые показатели МУП «Глазовские теплосети» за 2014-2015 годы*

Наименование показателя	Ед. изм.	2014 г.	2015 г.
Себестоимость	тыс. руб.	665284	694998,2
Валовая прибыль	тыс. руб.	10559	11454
Необходимая валовая выручка без НДС	тыс. руб.	651499,8	694998,2
Себестоимость 1 Гкал отпущенной тепловой энергии	руб./Гкал	954,82	990,91
Экономически обоснованный тариф	руб./Гкал	920,43	979,45
Установленный средний тариф:			
с 01 января 2014 г. по 30 июня 2014 г.	руб./Гкал	906,03	-
с 01 июля 2014 г. по 31 декабря 2014 г.	руб./Гкал	944,00	-
.	руб./Гкал	920,43	-
с 01 января 2015 г. по 30 июня 2015 г.	руб./Гкал	-	944,00
с 01 июля 2015 г. по 31 декабря 2015 г.	руб./Гкал	-	1024,04

*Согласно планам, утвержденным региональной энергетической комиссией Удмуртской республики на соответствующие годы.

10.2 Анализ структуры затрат на производство и транспорт тепловой энергии

Большая часть тепловой энергии, реализуемая МУП «Глазовские теплосети» потребителям, закупается предприятием у сторонних поставщиков. Часть тепловой энергии производится на собственной котельной предприятия. В таблице 87 приводятся данные о себестоимости тепловой энергии для МУП «Глазовские теплосети».

Основной статьей затрат являются расходы на покупаемую тепловую энергию, их доля в себестоимости тепловой энергии составила 78,65% и 79,03 % в 2014 и 2015 годах соответственно.

Таблица 87 – Себестоимость тепловой энергии МУП «Глазовские теплосети» в 2014-2015 годах

Статья затрат	Ед. изм.	2014 г.	2015 г.
---------------	----------	---------	---------

Статья затрат	Ед. изм.	2014 г.	2015 г.
Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность)	тыс.руб.	512405,31	549274,87
Расходы на топливо	тыс.руб.	14727,26	15087,47
Газ природный по регулируемой цене	тыс.руб.	14727,26	15087,47
Объем приобретенного топлива	тыс. м ³	3574,3	3574,7
Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе:	тыс.руб.	2128,11	2436,19
Объем приобретенной электрической энергии	тыс.кВт*ч	633,74	596,49
Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс.руб.	10970,25	9404,75
Расходы на химреагенты, используемые в технологическом процессе	тыс.руб.	1259,52	1321,78
Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс.руб.	21473,6	23132,52
Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс.руб.	6570,92	6986,02
Расходы на амортизацию основных производственных средств, используемых в технологическом процессе	тыс.руб.	10506,16	13290,75
Расходы на аренду имущества, используемого в технологическом процессе	тыс.руб.	0	0
Общепроизводственные (цеховые) расходы, в том числе:	тыс.руб.	34848,52	37151,51
Общехозяйственные (управленческие) расходы	тыс.руб.	25040,01	25476,14
Расходы на ремонт (капитальный и текущий) основных производственных средств	тыс.руб.	8019,92	8950,35
Расходы на услуги производственного характера, выполняемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса	тыс.руб.	1213,05	1397,74
Прочие расходы	тыс.руб.	57259,75	50798
Итого себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности	тыс.руб.	651499,8	694998,22

Доля расходов на топливо (природный газ) в себестоимости тепловой энергии составила 2,26 % и 2,17 % в 2014 и 2015 годах соответственно. Расходы на приобретаемую электроэнергию в себестоимости тепловой энергии составляют 0,33 % и 0,35 % в 2014 и 2015 годах соответственно.

Значительную часть себестоимости составляют также расходы на оплату труда персонала 3,3 % и 3,33 % в 2014 и 2015 годах соответственно

10.3 Анализ финансовой отчетности за 2012-2014 годы

Экспресс-анализ финансовой отчетности МУП «Глазовские теплосети» включает обобщенную оценку результатов финансового состояния предприятия за 2012 - 2014 годы и базируется на данных бухгалтерского баланса (Таблица 88) и отчета о прибылях и убытках (Таблица 89) предприятия за соответствующий период.

Таблица 88 – Показатели бухгалтерского баланса МУП «Глазовские теплосети» за 2012-2014 годы, тыс. руб.

Наименование показателя	№ строки	Дата баланса		
		31.12.2012	31.12.2013	31.12.2014
АКТИВ				
I. ВНЕОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ				
Нематериальные активы	1110	-	-	-
Результаты исследований и разработок	1120	-	-	-
Основные средства	1130	79 626	81 875	72 801
Доходные вложения в материальные ценности	1140	-	-	-
Финансовые вложения	1150	-	-	-
Отложенные налоговые активы	1160	1 053	-	-
Прочие внеоборотные активы	1170	157	554	420
Итого по разделу I	1100	80 836	82 429	73 221
II. ОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ				
Запасы	1210	53 617	51 604	70 488
Налог на добавленную стоимость по приобретенным ценностям	1220	1 254	553	824
Дебиторская задолженность	1230	139 182	168 608	203 048
в т.числе покупатели и заказчики	1231	136 534	167 190	189 792
в т.числе бюджетные организации	1232	1 630	139	170
Финансовые вложения	1240	-	-	-
Денежные средства	1250	4 620	14 346	10 506
Прочие оборотные активы	1260	1 485	1 244	861
Итого по разделу II	1200	200 158	236 355	285 727
БАЛАНС	1600	280 994	318 784	358 948
ПАССИВ				
III. КАПИТАЛ И РЕЗЕРВЫ				
Уставный капитал (складочный капитал, уставный фонд, вклады товарищей)	1310	941	941	941
Собственные акции, выкупленные у акционеров	1320	-	-	-
Переоценка внеоборотных активов	1340	-	-	-
Добавочный капитал (без переоценки)	1350	66 139	67 322	67 642
Резервный капитал	1360	4 777	4 833	5 240
Нераспределенная прибыль (непокрытый убыток)	1370	12 220	12 861	12 784
Итого по разделу III	1300	84 077	85 957	86 607
IV. ДОЛГОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА				
Заемные средства	1410	-	-	-
Отложенные налоговые обязательства	1420	56	67	82
Резервы под условные обязательства	1430	-	-	-
Прочие обязательства	1450	-	-	-
Итого по разделу IV	1400	56	67	82
V. КРАТКОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА				
Заемные средства	1510	20 087	5 022	20 099
Кредиторская задолженность	1520	171 537	224 668	250 387
поставщики и подрядчики	1521	163 763	211 241	234 462
задолженность перед персоналом организации	1525	1 454	1 688	1 870
задолженность перед госуд.внебюджет.фондами	1526	1 681	1 739	1 846
задолженность по налогам и сборам	1527	837	3 863	4 204
Доходы будущих периодов	1530	5 238	3 070	1 773
Резервы предстоящих расходов	1540	-	-	-
Прочие обязательства	1550	-	-	-
Итого по разделу V	1500	196 862	232 760	272 259
БАЛАНС	1700	280 994	318 784	358 948

Таблица 89 – Показатели отчета о прибылях и убытках МУП «Глазовские теплосети» за 2012-2014 годы, тыс. руб.

Наименование показателя	№ строки	2012 г.	2013 г.	2014 г.
Выручка	2110	588 089	653 988	675 843
Себестоимость продаж	2120	-572 010	-658 575	-665 284
Валовая прибыль (убыток)	2100	16 079	- 4 587	10 559
Коммерческие расходы	2210	-	-	-
Управленческие расходы	2220	-	-	-
Прибыль (убыток) от продаж	2200	16 079	-4 587	10 559
Доходы от участия в других организациях	2310	-	-	-
Проценты к получению	2320	1 054	143	1 114
Проценты к уплате	2330	-61	-	-3 405
Прочие доходы	2340	6 613	6 998	3 604
Прочие расходы	2350	-23 528	-1 829	-11 301
Прибыль (убыток) до налогообложения	2300	157	725	571
Текущий налог на прибыль	2410	-119	-205	-124
в т.ч. постоянные налоговые обязательства (активы)	2421	-68	-37	-72
Изменение отложенных налоговых обязательств	2430	274	-11	-16
Изменение отложенных налоговых активов	2450	-250	-	-
Прочее	2460	-	-	-
Чистая прибыль (убыток)	2400	62	509	431
СПРАВОЧНО				
Результат от переоценки внеоборотных активов, не включаемый в чистую прибыль (убыток) периода	2510	-	-	-
Результат от прочих операций, не включаемый в чистую прибыль (убыток) периода	2520	-	-	-
Совокупный финансовый результат периода	2500	62	509	431
Базовая прибыль (убыток) на акцию	2900	-	-	-
Разводненная прибыль (убыток) на акцию	2910	-	-	-

Анализ бухгалтерского баланса МУП «Глазовские теплосети» за 2014 год

Внешним проявлением финансовой устойчивости любого предприятия является платежеспособность (Таблица 90).

Платежеспособным считается предприятие, если соблюдается нормативное неравенство. По анализируемому предприятию нормативное неравенство платежеспособности не соблюдалось как на начало, так и на конец периода.

Таблица 90 – Платежеспособность предприятия в 2014 году

Показатели	Дебиторская задолженность	Нормативное соотношение	Фактическое соотношение	Кредиторская задолженность	Процент непокрытия
Платежеспособность на начало периода	139 182	>=	<=	171 537	81,14
Платежеспособность на конец периода	203 048	>=	<=	250 387	81,09

На основе расчета показателей наличия источников средств для формирования запасов и затрат можно определить, в какой финансовой ситуации находится анализируемое предприятие (Таблица 91).

Таблица 91 – Показатели финансовой устойчивости за период 2012-2014 годы, тыс.руб.

Показатели	На начало периода	На конец периода	Абсолютное изменение	Относительное изменение (%)
Капитал и резервы (490)	84 077	86 607	2 530	3,01
Внеоборотные активы (190)	80 836	73 221	-7 615	- 9,42
Долгосрочные кредиты и займы (590)	56	82	26	46,43
Наличие собственных оборотных средств (490 – 190)	3 241	13 386	10 145	313,02
Краткосрочные кредиты и займы (610)	20 087	20 099	12	0,06
Общая величина основных источников формирования запасов и затрат (490 + 590 + 610 – 190)	54 871	71 312	16 441	29,96
Запасы (210 + 220)	53 617	70488	16871	31,47
Излишек (+) или недостаток (-) собственных оборотных средств $O_c = (490 - 190 - 210 - 220)$	-51 630	-57 926	-6 296	12,19
Излишек (+) или недостаток (-) функционирующего капитала от стоимости материальных запасов: $O_t = (490 + 590 - 190 - 210 - 220)$	-50 320	-57 020	-6 700	13,31
Излишек (+) или недостаток (-) общей величины основных источников формирования запасов и затрат $O_o = (490 + 590 + 610 - 190 - 210 - 220)$	23 384	33 567	10 0183	43,55

Показатель «Излишек (+) или недостаток (-) собственных оборотных средств» на начало и конец периода характеризуется отрицательными величинами. При этом недостаток оборотных средств за период увеличился на 6 296тыс.руб. или 12,19%.

Аналогичная ситуация наблюдалась по показателю «Излишек (+) или недостаток (-) функционирующего капитала от стоимости материальных запасов», который характеризуется отрицательными величинами со снижением к концу периода на 13,31%.

Исходя из вышеперечисленного, можно сделать вывод о том, что предприятие на начало и конец анализируемого периода не было финансово устойчиво с ухудшением показателей. Имеется недостаточный уровень внутренней финансовой устойчивости, сопряженный с нарушением платежеспособности, но при котором все же сохраняется возможность восстановления равновесия за счет пополнения источников собственных средств,

за счет сокращения дебиторской задолженности, ускорения оборачиваемости запасов: $O_c < 0$; $O_t < 0$; $O_o > 0$.

Ниже приведены коэффициенты, рассчитанные по финансовым показателям (Таблица 92).

Таблица 92 – Значения коэффициентов, рассчитанных по финансовым показателям за период 2012-2014 годы

Показатели	Нормальное ограничение	На начало периода	На конец периода	Абсолютное изменение
Коэффициент автономии	$\geq 0,5$	0,2877	0,204	-0,0837
Коэффициент соотношения заемных и собственных средств	≤ 1	2,1461	3,0614	0,9153
Коэффициент обеспеченности собственными средствами	$\geq 0,1$	0,0162	0,0468	0,0307
Коэффициент маневренности	$\geq 0,5$	0,0385	0,1546	0,116
Коэффициент финансирования	$\geq 1,0$	0,427	0,318	-0,109
Коэффициент обеспеченности собственными источниками финансирования	$\geq 0,6-0,8$	0,0532	0,1619	0,1088
Коэффициент обеспеченности материальных запасов	$\geq 1,0$	0,0604	0,1899	0,1295
Коэффициент покрытия инвестиций (коэффициент финансовой устойчивости)	1,5-2,5	1,0445	1,0563	0,0118

Коэффициент автономии отражает долю собственных средств предприятия в общем объеме его ресурсов, а также степень его независимости от заемных источников финансирования. При этом, чем выше данный коэффициент, тем более автономно предприятие в финансовом аспекте. Таким образом, данный коэффициент отражает долю собственного капитала предприятия в общем объеме пассивов. На начало и конец периода коэффициент (0,2877 и 0,204) был ниже нормативного значения (0,5), что свидетельствует о недостаточной финансовой независимости предприятия. Изменение коэффициента автономии (-0,0837) показывает отрицательную динамику в рассматриваемом периоде.

Коэффициент соотношения заемных и собственных средств служит для определения того, насколько деятельность предприятия зависит от заемных средств. При этом, чем ниже данный коэффициент, тем в большей степени предприятие осуществляет свою деятельность за счет собственных средств. На начало и конец периода коэффициент (2,1461 и 3,0614) был существенно больше нормативного значения (1,0), что свидетельствует о высокой зависимости предприятия от заемных средств. Динамика свидетельствует об увеличении зависимости от заемных средств (+0,9153).

Коэффициент обеспеченности собственными средствами указывает на достаточность собственных оборотных средств, влияющих на финансовую устойчивость. При этом, чем выше данный коэффициент, тем более обеспечено предприятие собственными оборотными средствами. На начало и конец периода коэффициент (0,0162 и 0,0469) был ниже нормативного значения (0,1), что свидетельствует о недостаточной обеспеченности предприятия собственными оборотными средствами. Наблюдается крайне незначительная положительная динамика.

Коэффициент маневренности показывает, какой удельный вес составляют наиболее мобильные активы в составе собственных средств. При этом, чем выше данный показатель, тем большей маневренностью в плане использования средств обладает предприятие. На начало и конец периода коэффициент (0,0385 и 0,1546) был ниже нормативного значения (0,5), что свидетельствует о недостаточной финансовой мобильности предприятия. Также наблюдается незначительная положительная динамика.

Коэффициент финансирования показывает, насколько деятельность предприятия осуществляется за счет его собственных средств. При этом, чем выше данный показатель, тем в большей степени используются собственные средства. Коэффициент финансирования и на начало и конец анализируемого периода (0,427 и 0,318) был ниже нормативного значения (1,0), что свидетельствует о недостаточности собственных средств предприятия. Динамика отрицательная.

Коэффициент обеспеченности собственными источниками финансирования показывает, какая часть оборотных активов финансируется за счет собственных источников. Данный показатель характеризует наличие у предприятия собственных оборотных средств, необходимых для его финансовой устойчивости, и является одним из основных коэффициентов, применяемых при оценке несостоятельности предприятия. На начало и конец периода коэффициент (0,0532 и 0,1619) был ниже нормативного значения (0,6-0,8), что свидетельствует о зависимости предприятия от заемных источников при формировании собственных оборотных средств. Динамика положительная.

Коэффициент обеспеченности материальных запасов показывает, в какой степени материальные запасы обеспечиваются собственными источниками, а предприятие не испытывает потребности в привлечении заемных средств для этих целей. На начало и конец периода коэффициент (0,0604 и 0,1899) был ниже

нормативного значения (1,0), что свидетельствует о высокой зависимости предприятия от заемных источников при формировании материальных запасов. Динамика положительная.

Коэффициент покрытия инвестиций показывает долю собственного капитала и долгосрочных обязательств предприятия в общей сумме его активов. Нормальным считается значение коэффициента 1.5 - 2.5, в зависимости от отрасли экономики. Значение ниже 1 говорит о высоком финансовом риске, связанном с тем, что предприятие не в состоянии стабильно оплачивать текущие счета. Значение более 3 может свидетельствовать о нерациональной структуре капитала. На начало и конец периода коэффициент (1,0445 и 1,0563) был ниже нормативного значения (1,5-2,5). Крайне незначительная положительная динамика.

Показатели ликвидности баланса анализируемого предприятия приведены ниже (Таблица 93). Задача анализа ликвидности баланса в процессе рассмотрения финансового состояния предприятия возникает в связи с необходимостью оценивать кредитоспособность предприятия или его возможности своевременно и в полном объеме рассчитываться по всем собственным обязательствам. Поэтому ликвидность определяют как способность предприятия оплатить свои краткосрочные обязательства, реализуя свои текущие активы.

Таблица 93 – Оценка ликвидности баланса за период 2012-2014 годы

Показатели	Норматив	На начало периода	На конец периода	Абсолютное изменение
Наиболее ликвидные активы (А1)	-	4 620	10 506	5 886
Быстрореализуемые активы (А2)	-	140 667	203 909	63 242
Медленно реализуемые активы (А3)	-	53 918	70 883	16 965
Труднореализуемые активы (А4)	-	220 018	276 269	56 251
Наиболее срочные обязательства (П1)	-	171 537	250 387	78 850
Краткосрочные пассивы (П2)	-	20 087	20 099	12
Долгосрочные пассивы (П3)	-	56	82	26
Постоянные пассивы (П4)	-	89 315	88 380	- 935
Платежный излишек (+) или недостаток (-)				
по наиболее ликвидным активам (А1-П1)	>= 0	-166 917	-239 881	-72 964
по быстро реализуемым активам (А2-П2)	>= 0	120 580	183 810	63 230
по медленно реализуемым активам (А3-П3)	>= 0	53 862	70 801	16 939
по трудно реализуемым активам (А4-П4)	<= 0	130 703	187 889	57 186
Коэффициенты				
Коэффициент абсолютной ликвидности	>=0,2	0,0241	0,0388	0,0147
Коэффициент покрытия или текущей ликвидности	1,0-2,0	1,0396	1,0548	0,0152
Коэффициент быстрой ликвидности или коэффициент критической оценки	0,7-1,5	0,7582	0,7927	0,0345
Общий показатель ликвидности баланса	>=1	0,5018	0,5134	0,0116

К наиболее ликвидным активам предприятия относятся денежные средства и краткосрочные финансовые вложения. Показатель «ликвидные активы» к концу периода увеличился на 5 886 тыс.руб. и составил 10 506 тыс.руб.

К быстрореализуемым активам предприятия относятся дебиторская задолженность и прочие оборотные активы. Вследствие роста дебиторской задолженности показатель увеличился на 63 242 тыс.руб. и составил 203 909 тыс.руб.

К медленно реализуемым активам предприятия относятся запасы без расходов будущих периодов и долгосрочные финансовые вложения. Объем медленно реализуемых активов увеличился на 16 965 тыс.руб. и концу периода составил 70883тыс.руб.

К трудно реализуемым активам предприятия относятся внеоборотные активы за исключением долгосрочных финансовых вложений. Данный показатель также увеличился на 56 251 тыс.руб. Это изменение вызвано увеличением дебиторской задолженности.

К наиболее срочным обязательствам предприятия относится кредиторская задолженность. Значение показателя увеличилось на 78 850 тыс.руб.

К краткосрочным пассивам предприятия относятся краткосрочные кредиты и займы и прочие краткосрочные пассивы. Значение показателя увеличилось на 12тыс.руб.

К долгосрочным пассивам предприятия относятся долгосрочные кредиты и займы. Значение показателя увеличилось на 26 тыс.руб.

К постоянным пассивам предприятия относятся расчеты по дивидендам, доходы будущих периодов, фонды потребления, резервы предстоящих расходов и платежей за минусом расходов будущих периодов. Значение показателя снизилось на 935 тыс.руб. и составило 88 380 тыс.руб. к концу периода.

Коэффициент абсолютной ликвидности показывает, какая часть кредиторской задолженности может быть погашена в ближайшее, к моменту составления баланса, время. При этом, чем выше данный показатель, тем больше текущей задолженности предприятия может быть погашена в течение короткого периода времени.

На начало и конец периода коэффициент составлял 0,0241 и 0,0388, что существенно ниже нормативного значения (0,2). Это свидетельствует о неспособности предприятия быстро погашать текущую задолженность. Присутствует небольшая положительная динамика.

Коэффициент покрытия или текущей ликвидности показывает, в какой степени текущие активы покрывают краткосрочные обязательства. При этом, чем выше данный показатель, тем в большей степени текущие активы покрывают краткосрочные обязательства. На начало и конец периода коэффициент (1,0396 и 1,0548) был в нижних пределах нормативного значения (1,0-2,0), что свидетельствует о некотором недостатке текущих активов. Динамика показателя положительная.

Коэффициент быстрой ликвидности (коэффициент критической оценки) показывает, в какой степени ликвидные средства предприятия покрывают его краткосрочную задолженность. Данный показатель определяет, какая доля кредиторской задолженности может быть погашена за счет средств на различных счетах, в краткосрочных ценных бумагах, а также поступлений по расчетам. На начало и конец периода коэффициент (0,7582 и 0,7927) близок к нижней границе нормативных значений (0,7), что свидетельствует о минимальной достаточности ликвидных активов предприятия для покрытия его кредиторской задолженности. Динамика положительная.

Для комплексной оценки ликвидности баланса предприятия используют общий показатель ликвидности баланса, который показывает отношение суммы всех ликвидных средств предприятия к сумме всех платежных обязательств (краткосрочных, среднесрочных, долгосрочных) при условии, что различные группы ликвидных средств и платежных обязательств входят в указанные суммы с определенными весовыми коэффициентами, учитывающими их значимость с точки зрения сроков поступления средств и погашения обязательств.

Общий показатель ликвидности баланса на начало и конец анализируемого периода (0,5018 и 0,5134) был ниже нормативного значения (1,0), что свидетельствует о низкой ликвидности баланса предприятия. Динамика положительная.

Анализ отчетов о прибылях и убытках МУП «Глазовские теплосети» за 2013-2014 гг.

Анализ каждого элемента прибыли имеет важное значение для руководства предприятия, его учредителей, кредиторов и т.д. Для руководителей подобный анализ позволяет определить перспективы развития предприятия, так как прибыль является одним из источников финансирования капитальных вложений и пополнения оборотных средств. Для учредителей прибыль выступает источником

получения дохода на вложенный ими в конкретное предприятие капитал. Кредиторы получают возможность оценить перспективу погашения предоставленного предприятию кредитов или займов, в том числе и процентов по ним.

Расчет аналитических показателей по Отчету о прибылях и убытках представлен ниже (Таблица 94).

Таблица 94 – Анализ прибыли предприятия по отчету о прибылях и убытках

Показатели	№ стр.	Предыдущий 2013 г., тыс.руб.	Отчетный 2014 г., тыс.руб.	Отклонения (+ или -)		Удельный вес за предыдущий год, %	Удельный вес за отчетный год, %
				тыс.руб.	%		
Выручка	2110	653988	675843	21855	3,34	100,00	100,00
Себестоимость продаж	2120	-658575	-665284	-6709	1,02	100,70	98,43
Валовая прибыль (убыток)	2100	-4587	10559	15146	-330,19	0,70	1,57
Прибыль (убыток) от продаж	2200	-4587	10559	15146	-330,19	0,70	1,57
Проценты к уплате	2330	-3405	0	3405	-100,00	0,52	0,00
Прочие доходы	2340	6998	3604	-3394	-48,50	1,07	0,53
Прочие расходы	2350	-1829	-11301	-9472	517,88	0,28	1,67
Прибыль (убыток) до налогообложения	2300	725	571	-154	-21,24	0,11	0,08
Текущий налог на прибыль	2410	-205	-124	81	-39,51	0,03	0,02
Чистая прибыль (убыток)	2400	509	431	-78	-15,32	0,08	0,06

Относительно прибыли рассматриваемого предприятия можно сделать следующие основные выводы:

Выручка увеличилась на 3,34%.

Себестоимость продаж увеличилась на 1,02%.

Прибыль от продаж за рассматриваемые периоды соответствует валовой прибыли.

В 2013 году предприятие получило большую прибыль до налогообложения (725 тыс. руб.), чем в отчетном 2014 году (571 тыс. руб.), уменьшение на 21,24%.

Чистая прибыль отчетного периода составила 431 тыс. руб.

Следующим этапом является анализ экономической эффективности деятельности предприятия, которая выражается показателями рентабельности (Таблица 95).

По результатам 2014 года предприятие имеет увеличение рентабельности. Рентабельность реализованной продукции уменьшилась на -0,01%, рентабельность собственного капитала – -0,10%.

Таблица 95 – Расчет показателей рентабельности

№ п/п	Показатели	Базисный 2013 г.	Отчетный 2014 г.	Изменения (+ или -)
1	Прибыль и средняя стоимость активов, тыс. руб.			
1.1	Выручка	653988	675843	21855
1.2	Полная себестоимость реализованной продукции	-658575	-665284	-6709
1.3	Прибыль от реализации (от продаж)	-4587	10559	15146
1.4	Бухгалтерская прибыль (прибыль до налогообложения)	725	571	-154
1.5	Чистая прибыль	509	431	-78
1.6	Средняя стоимость основных средств	80750,5	77338	-3412,5
1.7	Средняя стоимость внеоборотных активов	81632,5	77825	-3807,5
1.8	Средняя стоимость материально-производственных запасов	52610,5	61046	8435,5
1.9	Средняя стоимость оборотных активов	218256,5	261041	42784,5
1.10	Средняя стоимость активов	299889	338866	38977
1.11	Средняя стоимость собственного капитала	85017	86282	1265
1.12	Средняя стоимость инвестиций	12554,5	12560,5	6
2	Расчет показателей рентабельности, %			
2.1	Рентабельность реализованной продукции	0,08	0,06	-0,01
2.2	Рентабельность производства	-0,70	1,56	2,26
2.3	Рентабельность активов	0,17	0,13	-0,04
2.4	Рентабельность внеоборотных активов	0,62	0,55	-0,07
2.5	Рентабельность оборотных активов	0,23	0,17	-0,07
2.6	Рентабельность собственного капитала	0,60	0,50	-0,10
2.7	Рентабельность инвестиций	4,05	3,43	-0,62
2.8	Рентабельность продаж	-0,70	1,56	2,26

11 Цены и тарифы в сфере теплоснабжения

11.1 Динамика тарифов на тепловую энергию в 2010-2015 годах

С 01.01.2010 Региональной энергетической комиссией Удмуртской Республики установлены следующие тарифы:

Для потребителей МУП «Глазовские теплосети»:

- население – 764,35 руб./Гкал (с НДС);
- прочие потребители – 647,75 руб./Гкал (без НДС).

Для потребителей АО «Чепецкий механический завод»:

- потребители, оплачивающие производство и передачу тепловой энергии – 477,00 руб./Гкал (без НДС);
- потребители, получающие тепловую энергию на коллекторах производителей – 460,68 руб./Гкал (без НДС).

С 01.01.2011 тариф для потребителей МУП «Глазовские теплосети» составил:

- население – 879,10 руб./Гкал (с НДС) (рост на 15%);
- прочие потребители – 745,00 руб./Гкал (без НДС) (рост на 15%).

С 01.01.2011 тарифы для потребителей АО «Чепецкий механический завод», оплачивающих производство и передачу тепловой энергии составили:

- население – 650,68 руб./Гкал (с НДС)
- прочие потребители – 551,42 руб./Гкал (без НДС) (рост на 15,6%);

С 01.01.2011 тарифы для потребителей АО «Чепецкий механический завод», получающих тепловую энергию на коллекторах производителей составили - 529,40 руб./Гкал (без НДС) (рост на 14,9%).

В декабре 2011 года Правительством РФ были приняты решения о переносе сроков установления цен (тарифов) на продукцию (услуги) субъектов естественных монополий с 1 января на середину календарного года и отсутствии повышения регулируемых цен (тарифов) в первом полугодии 2012 года.

В соответствии с принятыми решениями, рост тарифов на тепловую энергию, поставляемую энергоснабжающими организациями потребителям, в 2012 году в среднем по Российской Федерации составил: с 1 июля – 6%, с 1 сентября – 6%. Соответственно рост тарифов на конец года в среднем по России составил 12,4% (к декабрю 2011 года).

Тарифы для потребителей МУП «Глазовские теплосети» с 01.09.2012 составили:

- население – 954,57 руб./Гкал (рост на 8,6% к декабрю 2011 года);
- прочие потребители – 808,96 руб./Гкал (рост на 8,6% к декабрю 2011 года).

Тарифы для потребителей АО «Чепецкий механический завод», оплачивающих производство и передачу тепловой энергии с 01.09.2012 составили:

- население – 713,43 руб./Гкал (с НДС) (рост на 9,6%к декабрю 2011 года);
- прочие потребители – 604,60 руб./Гкал (без НДС) (рост на 9,6%к декабрю 2011 года).

Тарифы для потребителей АО «Чепецкий механический завод», получающих тепловую энергию на коллекторах производителей с 01.09.2012 составили - 576,33 руб./Гкал (без НДС) (рост на 8,9%к декабрю 2011 года).

Начиная с 2013 года ежегодная индексация тарифов на тепловую энергию осуществляется с июля календарного года.

Тарифы для потребителей МУП «Глазовские теплосети» с 01.07.2013 составили:

- население – 1069,12 руб./Гкал (рост на 12% к декабрю 2012 года);
- прочие потребители – 906,03 руб./Гкал (рост на 12% к декабрю 2012 года).

Тарифы для потребителей АО «Чепецкий механический завод» с 01.07.2013 составили:

- потребители, оплачивающие производство и передачу тепловой энергии – 646,08 руб./Гкал (без НДС) (рост на 6,9%к декабрю 2012 года);
- потребители, получающие тепловую энергию на коллекторах производителей – 614,16 руб./Гкал (без НДС) (рост на 6,6%к декабрю 2012 года).

Тарифы для потребителей МУП «Глазовские теплосети» с 01.07.2014 составили:

- население – 1113,92 руб./Гкал (рост на 4,2% к декабрю 2013 года);
- прочие потребители – 944,00 руб./Гкал (рост на 4,2% к декабрю 2013 года).

Тарифы для потребителей АО «Чепецкий механический завод» с 01.07.2013 составили:

- потребители, оплачивающие производство и передачу тепловой энергии – 684,71 руб./Гкал (без НДС) (рост на 6%к декабрю 2013 года);
- потребители, получающие тепловую энергию на коллекторах производителей – 656,81 руб./Гкал (без НДС) (рост на 6,9%к декабрю 2013 года).

Тарифы для потребителей МУП «Глазовские теплосети» с 01.07.2015 составят:

- население – 1208,37 руб./Гкал (рост на 8,5% к декабрю 2014 года);
- прочие потребители – 1024,04 руб./Гкал (рост на 8,5% к декабрю 2012 года).

Тарифы для потребителей АО «Чепецкий механический завод» с 01.07.2013 составят:

- потребители, оплачивающие производство и передачу тепловой энергии – 741,91 руб./Гкал (без НДС) (рост на 8,3%к декабрю 2014 года);
- потребители, получающие тепловую энергию на коллекторах производителей – 709,69 руб./Гкал (без НДС) (рост на 8%к декабрю 2014 года).

Таблица 96 – Утвержденные тарифы на тепловую энергию для потребителей МУП «Глазовские теплосети» на 2010-2013 годы, руб./Гкал

Группа потребителей	Период действия тарифа						
	с 01.01.2010	с 01.01.2011	с 01.01.2012	с 01.06.2012	с 01.09.2012	с 01.01.2013	с 01.07.2013
Население (с НДС)	764,35	879,10	879,10	931,85	954,57	954,57	1069,12
Прочие потребители (без НДС)	647,75	745,00	745,00	789,7	808,96	808,96	906,03

Таблица 97 – Утвержденные тарифы на тепловую энергию для потребителей МУП «Глазовские теплосети» на 2014-2015 годы, руб./Гкал

Группа потребителей	Период действия тарифа			
	с 01.01.2014	с 01.07.2014	с 01.01.2015	с 01.07.2015
Население (с НДС)	1069,12	1113,92	1113,92	1208,37
Прочие потребители (без НДС)	906,03	944,00	944,00	1024,04

Таблица 98 – Утвержденные тарифы на тепловую энергию для потребителей АО «Чепецкий механический завод» на 2010-2013 годы, руб./Гкал

Группа потребителей	Период действия тарифа						
	с 01.01.2010	с 01.01.2011	с 01.01.2012	с 01.06.2012	с 01.09.2012	с 01.01.2013	с 01.07.2013
Потребители, оплачивающие производство и передачу тепловой энергии	477,00	551,42	551,42	584,51	604,60	604,60	646,08
		Население (с НДС) 650,68	Население (с НДС) 650,68	Население (с НДС) 689,72	Население (с НДС) 713,43		
Потребители, получающие тепловую энергию на коллекторах производителей	460,68	529,40	529,40	561,16	576,33	576,33	614,16

Таблица 99 – Утвержденные тарифы на тепловую энергию для потребителей АО «Чепецкий механический завод» на 2014-2015 годы, руб./Гкал

Группа потребителей	Период действия тарифа			
	с 01.01.2014	с 01.07.2014	с 01.01.2015	с 01.07.2015
Потребители, оплачивающие производство и передачу тепловой энергии	642,06	684,71	684,71	741,91
Потребители, получающие тепловую энергию на коллекторах производителей	614,16	656,81	656,81	709,69

11.2 Структура тарифов на тепловую энергию в 2015 году

Тарифная сетка, утвержденная для МУП «Глазовские теплосети» на 2015 г., включает две группы потребителей (Таблица 97) население и прочие потребители.

Тарифная сетка, утвержденная для АО «Чепецкий механический завод» на 2015 г., включает две группы потребителей (Таблица 99): потребители, оплачивающие производство и передачу тепловой энергии и потребители, получающие тепловую энергию на коллекторах производителей.

11.3 Плата за подключение к системам теплоснабжения

Постановлением Региональной энергетической комиссии Удмуртской Республики об установлении платы за подключение к системам теплоснабжения

МУП «Глазовские теплосети» №28/18 от 17.12.2014 установлена плата за подключение к системам теплоснабжения МУП «Глазовские теплосети» в г. Глазов.

Размер платы, в случае если подключаемая тепловая нагрузка объекта капитального строительства заявителя, в том числе застройщика, не превышает 0,1 Гкал/ч составляет: для физических лиц 550,0 руб. за 1 присоединение (с НДС), для юридических лиц или индивидуальных предпринимателей – 466,10 руб. за 1 присоединение (без НДС).

Плата за подключение к системам теплоснабжения МУП «Глазовские теплосети», в случае если подключаемая тепловая нагрузка объекта заявителя более 0,1 Гкал/ч и не превышает 1,5 Гкал/ч включает: расходы на проведение мероприятий по подключению объектов заявителей – 66,21 тыс. руб./Гкал/ч (без НДС);

Расходы на создание (реконструкцию) тепловых сетей от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точек подключения объектов заявителей: надземная (наземная) прокладка 391,66 тыс. руб./Гкал/ч (без НДС), подземная (канальная) прокладка 1433,72 тыс. руб./Гкал/ч (без НДС).

Размер экономически обоснованной платы, за подключение к системам теплоснабжения МУП «Глазовские теплосети» объектов заявителей, подключаемая тепловая нагрузка которых не превышает 0,1 Гкал/ч составляет: 4934,08 тыс. руб./Гкал/ч (без НДС).

Срок действия постановления – до 31.12.2015.

По состоянию на начало 2015 г. плата за подключение к системам теплоснабжения АО «Чепецкий механический завод» не установлена.

12 Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения муниципального образования «город Глазов»

12.1 Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)

Вследствие того, что система горячего водоснабжения города является открытой, режимы летнего обеспечения потребителей горячей водой существенно зависят от сохранения эффективной циркуляции теплоносителя в городских магистралях. В периоды плановых отключений определенная часть потребителей остается без горячей воды. Следует также отметить, что в летние (и переходные) периоды года, когда объем циркуляции воды в сетях снижается (как правило в ночное время), в тупиковых участках магистральных и квартальных тепловых сетей происходит существенное снижение температуры теплоносителя, таким образом, для большей части потребителей не обеспечиваются необходимые параметры качества ГВС. Выходом из сложившейся ситуации может служить организация циркуляции теплоносителя в межотопительный период.

Другой проблемой теплоснабжения города является то, что проектным (расчетным) температурным графиком центрального качественного регулирования отпуска тепловой энергии от источника является график 150 на 70. Однако, все последние сезоны температура сетевой воды в подающем трубопроводе всех магистралей от ТЭЦ ЧМЗ не превышала 110 градусов. Такое отличие фактического температурного графика от проектно-расчетного является ненормальным, создает условия неэффективной работы потребительских установок, усложняет наладку режимов их работы, затрудняет работу тепловой автоматики.

12.2 Описание существующих проблем организации надежного и безопасного теплоснабжения поселения (перечень причин, приводящих к снижению надежного теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)

1. Магистральные тепловые сети от территории ТЭЦ до городских потребителей проложены надземным и, главным образом, подземным способом – в проходных и полупроходных каналах. Распределительные и внутриквартальные тепловые сети в городской черте проложены в непроходных каналах и по подвалам зданий. Тепловой изоляцией служит минеральная вата, покрытая изолирующей пленкой. Подземная прокладка тепловых сетей города Глазов составляет 64% от общей длины теплотрасс, подвальная – 22%, надземная – 13%. Основная масса тепловых сетей прокладывалась в период с 1953 по 2009 гг. Таким образом, 45% сетей выслужили свой эксплуатационный ресурс и требуют замены.

Ветхость некоторой части тепловых сетей приводит к определенным дополнительным потерям тепловой энергии и теплоносителя. Так, потери на транспорт тепла на 2,5 % превышают нормативные значения.

2. В связи с тем, что в межотопительный период потребителям котельной АО "Реммаш" не поставляется тепловая энергия для отопления, отпуск тепла с котельной осуществляется только для нужд ГВС. Фактическая уточненная нагрузка на ГВС в межотопительный период для этого источника составляет 0,71 Гкал/ч. Отсутствие нормальной тепловой нагрузки, негативно сказывается на экономических и технических показателях работы указанного источника. Временным выходом из сложившейся ситуации, является переключение в межотопительный период части потребителей тепловой энергии от ТЭЦ "ЧМЗ" на котельную АО "Реммаш". Суммарная тепловая нагрузка подключенных потребителей составляет 2,852 Гкал/ч. Эта временная мера не является кардинальным решением проблемы, связанной с отсутствием тепловой нагрузки котельной АО "Реммаш" в межотопительный период.

12.3 Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения

В настоящее время существует проблема, связанная с отсутствием резервной мощности для подключения новых потребителей на котельной №2 (МУП «Глазовские теплосети»). Установленная мощность котельной составляет 23,75 Гкал/ч, уточненная фактическая подключенная нагрузка 10,43 Гкал/ч, однако, часть основного оборудования предназначена для работы в аварийном режиме, это паровые котлы на твердом топливе. Существующая в настоящее время схема выдачи мощности не позволяет использовать это оборудование одновременно с котлами на газовом топливе используемыми для выработки тепловой энергии в нормальном режиме. Таким образом, фактическая располагаемая мощность котельной №2 (МУП «Глазовские теплосети») составляет 11,2 Гкал/ч.

12.4 Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения

Существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения г. Глазова на момент разработки схемы теплоснабжения не обнаружено.